

# BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

## Destaques do mês de janeiro/2018

(Análise comparativa em relação ao mês anterior)

- ⇒ **Demanda de gás natural:** A demanda total passou de 88,1 para 76,9 milhões de m<sup>3</sup>/d, devido a diminuição do consumo do segmento termelétrico.
- ⇒ **Oferta nacional:** A oferta nacional caiu de 65,1 para 60,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia, reflexo da maior reinjeção de gás natural.
- ⇒ **Oferta de gás importado:** Impactada pela menor demanda por gás natural, a oferta de gás importado foi reduzida de 27,0 para 21,7 milhões de m<sup>3</sup>/d. Destaca-se que a importação boliviana caiu de 24,8 para 19,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia.
- ⇒ **Preços:** Aumento do preço do GNL utilizado no Japão (+ 7,8%), gás russo na fronteira da Alemanha (+15,2%) e Henry Hub (+ 28,3%). No Brasil o preço médio do gás natural também aumentou, sendo que o Nova Política Modalidade Firme passou de 7,71 para 7,96 US\$/MMbtu (+ 3,2%) e o gás importado boliviano passou de 5,91 para 6,29 US\$/MMbtu (+ 6,4%).

## Sumário

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

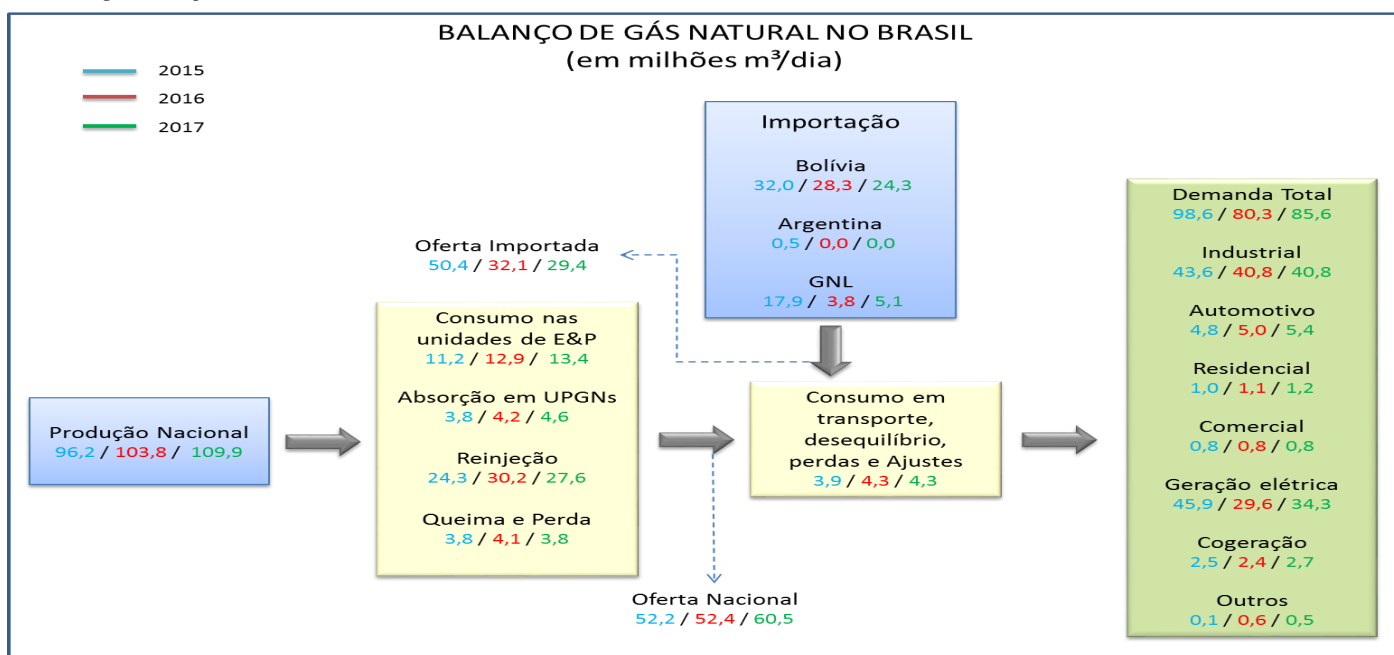
## Balanço de Gás Natural

### Balanço de Gás Natural - Brasil

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m <sup>3</sup> /dia)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Produção nacional	77,19	87,38	96,24	103,80	109,86	112,42													112,42
Reinjeção	10,64	15,73	24,29	30,24	27,61	30,04													30,04
Queima e perda	3,57	4,44	3,83	4,05	3,77	4,02													4,02
Consumo nas unidades de E&P	10,85	11,46	12,20	12,89	13,44	13,34													13,34
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,56	3,59	3,77	4,21	4,58	4,25													4,25
<b>OFERTA NACIONAL</b>	<b>48,57</b>	<b>52,17</b>	<b>52,15</b>	<b>52,40</b>	<b>60,46</b>	<b>60,77</b>													<b>60,77</b>
Importação - Bolívia	31,75	32,83	32,03	28,33	24,33	19,48													19,48
Importação - Argentina	0,16	0,18	0,46	0,00	0,00	0,00													0,00
Regaseificação de GNL	14,56	19,92	17,94	3,81	5,05	2,25													2,25
<b>OFERTA IMPORTADA</b>	<b>46,47</b>	<b>52,93</b>	<b>50,43</b>	<b>32,13</b>	<b>29,37</b>	<b>21,73</b>													<b>21,73</b>
<b>OFERTA TOTAL</b>	<b>95,05</b>	<b>105,10</b>	<b>102,58</b>	<b>84,54</b>	<b>89,83</b>	<b>82,50</b>													<b>82,50</b>
Consumo - GASBOL	1,17	1,22	1,19	1,09	0,79	0,45													0,45
Consumo em outros gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	2,54	4,61	2,75	3,18	3,48	5,16													5,16
<b>Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes</b>	<b>3,70</b>	<b>5,83</b>	<b>3,94</b>	<b>4,28</b>	<b>4,27</b>	<b>5,61</b>													<b>5,61</b>
Industrial	41,81	42,98	43,61	40,82	40,77	38,60													38,60
Automotivo	5,13	4,96	4,82	4,96	5,40	5,48													5,48
Residencial	1,00	0,97	0,97	1,11	1,18	0,97													0,97
Comercial	0,75	0,77	0,79	0,83	0,78	0,75													0,75
Geração Elétrica	40,08	46,84	45,90	29,59	34,25	27,60													27,60
Cogeração	2,46	2,57	2,50	2,37	2,65	2,91													2,91
Outros (inclui GNC)	0,10	0,17	0,04	0,58	0,53	0,58													0,58
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>91,34</b>	<b>99,26</b>	<b>98,63</b>	<b>80,26</b>	<b>85,56</b>	<b>76,89</b>													<b>76,89</b>

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 e Eleazar Hepner.

## Balanço de Gás Natural

### Balanço de Gás Natural - Malha Interligada

BALANÇO DE GÁS NATURAL Malha Interligada (milhões de m³/dia)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção nacional	61,93	69,10	78,08	84,54	92,41	94,76												94,76
Reinjeção	5,20	9,28	16,83	21,81	20,08	24,22												24,22
Queima e perda	3,08	4,12	3,60	3,75	3,49	3,81												3,81
Consumo nas unidades de E&P + Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	13,23	13,76	14,57	15,80	16,77	16,38												16,38
<b>OFERTA NACIONAL</b>	<b>40,42</b>	<b>41,95</b>	<b>43,09</b>	<b>43,18</b>	<b>52,07</b>	<b>50,34</b>												<b>50,34</b>
Importação - Bolívia	31,75	32,83	32,03	28,33	24,33	19,48												19,48
Importação - Argentina	0,16	0,18	0,46	0,00	0,00	0,00												0,00
Regaseificação de GNL	14,56	19,92	17,94	3,81	5,05	2,25												2,25
<b>OFERTA IMPORTADA</b>	<b>46,47</b>	<b>52,93</b>	<b>50,43</b>	<b>32,13</b>	<b>29,37</b>	<b>21,73</b>												<b>21,73</b>
<b>TOTAL OFERTA</b>	<b>86,90</b>	<b>94,88</b>	<b>93,52</b>	<b>75,32</b>	<b>81,44</b>	<b>72,07</b>												<b>72,07</b>
Consumo - GASBOL	1,17	1,22	1,19	1,09	0,79	0,45												0,45
Consumo em outros gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	2,69	2,87	1,78	2,23	2,62	4,31												4,31
<b>Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes</b>	<b>3,85</b>	<b>4,09</b>	<b>2,97</b>	<b>3,32</b>	<b>3,41</b>	<b>4,77</b>												<b>4,77</b>
Industrial	41,57	42,75	43,36	40,57	40,52	38,34												38,34
Automotivo	5,12	4,95	4,81	4,95	5,39	5,47												5,47
Residencial	1,00	0,97	0,97	1,11	1,18	0,97												0,97
Comercial	0,75	0,77	0,79	0,83	0,78	0,75												0,75
Geração Elétrica	32,04	38,62	38,08	21,59	26,98	18,30												18,30
Cogeração	2,46	2,57	2,50	2,37	2,65	2,91												2,91
Outros (inclui GNC)	0,10	0,17	0,04	0,58	0,53	0,58												0,58
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>83,04</b>	<b>90,79</b>	<b>90,55</b>	<b>72,00</b>	<b>78,03</b>	<b>67,31</b>												<b>67,31</b>

Fontes: ANP, Abegás, Petrobras e TSB.

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

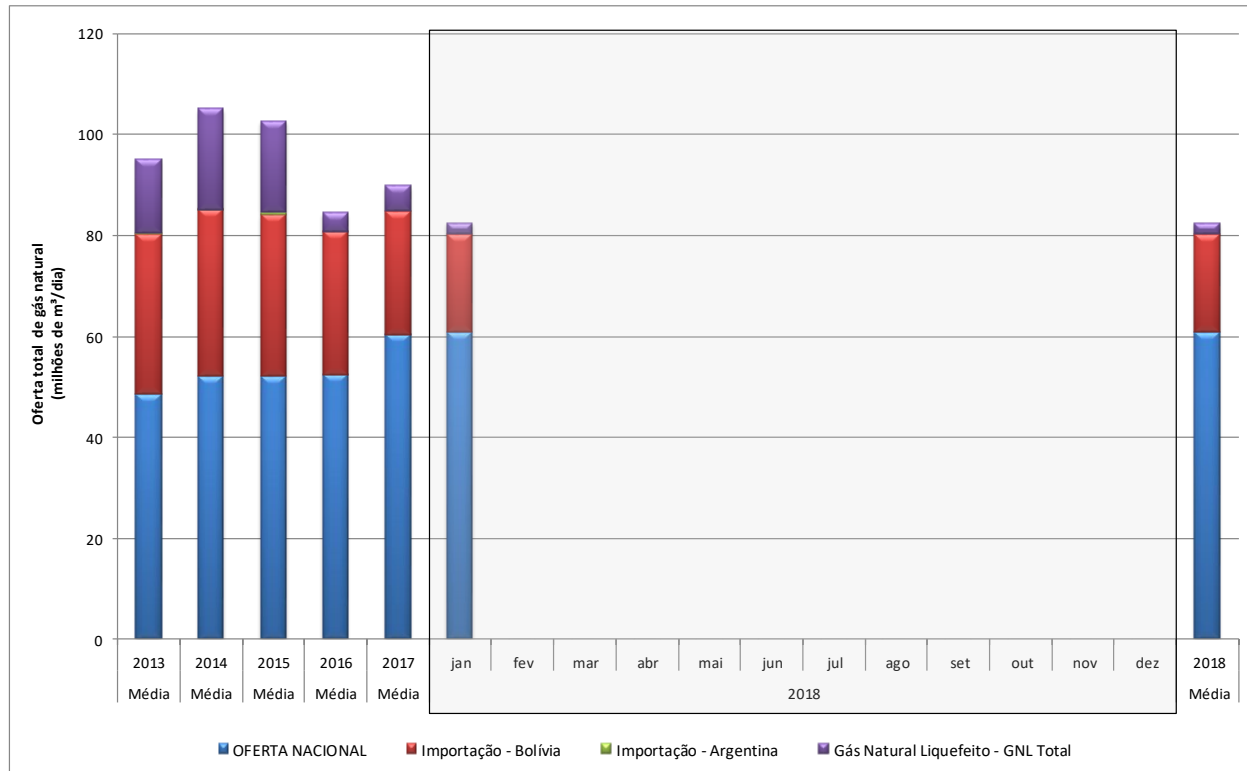
BALANÇO DE GÁS NATURAL Sistemas Isolados (milhões de m³/dia)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção nacional	15,26	18,28	18,15	19,27	17,46	17,66												17,66
Reinjeção	5,44	6,45	7,46	8,43	7,52	5,82												5,82
Queima e perda	0,49	0,32	0,23	0,31	0,28	0,21												0,21
Consumo nas unidades de E&P + Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	1,18	1,29	1,40	1,30	1,26	1,21												1,21
<b>OFERTA NACIONAL</b>	<b>8,15</b>	<b>10,22</b>	<b>9,05</b>	<b>9,22</b>	<b>8,40</b>	<b>10,43</b>												<b>10,43</b>
<b>Desequilíbrio, perdas e ajustes</b>	<b>-0,15</b>	<b>1,75</b>	<b>0,97</b>	<b>0,96</b>	<b>0,86</b>	<b>0,85</b>												<b>0,85</b>
Industrial	0,24	0,23	0,25	0,24	0,24	0,27												0,27
Automotivo	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
Comercial	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00												0,00
Geração Elétrica	8,05	8,23	7,82	8,00	7,28	9,30												9,30
Cogeração	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
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>8,30</b>	<b>8,47</b>	<b>8,08</b>	<b>8,26</b>	<b>7,54</b>	<b>9,58</b>												<b>9,58</b>

Fontes: ANP, Abegás e Petrobras

## Oferta de Gás Natural

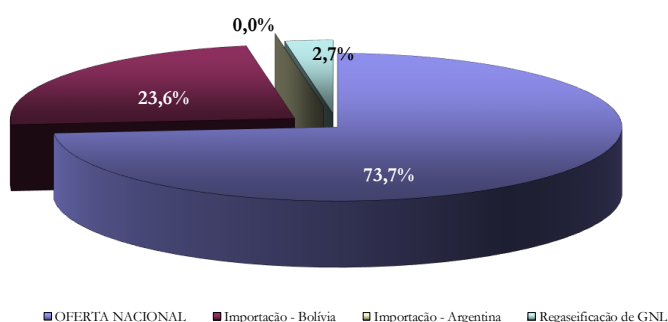
### Oferta Total de Gás Natural no País

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 redução da demanda impactou diretamente a oferta total, que diminuiu de 92,2 para 82,5 milhões de m³/d, sendo verificada redução na oferta nacional, que passou de 65,1 para em 60,8 milhões de m³/d, e importada, que passou de 27,0 para 21,7 milhões de m³/d. A regaseificação de GNL permaneceu estável.

### Segmentação da Oferta Total de Gás Natural - janeiro de 2018



Em janeiro de 2018, 74% 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).

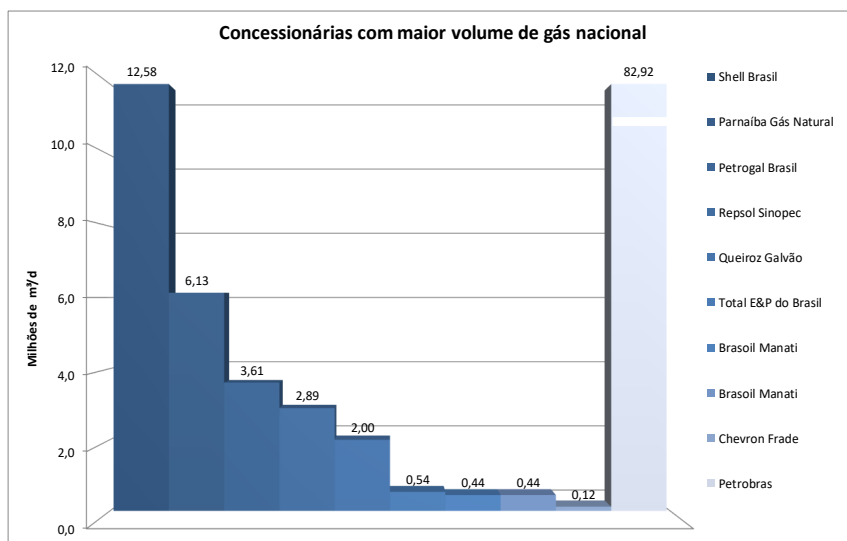
PROD. NACIONAL (em milhões m³/dia)		Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Terra		20,58	23,31	22,98	23,84	21,46	21,55												21,55
Mar		56,61	64,07	73,25	79,97	88,41	90,87												90,87
Gás Associado		51,42	58,63	70,19	78,19	84,83	84,85												84,85
Gás Não Associado		25,77	28,75	26,05	25,62	25,08	27,57												27,57
<b>TOTAL</b>		<b>77,19</b>	<b>87,38</b>	<b>96,24</b>	<b>103,80</b>	<b>109,87</b>	<b>112,42</b>												<b>112,42</b>
UF	LOCALIZAÇÃO	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2017												Média 2017
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
AL	<b>Subtotal</b>	<b>1,61</b>	<b>1,47</b>	<b>1,17</b>	<b>1,15</b>	<b>1,07</b>	<b>1,10</b>												<b>1,10</b>
	Terra	1,37	1,26	0,98	0,98	0,92	0,92												0,92
	Mar	0,24	0,21	0,19	0,17	0,16	0,18												0,18
	Gás Associado	0,37	0,37	0,40	0,35	0,24	0,24												0,24
	Gás Não Associado	1,23	1,09	0,77	0,80	0,83	0,86												0,86
AM	<b>Subtotal</b>	<b>11,37</b>	<b>12,89</b>	<b>13,86</b>	<b>13,99</b>	<b>13,03</b>	<b>11,53</b>												<b>11,53</b>
	Terra	11,37	12,89	13,86	13,99	13,03	11,53												11,53
	Mar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00												0,00
	Gás Associado	11,10	11,88	12,18	12,03	10,53	7,75												7,75
	Gás Não Associado	0,27	1,01	1,68	1,96	2,50	3,78												3,78
BA	<b>Subtotal</b>	<b>8,69</b>	<b>8,48</b>	<b>8,33</b>	<b>7,47</b>	<b>7,09</b>	<b>6,61</b>												<b>6,61</b>
	Terra	2,71	2,56	2,73	2,55	2,22	2,17												2,17
	Mar	5,98	5,92	5,60	4,92	4,87	4,44												4,44
	Gás Associado	1,48	1,54	1,84	1,68	1,49	1,48												1,48
	Gás Não Associado	7,21	6,94	6,49	5,78	5,60	5,13												5,13
CE	<b>Subtotal</b>	<b>0,09</b>	<b>0,09</b>	<b>0,08</b>	<b>0,10</b>	<b>0,08</b>	<b>0,07</b>												<b>0,07</b>
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00												0,00
	Mar	0,09	0,09	0,07	0,10	0,08	0,07												0,07
	Gás Associado	0,09	0,09	0,08	0,10	0,08	0,07												0,07
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00												0,00
ES	<b>Subtotal</b>	<b>12,10</b>	<b>13,01</b>	<b>11,27</b>	<b>10,67</b>	<b>11,02</b>	<b>9,88</b>												<b>9,88</b>
	Terra	0,22	0,20	0,24	0,22	0,17	0,10												0,10
	Mar	11,87	12,81	11,04	10,45	10,85	9,78												9,78
	Gás Associado	7,16	8,74	9,18	9,33	9,11	8,21												8,21
	Gás Não Associado	4,94	4,27	2,09	1,34	1,90	1,67												1,67
MA	<b>Subtotal</b>	<b>3,89</b>	<b>5,39</b>	<b>4,29</b>	<b>5,27</b>	<b>4,43</b>	<b>6,13</b>												<b>6,13</b>
	Terra	3,89	5,39	4,29	5,27	4,43	6,13												6,13
	Mar	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
	Gás Não Associado	3,89	5,39	4,29	5,27	4,43	6,13												6,13
PR	<b>Subtotal</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>												<b>0,00</b>
	Terra	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
	Gás Associado	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
RJ	<b>Subtotal</b>	<b>27,41</b>	<b>30,40</b>	<b>38,53</b>	<b>45,51</b>	<b>51,00</b>	<b>54,12</b>												<b>54,12</b>
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00												0,00
	Mar	27,41	30,40	38,53	45,51	51,00	54,12												54,12
	Gás Associado	26,18	28,78	36,65	43,13	49,83	52,59												52,59
	Gás Não Associado	1,23	1,63	1,87	2,38	1,17	1,53												1,53
RN	<b>Subtotal</b>	<b>1,50</b>	<b>1,34</b>	<b>1,17</b>	<b>1,07</b>	<b>1,06</b>	<b>0,97</b>												<b>0,97</b>
	Terra	0,76	0,74	0,65	0,64	0,56	0,57												0,57
	Mar	0,74	0,60	0,52	0,42	0,50	0,40												0,40
	Gás Associado	1,14	1,07	0,98	0,87	0,83	0,77												0,77
	Gás Não Associado	0,35	0,27	0,19	0,20	0,26	0,20												0,20
SE	<b>Subtotal</b>	<b>2,90</b>	<b>2,90</b>	<b>2,37</b>	<b>2,60</b>	<b>2,22</b>	<b>2,49</b>												<b>2,49</b>
	Terra	0,25	0,27	0,23	0,18	0,14	0,14												0,14
	Mar	2,64	2,63	2,14	2,42	2,09	2,35												2,35
	Gás Associado	2,59	2,62	2,09	2,36	2,00	2,28												2,28
	Gás Não Associado	0,30	0,28	0,27	0,24	0,22	0,21												0,21
SP	<b>Subtotal</b>	<b>7,64</b>	<b>11,41</b>	<b>15,17</b>	<b>15,98</b>	<b>18,87</b>	<b>19,53</b>												<b>19,53</b>
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00												0,00
	Mar	7,64	11,41	15,17	15,98	18,87	19,53												19,53
	Gás Associado	1,29	3,54	6,79	8,33	10,71	11,47												11,47
	Gás Não Associado	6,34	7,87	8,39	7,64	8,16	8,05												8,05
<b>Total Brasil</b>		<b>77,19</b>	<b>87,38</b>	<b>96,24</b>	<b>103,80</b>	<b>109,87</b>	<b>112,42</b>												<b>112,42</b>

Fonte: ANP

## Oferta de Gás Natural

### Produção Nacional: Produção por Concessionária

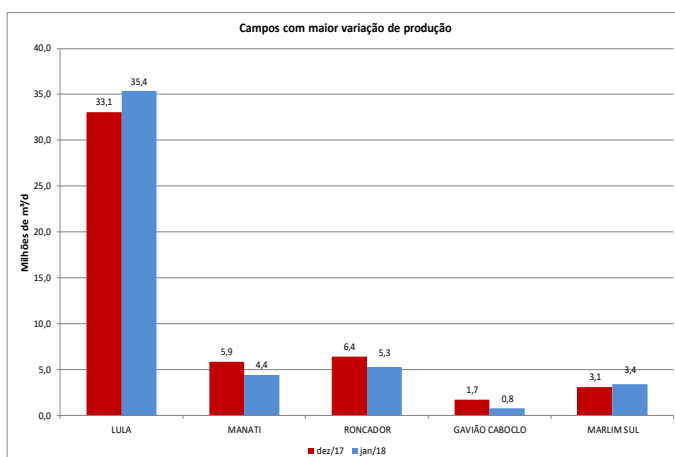
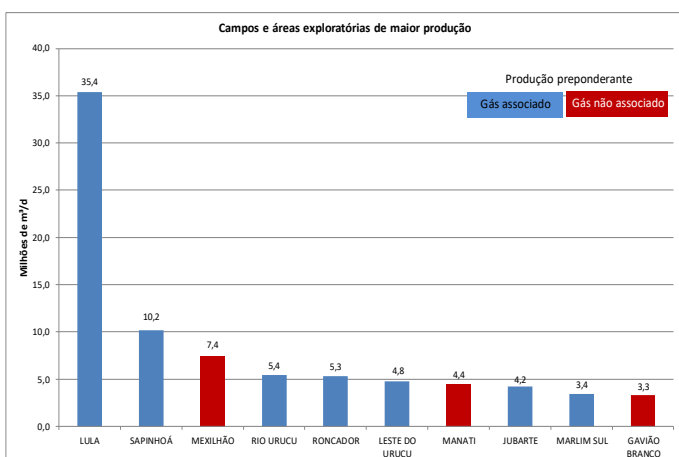
No mês de janeiro de 2018, 99,3% da produção nacional ficou concentrada em dez concessionárias, sendo que somente a Petrobras respondeu por 73,8% do total. O gráfico a seguir apresenta a distribuição da produção nacional desses agentes.



### Produção Nacional: Campos e Áreas Exploratórias

O gráfico abaixo apresenta os dez campos de maior produção de gás natural em janeiro de 2018, responsáveis por 74,6% da produção nacional.

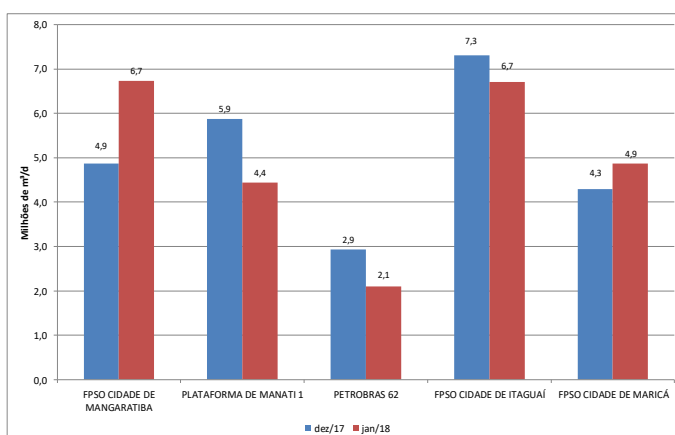
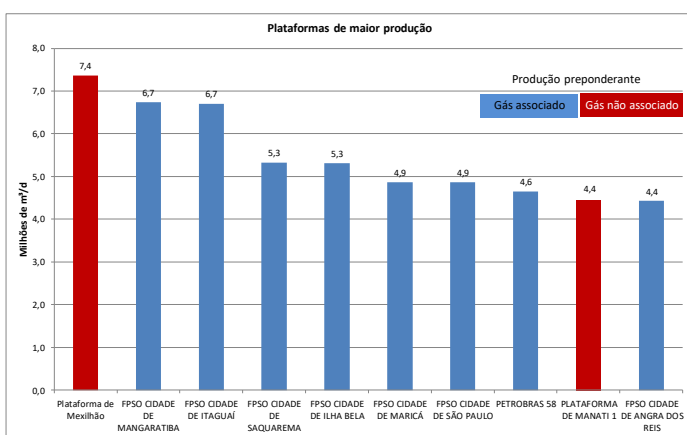
O gráfico abaixo apresenta os cinco campos com maior variação de produção, comparando os meses de dezembro de 2017 e janeiro de 2018.



### Produção Nacional: UEP – Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEP's de maior produção de gás natural no mês de janeiro de 2018, sendo essas responsáveis por 53% da produção nacional.

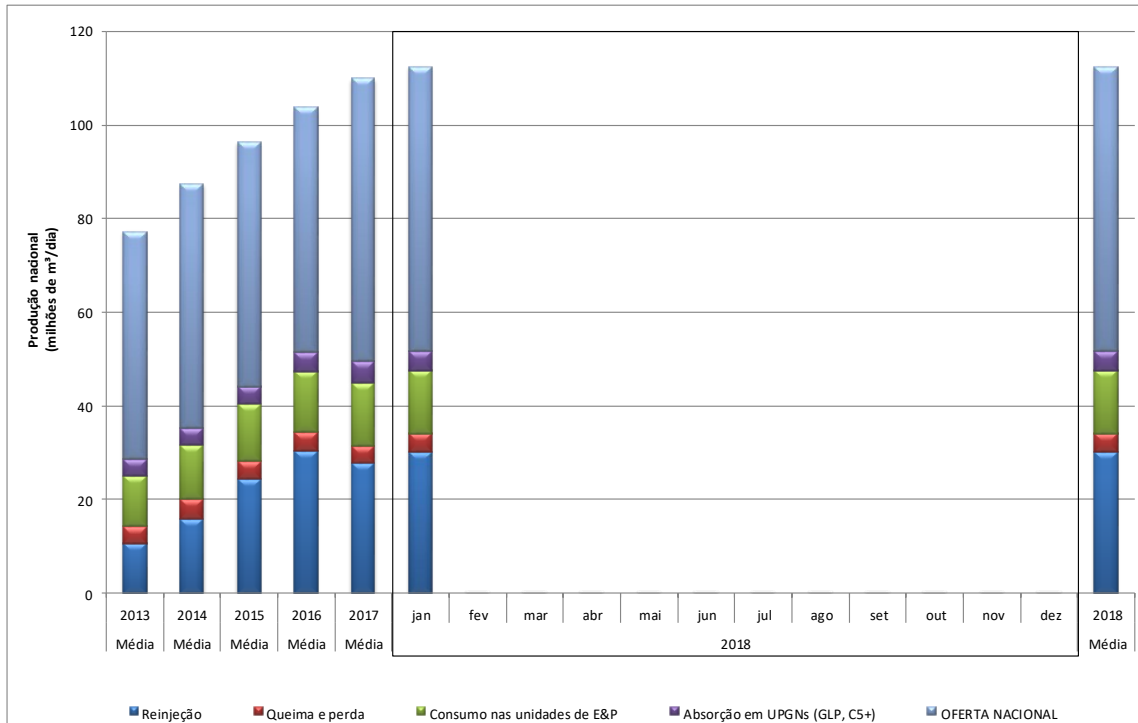
Abaixo são apresentadas as cinco UEPs com maior variação da produção, comparando os meses de dezembro de 2017 e janeiro de 2018.



## Oferta de Gás Natural

### Segmentação da Produção Nacional de Gás Natural

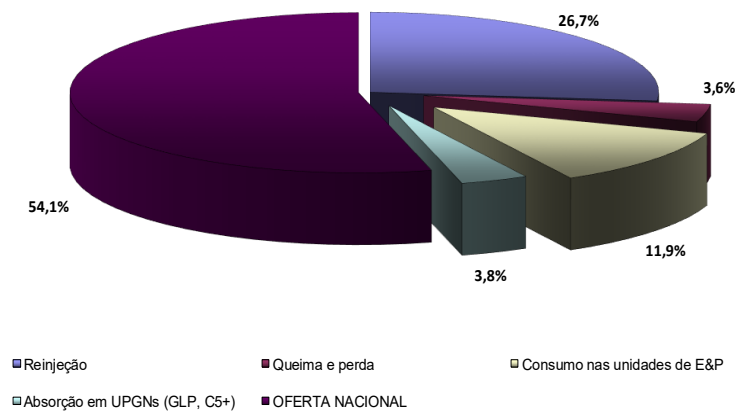
O gráfico a seguir apresenta a segmentação da produção nacional, sendo destacadas as seguintes parcelas: absorção em UPGNs, queima e perda, consumo nas unidades de exploração e produção - E&P, reinjeção e oferta nacional.



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

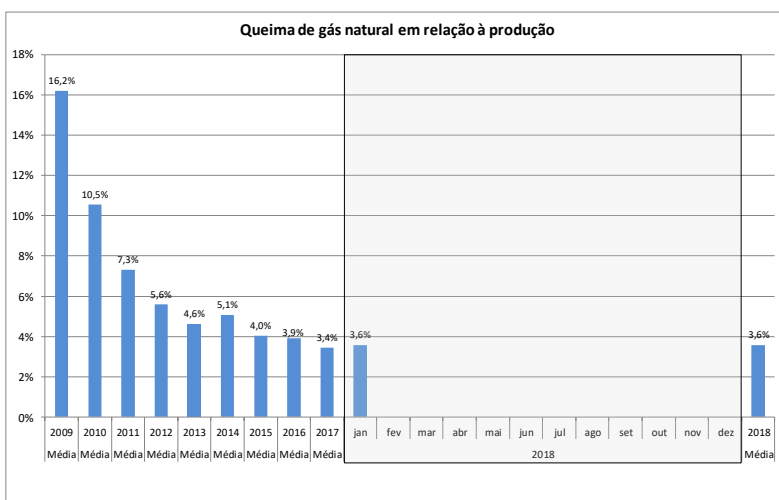
### Segmentação da Produção Nacional - janeiro de 2018

Considerando janeiro de 2018, 54% do volume total de gás natural produzido no País foi ofertado ao mercado.



# Oferta de Gás Natural

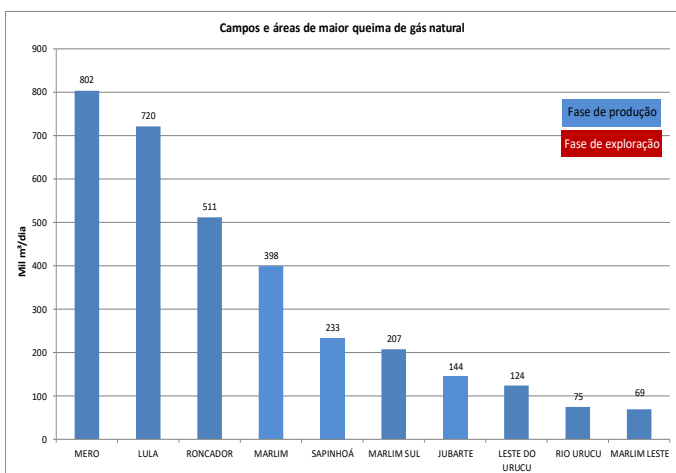
## Queima de Gás em Relação à Produção



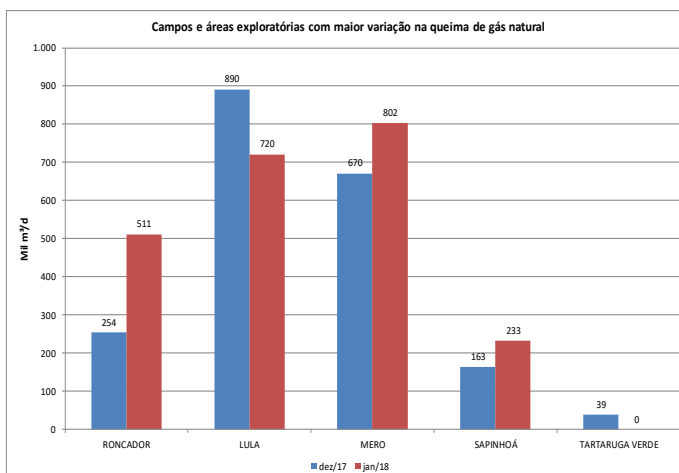
Comparado com o mês anterior, a queima de gás natural aumentou principalmente nos campos de Roncador e Mero.

## 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 janeiro de 2018, sendo esses responsáveis por 82% do volume total.

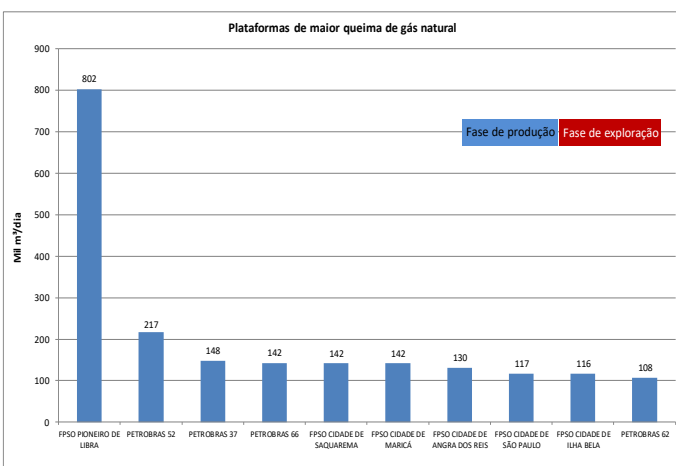


O gráfico abaixo apresenta os cinco campos com maior variação na queima de gás natural, comparando os meses de dezembro de 2017 e janeiro de 2018.

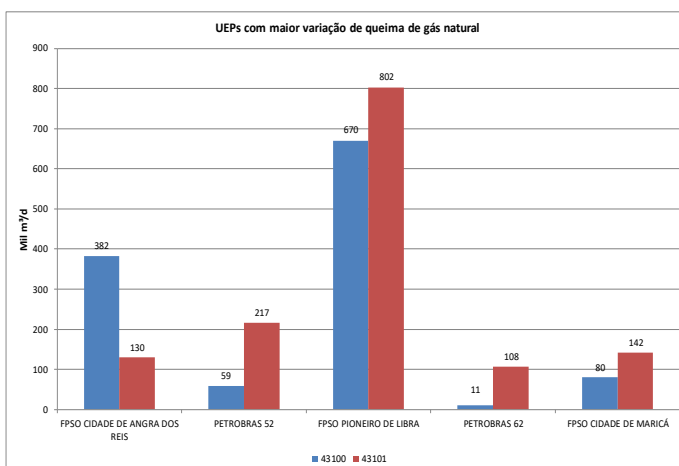


## Queima de Gás: UEP - Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEPs com maior queima de gás natural no mês de janeiro de 2018, sendo essas responsáveis por 51% do volume total de gás natural queimado no País.



O gráfico abaixo apresenta os cinco FPSOs com maior variação na queima de gás natural entre os meses de dezembro de 2017 e janeiro de 2018.





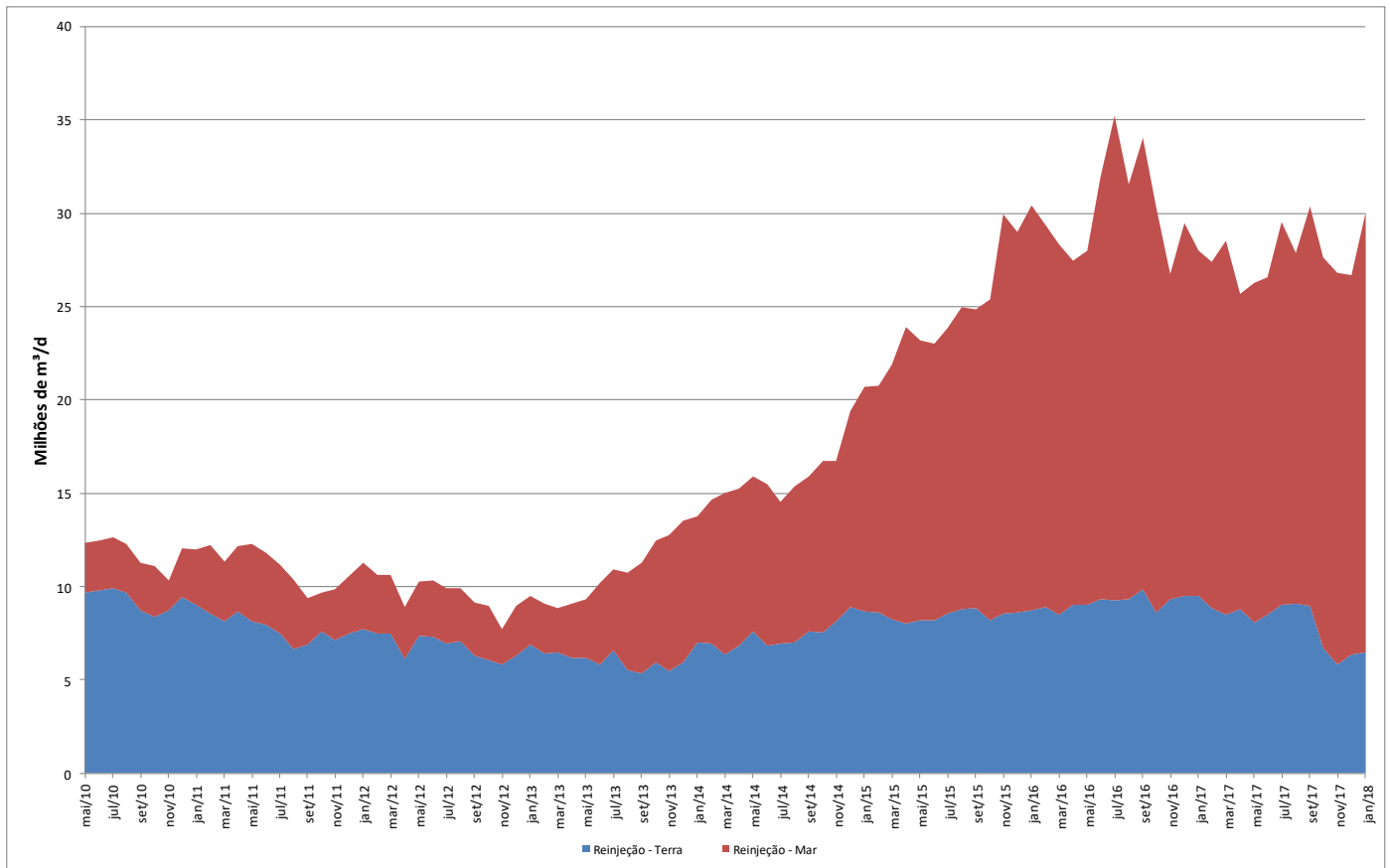
## Oferta de Gás Natural

### Reinjeção de Gás Natural

Em relação ao mês anterior, a reinjeção de gás natural passou de 26,7 para 30,0 milhões de m<sup>3</sup>/d em janeiro de 2018. O incremento da reinjeção está relacionado principalmente as operações realizadas nos Estados do Rio de Janeiro e São Paulo.

	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018								
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez									
MAR	ALAGOAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
	AMAZONAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	BAHIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	CEARÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	ESPÍRITO SANTO	0,18	0,31	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	MARANHÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	RIO DE JANEIRO	1,92	4,61	9,80	14,49	13,02	15,71	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,71	
	RIO GRANDE DO NORTE	0,03	0,03	0,03	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SÃO PAULO	0,69	1,83	4,72	5,04	5,00	6,27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,27
SERGIPE	1,76	1,65	1,30	1,63	1,42	1,62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,62	
<b>Total - MAR</b>	<b>4,58</b>	<b>8,43</b>	<b>15,85</b>	<b>21,15</b>	<b>19,44</b>	<b>23,60</b>																			<b>23,60</b>	
TERRA	ALAGOAS	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	
	AMAZONAS	5,44	6,45	7,46	8,41	7,52	5,82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,82
	BAHIA	0,58	0,82	0,96	0,68	0,59	0,62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,62
	CEARÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ESPÍRITO SANTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MARANHÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RIO DE JANEIRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RIO GRANDE DO NORTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SÃO PAULO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SERGIPE	0,02	0,03	0,02	0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Total - TERRA</b>	<b>6,06</b>	<b>7,30</b>	<b>8,44</b>	<b>9,09</b>	<b>8,17</b>	<b>6,44</b>																			<b>6,44</b>	
<b>Total - GERAL</b>	<b>10,64</b>	<b>15,73</b>	<b>24,29</b>	<b>30,24</b>	<b>27,61</b>	<b>30,04</b>																			<b>30,04</b>	

Fonte: ANP



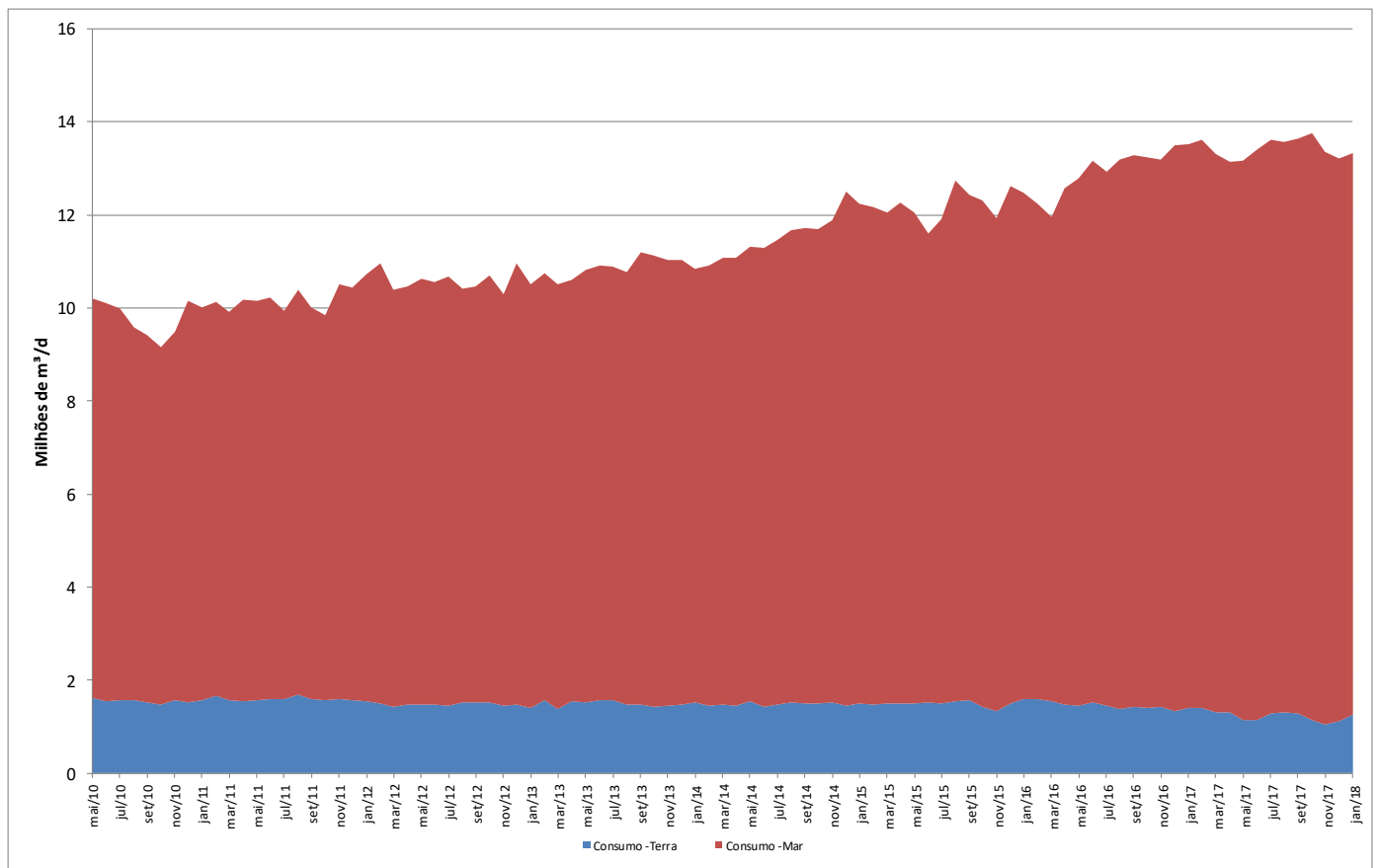
## Oferta de Gás Natural

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

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

	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018					
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez						
MAR	ALAGOAS	-	0,00	-	-	-	-														-		
	AMAZONAS	-	-	-	-	-	-															-	
	BAHIA	0,00	0,00	0,04	0,08	0,10	0,08															0,08	
	CEARÁ	-	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00															0,00	
	ESPÍRITO SANTO	1,45	1,62	1,60	1,70	1,78	1,69															1,69	
	MARANHÃO	-	-	-	-	-	-																-
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-																-
	RIO DE JANEIRO	7,39	7,71	8,13	8,62	9,02	8,89																8,89
	RIO GRANDE DO NORTE	0,09	0,06	0,06	0,05	0,05	0,07																0,07
	SÃO PAULO	0,28	0,42	0,75	0,83	1,10	1,19																1,19
	SERGIPE	0,15	0,15	0,12	0,15	0,16	0,17																0,17
<b>Total - Mar</b>	<b>9,36</b>	<b>9,98</b>	<b>10,71</b>	<b>11,42</b>	<b>12,20</b>	<b>12,09</b>																<b>12,09</b>	
TERRA	ALAGOAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00															0,00	
	AMAZONAS	0,45	0,43	0,44	0,47	0,44	0,37															0,37	
	BAHIA	0,17	0,18	0,18	0,15	0,14	0,15															0,15	
	CEARÁ	0,08	0,08	0,10	0,07	0,06	0,07															0,07	
	ESPÍRITO SANTO	0,13	0,16	0,16	0,18	0,16	0,14															0,14	
	MARANHÃO	0,03	0,01	0,02	0,03	0,02	0,03															0,03	
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-															-	
	RIO DE JANEIRO	-	-	-	-	-	-																-
	RIO GRANDE DO NORTE	0,32	0,35	0,31	0,32	0,22	0,30																0,30
	SÃO PAULO	-	-	-	-	-	-																-
	SERGIPE	0,30	0,26	0,26	0,24	0,20	0,19																0,19
<b>Total - Terra</b>	<b>1,49</b>	<b>1,48</b>	<b>1,49</b>	<b>1,46</b>	<b>1,24</b>	<b>1,25</b>																<b>1,25</b>	
<b>Total - Geral</b>	<b>10,85</b>	<b>11,46</b>	<b>12,20</b>	<b>12,88</b>	<b>13,44</b>	<b>13,34</b>																<b>13,34</b>	

Fonte: ANP



## Oferta de Gás Natural

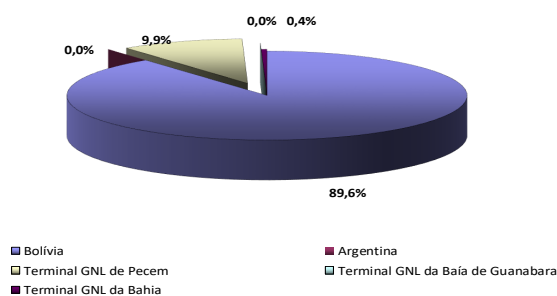
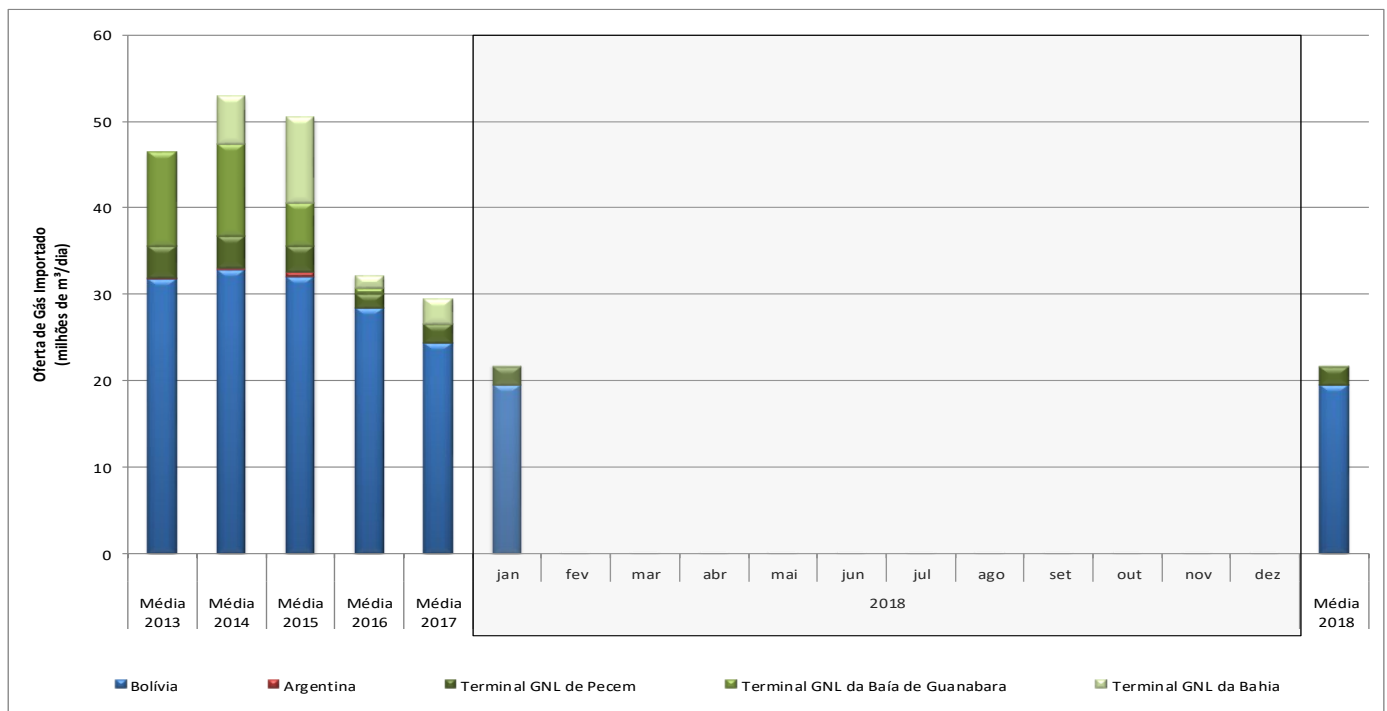
### Oferta de Gás Natural Importado

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 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018		
								jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez			
Bolívia	Via MS	PETROBRAS	30,63	31,24	30,18	28,24	23,83	19,48													19,48	
	Via MT	PETROBRAS	1,10	1,58	1,83	0,07	0,17	0,00														0,00
		EPE (Âmbar)	0,00	0,00	0,00	0,01	0,35	0,00														0,00
		MTGás	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00													0,00
	Subtotal		31,75	32,83	32,03	28,33	24,35	19,48														19,48
Argentina	Sulgás (TSB)		0,16	0,18	0,47	0,00	0,00	0,00													0,00	
	Subtotal		0,16	0,18	0,47	0,00	0,00	0,00														0,00
Regaseificação de GNL			14,58	19,92	17,96	3,81	5,05	2,25													2,25	
Terminal GNL de Pecem			3,59	3,65	2,96	1,75	2,15	2,16													2,16	
Terminal GNL da Baía de Guanabara			10,99	10,63	5,16	0,63	0,00	0,00													0,00	
Terminal GNL da Bahia				5,64	9,84	1,43	2,91	0,10													0,10	
TOTAL			46,49	52,93	50,45	32,14	30,51	21,73													21,73	

Fontes: ANP e TBG

Em relação ao mês anterior, a oferta de gás importado foi reduzida de 27,0 para 21,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia, sendo que a regaseificação de GNL permaneceu estável e a importação de gás boliviano caiu de 23,7 para 19,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia.



Em janeiro de 2018, 90% do gás natural importado foi de origem boliviana.

## 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 Sistema de Análise das Informações de Comércio Exterior - AliceWeb, da Secretaria de Comércio Exterior, do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Importante ressaltar que as informações que constam no AliceWeb têm como referência a data do efetivo desembaraço alfandegário.

	Mês	Valor Total <sup>(1)</sup> (US\$)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL <sup>(2)</sup> (m <sup>3</sup> )	Volume GN regas <sup>(3)</sup> (m <sup>3</sup> )	Preço FOB <sup>(4)</sup> (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Entrada
ANUAL	Total 2008	26.270.651	31.904.700	69.966	41.979.868	15,93	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
	Total 2009	93.066.453	330.698.870	725.217	435.130.092	5,44	Trinidad e Tobago; Nigéria	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
	Total 2010	777.457.112	2.168.100.111	4.754.606	2.852.763.304	6,94	Emirados Árabes Unidos; Nigéria; Peru; Trinidad e Tobago; Catar; Reino Unido; Estados Unidos; Guiné Equatorial	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
	Total 2011	290.630.684	556.693.599	1.220.819	732.491.578	10,10	Trinidad e Tobago; Reino Unido; Estados Unidos; Catar	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
	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; 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 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 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 Rio de Janeiro - RJ
MENSAL	Total fev/17	24.446.765	57.351.004	125.770	75.461.847	8,24	Nigéria	Aratu - BA
	Total mar/17	61.320.016	169.034.907	370.691	222.414.351	7,02	Nigéria e Trinidad e Tobago	Pecém-CE
	Total abr/17	30.021.997	124.966.182	274.049	164.429.187	4,65	Angola e Nigéria	Pecém-CE
	Total mai/17	6.766.481	14.679.073	32.191	19.314.570	8,92	Nigéria	Aratu - BA
	Total jun/17	46.891.821	150.253.592	329.503	197.702.095	6,04	Angola, Catar e Nigéria	Pecém-CE e Aratu-BA
	Total jul/17	38.108.355	98.741.265	216.538	129.922.717	7,46	Nigéria e Catar	Pecém-CE e Aratu-BA
	Total ago/17	42.356.557	144.477.239	316.836	190.101.630	5,67	Estados Unidos e Nigéria	Pecém-CE e Aratu-BA
	Total set/17	41.147.259	156.224.466	342.598	205.558.508	5,09	Angola, Catar e Estados Unidos	Pecém-CE
	Total out/17	107.519.563	284.193.149	623.231	373.938.354	7,32	Angola, Catar, Nigéria, Trinidad e Tobago	Pecém-CE e Aratu-BA
	Total nov/17	27.018.694	63.731.584	139.762	83.857.347	8,20	França	Aratu - BA
	Total dez/17	58.514.241	163.932.179	359.500	215.700.236	6,90	Estados Unidos e Trinidad e Tobago	Aratu - BA
	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
	jan/18	24.409.306	67.143.514	147.245	88.346.729	7,03	Catar	Aratu-BA
	jan/18	8.805.745	21.098.100	46.268	27.760.658	8,07	Trinidad e Tobago	Pecém-CE
	Total jan/18	33.215.051	88.241.614	193.512	116.107.387	7,28	Catar e Trinidad e Tobago	Pecém-CE e Aratu-BA
	Total 2018	33.215.051	88.241.614	193.512	116.107.387	7,28	Catar e Trinidad e Tobago	Pecém-CE e Aratu-BA

Fonte: Aliceweb - MDIC

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/m<sup>3</sup> 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/m<sup>3</sup>.

### 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 de 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* (m <sup>3</sup> )	Volume GN regas* (m <sup>3</sup> )	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/m<sup>3</sup>, a razão de conversão volume gasoso-líquido de 600:1 e o poder calorífico do gás natural de 9.900 kcal/m<sup>3</sup>.

## 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 2013 a 2017, o consumo no transporte variou entre 3,2 a 3,9% do volume importado, em janeiro de 2018 o consumo médio foi de 2,3%.

Comparativo entre consumo e volume importado (Milhões de m³/dia)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018											Média 2018	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov		dez
Consumo - GASBOL	1,17	1,22	1,19	1,09	0,79	0,45												0,45
Importação - Bolívia	31,75	32,83	32,03	28,33	24,33	19,48												19,48
Consumo - GASBOL (%)	3,7%	3,7%	3,7%	3,9%	3,2%	2,3%												2,3%

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 GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (milhões de m³/dia)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Algás (AL)	0,595	0,614	0,609	0,624	0,623	0,491												0,491
Bahiagás (BA)	4,465	3,894	3,883	3,374	3,606	3,884												3,884
BR Distribuidora (ES)	3,038	3,495	3,378	2,622	2,734	2,873												2,873
Cebgás (DF)	0,008	0,006	0,006	0,005	0,004	0,004												0,004
Ceg (RJ)	11,753	14,791	14,298	10,592	13,072	8,991												8,991
Ceg Rio (RJ)	9,016	10,555	10,417	6,346	8,119	6,738												6,738
Cegás (CE)	1,960	1,913	1,833	1,361	1,587	1,942												1,942
Cigás (AM)	3,085	3,428	3,730	2,933	3,019	3,392												3,392
Comgas (SP)	14,951	14,952	14,276	11,996	11,761	11,660												11,660
Compagás (PR)	2,268	2,897	2,734	1,301	1,157	1,091												1,091
Copergás (PE)	2,927	3,286	4,210	4,714	4,583	5,277												5,277
Gas Brasileiro (SP)	0,845	0,802	0,784	0,742	0,683	0,724												0,724
Gasmig (MG)	4,073	4,212	3,885	2,959	3,603	2,414												2,414
Gaspisa (PI)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000												0,000
Mtgás (MT)	0,015	0,008	0,005	0,003	0,001	0,000												0,000
Msgás (MS)	1,809	2,593	2,809	1,175	1,447	0,665												0,665
Pbgás (PB)	0,349	0,340	0,306	0,275	0,266	0,272												0,272
Potigás (RN)	0,348	0,344	0,282	0,274	0,316	0,318												0,318
Gás Natural Fenosa (SP)	1,323	1,181	1,118	1,099	1,140	1,010												1,010
Scgás (SC)	1,848	1,817	1,732	1,683	1,791	1,747												1,747
Sergás (SE)	0,276	0,288	0,281	0,278	0,257	0,258												0,258
Sulgás (RS)	1,941	1,966	2,401	1,905	1,848	2,008												2,008
Goiasgás (GO)	0,003	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002												0,002
Gasmar (MA)	0,000	4,861	4,179	5,168	4,361	6,021												6,021
<b>TOTAL DISTRIBUIDORAS</b>	<b>66,896</b>	<b>78,246</b>	<b>77,158</b>	<b>61,431</b>	<b>65,979</b>	<b>61,783</b>												<b>61,783</b>

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

Demanda de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Refinarias + Fafens	13,03	13,80	14,15	14,03	13,18	10,86												10,86

Fonte: ANP

### Demanda Termelétrica Informada por Outros Agentes

Demanda de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Termelétrico informado por outros agentes (consumidor livre e autoprodutor)	11,42	7,22	7,33	4,74	6,55	4,15												4,15

Fonte: ANP e Petrobras

## Demanda de Gás Natural

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

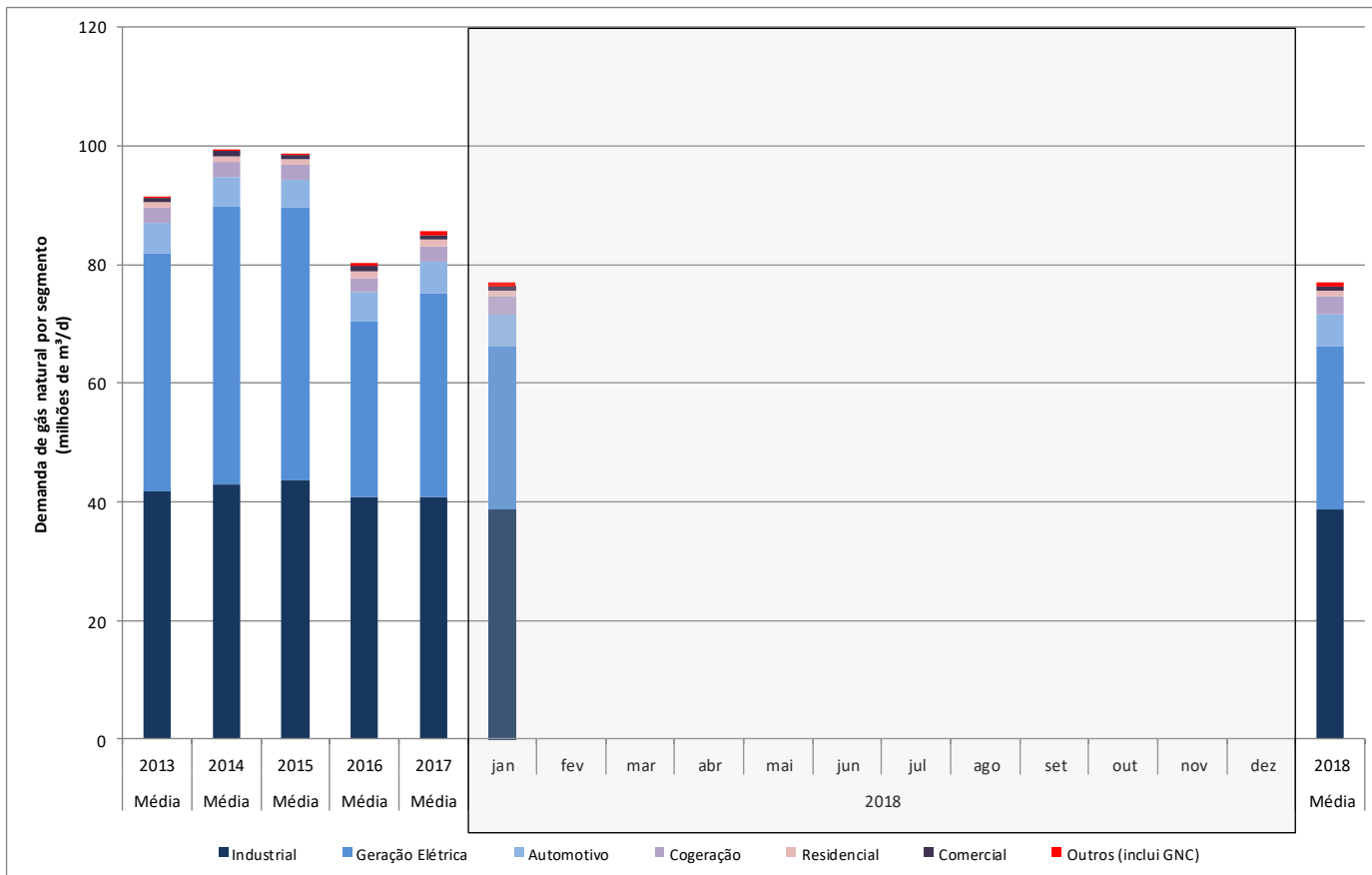
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m <sup>3</sup> /dia)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Algás (AL)	0,595	0,614	0,609	0,623	0,623	0,491												0,491
Bahiagás (BA)	3,614	3,733	3,630	3,363	3,604	3,884												3,884
BR Distribuidora (ES)	2,058	2,467	2,351	1,654	1,747	1,755												1,755
Cebgás (DF)	0,008	0,006	0,006	0,005	0,004	0,004												0,004
Ceg (RJ)	4,166	4,192	4,090	4,058	4,324	4,160												4,160
Ceg Rio (RJ)	2,369	2,569	2,399	2,068	2,526	2,382												2,382
Cegás (CE)	0,460	0,463	0,460	0,445	0,459	0,503												0,503
Cigás (AM)	0,044	0,061	0,089	0,096	0,099	0,109												0,109
Comgas (SP)	12,887	12,382	11,748	11,437	11,755	11,660												11,660
Compagás (PR)	1,042	1,054	1,415	1,258	1,158	1,091												1,091
Copergás (PE)	1,119	1,214	2,564	2,684	2,579	2,932												2,932
Gas Brasileiro (SP)	0,845	0,802	0,785	0,742	0,682	0,724												0,724
Gasmig (MG)	2,857	2,990	2,578	2,335	2,613	2,395												2,395
Gaspisa (PI)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000												0,000
Mtgás (MT)	0,015	0,008	0,005	0,003	0,001	0,000												0,000
Msgás (MS)	0,224	0,312	0,209	0,292	0,438	0,625												0,625
Pbgás (PB)	0,349	0,340	0,306	0,275	0,266	0,272												0,272
Potigás (RN)	0,348	0,345	0,282	0,274	0,315	0,318												0,318
Gás Natural Fenosa (SP)	1,323	1,181	1,117	1,099	1,140	1,010												1,010
Scgás (SC)	1,848	1,817	1,732	1,683	1,791	1,747												1,747
Sergás (SE)	0,276	0,288	0,281	0,278	0,257	0,258												0,258
Sulgás (RS)	1,779	1,782	1,937	1,905	1,848	2,008												2,008
Goiasgás (GO)	0,003	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002												0,002
Gasmar (MA)	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000												0,000
<b>TOTAL DISTRIBUIDORAS SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO</b>	<b>38,231</b>	<b>38,621</b>	<b>38,595</b>	<b>36,581</b>	<b>38,232</b>	<b>38,331</b>												<b>38,331</b>
<b>SEGMENTO TERMELÉTRICO</b>	<b>28,664</b>	<b>39,625</b>	<b>38,562</b>	<b>24,850</b>	<b>27,747</b>	<b>23,452</b>												<b>23,452</b>

Fonte: Abegás

## Demanda de Gás Natural

### Demanda de Gás Natural por Segmento

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

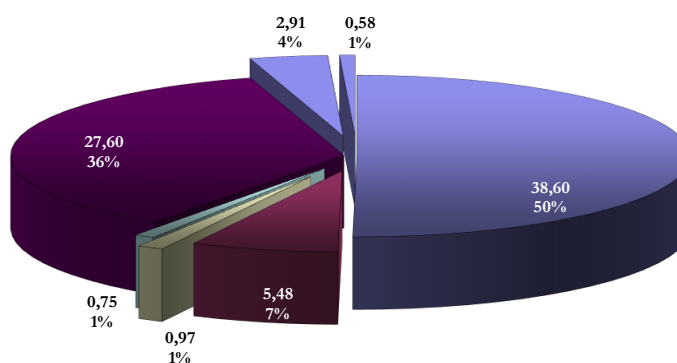


Os valores utilizados na elaboração do gráfico acima constam na página 2 deste Boletim.

A demanda total de gás natural foi reduzida de 88,0 para 76,9 milhões de m³/dia, sendo essa redução atribuída ao segmento termelétrico cuja demanda caiu de 38,4 para 27,6 milhões de m³/dia. As termelétricas com maior redução na geração foram: Fernando Gasparian (SP), Governador Leonel Brizola (RJ) e usinas do complexo do Parnaíba (MA).

### Segmentação do Consumo de Gás Natural - Média 2017

Os segmentos industrial, termelétrico e GNV respondem por 94% do mercado de gás natural.



■ Industrial ■ Automotivo ■ Residencial ■ Comercial ■ Geração Elétrica ■ Cogeração ■ Outros (inclui GNC)



## 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 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
<b>Industrial - Distribuidoras</b>	28,79	29,18	29,46	26,79	27,59	27,75													27,75
<b>Refinarias e fafens</b>	13,03	13,80	14,15	14,03	13,18	10,86													10,86
<b>Demanda Industrial total</b>	<b>41,81</b>	<b>42,98</b>	<b>43,61</b>	<b>40,82</b>	<b>40,77</b>	<b>38,60</b>													<b>38,60</b>

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 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
REPAR	1,00	0,92	1,16	1,13	1,23	0,64													0,64
REPLAN	1,99	2,01	2,20	1,93	1,94	1,55													1,55
REDUC	1,91	1,94	2,00	1,92	1,72	0,68													0,68
REVAP	2,39	1,96	2,65	2,31	2,18	2,41													2,41
RPBC	0,61	0,69	0,59	0,85	0,65	0,62													0,62
RLAM	0,94	0,86	0,86	1,14	1,19	0,95													0,95
REGAP	0,54	0,70	0,79	0,78	0,81	0,83													0,83
REFAP	0,26	0,46	0,69	0,58	0,46	0,46													0,46
RECAP	0,46	0,45	0,36	0,40	0,39	0,37													0,37
REMAN	0,20	0,18	0,17	0,18	0,16	0,17													0,17
LUBNOR	0,08	0,07	0,08	0,10	0,07	0,05													0,05
RPCC	0,06	0,06	0,05	0,05	0,09	0,04													0,04
TECAB	0,46	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00													0,00
<b>TOTAL</b>	<b>10,90</b>	<b>11,32</b>	<b>11,61</b>	<b>11,36</b>	<b>10,89</b>	<b>10,86</b>													<b>10,86</b>

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 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
FAFEN-BA	1,77	1,37	1,17	1,39	1,25	1,37													1,37
FAFEN-SE	1,28	1,11	1,37	1,28	1,04	1,23													1,23
<b>TOTAL</b>	<b>3,05</b>	<b>2,48</b>	<b>2,54</b>	<b>2,67</b>	<b>2,29</b>	<b>2,60</b>													<b>2,60</b>

Fonte: ANP

## Demanda de Gás Natural

### Detalhamento da Demanda Termelétrica a Gás Natural

O parque térmico a gás natural é composto por 35 usinas, sendo 15 bicomustíveis (possível a substituição do gás natural por óleo combustível ou diesel). 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.

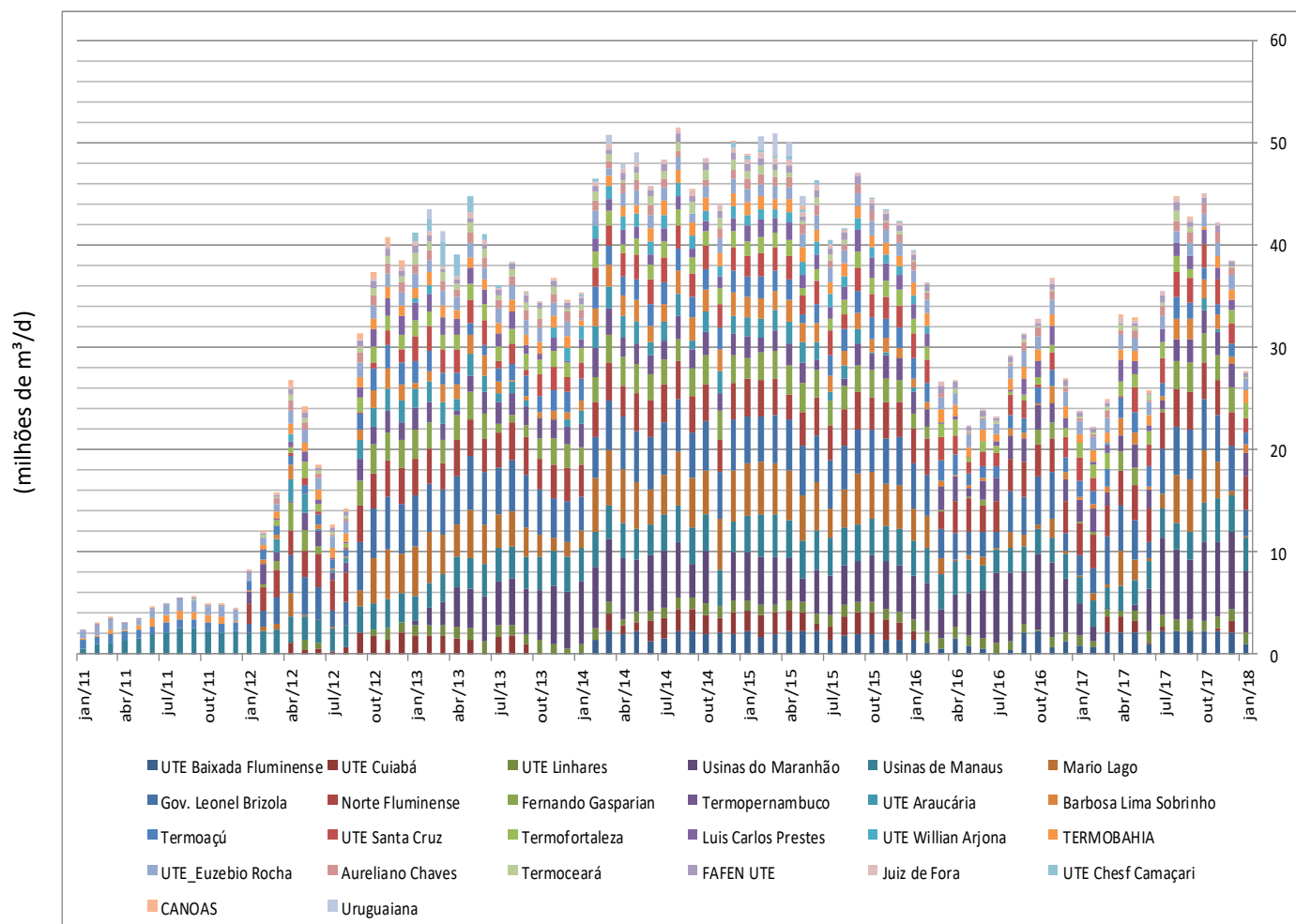
Segmento termelétrico	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Consumo de gás natural (milhões de m³/d)	Termelétrico informado pelas distribuidoras locais de gás canalizado	28,66	39,63	38,57	24,84	27,73	23,45												23,45
	Termelétrico informado por outros agentes (consumidor livre e autoprodutor)	10,26	7,22	7,33	4,70	6,55	4,15												4,15
	<b>Demanda Termelétrica total</b>	<b>38,92</b>	<b>46,84</b>	<b>45,90</b>	<b>29,57</b>	<b>34,25</b>	<b>27,60</b>												<b>27,60</b>
<b>Energia gerada (mil GWh)<sup>1</sup></b>		<b>56,3</b>	<b>71,6</b>	<b>70,4</b>	<b>47,8</b>	<b>52,18</b>	<b>3,62</b>												<b>3,62</b>
Estimativa de eficiência (%)	Poder calorífico = 9.400 kcal/m³	36,2%	38,3%	38,4%	40,4%	38,1%	38,7%												38,7%
	Poder calorífico = 9.900 kcal/m³	34,4%	36,4%	36,5%	38,4%	36,2%	36,7%												36,7%

Fonte: ANP, Abegás, Petrobras e ONS(IPDO).

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

### 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.

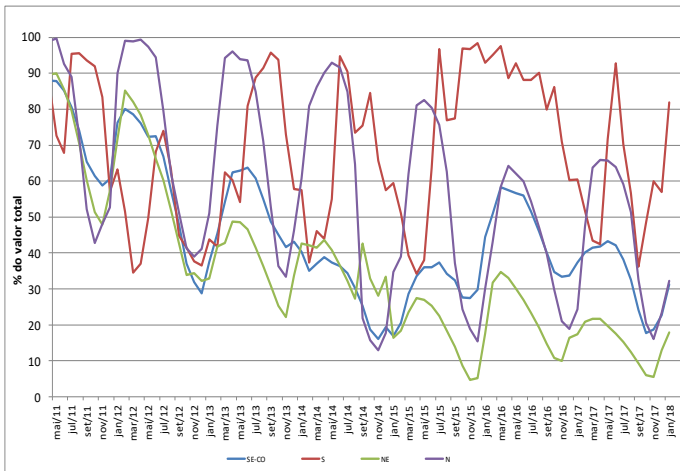
# Demanda de Gás Natural

## Armazenamento e Afluências no SIN

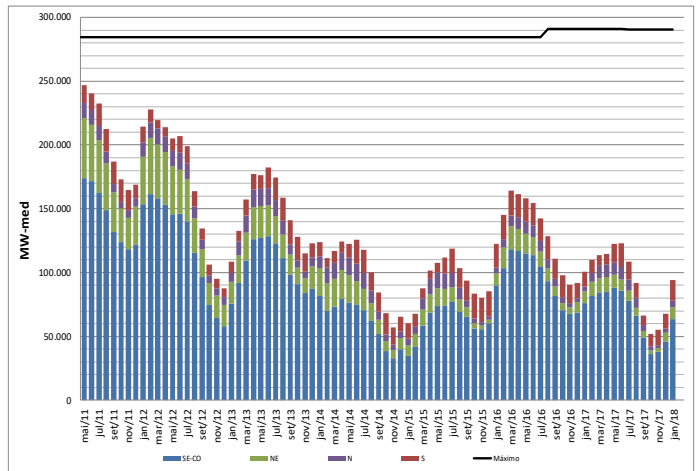
### Energia Armazenada

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



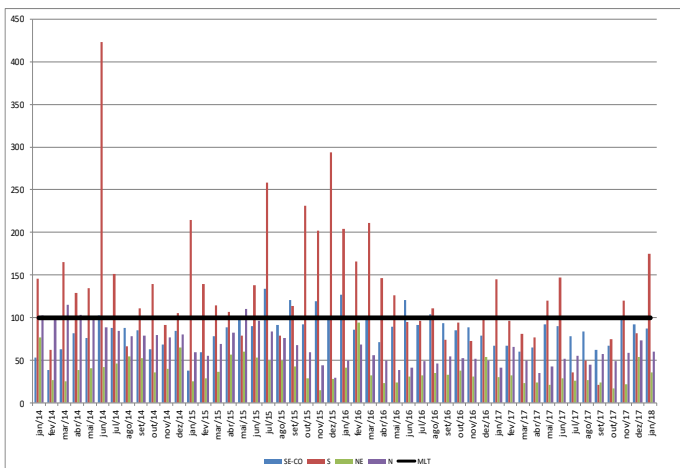
Em MWmês



### Energia Natural Afluente - ENA

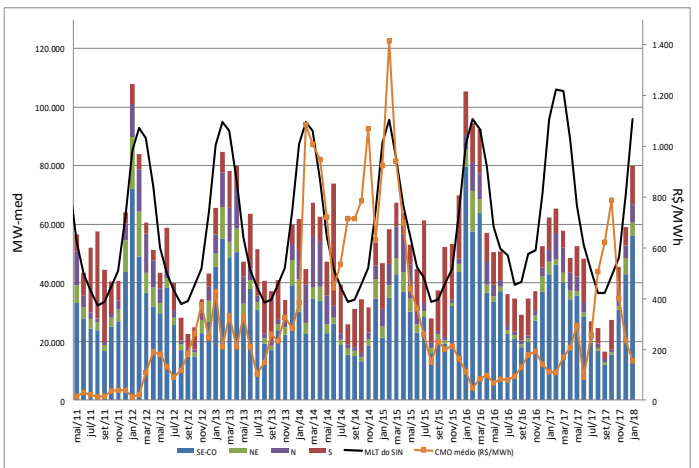
#### Percentual da Média de Longo Termo - MLT

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 sobre o preço da energia elétrica exercida pelo volume de energia afluente junto aos reservatórios das hidrelétricas. É interessante destacar que, quando a Energia Natural Afluente - ENA, representada pelas barras empilhadas, 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)

Semana	SE-CO	S	NE	N
30/12/2017 a 05/01/2018	176,62	181,75	176,27	163,06
06/01/2018 a 12/01/2018	160,10	159,70	170,98	150,01
13/01/2018 a 19/01/2018	142,22	144,72	169,92	128,23
20/01/2018 a 26/01/2018	172,05	171,03	182,99	124,77
27/01/2018 a 02/02/2018	157,33	136,48	169,50	76,20

Comparando os meses de dezembro de 2017 e janeiro de 2018, o CMO médio diminuiu de 236 para 156 R\$/MWh. Essa redução do CMO médio impactou na geração termelétrica a gás natural, que passou de 4,84 para 3,62 mil GWh (o consumo de gás natural diminuiu de 38,4 para 27,6 milhões de m³/d).

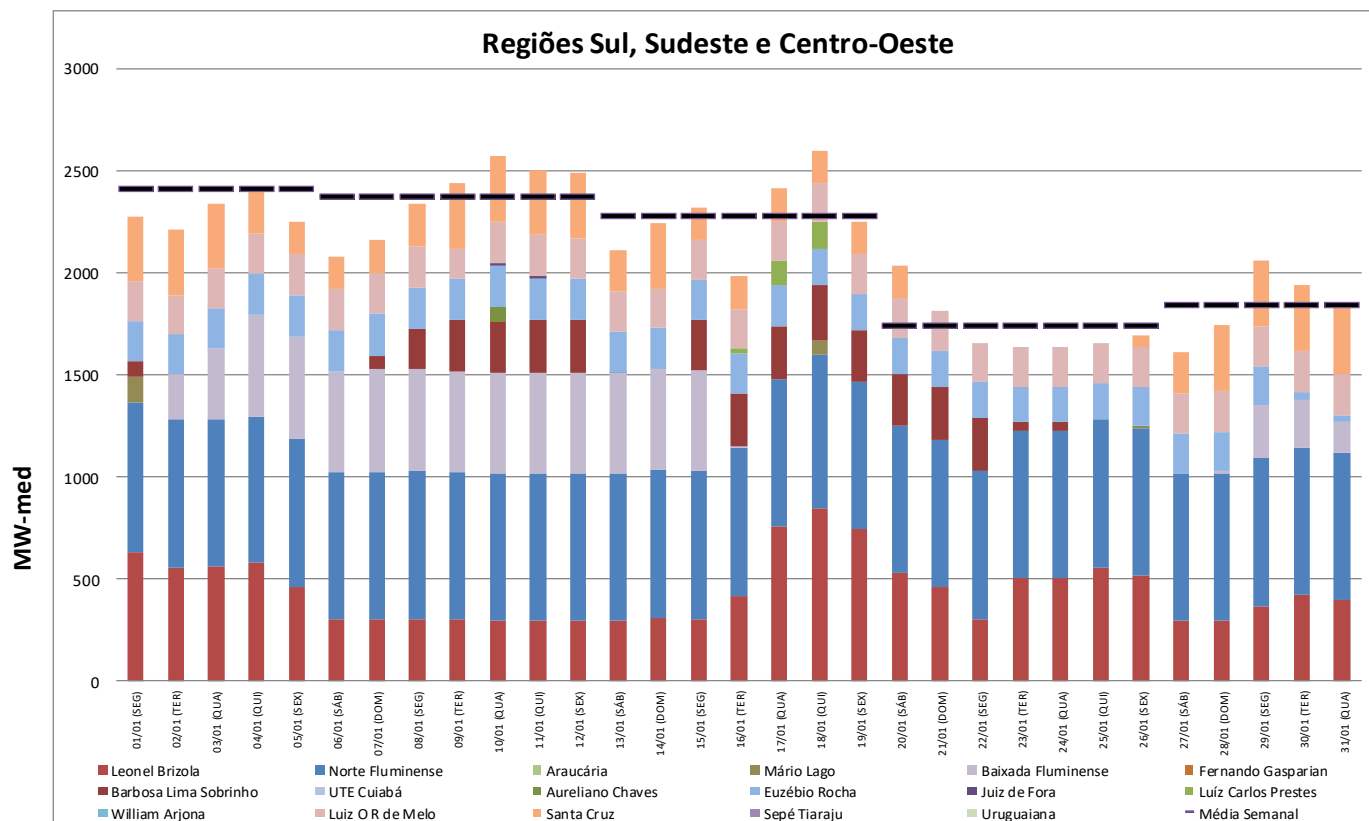
### Acompanhamento das Térmicas a Gás Natural em Construção

Usina	UF	Situação	Potência Usina (MW)	Combustível	Data de Tendência	Leilão
Novo Tempo	PE	Sem previsão	Unidades 1 e 2 - 428,00 Unidades 3 a 6 - 810,00	Gás Natural		06/2014 A-5 28/11/2014
Porto De Sergipe I	SE	Não iniciado	Unidade 1 - 332,724 Unidade 2 - 332,724 Unidade 3 - 332,724 Unidade 4 - 571,468	Gás Natural	01/01/2020	03/2015 A-5 30/04/2015
Mauá 3	AM	Em construção	Unidade 1 - 189,55 Unidade 2 - 189,55 Unidade 3 - 211,65	Gás Natural	Unidades 1, 2 e 3 - 01/01/2019	06/2014 A-5 28/11/2014
Rio Grande	RS	Sem previsão	Unidades 1 e 2 - 428,00 Unidades 3 a 6 - 810,00	Gás Natural		06/2014 A-5 28/11/2014
Prosperidade I	BA	Não iniciado	Unidades 1 a 3 - 28,023	Gás Natural	11/03/2020	04/2015 A-3 21/08/2015

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

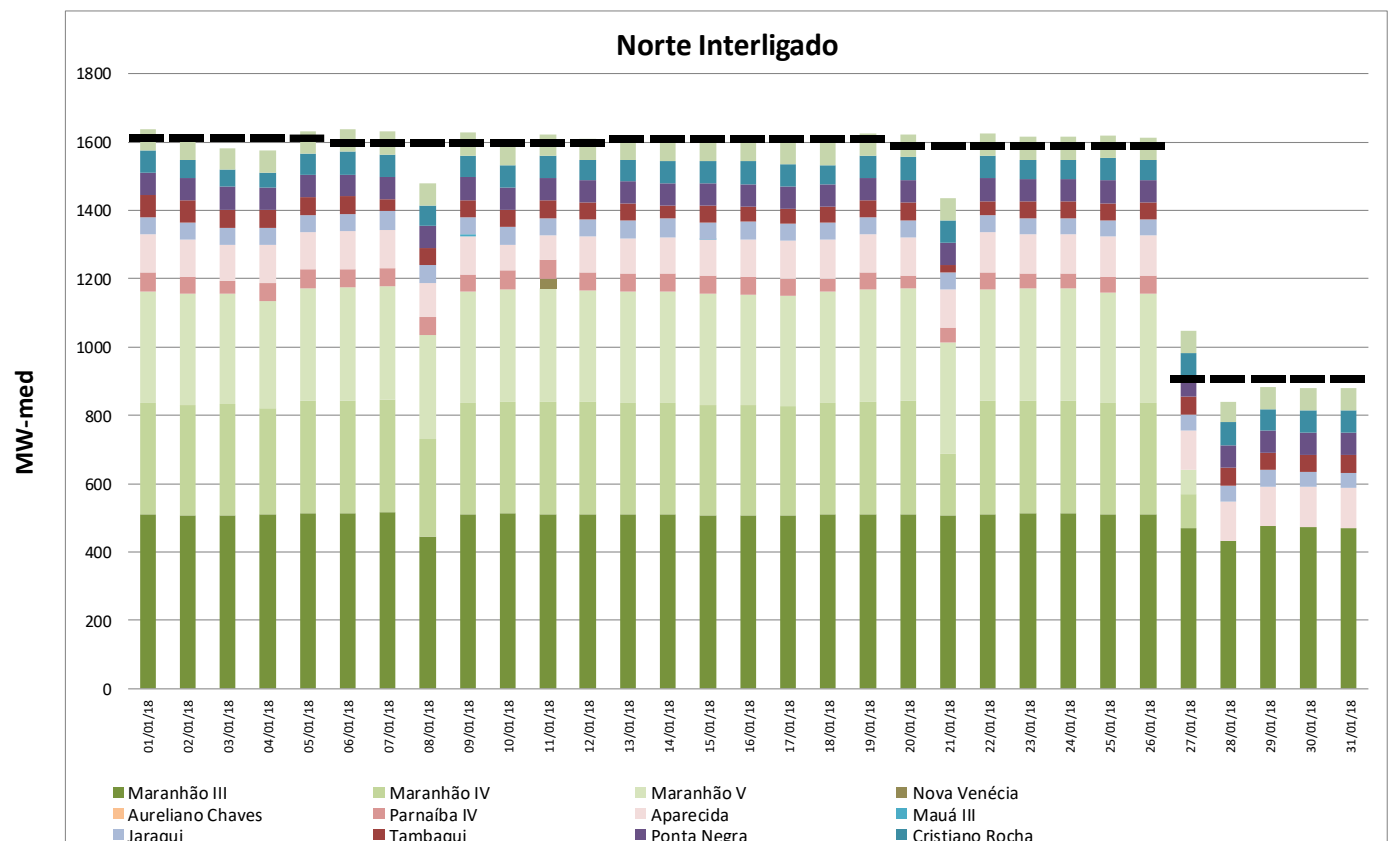
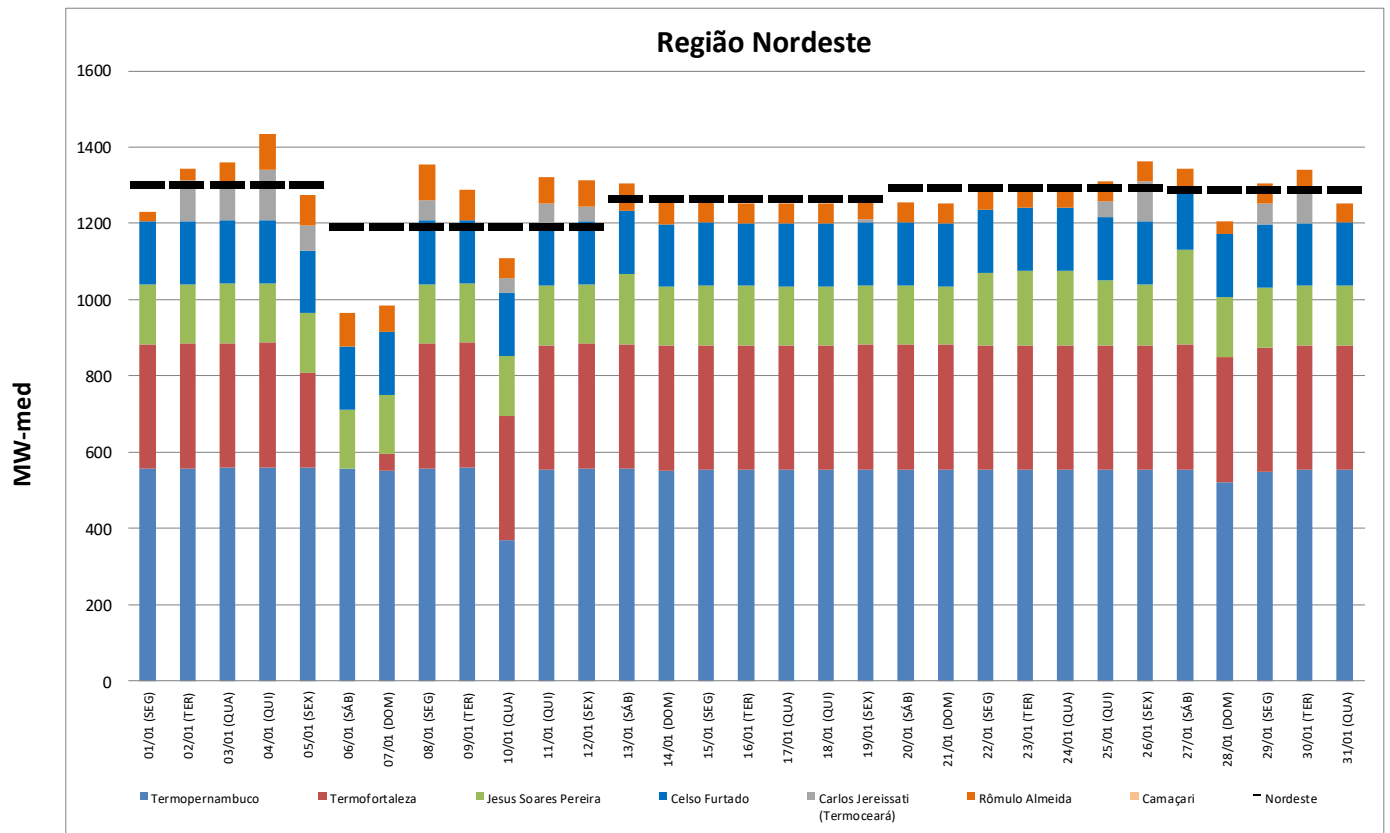
Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse>

### Sistema Interligado Nacional–SIN



# Demanda de Gás Natural

## Sistema Interligado Nacional–SIN



## Preços e Competitividade

### Preço do Gás Natural Petrobras para as Distribuidoras

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

Preço Petrobras para Distribuidora (janeiro/2018): (Preços isentos de tributos e encargos)			
Contrato: Nova Política Modalidade Firme			
Região	Preço (US\$/MMBTU)		
	Parcela Fixa	Parcela Variável	Total
Nordeste	2,7339	4,7623	7,4962
Sudeste, Sul e Centro Oeste	2,7139	4,7263	7,4402
Brasil	2,7253	4,7469	7,4722
Contrato: Nova Política Modalidade Firme Renegociado			
Região	Preço (US\$/MMBTU)		
	Transporte	Molécula	Total
Nordeste	1,9131	6,4841	8,3972
Sudeste, Sul e Centro Oeste	1,8947	6,4198	8,3145
Brasil	1,9008	6,4413	8,3421
Contrato: Gás Importado			
Região	Preço (US\$/MMBTU)		
	Transporte	Commodity	Total
Sudeste e Centro Oeste	1,8414	4,6269	6,4683
Sul	1,8219	4,3520	6,1739
Brasil	1,8297	4,4619	6,2916

\* Dados originalmente obtidos da Petrobras. Médias regionais simples (não ponderadas por volume).

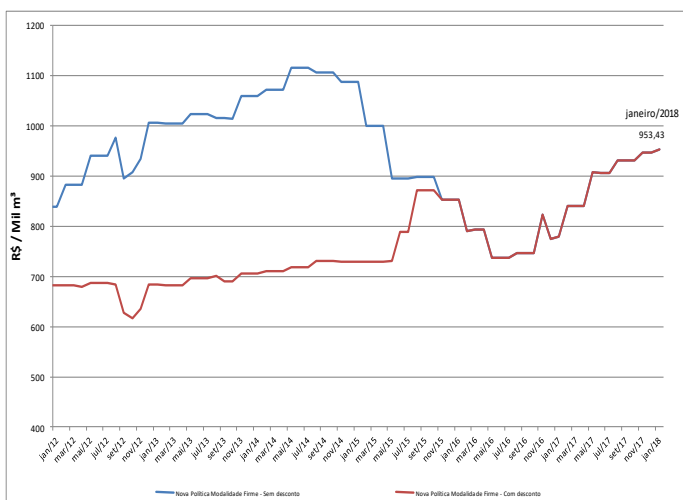
Dólar de conversão R\$/US\$ (janeiro/2018): **3,2106**

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

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

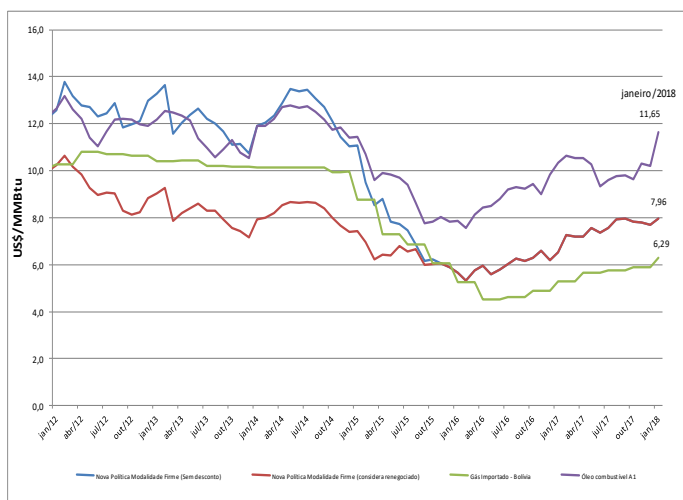
### Histórico de Preço do Gás Natural Petrobras para as Distribuidoras

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 m<sup>3</sup>. 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 janeiro de 2018, o preço do gás natural Nova Política Modalidade Firme (considerando também os contratos renegociados) foi equivalente a 68% 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 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PPT	4,55	4,53	3,96	3,94	4,18	4,24												4,24

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) - janeiro/2018			
	Segmento	Faixa de consumo	US\$/MMBtu
Preços das Distribuidoras	Industrial (m³/d)	2.000	16,4352
		20.000	14,5425
		50.000	14,0509
	Residencial (m³/mês)	12	31,3813
	Comercial (m³/mês)	800	25,8496
	Automotivo (Postos)	-	14,3692
ANP	Automotivo (Consumidor Final)	-	20,6089

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 impostos.

Preço ao consumidor industrial por faixa de consumo (com impostos)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Média Nacional (R\$/m³)	até 2.000 m³/d	1,48	1,54	1,68	1,68	1,83	1,97											1,97
	até 20.000 m³/d	1,30	1,36	1,50	1,49	1,62	1,74											1,74
	até 50.000 m³/d	1,27	1,32	1,46	1,45	1,56	1,68											1,68
Média Nacional (US\$/MMBtu)	até 2.000 m³/d	17,48	17,55	13,69	13,00	15,35	16,44											16,44
	até 20.000 m³/d	15,37	15,56	12,17	11,54	13,59	14,54											14,54
	até 50.000 m³/d	14,90	15,10	11,83	11,19	13,14	14,05											14,05

Fotes: Distribuidoras locais de gás canalizado (sites)

### Histórico de Preços - Segmento Automotivo

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

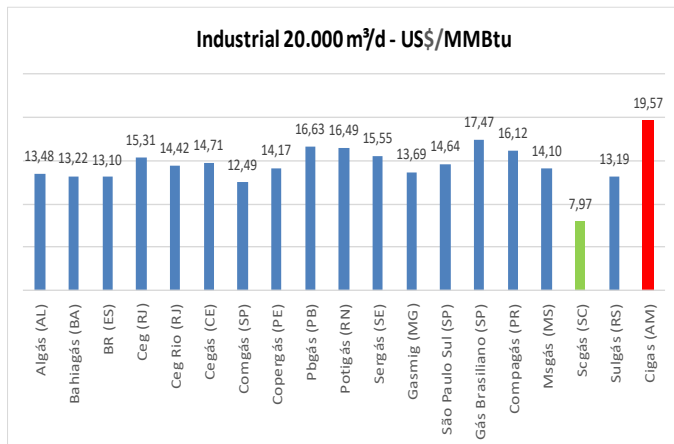
Preço do GNV ao consumidor final e à distribuidora (com impostos)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Preço médio ao consumidor (R\$/m³)	1,78	1,88	2,06	2,25	2,34	2,47												2,47
Preço médio distribuidora (R\$/m³)	1,37	1,43	1,52	1,60	1,68	1,78												1,78
Preço médio ao consumidor (US\$/MMBtu)	21,03	21,46	16,77	17,41	19,64	20,70												20,70
Preço médio distribuidora (US\$/MMBtu)	16,12	16,38	12,37	12,37	14,13	14,93												14,93

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

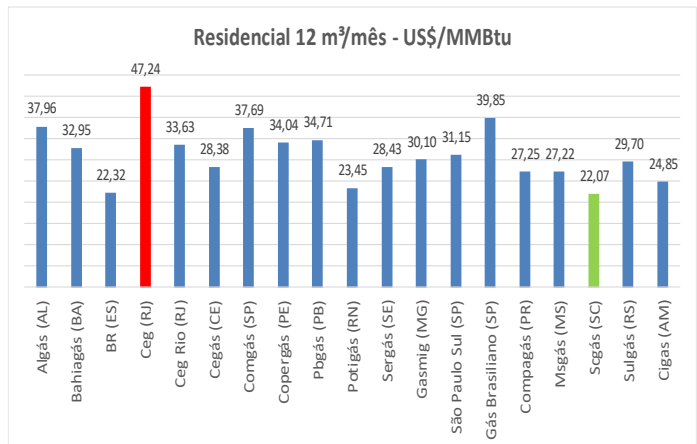
## Preços e Competitividade

### Preço do Gás Natural ao Consumidor Final - Por Distribuidora

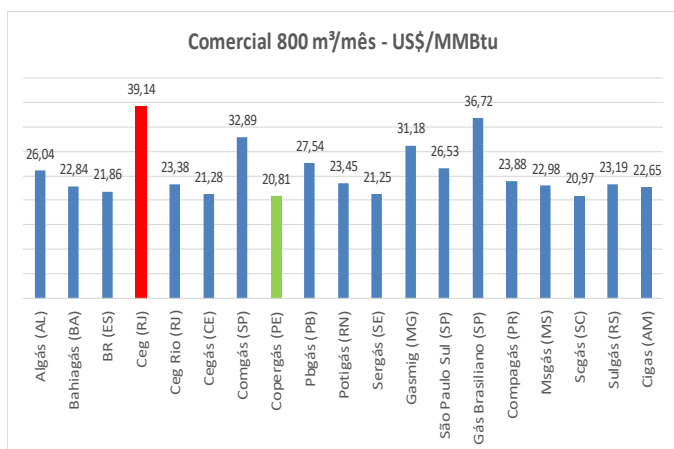
O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural, vigentes em janeiro de 2018, para o segmento industrial de consumo igual a 20.000 m<sup>3</sup> por dia.



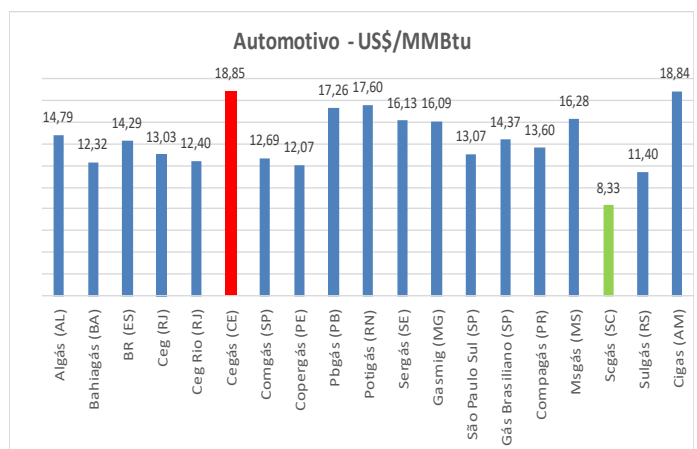
O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural, vigentes em janeiro de 2018, para o segmento residencial, considerando o consumo igual a 12 m<sup>3</sup> por mês.



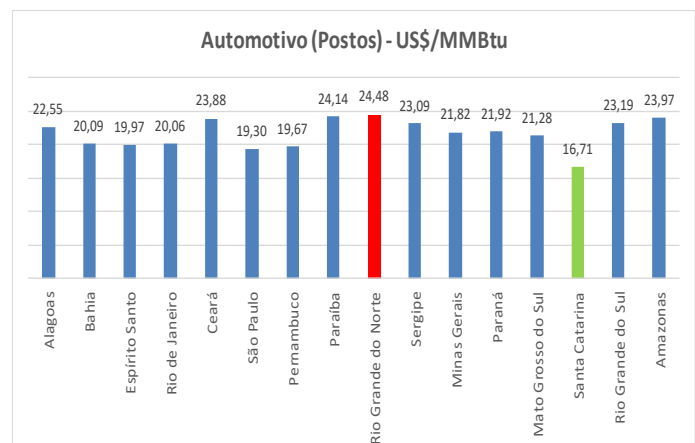
O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural, vigentes em janeiro de 2018, para o segmento comercial, considerando o consumo igual a 800 m<sup>3</sup> por mês.



O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural, vigentes em janeiro de 2018, 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 janeiro de 2018, 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 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018			
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez				
GNL utilizado no Japão <sup>(1)</sup>		14,06	7,90	6,08	7,30	11,00															11,00
GNL da Indonésia no Japão	17,34	16,99	11,01	7,44	8,04	8,80															8,80
GNL utilizado no Brasil <sup>(2)</sup>	14,23	14,89	13,86	6,45	6,56	7,28															7,28

Fontes:

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

GNL da indonésia no Japão: Indexmundi

GNL utilizado no Brasil: AliceWeb

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

(2) Preço FOB

### Preços Internacionais de Gás Natural

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018			
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez				
Gás russo na fronteira da Alemanha	11,19	10,44	7,31	4,35	5,67	7,56															7,56
NBP *	10,48	8,47	6,56	4,73	5,83	7,43															7,43
Henry Hub	3,73	4,36	2,62	2,50	2,96	3,54															3,54
Petróleo Brent	19,39	17,64	9,34	7,85	9,69	12,29															12,29
Petróleo WTI	17,45	16,59	8,68	7,70	9,07	11,34															11,34
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	100,26	98,98	52,43	44,05	54,39	68,99															68,99
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	90,28	93,11	48,74	43,23	50,92	63,67															63,67

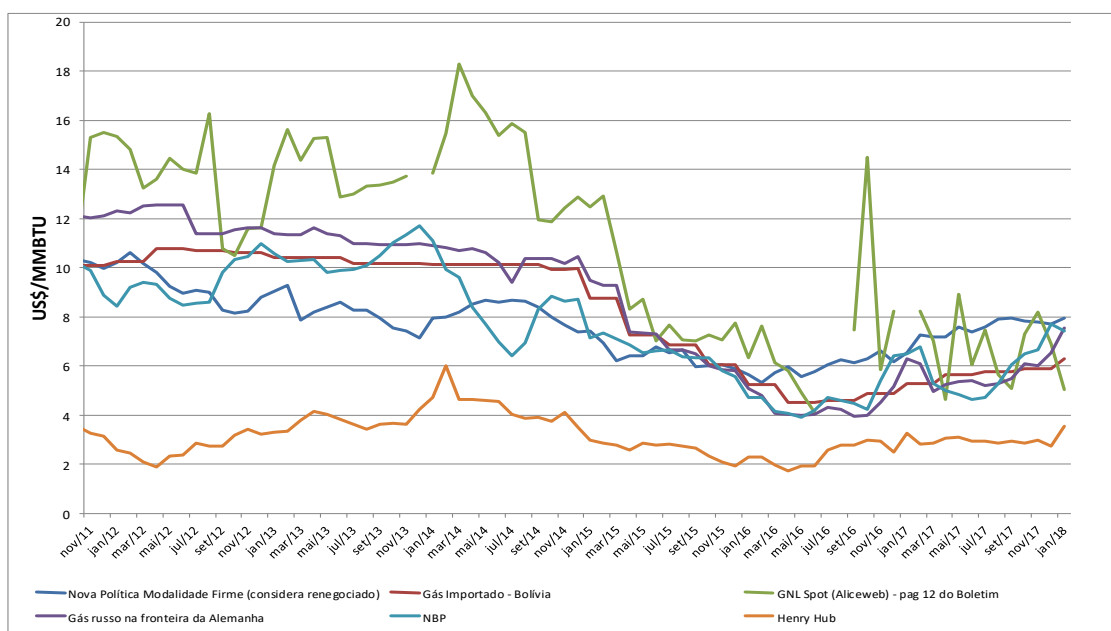
Fontes:

Preço do Gás: [www.theice.com](http://www.theice.com), [www.indexmundi.com](http://www.indexmundi.com) (FMI).Preço do Petróleo: [www.indexmundi.com](http://www.indexmundi.com) (FMI).

\* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

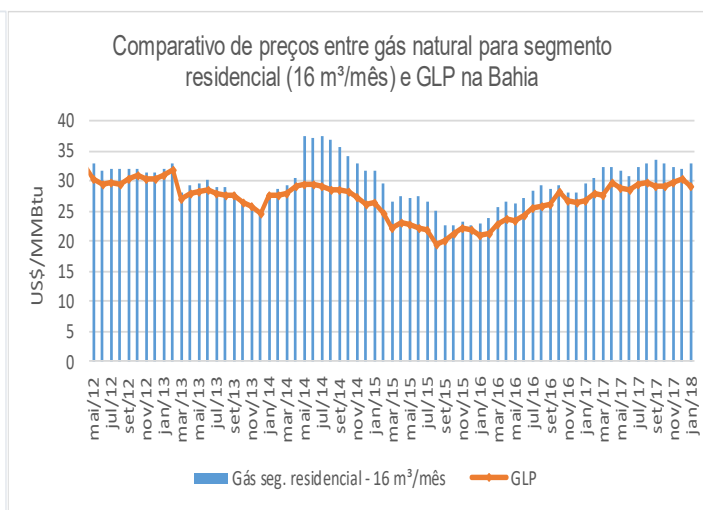
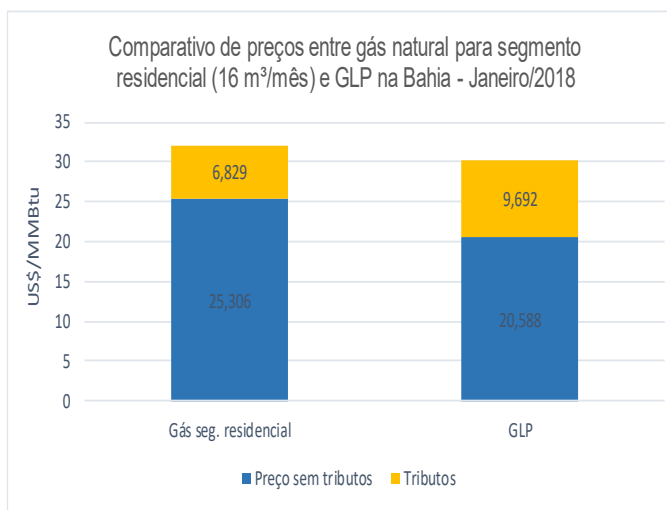
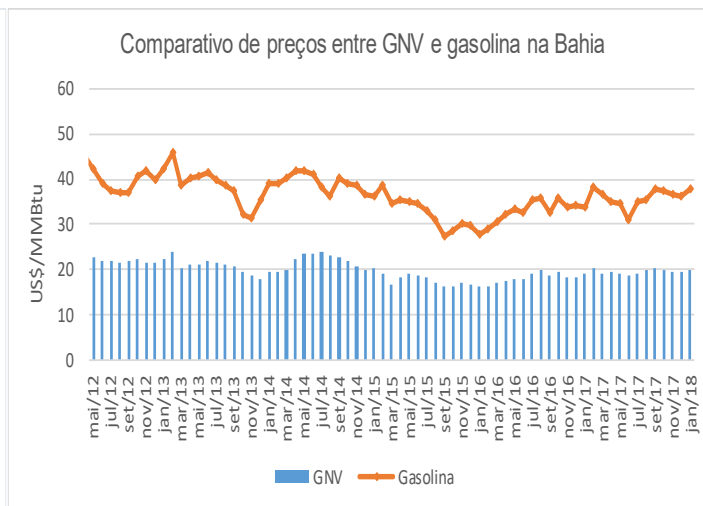
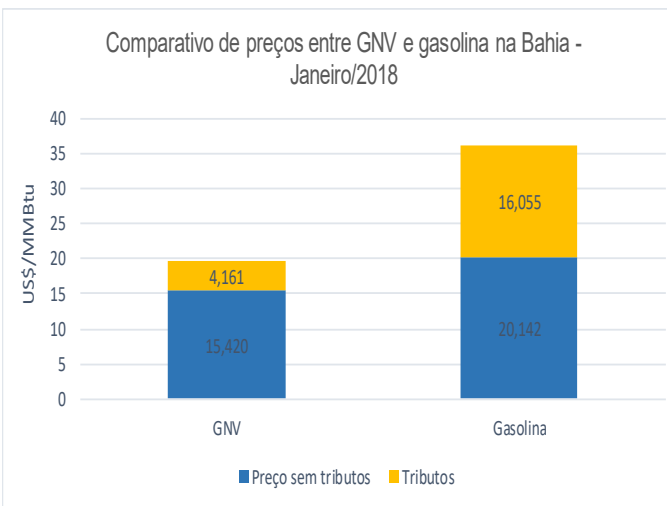
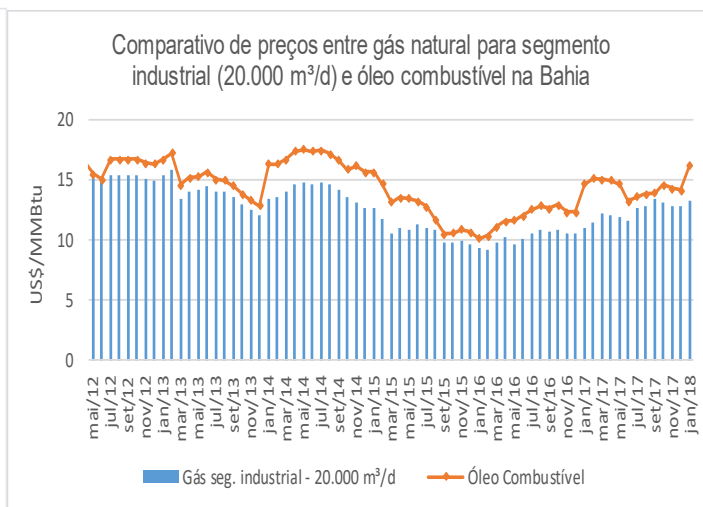
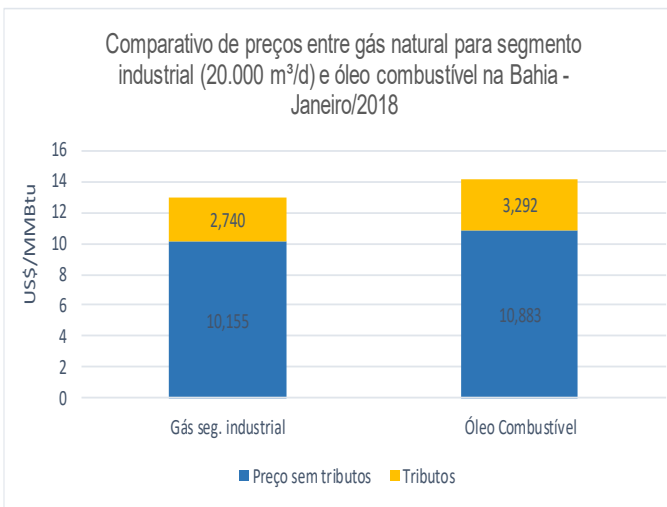
### Comparativo de Preços de Gás Natural e GNL

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



## Preços e Competitividade

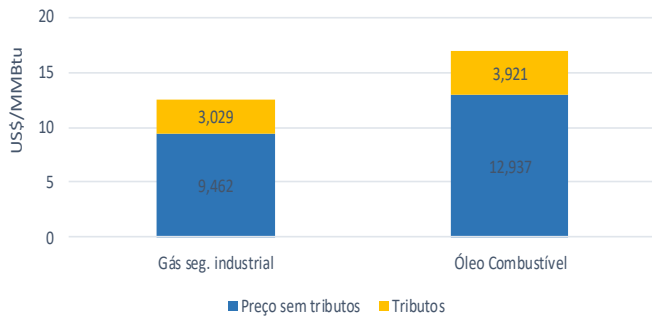
### Competitividade do Gás Natural na Bahia (BAHIAGAS) - preços ao consumidor final



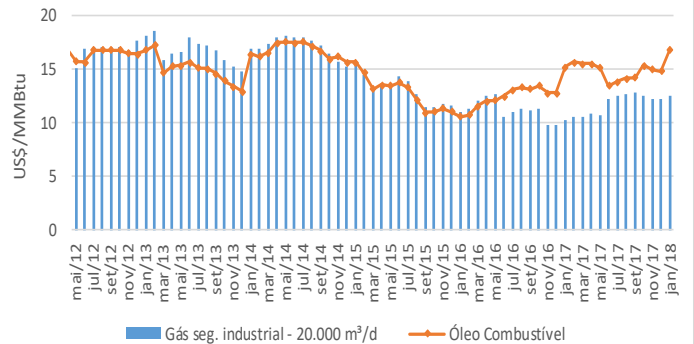
# Preços e Competitividade

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

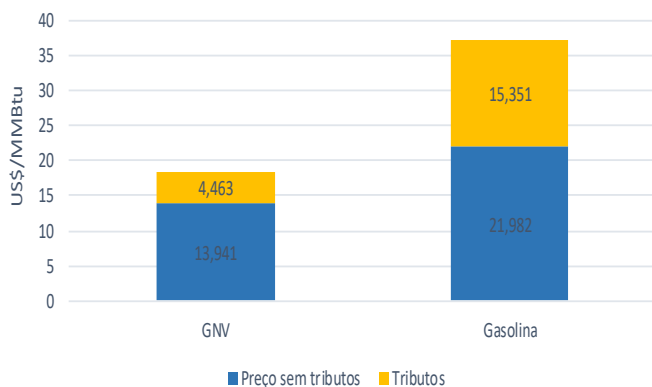
Comparativo de preços entre gás natural para segmento industrial (20.000 m³/d) e óleo combustível em São Paulo - Janeiro/2018



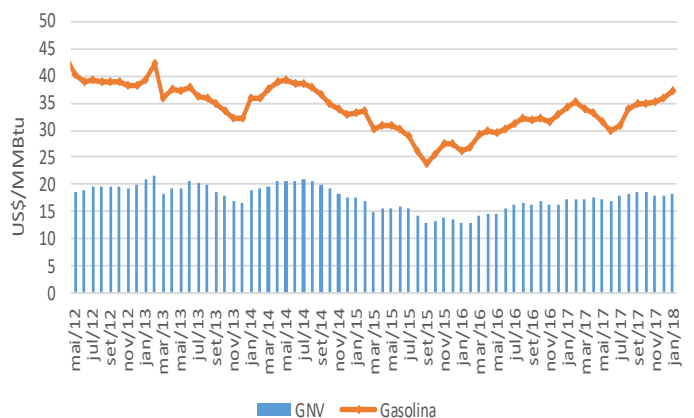
Comparativo de preços entre gás natural para segmento industrial (20.000 m³/d) e óleo combustível em São Paulo



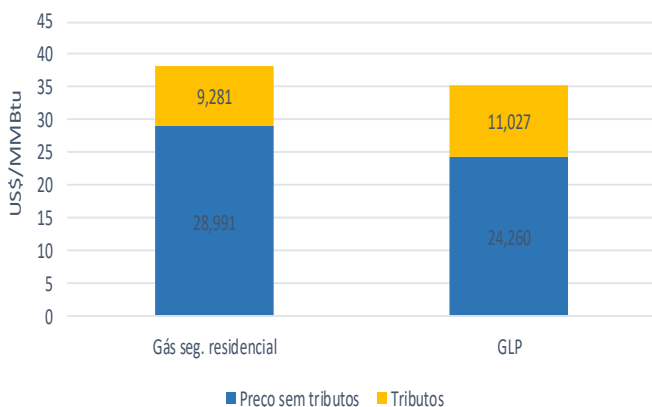
Comparativo de preços entre GNV e gasolina em São Paulo - Janeiro/2018



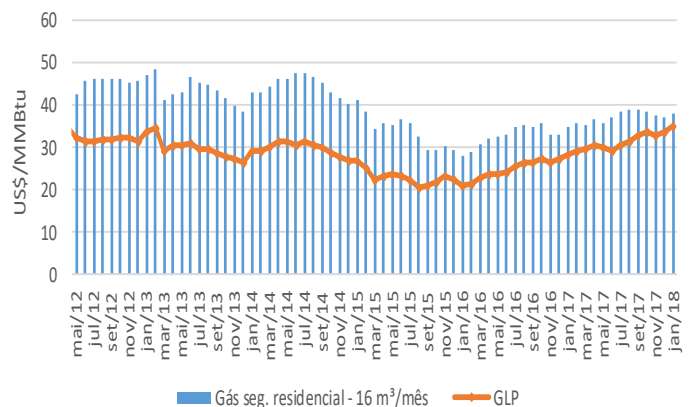
Comparativo de preços entre GNV e gasolina em São Paulo



Comparativo de preços entre gás natural para segmento residencial (16 m³/mês) e GLP em São Paulo - Janeiro/2018



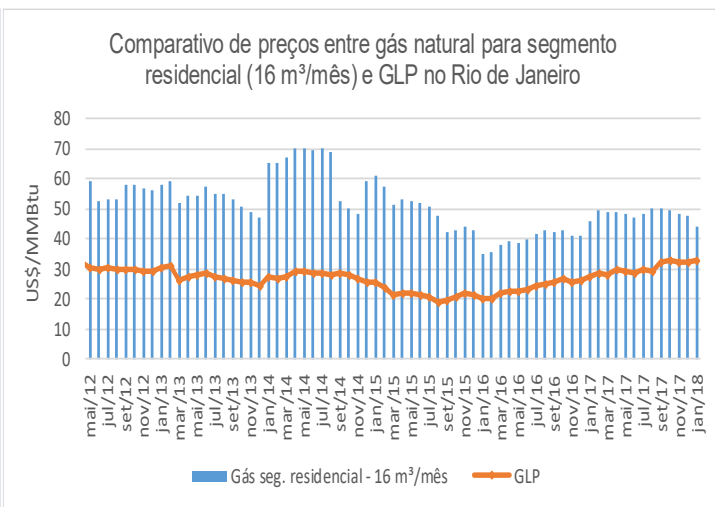
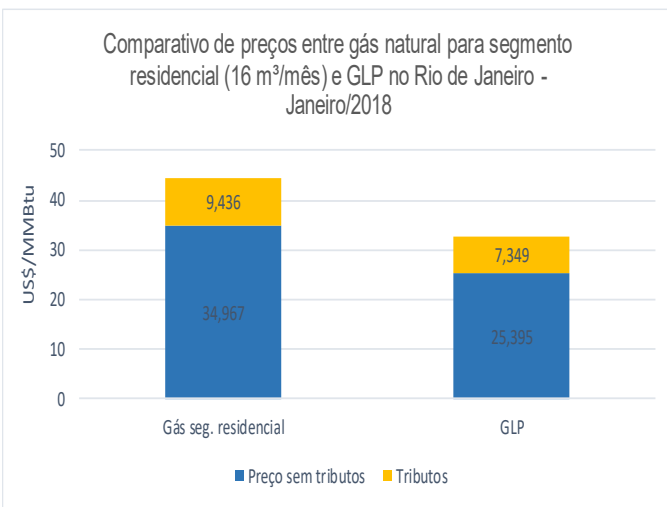
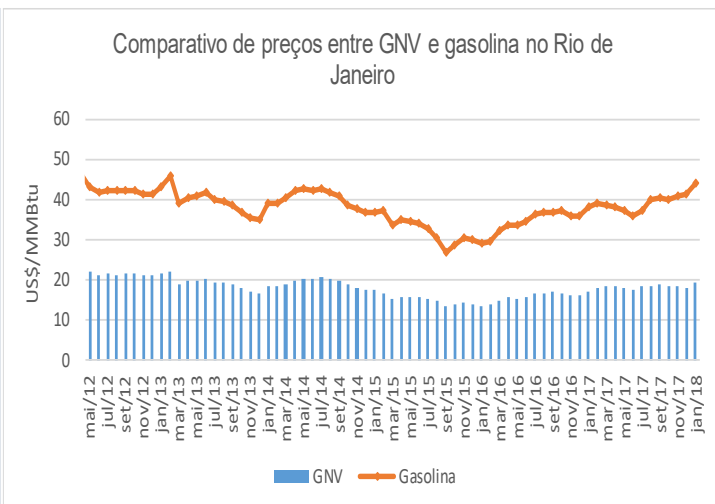
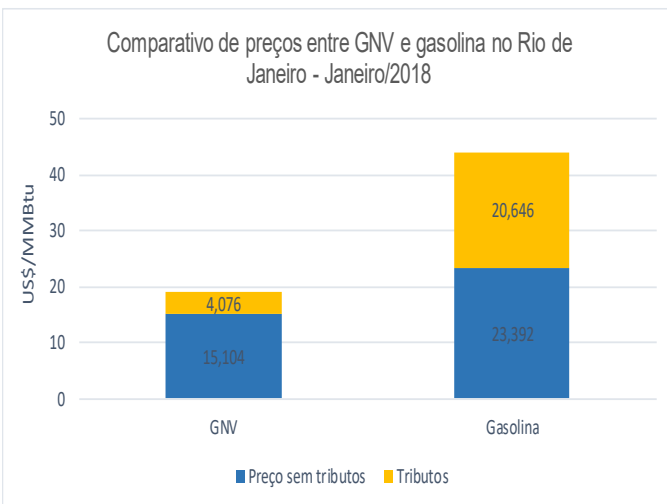
Comparativo de preços entre gás natural para segmento residencial (16 m³/mês) e GLP em São Paulo



# 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 m<sup>3</sup>/d (equivalente a 44,4 mil m<sup>3</sup>/d de gás natural), contra o consumo de aproximadamente 2,6 milhões de m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>/d, ou seja, o consumo do Estado do Rio de Janeiro representa 0,4% do total.



## Balancos Internacionais

### Bolívia (em milhões de m<sup>3</sup>/dia)

	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	51,11	58,44	61,02	60,77	58,31	45,48	50,70	58,36	61,51	60,04	49,62	60,02	61,38	59,86	59,41	57,59	55,91	56,66
Reinjeção	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Queima e perda	0,19	0,27	0,19	0,50	0,26	0,24	0,33	0,23	0,14	0,10	0,15	0,15	0,13	0,14	0,15	0,21	0,25	0,18
Consumo nas unidades de E&P	0,89	0,93	0,91	0,87	0,87	0,88	0,90	0,93	0,92	0,91	0,89	0,95	0,95	0,96	0,97	0,94	0,92	0,93
Convertido em líquido	0,54	0,56	0,55	0,52	0,74	0,40	0,42	0,46	0,47	0,46	0,41	0,49	0,50	0,48	0,48	0,47	0,47	0,46
Consumo no Transporte	1,08	1,18	1,87	1,28	1,86	1,46	2,05	2,21	2,98	2,86	1,37	1,92	1,93	1,47	1,68	1,75	1,32	1,92
<b>DISPONIBILIZADO</b>	<b>48,41</b>	<b>54,84</b>	<b>57,50</b>	<b>57,51</b>	<b>54,58</b>	<b>42,50</b>	<b>46,99</b>	<b>54,53</b>	<b>57,00</b>	<b>55,70</b>	<b>46,80</b>	<b>56,53</b>	<b>57,86</b>	<b>56,80</b>	<b>56,14</b>	<b>54,22</b>	<b>52,94</b>	<b>53,17</b>
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	<b>12,30</b>	<b>15,85</b>	<b>9,22</b>	<b>9,98</b>	<b>11,07</b>	<b>10,69</b>	<b>11,77</b>	<b>11,41</b>	<b>11,18</b>	<b>11,48</b>	<b>11,09</b>	<b>11,19</b>	<b>11,77</b>	<b>11,61</b>	<b>11,35</b>	<b>12,23</b>	<b>11,37</b>	<b>11,43</b>
Residencial	0,21	0,25	0,30	0,35	0,39	0,42	0,41	0,43	0,44	0,42	0,48	0,46	0,48	0,44	0,41	0,43	0,39	0,43
Comercial	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,15	0,15	0,14	0,16	0,16	0,18	0,16	0,17	0,17	0,16	0,16	0,15	0,16
Veicular	1,53	1,75	1,84	1,88	1,92	1,95	2,11	1,86	1,93	1,96	2,04	1,94	2,07	2,12	2,02	2,16	2,09	2,02
Geração Elétrica	4,22	3,71	4,22	4,75	5,81	5,36	6,03	5,54	4,89	5,40	4,93	5,39	5,60	5,64	5,80	6,09	5,49	5,51
Refinarias	0,26	0,24	0,27	0,34	0,33	0,46	0,47	0,49	0,34	0,33	0,36	0,34	0,31	0,30	0,31	0,34	0,31	0,36
Indústria	2,16	2,36	2,46	2,47	2,47	2,34	2,59	2,37	2,70	2,57	2,50	2,34	2,60	2,42	2,26	2,50	2,40	2,47
PSL's	-	-	-	0,15	0,00	0,00	0,00	0,59	0,72	0,63	0,60	0,55	0,53	0,52	0,39	0,55	0,53	0,47
<b>EXPORTAÇÃO</b>	<b>39,91</b>	<b>46,41</b>	<b>48,28</b>	<b>47,51</b>	<b>43,51</b>	<b>31,81</b>	<b>35,23</b>	<b>43,12</b>	<b>45,83</b>	<b>44,22</b>	<b>35,70</b>	<b>45,33</b>	<b>46,09</b>	<b>45,19</b>	<b>44,80</b>	<b>41,99</b>	<b>41,57</b>	<b>41,74</b>
<b>BRASIL</b>	<b>27,50</b>	<b>31,42</b>	<b>30,95</b>	<b>31,26</b>	<b>28,06</b>	<b>14,30</b>	<b>17,40</b>	<b>23,88</b>	<b>29,08</b>	<b>26,52</b>	<b>15,88</b>	<b>25,90</b>	<b>27,25</b>	<b>27,21</b>	<b>27,27</b>	<b>25,85</b>	<b>23,24</b>	<b>23,65</b>
Petrobras	27,49	31,41	29,34	30,75	28,04	14,30	17,40	22,31	28,39	26,50	15,80	25,47	27,25	27,21	27,27	25,85	23,24	23,42
MTgás	0,01	0,01	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00
San Matias (Int)	0,00	0,00	1,28	0,51	0,02	0,00	0,00	1,57	0,70	0,00	0,08	0,43	0,00	0,04	0,00	0,30	1,07	0,35
<b>ARGENTINA</b>	<b>12,40</b>	<b>14,97</b>	<b>15,72</b>	<b>15,75</b>	<b>15,43</b>	<b>17,51</b>	<b>17,83</b>	<b>17,66</b>	<b>16,05</b>	<b>17,68</b>	<b>19,74</b>	<b>19,00</b>	<b>18,84</b>	<b>17,95</b>	<b>17,51</b>	<b>15,84</b>	<b>17,27</b>	<b>17,74</b>

Fontes:

Dados Demanda de Gas Local : Estimados sobre la base de dats anteriores, Balance PEB. Información ANH.

Dados de Producción : Informe Mensual de Producción Nacional de Gas Natural por Empresa YPF.

Dados Exportación : Balance PEB.

### Uruguai (em milhões de m<sup>3</sup>/dia)

	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	2016												Média 2016
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
<b>IMPORTAÇÃO</b>	<b>0,24</b>	<b>0,18</b>	<b>0,17</b>	<b>0,15</b>	<b>0,15</b>	<b>0,08</b>	<b>0,07</b>	<b>0,09</b>	<b>0,10</b>	<b>0,27</b>	<b>0,29</b>	<b>0,31</b>	<b>0,24</b>	<b>0,23</b>				<b>0,19</b>
Argentina	0,24	0,18	0,17	0,15	0,15	0,08	0,07	0,09	0,10	0,27	0,29	0,31	0,24	0,23				0,19
<b>OFERTA DE GÁS</b>	<b>0,24</b>	<b>0,18</b>	<b>0,17</b>	<b>0,15</b>	<b>0,15</b>	<b>0,08</b>	<b>0,07</b>	<b>0,09</b>	<b>0,10</b>	<b>0,27</b>	<b>0,29</b>	<b>0,31</b>	<b>0,24</b>	<b>0,23</b>				<b>0,19</b>
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	<b>0,23</b>	<b>0,18</b>	<b>0,17</b>	<b>0,15</b>	<b>0,15</b>	<b>0,08</b>	<b>0,07</b>	<b>0,08</b>	<b>0,10</b>	<b>0,20</b>	<b>0,28</b>	<b>0,29</b>	<b>0,25</b>	<b>0,26</b>				<b>0,18</b>
Residencial	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07	0,02	0,02	0,02	0,03	0,11	0,18	0,17	0,16	0,15				0,09
Comercial	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,04	0,04	0,04	0,06	0,07	0,08	0,07	0,07	0,07				0,06
Veicular	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
Geração Elétrica	0,06	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
Industriais	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,04	0,01	0,02				0,01
Consumo próprio setor energético	0,04	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01				0,01

Fonte: Ministerio de Industria, Energia y Minería.

## Balancos Internacionais

### Argentina (em milhões de m<sup>3</sup>/dia)

	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	114,27	113,65	117,55	123,26	123,10	116,92	122,22	123,28	122,11	122,29	123,39	123,82	123,42	124,10	118,54	122,41	122,18
Austral	28,81	27,44	26,45	29,02	29,36	23,29	29,56	29,67	28,28	29,30	30,09	30,05	29,69	31,11	29,03	31,19	29,26
Golfo San Jorge	14,34	14,53	15,66	15,63	15,18	15,19	14,93	14,38	14,88	14,54	14,41	14,57	14,69	14,53	14,27	14,28	14,65
Neuquina	62,03	63,61	67,48	71,15	71,48	71,39	70,78	72,31	72,10	71,72	72,23	72,61	72,52	72,00	68,85	70,57	71,55
Noroeste	8,93	7,93	7,81	7,32	6,93	6,92	6,82	6,78	6,71	6,60	6,53	6,46	6,38	6,33	6,26	6,23	6,58
Cuyana	0,16	0,15	0,15	0,14	0,14	0,13	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,14	0,13	0,13	0,14	0,13
<b>PRODUÇÃO DISPONÍVEL</b>	87,15	89,11	92,43	96,19	96,85	91,15	96,49	97,63	96,80	96,09	97,95	98,48	96,47	99,47	93,48	95,46	96,41
<b>IMPORTAÇÃO</b>	32,14	32,44	31,56	29,93	18,40	21,16	18,56	27,49	43,81	50,31	52,46	47,04	38,03	21,60	16,09	17,99	31,14
Importação da Bolívia	15,66	16,45	16,36	15,73	17,96	18,16	18,01	16,11	17,91	20,20	19,49	19,31	18,57	18,11	16,09	17,64	18,13
Importação do Chile	0,00	0,00	0,00	0,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,94	2,97	2,98	0,00	0,05	0,00	0,32	0,78
Gasandes	0,00	0,00	0,00	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Norandino	0,00	0,00	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação GNL	16,48	15,99	15,20	13,22	0,44	3,00	0,55	11,38	25,90	27,17	30,00	24,75	19,45	3,44	0,00	0,04	12,23
Bahía Blanca	9,04	8,94	8,45	6,11	0,33	1,64	0,00	6,80	12,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,81
Escobar	7,44	7,05	6,74	7,11	0,11	1,35	0,55	4,58	13,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,64
<b>EXPORTAÇÃO</b>	0,003	0,003	0,004	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Fora do sistema de transporte	0,003	0,003	0,003	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Dentro do sistema de transporte	0,001	0,001	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>AJUSTES</b>	1,71	4,432	4,61	3,828	3,95	4,87	4,99	6,86	6,34	6,27	5,14	4,75	4,05	6,83	4,55	2,53	5,09
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	117,57	117,12	119,37	122,29	111,30	107,44	110,05	118,26	134,27	140,12	145,27	140,77	130,44	114,25	105,02	110,92	122,45
Residencial + Ed. Oficiais + Subdistribuidoras	32,74	31,65	32,07	33,78	11,75	12,00	15,24	24,63	39,29	55,72	58,02	48,49	39,12	26,71	19,25	14,24	30,48
Comercial	3,68	3,63	3,65	3,82	1,95	1,89	2,18	3,03	4,13	5,51	5,56	5,02	4,17	3,37	2,48	2,12	3,46
Veicular	7,56	7,82	8,17	7,72	6,88	7,02	7,15	7,02	6,95	7,05	7,01	7,06	7,02	6,93	6,94	6,94	7,00
Geração Elétrica	39,65	39,84	40,87	43,82	58,40	53,19	49,33	46,73	49,26	38,81	43,01	48,02	45,84	40,73	40,32	53,73	47,28
Industriais	33,95	34,19	34,61	33,14	32,33	33,33	36,16	36,86	34,64	33,02	31,67	32,18	34,29	36,51	36,03	33,90	34,24

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

### Estados Unidos (em milhões de m<sup>3</sup>/dia)

	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
<b>Produção de gás natural</b>	2.293,7	2.292,0	2.437,8	2.553,6	2.525,9	2.495,6	2.536,5	2.538,5	2.541,0	2.544,6	2.539,7							2.532,5
<b>Oferta ao mercado</b>	1.757,5	1.764,0	1.892,5	1.977,5	1.926,3	1.886,0	1.909,8	1.907,8	1.918,9	1.925,1	1.942,9							1.915,0
<b>Importação</b>	243,8	223,8	209,4	211,3	232,6	265,1	257,4	256,3	224,9	223,0	226,4							242,1
Por gasoduto	230,1	216,3	204,8	204,1	225,7	253,3	248,8	251,8	220,0	218,0	221,0							235,4
do Canadá	230,1	216,2	204,7	204,0	225,7	253,2	248,7	251,7	219,9	217,9	220,9							235,3
do México	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1							0,1
GNL	13,6	7,5	4,6	7,2	6,8	11,8	8,6	4,5	4,9	5,0	5,3							6,7
<b>Exportação</b>	125,7	122,2	116,3	138,5	180,7	248,3	257,9	248,3	233,4	231,9	239,1							243,0
Por gasoduto	123,5	121,9	115,0	136,3	166,2	201,4	205,3	208,5	185,5	176,3	189,6							194,3
para Canadá	75,4	70,8	59,7	54,6	59,7	90,3	88,9	90,9	76,0	58,4	63,0							77,8
para México	48,1	51,1	55,3	81,7	106,6	111,2	116,4	117,6	109,5	117,9	126,6							116,5
GNL	2,2	0,2	1,3	2,2	14,5	46,9	52,6	39,8	47,8	55,5	49,5							48,6
para Brasil	0,6	0,0	0,2	0,4	0,8					3,4								0,6
<b>Oferta Líquida de gás estocado*</b>	0,2	42,5	-15,5	-37,3	26,9	616,3	288,1	251,5	-217,2	-311,2	-265,2							59,9
Estocagem	-219,2	-244,9	-296,8	-281,4	-230,3	-92,3	-132,9	-152,9	-321,9	-386,1	-365,5							-242,6
Oferta de gás estocado	219,3	287,4	281,3	244,0	257,2	708,5	421,0	404,4	104,7	74,9	100,3							302,5
<b>Consumo no transporte e distribuição</b>	56,8	64,7	68,6	51,8	51,9	64,2	57,1	55,8	43,9	41,9	43,4							51,0
<b>Outros combustíveis gasosos</b>	4,8	4,2	4,4	4,5	4,5	4,6	4,8	4,6	4,8	2,8	3,9							4,2
<b>Ajustes</b>	-5,2	2,9	13,7	-15,9	-3,6	-9,7	19,1	-4,3	-17,8	-11,8	-13,5							-6,6
<b>Demanda</b>	1.818,6	1.850,7	1.891,6	1.949,1	1.954,2	2.449,7	2.164,2	2.111,8	1.636,3	1.554,1	1.611,9							1.920,6
Residencial	322,7	380,2	396,0	361,1	339,8	761,4	589,9	531,4	265,0	183,3	117,0							407,4
Comercial**	225,0	255,8	268,4	249,9	241,6	437,1	365,0	338,0	200,5	162,7	130,5							271,9
Industrial	561,1	576,4	594,9	585,2	597,2	664,0	649,4	629,6	588,0	567,9	573,7							611,8
GNV	2,3	2,3	2,5	3,1	3,2	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4							3,4
Geração termelétrica	707,4	635,9	629,8	749,8	772,4	583,8	556,5	609,4	579,5	636,8	787,3							626,0

Fonte: U.S. Energy Information Administration

\* Valores negativos indicam armazenamento de gás natural, enquanto que valores positivos indicam disponibilização de gás ao mercado.

\*\* Inclui combustível veicular.

n/d - Valores não disponíveis

## 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 09	MALHADO
PLATAFORMA DE AGULHA 1	AGULHA	PLATAFORMA DE CHERNE-2	MALHADO
PETROBRAS 25	ALBACORA	PLATAFORMA DE MANATI 1	MANATI
PETROBRAS 31	ALBACORA	PETROBRAS 08	MARIMBÁ
PETROBRAS 50	ALBACORA	PETROBRAS 18	MARLIM
PETROBRAS 50	ALBACORA LESTE	PETROBRAS 19	MARLIM
PLATAFORMA DE CHERNE-1	ANEQUIM	PETROBRAS 20	MARLIM
PLATAFORMA DE ARABAIANA 1	ARABAIANA	PETROBRAS 26	MARLIM
PLATAFORMA DE ARATUM 1	ARATUM	PETROBRAS 33	MARLIM
FPSO ESPIRITO SANTO	ARGONAUTA	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	PLATAFORMA OESTE DE UBARANA 1	OESTE DE UBARANA
PLATAFORMA DE ENCHOVA	BONITO	FPSO ESPIRITO SANTO	OSTRA
FPSO CAPIXABA	CACHALOTE	PLATAFORMA DE PAMPO-1	PAMPO
PLATAFORMA PCB-01 DE CAIOBA	CAIOBA	PETROBRAS 61	PAPA-TERRA
PLATAFORMA PCB-02 DE CAIOBA	CAIOBA	PETROBRAS 63	PAPA-TERRA
PLATAFORMA PCB-04 DE CAIOBA	CAIOBA	PLATAFORMA DE CHERNE-1	PARATI
PLATAFORMA PCM-01 DE CAMORIM	CAMORIM	PLATAFORMA DE PARGO-1A	PARGO
PLATAFORMA PCM-02 DE CAMORIM	CAMORIM	Peregrino A	PEREGRINO
PLATAFORMA PCM-03 DE CAMORIM	CAMORIM	Peregrino B	PEREGRINO
PLATAFORMA PCM-07 DE CAMORIM	CAMORIM	PEROA	PEROÁ
FPSO CIDADE DE VITÓRIA	CANAPU	PLATAFORMA DE PESCADA 1B	PESCADA
PEROA	CANGOÁ	PLATAFORMA DE PESCADA 2	PESCADA
PLATAFORMA DE CARAPEBA-I	CARAPEBA	PLATAFORMA DE PIRANEMA	PIRANEMA
PLATAFORMA DE CARAPEBA-II	CARAPEBA	Polvo A	POLVO
PETROBRAS 43	CARATINGA	PETROBRAS 52	RONCADOR
PETROBRAS 48	CARATINGA	PETROBRAS 54	RONCADOR
PLATAFORMA DE CHERNE-1	CHERNE	PETROBRAS 55	RONCADOR
PLATAFORMA DE CHERNE-2	CHERNE	PETROBRAS 62	RONCADOR
PLATAFORMA DE CIOBA 1	CIOBA	FPSO Fluminense	SALEMA
PETROBRAS 09	CONGRO	FPSO CIDADE DE ILHA BELA	SAPINHOÁ
PLATAFORMA DE CHERNE-2	CONGRO	FPSO CIDADE DE SÃO PAULO	SAPINHOÁ
PLATAFORMA DE NAMORADO-1	CONGRO	FPSO CIDADE DE SANTOS	TAMBAÚ
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	ESPADA	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 CIDADE DE SÃO VICENTE	ITAPU	PLATAFORMA DE UBARANA 4	UBARANA
FPSO CAPIXABA	JUBARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 5	UBARANA
FPSO CIDADE DE ANCHIETA	JUBARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 6	UBARANA
PETROBRAS 57	JUBARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 7	UBARANA
PETROBRAS 58	JUBARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 8	UBARANA
PLATAFORMA DE MERLUZA	LAGOSTA	PLATAFORMA DE UBARANA 9	UBARANA
FPSO CIDADE DE CARAGUATATUBA	LAPA	FPSO CIDADE DE SANTOS	URUGUÁ
PLATAFORMA DE PAMPO-1	LINGUADO	PLATAFORMA DE VERMELHO-I	VERMELHO
FPSO CIDADE DE ANGRA DOS REIS	LULA	PLATAFORMA DE VERMELHO-II	VERMELHO
FPSO CIDADE DE ITAGUÁ	LULA	PLATAFORMA DE VERMELHO-III	VERMELHO
FPSO CIDADE DE MANGARATIBA	LULA	PLATAFORMA DE GAROUPA	VIOLA
FPSO CIDADE DE MARICÁ	LULA	PETROBRAS 20	VOADOR
FPSO CIDADE DE PARATY	LULA	PLATAFORMA DE XAREU 1	XARÉU
FPSO CIDADE DE SAQUAREMA	LULA	PLATAFORMA DE XAREU 3	XARÉU
PETROBRAS 66	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

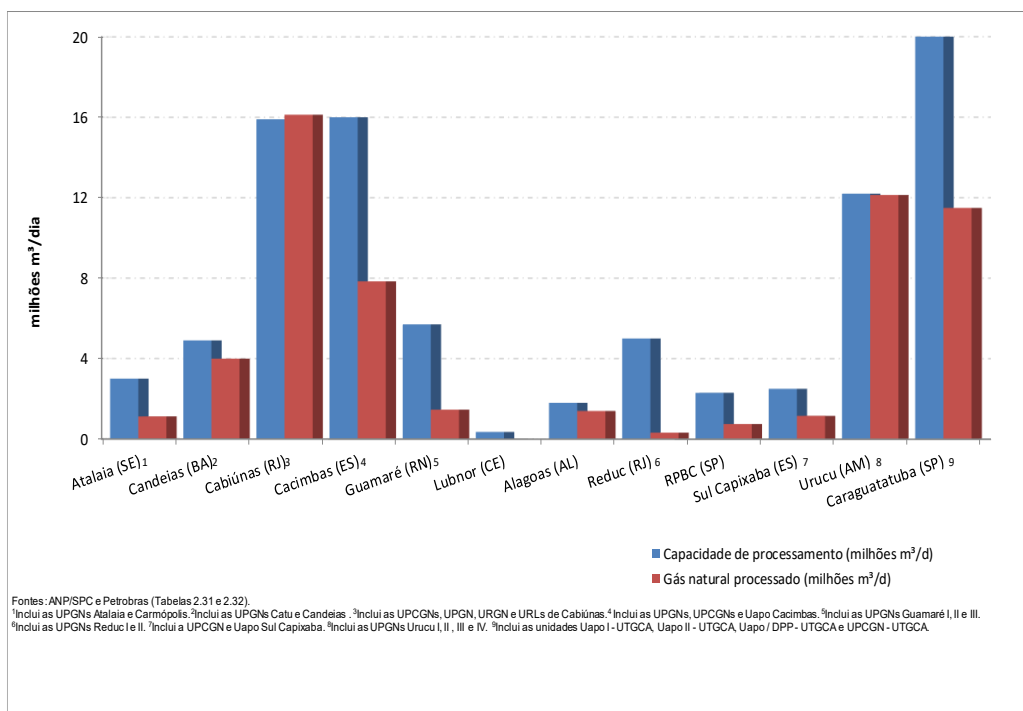
UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL			
Polos produtores	Município (UF)	Início de operação	Capacidade nominal (MM m <sup>3</sup> /dia)
Urucu	Coari (AM)	1993	12,20
Lubnor	Fortaleza (CE)	1987	0,35
Guamaré	Guamaré (RN)	1985	5,70
Alagoas	Pilar (AL)	2003	1,80
Atalaia	Aracaju (SE)	1981	3,00
Candeias	Candeias (BA)	1972	4,90
Estação Vandemir Ferreira	São Francisco do Conde (BA)	2007	6,00
Cacimbas	Linhares (ES)	2008	16,00
Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2,50
Reduc	Duque de Caxias (RJ)	1983	5,00
Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	15,90
RPBC	Cubatão (SP)	1993	2,30
Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	20,00
Total			95,65

Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2017, ANP

Gráfico 2.16 – Volume de gás natural processado e capacidade de processamento, segundo polos produtores – 2016

Fator de utilização (%) 37% 82% 101% 49% 26% 0% 78% 6% 33% 46% 99% 57%

Dados 2016



Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2017, ANP.



# Infraestrutura da Indústria do Gás Natural

## Gasodutos de Transporte no Brasil

Denominação do Gasoduto de Transporte	Origem x Destino	Início de Operação	Nº da Autorização de Operação	Diâmetro (polegadas)	Vazão Máxima Autorizada (m³/dia)	Extensão (km)	Término do Período de Exclusividade
Atalaia - Santiago/Catu	Atalaia (SE) x Catu (BA)	1974	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	1.008.000	230,0	sem exclusividade
Santiago/Catu - Camaçari I	Santiago (BA) x Camaçari (BA)	1975	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	1.000.021	32,0	sem exclusividade
Atalaia - FAFEN	Atalaia (SE) x Laranjeiras (SE)	1980	Aut. nº 335 de 17/07/2012	14	1.500.000	29,0	sem exclusividade
Candeias - Camaçari	São Francisco do Conde (BA) x Camaçari (BA)	1981	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	1.000.000	37,0	sem exclusividade
Ramal Campos Eliseos II/Ramal de 16"	Duque de Caxias (RJ)	1982	Aut. nº 163, de 14/02/2013	16	14.700.000	2,7	sem exclusividade
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
Aracruz - Serra	Aracruz (ES) x Serra (ES)	1984	Aut. nº 7, de 6/3/1998	8	554.595	62,0	sem exclusividade
		2013	Disp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012 Disp. Sup. nº 769, de 18/7/2013			-21,0	
Reduc - Esvol	Duque de Caxias (RJ) x Volta Redonda (RJ)	1986	Aut. nº 7, de 6/3/1998	18	3.145.000	95,2	sem exclusividade
Guamaré - Cabo	Guamaré (RN) x Cabo (PE)	1986 (Trecho Guamaré Cabo)	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	731.000	424,0	sem exclusividade
		2010 (Trecho Variante Nordeste)	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	Disp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012 <sup>4</sup>	8	n/d	-41,2	
		2012		8	n/d	-1,95	
		2012		n/d	n/d	-48,0	
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	n/d	1176,0	
Uruguaiana - Porto Alegre (Trechos I e III)	Trecho I: Uruguaiana (RS)	2000	Trecho I - Aut. nº 91, 6/6/2000	24	n/d	25,0	sem exclusividade
	Trecho III: Canoas (RS) x Trunfo (RS)		Trecho III - Aut. nº 116, 11/07/2000	24	n/d	25,0	
Pilar - Cabo	Pilar (AL) x Cabo (BA)	2001	Aut. nº 120, de 25/7/2001	12	1.700.000	203,6	sem exclusividade
Lateral Cuiabá	Cáceres (MT) x Cuiabá (MT)	2001	Aut. nº 118, 17/7/2001	18	2.800.000	267,0	sem exclusividade
Betim-Ibitiré (Ramal Ibitiré)	Betim (MG)	2002	Aut. nº 40, de 27/2/2002	12	2.000.000	0,1	n/a
		2015	Disp. Dir. Geral nº 313, de 9/3/2015 <sup>1</sup>	14	n/d	-0,1	
Candeias - Aratu (Trecho Candeias - Dow Química)	São Francisco do Conde (BA) x Aratu (BA)	2003	Aut. nº 161, de 18/7/2003	14	n/d	15,4	sem exclusividade
Santa Rita - São Miguel de Taipu	Santa Rita (PB) x São Miguel (PB)	2005	Aut. nº 370, de 29/9/2005	8	450.000	25,0	sem exclusividade
Dow - Aratu - Camaçari	Aratu (BA) x Camaçari (BA)	2006	Aut. nº 237, de 1/9/2006	14	2.290.000	27,0	sem exclusividade
Atalaia - Itaporanga	Atalaia (SE) x Itaporanga D'Ajuda (SE)	2007	Aut. nº 86, de 15/5/2007	14	3.000.000	29,0	2017
Cacimbas - Vitória	Linhares (ES) x Vitória (ES)	2007	Aut. nº 446, de 10/10/2011	26	20.000.000	116,7	2017
			Aut. nº 446, de 10/10/2011	16		12,7	
Carmópolis - Pilar	Carmópolis (SE) x Pilar (AL)	2007	Aut. nº 838, de 18/11/2013	26	10.000.000	176,7	2017
Catu - Carmópolis	Catu (BA) x Itaporanga D'Ajuda (SE)	2007	Aut. nº 760, de 7/10/2013	26	12.000.000	67,8	2017
		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 Eliseos - Anel de Gás Residual (Ramal)	Duque de Caxias (RJ)	2009	Aut. nº 771, de 10/10/2013	20	14.700.000	2,3	2019
Urucu - Coari (GARSOL)	Urucu (AM) x Coari (AM)	2009	Aut. nº 486, de 23/10/2012	18	6.850.000	279,0	2019
Coari-Manaus	Coari (AM) x Manaus (AM)	2009	Aut. nº 673, de 12/11/2010	20 - linha tronco	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 Capivaba (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
Caragatatuba - Taubaté	Caragatatuba (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
<b>Extensão total da malha de transporte</b>						<b>9.409,0</b>	

## Notas:

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

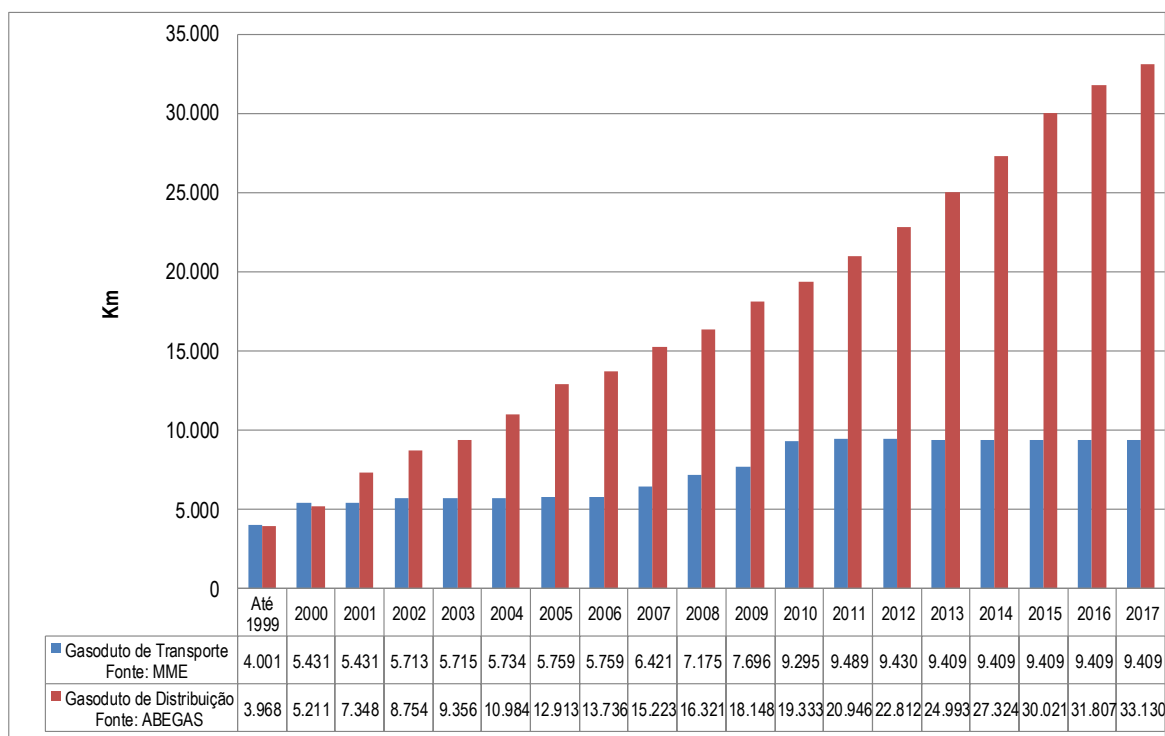
2) n/a = não aplicável (gasoduto deixou de integrar a malha de transporte).

3) n/d = não definido na Autorização.

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

## Infraestrutura da Indústria do Gás Natural

### Evolução das Malhas de Transporte e Distribuição



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

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Po)	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 <sup>(2)</sup>	Est. Chiquitos (Bolívia) Divisa com o Brasil (San Matias)	362,0	18	2,8	2002
Aldea Brasileira - Uruguaiana	Trecho Argentino - TGM <sup>(3)</sup>	Aldea Brasileira (Argentina) Divisa com o Brasil Eixo do Rio Uruguai	450,0	24	2,8	2000
<b>TOTAL</b>			<b>1.369,0</b>			

(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

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade de regaseificação (MM m³/dia)	Volume aproximado de armazenamento (mil m³ de GNL)	Conclusão das Obras	Início de Operação
BAÍA DE GUANABARA - RJ	20	171	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	7	127	dez-08	jan-09
TRBahia - BA	14	136	jan-14	jan-14

## Infraestrutura da Indústria do Gás Natural

UTES em Operação							
Usina	Composição de Máquinas	Tipo de Térmica	Combustível	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m <sup>3</sup> /d/MW)	UF	Compromisso de Geração (MW)
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	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 <sup>(1)</sup>	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) <sup>(2)</sup>	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	188 (GN) + 187 (GN) + 189 (GN)	cc	GN	869	4,74	RJ	100
Norte Fluminense - Preço 3	1x304 (VAPOR)						200
Norte Fluminense - Preço 4							85
<b>TOTAL Sudeste/Centro-Oeste</b>		-		<b>6.411</b>	-	-	<b>4.111</b>
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	1x160,6 (GN/DIESEL) + 1x88 (VAPOR)	cc	GN/OC	249	4,25	RS	147
Uruaiana <sup>(3)</sup>	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
<b>TOTAL Sul</b>		-		<b>1.373</b>	-	-	<b>605</b>
Carnaçari	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
<b>TOTAL Nordeste</b>		-		<b>2.160</b>	-	-	<b>1.598</b>
Maranhão III <sup>(4)</sup>	2x169 (GN) + 1x181 (vapor)	cc	GN	519	3,85	MA	-
Maranhão IV <sup>(5)</sup>	2x169 (GN)	ca	GN	338	5,91	MA	-
Maranhão V <sup>(5)</sup>	2x169 (GN)	ca	GN	338	5,91	MA	-
MC2 Nova Venécia		ca	GN	176	5,91	MA	-
Mauá		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
<b>TOTAL Norte Interligado</b>		-		<b>2.064</b>	-	-	<b>470</b>
<b>TOTAL GERAL</b>		-		<b>12.008</b>	-	-	<b>6.785</b>

**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

Fontes: ANEEL/Petrobras, Abril de 2016.

ONS, Fax-preço semana operativa 26/03/2016 a 01/04/2016

DMSE/SEE/MME, abril de 2016.

**NOTAS:**

(1) Usina arrendada à Petrobras até fev/2016 utilizada para geração em substituição.

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

(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.
- ⇒ **Resolução CNPE:** Resolução nº 8, de 8 de dezembro de 2009 (Estabelece diretrizes para a exportação de cargas ociosas de Gás Natural Liquefeito - GNL).
- ⇒ **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 (Estabelece as 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 (Define 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 (Define 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 (Dispõe sobre as 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 (Estabelece os 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 (Estabelece as 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 (Fixa 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 (Estabelece os critérios para a caracterização da Ampliação da Capacidade de Transporte de gasodutos de transporte, compostos por todas as suas tubulações e instalações auxiliares - Componentes e Complementos).
  - Resolução ANP nº 51, de 23 de dezembro de 2013 (Regulamenta a autorização para a prática de atividade de Carregamento de gás natural, dentro da esfera de competência da União).
  - Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014 (Regulamenta os critérios para cálculo das Tarifas de Transporte referentes aos Serviços de Transporte firme, interruptível e extraordinário de gás natural; e o procedimento para a aprovação das propostas de Tarifa de Transporte de gás natural encaminhadas pelos Transportadores para os Gasodutos de Transporte objeto de autorização).
  - Resolução ANP nº 39, de 30 de julho de 2014 (Aprova o Regulamento sobre os procedimentos para a realização de licitação para a concessão da atividade de transporte de gás natural, contemplando a construção ou ampliação e a operação de gasodutos de transporte de gás natural.)
  - Resolução ANP nº 17, de 18 de março de 2015 (Aprova regulamento técnicos sobre Plano de Desenvolvimento).
  - Resolução ANP nº 52, de 2 de dezembro de 2015 (Estabelece regulamentação para 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/MS)	25 mil m³/dia	Malho Grosso	Portaria MME n° 219, de 15/05/2015 Portaria MME n° 70, de 05/03/2018	31/05/2017 31/12/2019
ECOM Energia	Bolívia (via Mutum/MS)	150 mil m³/dia	São Paulo	Portaria MME n° 192, de 8/05/2015 Portaria MME n° 294, de 4/08/2017	30/04/2017 31/12/2019
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Bolívia (via Cáceres/MS)	2,4 milhões de m³/dia	UTE Cuiabá Malho Grosso	Portaria MME n° 213, de 11/04/2012 Portaria MME n° 44, de 04/02/2013	31/12/2012 31/12/2013 <sup>(1)</sup>
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Diversos produtores de GNL	25 milhões de m³ de GNL/ano	Diversos Estados (Malha interligada)	Portaria MME n° 191, de 08/05/2015 Portaria MME n° 102, de 22/03/2018	31/01/2018 31/01/2021
Tradener Ltda.	Bolívia (via Mutum/MS)	100 mil m³/dia	Paraná	Portaria MME n° 346, de 08/10/2013 Portaria MME n° 140, de 17/04/2015 Portaria MME n° 56, de 19/02/2018	08/04/2014 28/02/2017 28/02/2020
Companhia Malho-grossense de Gás - MTGás	Bolívia (via Cáceres/MT)	1,1 milhão de m³/mês	Malho Grosso	Portaria MME n° 78, de 04/03/2013	31/12/2018
Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - Sulgás	Argentina	2,8 milhões de m³/dia	UTE Uruguiana Rio Grande do Sul	Portaria MME n° 1, de 03/01/2013 Portaria MME n° 103, de 12/03/2014	21/12/2013 31/12/2015 <sup>(1)</sup>
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Bolívia (via Mutum/MS)	30 milhões de m³/dia	Diversos Estados (Malha interligada)	Portaria MME n° 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 m³/dia	UTE Mário Covas Malho Grosso	Portaria MME n° 502, de 24/10/2016 Portaria MME n° 76, de 6/03/2018	31/03/2017 31/12/2019
Companhia de Gás da Bahia - BAHIAGÁS	Diversos produtores de GNL	1,825 milhão de m³ de GNL	Bahia	Portaria MME n° 708, de 19/12/2016	31/12/2019
AES Uruguiana Empreendimentos S.A.	Argentina	2,8 milhões de m³/dia	UTE Uruguiana Rio Grande do Sul	Portaria MME n° 277, de 24/07/2017	25/07/2019
Blueshift Geração e Comercialização de Energia Ltda.	Diversos produtores de GNL	700 mil m³ de GNL	Santa Catarina	Portaria MME n° 502, de 28/12/2017	31/12/2020
Transportadora Sulbrasilera de Gás S.A. - TSB	Argentina	1,3 milhão de m³	O gás natural importado será utilizado exclusivamente na propulsão de ferramenta de inspeção (pipeline inspection gauge - PIG)	Portaria MME n° 80, de 09/03/2018	08/09/2018

#### AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL <sup>(2)</sup>

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 m³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	diversos consumidores de GNL	Portaria MME n° 311, de 8 de agosto de 2017	31/06/2019

Fonte: MME

## ANEXOS

### Notas Metodológicas - Conversões de Unidades

Conversão de Unidades - Valores Típicos*	
1 BCF (bilhão de pés cúbicos)	0,028 BCM (bilhões m³)
1 TCF (trilhão de pés cúbicos)	28,32 BCM (bilhões m³)
1 MMBtu	26,81 m³
1 Mtpa (milhão de toneladas por ano de GNL)	= 3,60 milhões m³/dia de gás natural
1 m³ de GNL (líquido)	600,00 m³ de gás natural (gasoso)
1.000 MW	2,20 milhões m³/dia
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Combinado)	4,50 milhões m³/dia
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Aberto)	7,00 milhões m³/dia

\* Considerações:

Poder calorífico do gás natural: 9.400 kcal/m³

GNL: Massa específica 456 kg/m³;

Consumos em Ciclo Aberto e em Ciclo Combinado: valores típicos de referência (variam de térmica para térmica);

O valor de referência do Ciclo Combinado representa uma eficiência de 48,8%, enquanto que do ciclo Aberto 31,4%.

### Notas Metodológicas - Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível (kcal/kg)	Gasolina (kcal/kg)	Gás Natural (kcal/m³)	GLP (kcal/kg)
10.100	11.200	9.400	11.750

## ANEXOS

## Reservas Provadas de Gás Natural

Unidades da Federação	Localização	Reservas provadas de gás natural (milhões m <sup>3</sup> )										16/15 %
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
<b>Brasil</b>		<b>364.991</b>	<b>364.236</b>	<b>367.095</b>	<b>423.003</b>	<b>459.403</b>	<b>459.187</b>	<b>457.960</b>	<b>471.095</b>	<b>429.958</b>	<b>377.406</b>	<b>-12,22</b>
<b>Subtotal</b>	<b>Terra</b>	<b>68.131</b>	<b>66.305</b>	<b>65.489</b>	<b>68.803</b>	<b>70.577</b>	<b>72.375</b>	<b>69.711</b>	<b>71.210</b>	<b>70.899</b>	<b>61.865</b>	<b>-12,74</b>
	<b>Mar</b>	<b>296.860</b>	<b>297.931</b>	<b>301.606</b>	<b>354.200</b>	<b>388.827</b>	<b>386.812</b>	<b>388.249</b>	<b>399.885</b>	<b>359.059</b>	<b>315.541</b>	<b>-12,12</b>
Amazonas	Terra	52.774	52.143	52.397	55.878	57.455	51.816	50.522	52.383	46.662	36.198	<b>-22,42</b>
Maranhão	Terra	-	-	-	-	-	7.286	6.990	7.770	12.748	15.772	<b>23,73</b>
Ceará	Mar	825	1.028	784	652	528	387	458	325	256	258	<b>0,65</b>
Rio Grande do Norte	Terra	1.942	1.585	1.656	1.418	1.464	2.550	1.682	1.362	1.697	1.657	<b>-2,38</b>
	Mar	11.755	8.663	8.376	8.676	7.645	7.297	5.614	5.254	2.257	2.164	<b>-4,09</b>
Alagoas	Terra	3.042	3.058	2.665	2.391	2.515	2.740	2.480	2.006	1.526	1.295	<b>-15,11</b>
	Mar	850	730	825	1.085	981	762	656	583	502	456	<b>-9,17</b>
Sergipe	Terra	761	989	925	1.039	1.433	1.460	1.555	1.502	1.373	1.152	<b>-16,14</b>
	Mar	2.842	2.678	2.523	2.588	2.323	3.422	3.398	2.961	1.581	1.062	<b>-32,81</b>
Bahia	Terra	8.470	7.447	7.202	7.356	6.844	5.988	5.912	5.595	6.337	5.116	<b>-19,27</b>
	Mar	26.423	24.671	28.169	26.161	23.708	24.290	20.374	17.971	11.949	9.690	<b>-18,90</b>
Espírito Santo	Terra	1.140	940	640	587	717	535	568	593	556	675	<b>21,31</b>
	Mar	37.594	38.004	47.058	44.025	43.631	42.590	42.863	43.687	36.907	31.794	<b>-13,86</b>
Rio de Janeiro <sup>3</sup>	Mar	167.917	173.142	166.770	220.506	249.984	246.438	257.192	274.685	256.207	230.849	<b>-9,90</b>
São Paulo <sup>4</sup>	Mar	47.881	48.340	46.189	49.373	58.882	60.336	56.406	54.418	49.401	39.269	<b>-20,51</b>
Paraná <sup>5</sup>	Terra	1	142	4	134	149	-	-	-	-	-	..
	Mar	568	468	684	904	913	1.062	1.058	-	-	-	..
Santa Catarina <sup>6</sup>	Mar	206	205	230	230	230	230	230	-	-	-	..

Fonte: ANP/SDP, conforme a Resolução ANP nº 47/2014

Notas: 1. Reservas em 31/12 dos anos de referência.

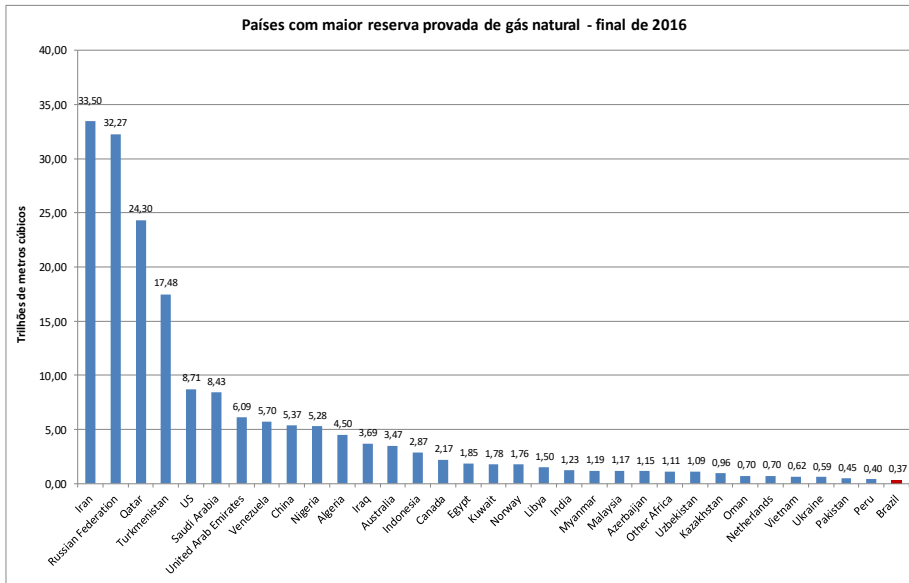
2. Ver em Notas Gerais item sobre "Reservas Brasileiras de Petróleo e Gás Natural".

<sup>1</sup>Incluindo as reservas dos campos cujos Planos de Desenvolvimento estão em análise. <sup>2</sup>As reservas estão apropriadas totalmente ao Estado em que cada campo tem sua majoritariamente situada. <sup>3</sup>As reservas do campo de Roncador e Frade estão apropriadas totalmente no Estado do Rio de Janeiro, por simplificação. <sup>4</sup>As reservas do campo Sapinhoá estão apropriadas totalmente no Estado de São Paulo por simplificação. <sup>5</sup>As reservas do campo de Caravela estão apropriadas totalmente no Estado do Paraná, por simplificação. <sup>6</sup>As reservas do campo de Tubarão estão apropriadas totalmente no Estado de Santa Catarina, por simplificação.

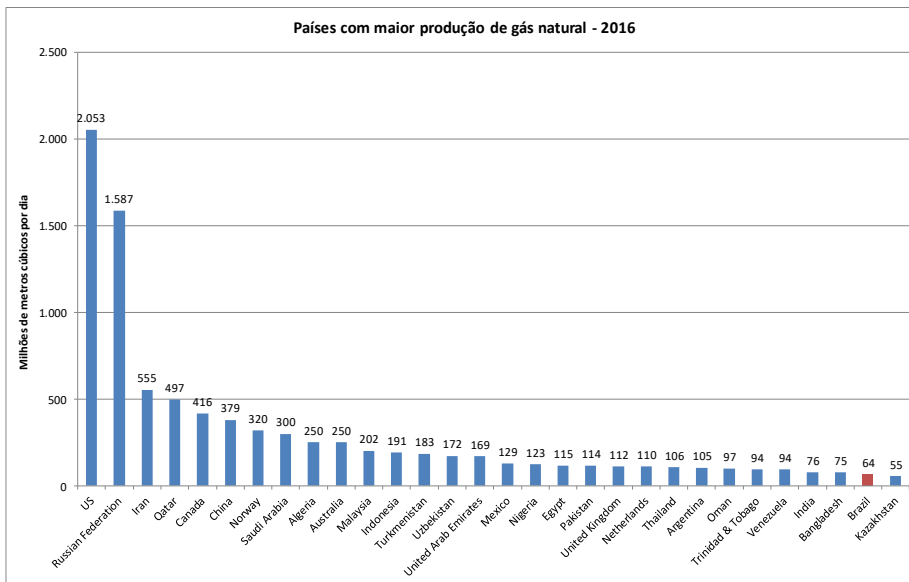
Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2017, ANP.

# ANEXOS

## Países com maiores reservas, produção e consumo de gás natural

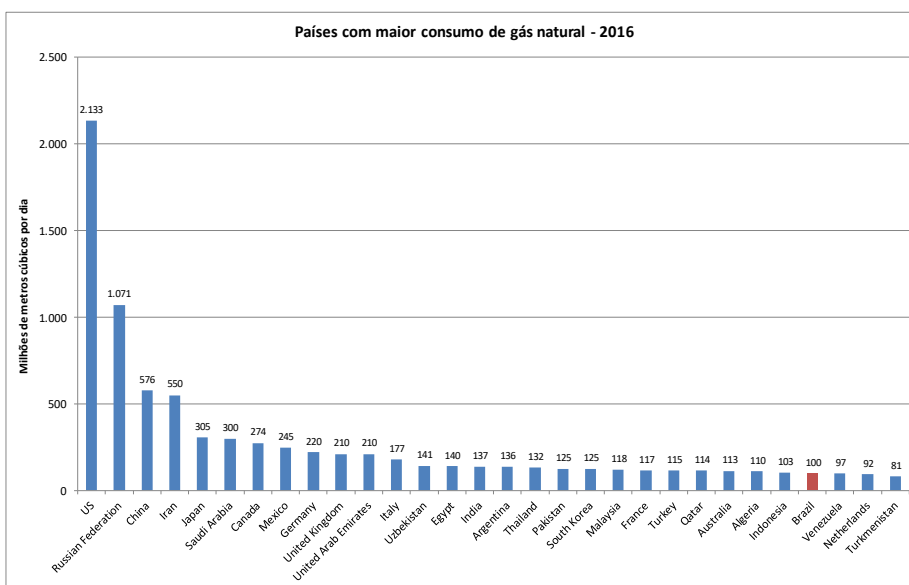


Segundo o *BP Statistical Review of World Energy - 2017*, o Brasil ocupa a 33ª colocação de país com maior reserva provada.



O *BP Statistical Review* não contabiliza na produção total os volumes de queima e reinjeção.

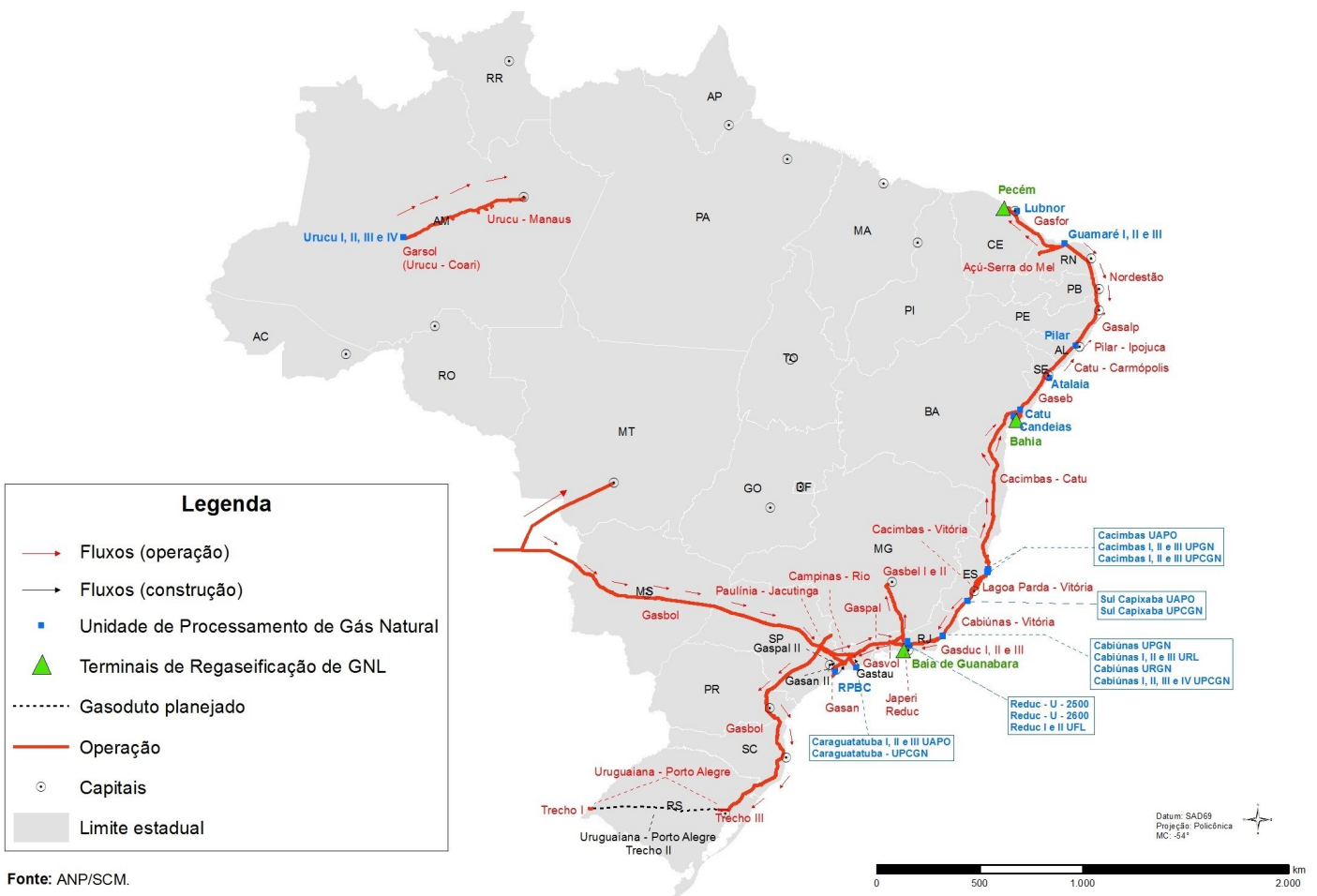
O Brasil consta na 29ª colocação de país com maior produção de gás natural.



No *BP Statistical Review 2017* o Brasil consta na 27ª colocação de país com maior consumo de gás natural.

# ANEXOS

## Infraestrutura de produção e movimentação de gás natural - 2016





## ANEXOS

## Tarifas de Transporte de Gás Natural

Atendendo ao disposto no § 1º do Art. 46 do Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, a ANP publicou o valor das tarifas de transporte vigentes, assim como as informações de consideradas públicas contidas nos instrumentos contratuais celebrados entre transportadores e carregadores. A tabela a seguir apresenta extrato das informações, sendo o teor integral disponível no seguinte link:

<http://www.anp.gov.br/?pg=44589&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1441055166832>

Contratado	Contrato	Tipo de serviço contratado	Gasodutos	Vigência do Contrato		Vigência da tarifa		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m3/dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu)	Critério de Reajuste
				Data de Início da Prestação do Serviço:	Prazo de Vigência do Contrato:	Data de Início	Data de Fim			
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Contrato de Serviço de Transporte de Gás Natural da Malha Sudeste	Firme	Campinas-Rio; REDUC-Volta Redonda (GASVOL); Volta Redonda-RECAP (GASPAL); RECAP-RPBC (GASAN); REDUC-REGAP (GASBEL); RECAP-REDUC (GASDUC II); RAMAL ANEL DE GÁS RESIDUAL	1º de janeiro de 2006	20 anos	01/01/2010	31/12/2010	41,34	1,18287	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, em conformidade com o item 11.5 do Contrato de Serviço de Transporte.
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Contrato de Serviço de Transporte de Gás Natural da Malha Nordeste	Firme	Atalaia-Itaporanga, Candeias-Aratu, Candeias-Camaçari, Candeias-Dow, Carmópolis-Pilar, Catu-Camaçari (14"), Catu-Camaçari (18"), Catu-Carmópolis, Dow-Aratu-Camaçari, Guamaré-Cabo (NORDESTÃO), Guamaré-Pecém (GASFOR), Loop-Nordestão, Pilar-Cabo (GASALP), Sergipe-Bahia (GASEB), Ramal Termoaçú, Ramal Aracati, Ramal Fafen II, Ramal TermoFortaleza, Ramal TermoFortaleza II, Ramal Termopernambuco, Ramal Santa Rita-São Miguel de Taipu	1º de janeiro de 2006	20 anos	01/01/2010	31/12/2010	20,14	2,38775	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, em conformidade com o item 11.5 do Contrato de Serviço de Transporte.
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG	Contrato de transporte de Gás TCQ Brasil	Firme	Bolívia-Brasil	15/12/1998 (data de início para contagem do prazo)	31/12/2019	01/01/2010	31/12/2010	18,08	2,0499	Tarifa de Capacidade: - Valor no ano-base 1996 = 1,14 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - Reajustada anualmente através da aplicação de um escalonador igual a 0,5% a.a.; - Convertida para R\$ pela média das taxas de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil ano em vigor. Tarifa de Movimentação: - Valor no ano-base 1996 = 0,0020 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - Conversão para R\$ pela média das taxas de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil de 1996; - Reajustada anualmente pela média do IGP-M, IGP-DI e IPA-DI.
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG	Contrato de transporte de Gás TCQ Brasil	Firme	Bolívia-Brasil	05/09/2001 (data de início para contagem do prazo)	04/09/2041	01/01/2010	31/12/2010	6	0,0063	Tarifa de Movimentação: - Valor no ano-base 1996 = 0,0020 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - Convertida para R\$ pela média das taxas de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil de 1996; - Reajustada anualmente pela média do IGP-M, IGP-DI e IPA-DI.
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG	Contrato de transporte de Gás TCQ Brasil	Firme	Bolívia-Brasil	01/01/2003 (data de início para contagem do prazo)	31/12/2021	01/01/2010	31/12/2010	6	Mato Grosso do Sul - 1,9298 São Paulo - 2,1036	Tarifas de Capacidade: - Mato Grosso do Sul: valor no ano-base 1996 = 1,073 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - São Paulo: valor no ano-base 1996 = 1,17 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - Reajustadas anualmente através da aplicação de um escalonador igual a 0,5% a.a.; - Convertida para R\$ pela média das taxas de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil ano em vigor. Tarifas de Movimentação: - Valor no ano-base 1996 = 0,0020 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - Conversão para R\$ pela média das taxas de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil de 1996; - Reajustada anualmente pela média do IGP-M, IGP-DI e IPA-DI.
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG	Contrato de serviço de transporte firme de gás - CPAC 2007	Firme	Bolívia-Brasil	01/10/2010 (data de início para contagem do prazo)	30/09/2030	01/01/2010	31/12/2010	5,20	0,7347	Encargo de capacidade, entrada e saída no ano base 2008, líquidas de impostos: Encargo de Capacidade = 0,3429 US\$/MMBtu Encargo de Entrada = 0,0324 US\$/MMBtu Encargo de Saída = 0,0394 US\$/MMBtu - Reajustados anualmente através da aplicação de um escalonador igual a 0,5% a.a.; - Convertidos para R\$ pela média das taxas de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil ano em vigor. Encargo de Movimentação: - Valor no ano-base 2008 = 0,0119 R\$/MMBtu; - Reajustado anualmente pela média do IGP-M, IGP-DI e IPA-DI; - Conversão para R\$ pela média das taxas de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do dia 12/11/2007 (US\$ 1,00 = R\$ 1,7736).
Transportadora Associada de Gás S.A.	Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural - GASDUC III	Firme	GASDUC III	12/11/2010	20 anos	12/01/2010	31/12/2010	40,00	0,91	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro de cada ano, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, de acordo com o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte.
Transportadora Associada de Gás S.A.	Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural - Paulínia Jacutinga	Firme	Paulínia-Jacutinga	15/01/2010	20 anos	15/01/2010	31/12/2010	Até nov/2011 - 1,25 Após nov/2011 - 5,0	1,06	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro de cada ano, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, de acordo com o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte.

Continua...

## ANEXOS

## Tarifas de Transporte de Gás Natural (continuação)

Contratado	Contrato	Tipo de serviço contratado	Gasodutos	Vigência do Contrato		Vigência da tarifa		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m3/dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu)	Critério de Reajuste
				Data de Início da Prestação do Serviço:	Prazo de Vigência do Contrato:	Data de Início	Data de Fim			
Transportadora Associada de Gás S.A.	Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural – NOVO SISTEMA DE TRANSPORTE	Firme	Japeri-Reduc, GASAN II, GASPAL II e GASBEL II	01/12/2009	20 anos	01/12/2009	31/12/2010	25,3 – Japeri-Reduc 7,1 – GASAN II 12,0 – GASPAL II 5,0 – GASBEL II até 2016 6,3 – GASBEL II de 2016 a 2022 7,0 – GASBEL II após 2022	1,30	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro de cada ano, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, de acordo com o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte.
Transportadora Associada de Gás S.A.	Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural – Urucu-Manaus	Firme	Urucu-Coari e Coari-Manaus	01/12/2010	20 anos	01/12/2010	31/12/2011	6,096 - 2012 6,286 - 2013 a 2019 6,695 - a partir de 2020	13,17	As tarifas são reajustadas a partir de janeiro de 2012, em 1º de janeiro de cada ano, considerando a variação média entre IPCA e IGP-M conforme o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte.
Transportadora Associada de Gás S.A.	Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural – Sistema GASENE	Firme	Cabiúnas-Vitória e Cacimbas-Vitória (Trecho Sul do Sistema GASENE de Transporte)	10 de novembro de 2008	25 anos	01/12/2010	30/11/2011	20,00	2,17	As Tarifas de Serviço de Transporte são reajustadas em 1º de dezembro de cada ano, em conformidade com o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte, considerando: (i) a média de variação do IGP-DI, IPA-DI e IGP-M; (ii) a variação do PPIIndustry e (iii) a média das cotações de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX-800) dia 11 de novembro de cada ano (ou do primeiro dia útil subsequente).
Transportadora Associada de Gás S.A.	Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural – Sistema GASENE	Firme	Cacimbas-Catu (Trecho Norte do Sistema GASENE de Transporte)	10 de novembro de 2008	25 anos	01/12/2010	30/11/2011	10,50	3,16	As Tarifas de Serviço de Transporte são reajustadas em 1º de dezembro de cada ano, em conformidade com o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte, considerando: (i) a média de variação do IGP-DI, IPA-DI e IGP-M; (ii) a variação do PPIIndustry e (iii) a média das cotações de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX-800) dia 11 de novembro de cada ano (ou do primeiro dia útil subsequente).
Transportadora Gasene S.A.	Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural por Redespacho	Firme por Redespacho	Cabiúnas-Vitória (Trecho Sul) e Cacimbas-Catu (Trecho Norte)	10 de novembro de 2008	17 anos	01/12/2010	30/11/2011	10,50	1,88	As Tarifas de Serviço de Transporte são reajustadas em 1º de dezembro de cada ano, em conformidade com o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte, considerando: (i) a média de variação do IGP-DI, IPA-DI e IGP-M; (ii) a variação do PPIIndustry e (iii) a média das cotações de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX-800) dia 11 de novembro de cada ano (ou do primeiro dia útil subsequente).
Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. - TSB	Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS	Firme	Trecho 1 do Gasoduto Uruguiana-Porto Alegre	01/06/2000	01/06/2000 a 01/12/2019	01/01/2011	31/12/2011	2,80	0,02	A Tarifa de Serviço de Transporte será reajustada em 1º de janeiro de cada ano, considerando: (i) a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores (item 7.3 do Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS); e (ii) a variação cambial, nas hipóteses em que a diferença da variação acumulada do IGP-M em relação à cotação do dólar norte-americano em face da moeda nacional que superar os 5%, em termos absolutos, sendo a Tarifa de Transporte reajustada em percentual equivalente a esta diferença (item 7.4 do Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS).
Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. - TSB	Termos Aditivos nos 1 e 2 ao Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS	Firme	Trecho 3 do Gasoduto Uruguiana-Porto Alegre	05/07/2000	05/07/2000 a 04/01/2005	05/01/2005	31/12/2005	0,28	0,32	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro de cada ano, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, de acordo com o item 7.3 do Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS.
Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A.	Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS (3º Trecho)	Firme	Trecho 3 do Gasoduto Uruguiana-Porto Alegre	01/01/2006	01/01/2006 a 30/06/2011	01/01/2011	30/06/2011	0,31	0,74	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro de cada ano, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, de acordo com o item 11.4 do Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS (3º Trecho).
Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda.	Contrato de Transporte de Gás Natural	Firme	Gasoduto Lateral-Cuiabá	15/07/2001	25 anos	04/05/2010	03/05/2011	0,00	1,09	Tarifa de Serviço de Transporte reajustada anualmente pelo CPI-U (Índice de Preço ao Consumidor Urbano calculado pelo departamento de estatística do governo americano) tendo como reajuste mínimo anual a taxa de 0,5% ao ano.
Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda.	Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural celebrado entre a Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda. e a MTGÁS	Interruptível	Gasoduto Lateral-Cuiabá	05/12/2008	5/12/2008 até 31/03/2009	05/12/2008	31/03/2009	0,04	1,51	A Tarifa de Serviço de Transporte Interruptível será mantida fixa em Reais, estando a MTGÁS responsável por arcar com o custo decorrente do aumento, criação e/ou exigibilidade de quaisquer tributos ou quaisquer gravames que sejam devidos em decorrência, direta ou indiretamente, do Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural, sejam incidentes no transporte de gás natural no Brasil, incluindo, mas não se limitando, ao ICMS, PIS e COFINS incidentes no Brasil (item 16.5 do Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural celebrado entre a Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda. e a MTGÁS).
Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda.	Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural celebrado entre a Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda. e a MTGÁS	Interruptível	Gasoduto Lateral-Cuiabá	21/12/2009	21/12/2009 até 31/03/2011	21/12/2009	31/03/2011	0,02	1,06	A Tarifa de Serviço de Transporte Interruptível será mantida fixa em Reais, estando a MTGÁS responsável por arcar com o custo decorrente do aumento, criação e/ou exigibilidade de quaisquer tributos ou quaisquer gravames que sejam devidos em decorrência, direta ou indiretamente, do Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural, sejam incidentes no transporte de gás natural no Brasil, incluindo, mas não se limitando, ao ICMS, PIS e COFINS incidentes no Brasil (item 15.5 do Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural celebrado entre a Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda. e a MTGÁS).

Fonte: ANP