

# BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

## Destaques do mês de Fevereiro

- ⇒ **Produção nacional:** Redução na produção de gás não associado resulta em média total de 95,4 MMm<sup>3</sup>/dia. (pags. 3 e 4)
- ⇒ **Queima de gás natural:** Queima de gás natural cai novamente e atinge redução de 33% em relação a dezembro de 2014. (pag. 5)
- ⇒ **Importação:** Alta na regaseificação de GNL e na importação por gasodutos, com a retomada do ingresso de gás pela Argentina. (pag. 7)
- ⇒ **Consumo de gás natural:** Elevação do consumo leva a registro do segundo maior valor do histórico. (pags. 8 e 9)

## Sumário

---

Balanço de Gás Natural no Brasil	2
Produção Nacional, Queima de Gás, Reinjeção e Consumo em E&P	3
Importação e Reexportação de Gás Natural	7
Oferta Interna Disponibilizada	8
Consumo de Gás Natural	9
Geração Termelétrica a Gás Natural	11
Preços e Competitividade	14
Balanço de Gás Natural na Bolívia, Chile, Argentina, Uruguai e Estados Unidos da América.	18
Legislação do Setor	20
Programa de Aceleração do Crescimento - PAC	21
ANEXOS	
Reservas Nacionais de Gás Natural	22
Infraestrutura de Transporte de Gás Natural	23
Unidades de Processamento de Gás Natural, Terminais de GNL e Evolução da Malha de Gás Natural	24
Parque Térmico a Gás Natural	26
Notas Metodológicas	26

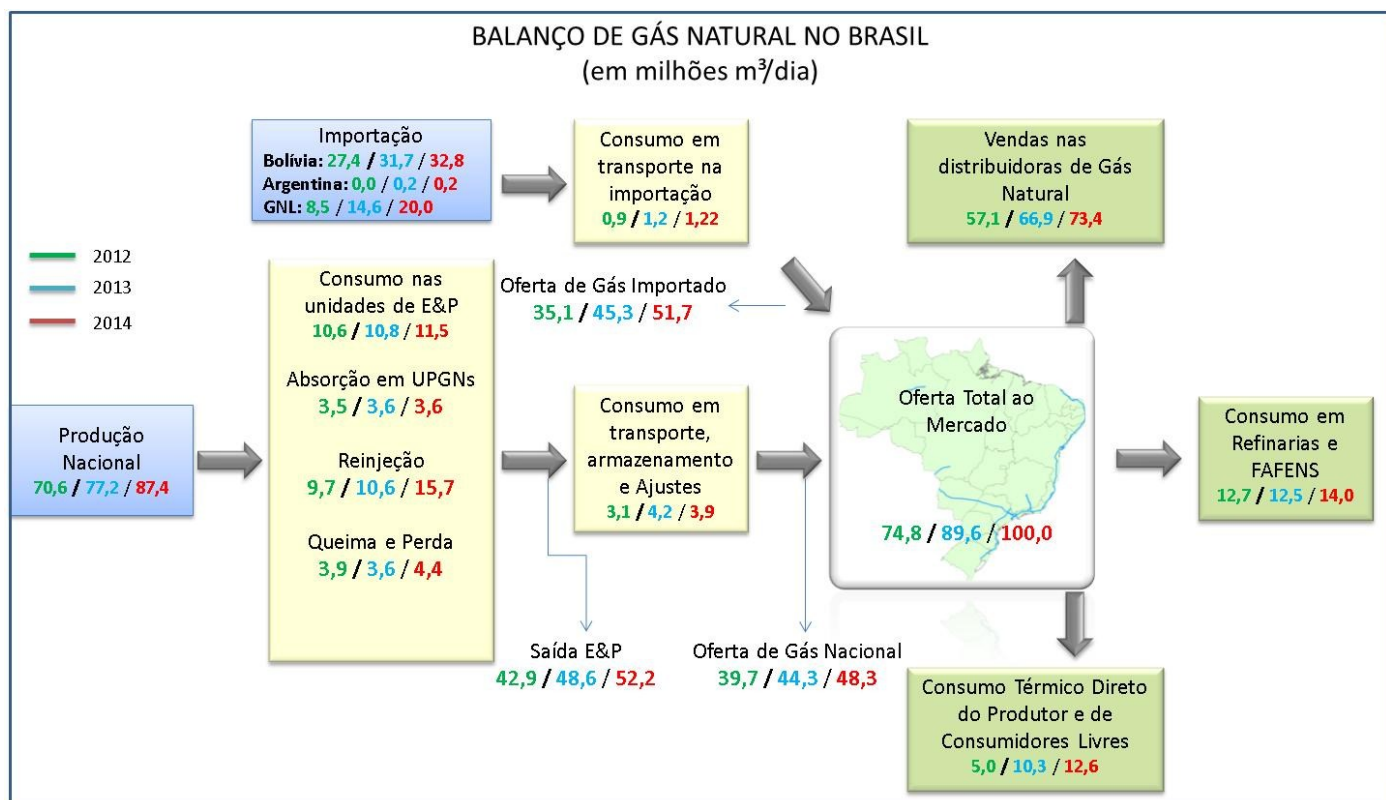
---

## Balanço de Gás Natural No Brasil

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m <sup>3</sup> /dia)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	<b>62,84</b>	<b>65,93</b>	<b>70,58</b>	<b>77,19</b>	<b>87,38</b>	<b>96,56</b>	<b>95,36</b>											<b>95,99</b>
Reinjeição	12,53	11,07	9,68	10,64	15,73	20,72	20,73											20,73
Queima e perda	6,64	4,81	3,95	3,57	4,44	4,04	3,26											3,67
Consumo nas unidades de E&P	9,72	10,15	10,57	10,85	11,46	12,25	12,17											12,21
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	2,35	2,64	3,14	4,24	3,87	3,23	3,07											3,15
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,56	3,43	3,52	3,56	3,59	4,16	4,06											4,11
Oferta de gás nacional ao mercado	28,04	33,83	39,73	44,33	48,30	52,16	52,06											52,11
<b>IMPORTAÇÃO</b>	<b>34,55</b>	<b>28,50</b>	<b>36,04</b>	<b>46,47</b>	<b>52,93</b>	<b>50,75</b>	<b>53,87</b>											<b>52,23</b>
Bolívia	26,91	26,86	27,54	31,75	32,83	33,69	33,24											33,47
Argentina	0,00	0,00	0,00	0,16	0,18	0,00	1,24											0,59
Gás Natural Liquefeito - GNL *	7,64	1,64	8,50	14,56	19,92	17,07	19,39											18,17
Consumo em transporte na importação	0,89	0,93	0,93	1,17	1,22	1,21	1,24											1,22
Oferta de gás importado ao mercado	33,66	27,57	35,11	45,31	51,71	49,54	52,63											51,01
<b>OFERTA TOTAL AO MERCADO</b>	<b>61,70</b>	<b>61,40</b>	<b>74,84</b>	<b>89,64</b>	<b>100,00</b>	<b>101,70</b>	<b>104,69</b>											<b>103,12</b>
Venda nas distribuidoras de gás natural	49,73	47,67	57,12	66,90	73,40	73,33	75,70											74,45
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	9,12	11,28	12,69	12,48	14,01	15,26	16,00											15,61
Consumos termelétricos direto do produtor e de Consumidores Livres (Celso Furtado/Rômulo Almeida/ Canoas/Termocesará/Termosaçu/Euzébio Rocha/ Cuiabá / Maranhão IV e V)	2,84	2,46	5,03	10,26	12,60	13,11	12,99											13,06
<b>PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)</b>	<b>45,4%</b>	<b>55,1%</b>	<b>53,9%</b>	<b>49,5%</b>	<b>48,3%</b>	<b>51,3%</b>	<b>49,7%</b>											<b>50,5%</b>

Fonte: ANP, ABEGAS, TSB e PETROBRAS, mar/15

\* Os valores de importação de GNL correspondem aos volumes regaseificados no mês.

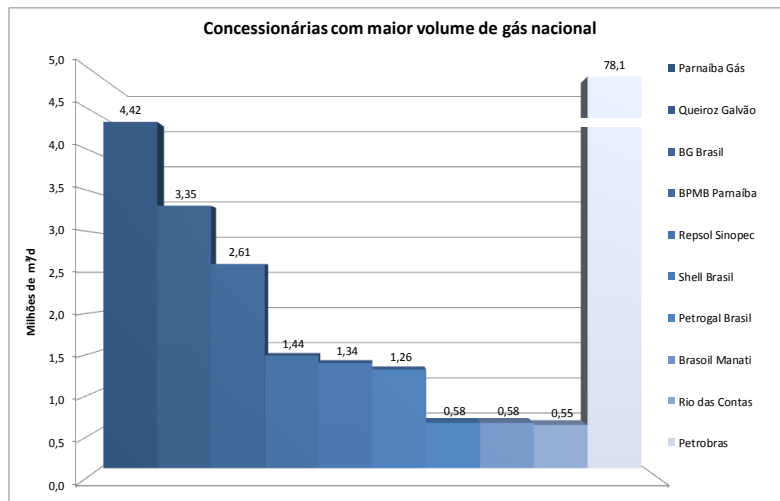


**Equipe do Departamento de Gás Natural:** Symone Christine de Santana Araújo (Diretora), Aldo Barroso Cores Junior, Matheus Batista Bodnar, Breno Peixoto Cortez, Fernando Massaharu Matsumoto, Juliano Vilela Borges dos Santos, Rodrigo Willians de Carvalho e Jaqueline Meneghel Rodrigues



## Produção Nacional: Concessionárias

Do volume total produzido 95,3% está concentrado em dez Concessionárias (a Petrobras respondeu por 81,9% do total). O gráfico a seguir apresenta a distribuição da produção nacional das dez concessionárias.

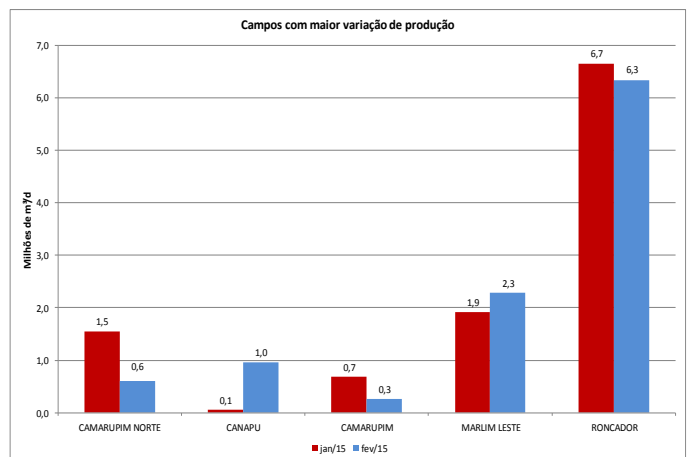
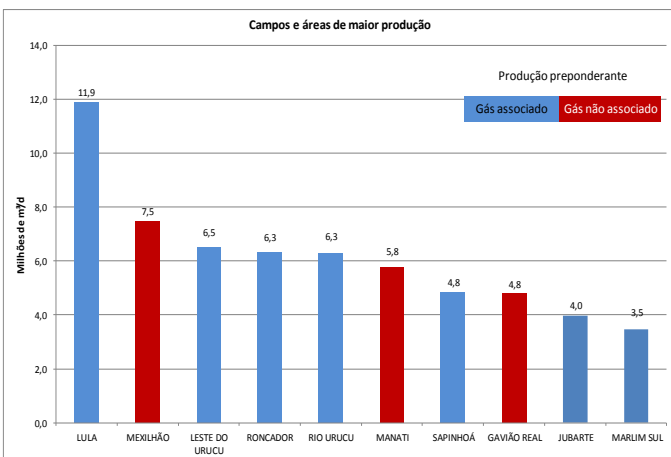


No mês de fevereiro, a produção nacional de gás natural foi de 95,4 milhões de m³/dia queda de 1,2% em relação ao mês anterior.

## Produção Nacional: Campos e Áreas Exploratórias

O gráfico abaixo apresenta os dez campos de maior produção de gás natural, responsáveis por 64,3% da produção nacional.

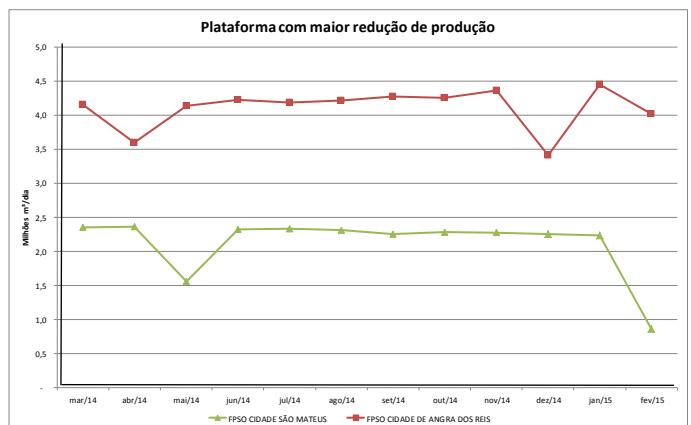
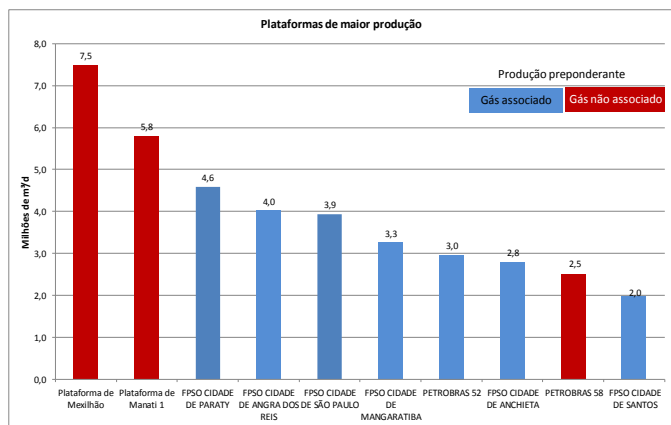
O gráfico abaixo apresenta os cinco campos com maior variação de produção.



## Produção Nacional: UEP – Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEP's de maior produção de gás natural no mês de fevereiro/2015.

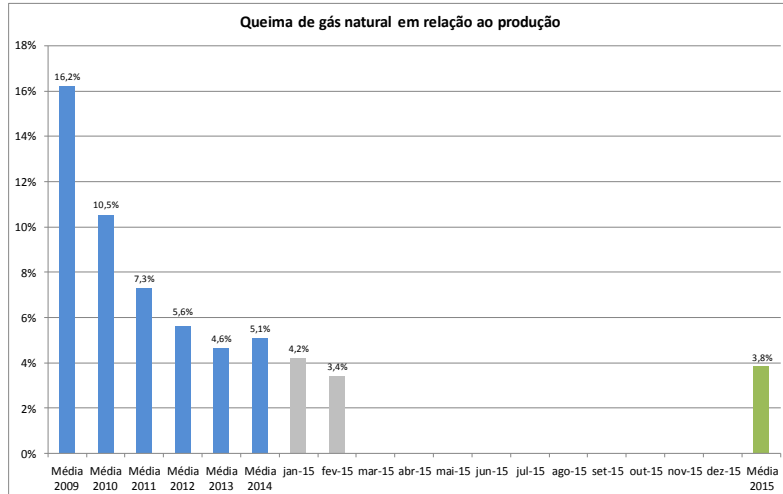
O gráfico abaixo apresenta histórico de produção dos FPSOs Cidade de São Mateus, responsável pela produção do campo de Camarupim Norte (ES) e Cidade de Angra dos Reis, responsável pela produção no capo de Lula (RJ).



As UEP's apresentadas no gráfico acima foram responsáveis por 41,2% da produção nacional.

Fonte: ANP e Petrobras, mar/15.

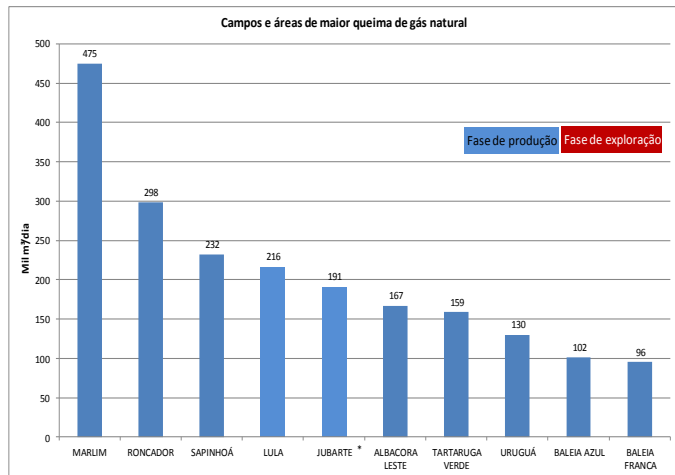
## Queima de Gás em relação à produção



O volume de queima de gás natural reduziu de 4,04 para 3,26 milhões de m³/d, influenciado principalmente pelo campos de Sapinhoá e Albacora Leste.

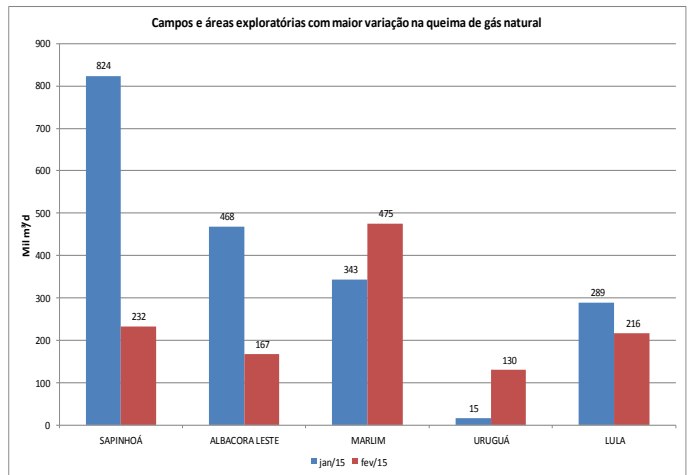
## Queima de Gás: Campos e Áreas Exploratórias

O gráfico abaixo apresenta os dez campos e áreas exploratórias com maior volume de queima gás natural no mês de fevereiro/15, sendo estes responsáveis por 63% do volume total.



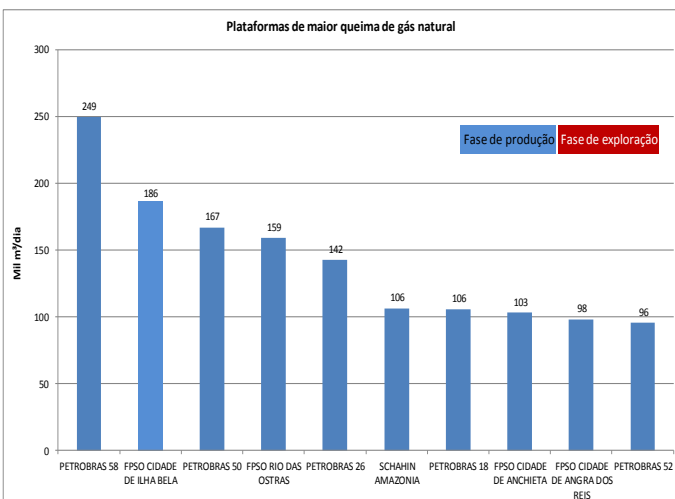
\* Novo Campo localizado na Bacia de Santos-RJ

O gráfico abaixo apresenta os cinco campos e áreas exploratórias com maior variação na queima de gás natural. Destaca-se o campo de Sapinhoá, onde a queima de gás natural reduziu de 824 mil m³/d para 232 milhão de m³/d.



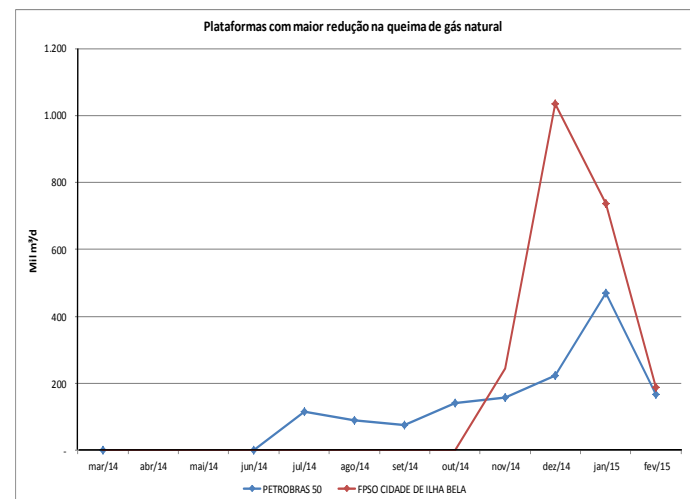
## Queima de Gás: UEP - Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEPs com maior queima de gás natural no mês de fevereiro de 2015.



As UEPs apresentadas no gráfico acima foram responsáveis por 43% do volume total de gás natural queimado no País.

O gráfico abaixo apresenta histórico de queima de gás natural das UEPs que operam nos campos de Sapinhoá (FPSO Cid. Ilha Bela) e Albacora Leste (P-50)



O FPSO Cidade de Ilha Bela apresentou redução de queima devido ao aumento de injeção de gás.



## Importação e Reexportação de Gás Natural

### Importação por gasoduto e regaseificação de Gás Natural Liquefeito-GNL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m³/dia)			Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015			
								jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez				
Bolívia	Via MS	PETROBRAS	26,90	26,85	26,66	30,64	31,23	31,49	31,19												31,34		
	Via MT	PETROBRAS	0,00	0,01	0,89	1,10	1,58	2,03	2,05													2,04	
		MTGás		0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00												0,00	
Subtotal			26,91	26,86	27,56	31,75	32,82	33,69	33,24													33,46	
Argentina	Sulgás (TSB)		0,00	0,00	0,00	0,17	0,18	0,00	1,24													0,62	
	Subtotal		0,00	0,00	0,00	0,17	0,18	0,00	1,24														0,62
Gás Natural Liquefeito - GNL *			7,64	1,64	8,50	14,57	19,93	17,07	19,39														18,23
Terminal GNL de Pecém *			2,49	1,13	1,95	3,53	3,65	3,23	3,90														3,55
Terminal GNL da Baía de Guanabara *			5,15	0,51	6,55	10,94	10,62	3,98	7,90														5,84
Terminal GNL da Bahia *			-	-	-	-	5,65	9,86	7,59														8,78
TOTAL			34,55	28,50	36,04	45,97	52,93	50,75	53,87														52,23
Consumo em transporte na importação			0,89	0,93	0,93	1,18	1,22	1,21	1,24														1,22
Oferta de gás importado			33,66	27,57	35,11	44,79	51,71	49,54	52,63														51,01

Fontes: ANP e TBG, mar/15

\* Os valores de importação de GNL correspondem aos volumes regaseificados no mês.

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

	Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Volume GN regas* (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Entrada
ANUAL	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	582.838.980	12,69	Trinidad e Tobago; Reino Unido; Estados Unidos; Catar	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
	Total 2012	1.507.751.989	2.322.159.593	5.092.455	3.055.473.149	12,56	Nigéria; Estados Unidos; Catar; Bélgica; Noruega; Espanha; Trinidad e Tobago; França	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
	Total 2013	2.835.082.921	3.723.940.591	8.166.536	4.899.921.830	14,73	Nigéria; Catar; Espanha; Trinidad e Tobago; Argélia; Bélgica; Noruega; França; Angola; Egito; Portugal	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
	Total 2014	2.892.659.245	3.707.529.794	8.130.548	4.878.328.676	15,09	Catar, Estados Unidos, Noruega, Holanda, Nigéria, Trinidad e Tobago, Guiné Equatorial, Angola, Espanha, Portugal	Pecém - CE Aratu - BA Rio de Janeiro - RJ
MENSAL	Total jan/15	648.414.525	1.004.713.072	2.203.318	1.321.990.884	12,48	Catar, Espanha, França, Nigéria, Noruega, Holanda, Portugal e Trinidad e Tobago	Pecém - CE Aratu - BA Rio de Janeiro - RJ
DETALHADO	fev/2015	34.872.015	54.933.260	120.468	72.280.605	12,28	Trinidad e Tobago	Aratu - BA
	fev/2015	39.816.571	59.355.120	130.165	78.098.842	12,97	Bélgica	Aratu - BA
	fev/2015	46.319.301	63.117.060	138.415	83.048.763	14,19	Nigéria	Aratu - BA
	fev/2015	43.678.897	63.666.104	139.619	83.771.189	13,27	Argélia	Aratu - BA
	fev/2015	46.784.764	66.500.745	145.835	87.500.980	13,61	Catar	Aratu - BA
	fev/2015	48.339.532	70.503.080	154.612	92.767.211	13,26	Espanha	Aratu - BA
	fev/2015	58.699.356	93.623.137	205.314	123.188.338	12,13	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
	fev/2015	82.937.072	128.803.714	282.464	169.478.571	12,45	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
	Total fev/15	401.447.508	600.502.220	1.316.891	790.134.500	12,93	Catar, Espanha, Bélgica, Nigéria, Argélia e Trinidad e Tobago	Aratu - BA Rio de Janeiro - RJ

Fonte: Aliceweb - MDIC, mar/2015

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

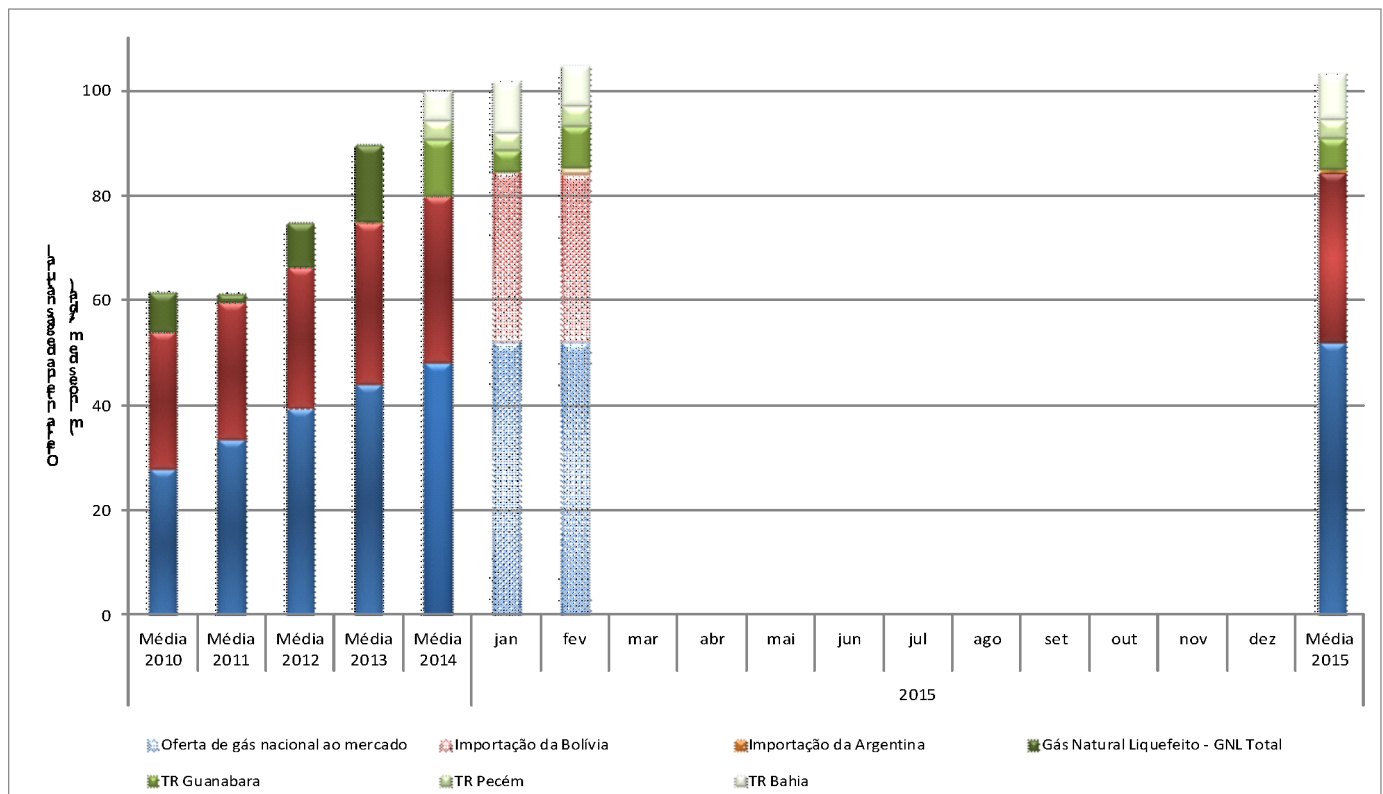
### Reexportação de Gás Natural Liquefeito-GN (NCM: 2711.11.00) - (Portaria MME nº 67/2010)

Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Volume GN regaseificável (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Destino	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
abr/2014	27.095.571	25.682.259	56.321	33.792.446	20,41	Argentina	Rio de Janeiro - RJ
set/2014	1.425.868	1.503.200	3.296	1.977.895	18,35	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
out/2014	22.540.361	38.072.233	83.492	50.095.043	11,45	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

Fonte: Aliceweb - MDIC, mar/2015

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

## Oferta Interna Disponibilizada



\* Os valores de GNL correspondem aos volumes médios regaseificados.

## Comentários

A produção média de gás natural recuou em fevereiro em comparação ao mês anterior (-1,20 MMm<sup>3</sup>/dia\*), resultado sobretudo da queda de produção de gás não associado no Espírito Santo (-1,58 MMm<sup>3</sup>/dia), conforme explicado na página 4. Apesar disso, a oferta líquida de gás teve ligeira redução (+0,10 MMm<sup>3</sup>/dia), em razão da diminuição da queima de gás natural (-0,78 MMm<sup>3</sup>/dia), que apresentou menor valor desde novembro de 2013.

Para atender ao aumento da demanda, segundo maior valor do histórico, houve aumento de regaseificação de gás natural liquefeito – GNL no terminal de Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, que dobrou a internalização de gás frente ao mês anterior. A regaseificação total na malha teve aumento de 2,32 MMm<sup>3</sup>/dia.

A importação por gasodutos, por sua vez, também teve aumento, em razão da retomada de importação de gás natural a partir da Argentina para o atendimento à UTE Uruguaiana. A usina, que não despachava desde maio de 2014, voltou a gerar utilizando gás natural brasileiro em livre trânsito na malha de gasodutos argentina, sob o amparo do Memorando de Entendimento em matéria de intercâmbio de energia assinado por Brasil e Argentina.

\* MMm<sup>3</sup>/dia = milhão de metros cúbicos por dia.



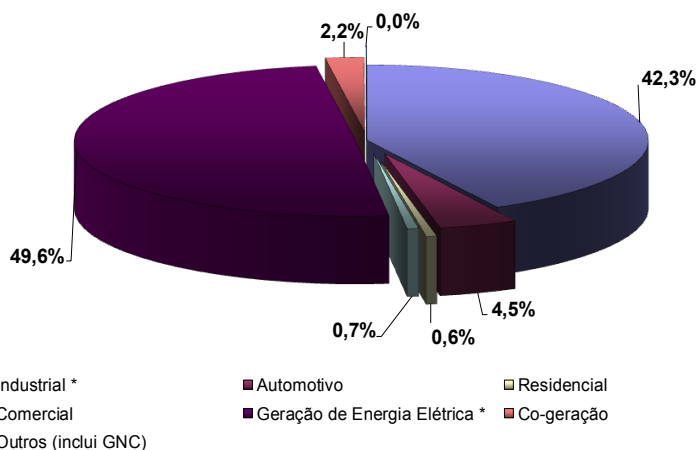
## Consumo de Gás Natural

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m³/dia)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Industrial *	35,41	40,87	41,82	41,27	43,19	44,00	45,46											44,69
Automotivo	5,50	5,40	5,32	5,13	4,96	4,68	4,84											4,76
Residencial	0,79	0,87	0,92	1,00	0,97	0,63	0,71											0,67
Comercial	0,63	0,68	0,72	0,75	0,77	0,68	0,73											0,70
Geração de Energia Elétrica *	15,77	10,58	23,03	38,92	47,37	49,35	50,63											49,96
Co-geração	2,90	3,01	2,92	2,46	2,57	2,30	2,30											2,30
Outros (inclui GNC)	0,68	0,17	0,11	0,10	0,17	0,04	0,03											0,04
<b>TOTAL</b>	<b>61,69</b>	<b>61,59</b>	<b>74,84</b>	<b>89,64</b>	<b>100,00</b>	<b>101,70</b>	<b>104,69</b>											<b>103,12</b>
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	16,20	16,22	17,22	18,65	18,93	19,64	19,09											19,38
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>77,89</b>	<b>77,81</b>	<b>92,07</b>	<b>108,29</b>	<b>118,93</b>	<b>121,33</b>	<b>123,78</b>											<b>122,49</b>

\* Inclui consumo direto do produtor

Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, mar/15

### Consumo de gás natural - Média em 2015



As tabelas abaixo apresentam consumo das refinarias e Fafens, considerados como consumo industrial.

### Consumo de gás natural - FAFENS e Refinarias

	MÉDIA 2009	MÉDIA 2010	MÉDIA 2011	MÉDIA 2012	MÉDIA 2013	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	MÉDIA 2014
FAFEN-BA	0,94	1,29	1,47	1,50	1,77	1,37	1,33	2,35	1,28	1,30	1,26	1,19	0,87	1,26	1,39			1,24
FAFEN-SE	1,01	1,09	1,29	1,16	1,28	0,72	1,24	1,29	1,15	0,48	0,70	1,27	1,43	1,40	1,40			0,92
<b>TOTAL</b>	<b>1,96</b>	<b>2,38</b>	<b>2,76</b>	<b>2,66</b>	<b>3,05</b>	<b>2,09</b>	<b>2,58</b>	<b>3,63</b>	<b>2,43</b>	<b>1,78</b>	<b>1,96</b>	<b>2,46</b>	<b>2,29</b>	<b>2,66</b>	<b>2,79</b>			<b>2,47</b>

	MÉDIA 2009	MÉDIA 2010	MÉDIA 2011	MÉDIA 2012	MÉDIA 2013	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	MÉDIA 2014
REPAR	0,53	0,48	0,58	1,17	1,01	0,82	0,91	0,71	1,09	1,17	1,10	1,05	0,96	1,02	1,05			0,90
REPLAN	1,05	0,92	1,00	1,09	1,51	2,08	2,31	2,20	2,25	2,21	2,21	2,30	2,18	2,10	2,16			2,00
REDUC	1,51	1,77	1,84	2,01	1,71	1,51	1,85	2,31	2,14	1,99	2,24	2,37	2,09	2,08	2,30			1,90
REVAP	0,55	1,36	2,12	2,39	2,23	2,22	2,21	2,41	2,35	2,37	2,45	2,37	2,32	1,47	1,43			1,96
RPBC	0,60	0,60	1,12	0,88	0,77	0,77	0,74	0,80	0,74	0,87	0,78	0,73	0,81	0,78	0,80			0,71
RLAM	0,77	0,68	0,65	0,77	0,75	0,92	1,12	1,09	1,07	0,99	0,87	0,99	0,83	0,83	0,81			0,87
REGAP	0,18	0,21	0,27	0,46	0,54	0,63	0,80	0,77	0,83	0,80	0,76	0,82	0,87	0,78	0,35			0,67
REFAP <sup>1</sup>	0,00	0,00	0,38	0,42	0,40	0,52	0,44	0,46	0,49	0,61	0,43	0,30	0,61	0,61	0,54			0,45
RECAP	0,19	0,17	0,22	0,49	0,46	0,49	0,52	0,48	0,54	0,40	0,44	0,48	0,47	0,33	0,78			0,45
REMAN	0,01	0,16	0,20	0,19	0,21	0,20	0,18	0,20	0,20	0,20	0,22	0,22	0,18	0,18	0,20			0,18
LUBNOR	0,07	0,08	0,05	0,08	0,09	0,08	0,08	0,07	0,08	0,07	0,09	0,09	0,09	0,07	0,07			0,07
RPCC	0,00	0,02	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07	0,06	0,06	0,09	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07			0,06
TECAB	0,26	0,25	0,23	0,22	0,25	0,14	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			0,03
<b>TOTAL</b>	<b>5,72</b>	<b>6,69</b>	<b>8,70</b>	<b>10,21</b>	<b>9,97</b>	<b>10,43</b>	<b>11,41</b>	<b>11,56</b>	<b>11,86</b>	<b>11,76</b>	<b>11,67</b>	<b>11,79</b>	<b>11,47</b>	<b>10,32</b>	<b>10,55</b>			<b>10,27</b>

Fonte: ANP, dez/14

1 - Os valores referentes ao mês de jul/2011 e ao período entre jan/2009 e dez/2010 estão sujeitos à alteração pela ANP.

## Consumo de Gás Natural Por Distribuidora

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (em milhões de m³/dia)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Algás (AL)	0,47	0,44	0,54	0,59	0,61	0,61	0,56											0,59
Bahiagás (BA)	3,67	3,84	3,74	4,46	3,89	4,05	4,06											4,06
BR Distribuidora (ES)	2,14	2,91	3,06	3,04	3,49	3,74	3,70											3,72
Cebgás (DF)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01											0,01
Ceg (RJ)	8,55	6,63	8,98	11,78	14,79	14,63	14,49											14,57
Ceg Rio (RJ)	6,09	4,32	6,59	9,04	10,55	11,03	11,36											11,19
Cegás (CE)	1,38	1,08	1,26	1,96	1,91	1,94	1,97											1,95
Cigás (AM)	0,08	1,77	2,46	3,08	3,43	3,64	3,74											3,69
Comgas (SP)	13,45	13,25	14,40	14,95	14,95	13,69	14,81											14,22
Compagás (PR)	1,70	1,05	2,23	2,27	2,90	3,37	3,43											3,40
Copergás (PE)	2,34	2,36	2,43	2,93	3,29	3,30	2,68											3,01
Gas Brasileiro (SP)	0,65	0,78	0,83	0,85	0,80	0,94	0,85											0,90
Gasmig (MG)	2,63	2,91	3,62	4,07	4,21	4,30	4,30											4,30
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00											0,00
Mtgás (MT)	0,00	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01											0,01
Msgás (MS)	0,86	0,24	0,99	1,81	2,59	2,76	3,06											2,90
Pbgás (PB)	0,37	0,35	0,36	0,35	0,34	0,31	0,32											0,32
Potigás (RN)	0,39	0,39	0,35	0,35	0,34	0,29	0,30											0,30
Gás Natural Fenosa (SP)	1,46	1,44	1,35	1,32	1,18	1,06	1,09											1,08
Scgás (SC)	1,74	1,83	1,84	1,85	1,82	1,65	1,76											1,70
Sergás (SE)	0,27	0,26	0,28	0,28	0,29	0,27	0,29											0,28
Sulgás (RS)	1,49	1,80	1,79	1,94	1,97	1,73	3,10											2,38
Goiasgás (GO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00											0,00
Gasmar (MA)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00											0,00
<b>TOTAL DISTRIBUIDORAS</b>	<b>49,73</b>	<b>47,67</b>	<b>57,13</b>	<b>66,98</b>	<b>73,4</b>	<b>73,33</b>	<b>75,91</b>											<b>74,62</b>

Fonte: Abegás, mar/15

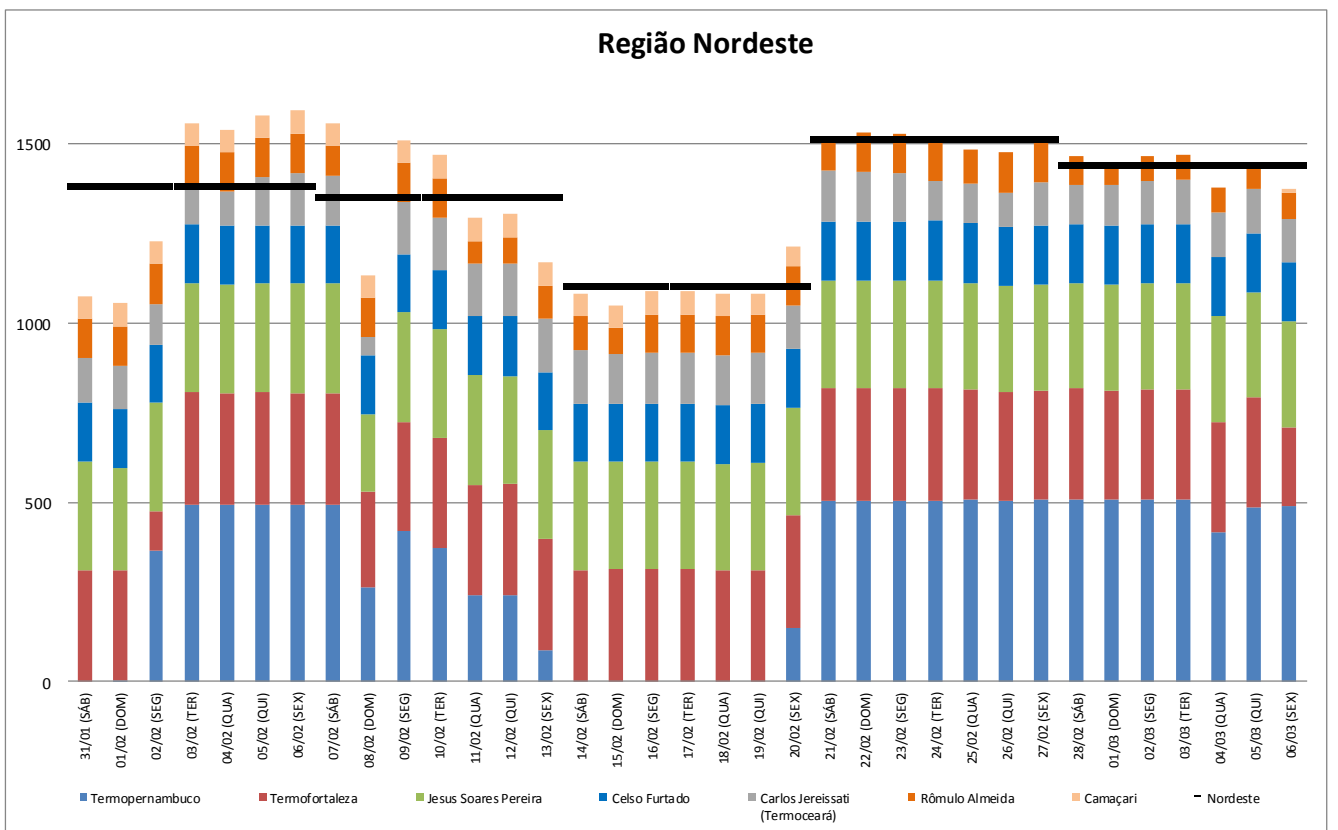
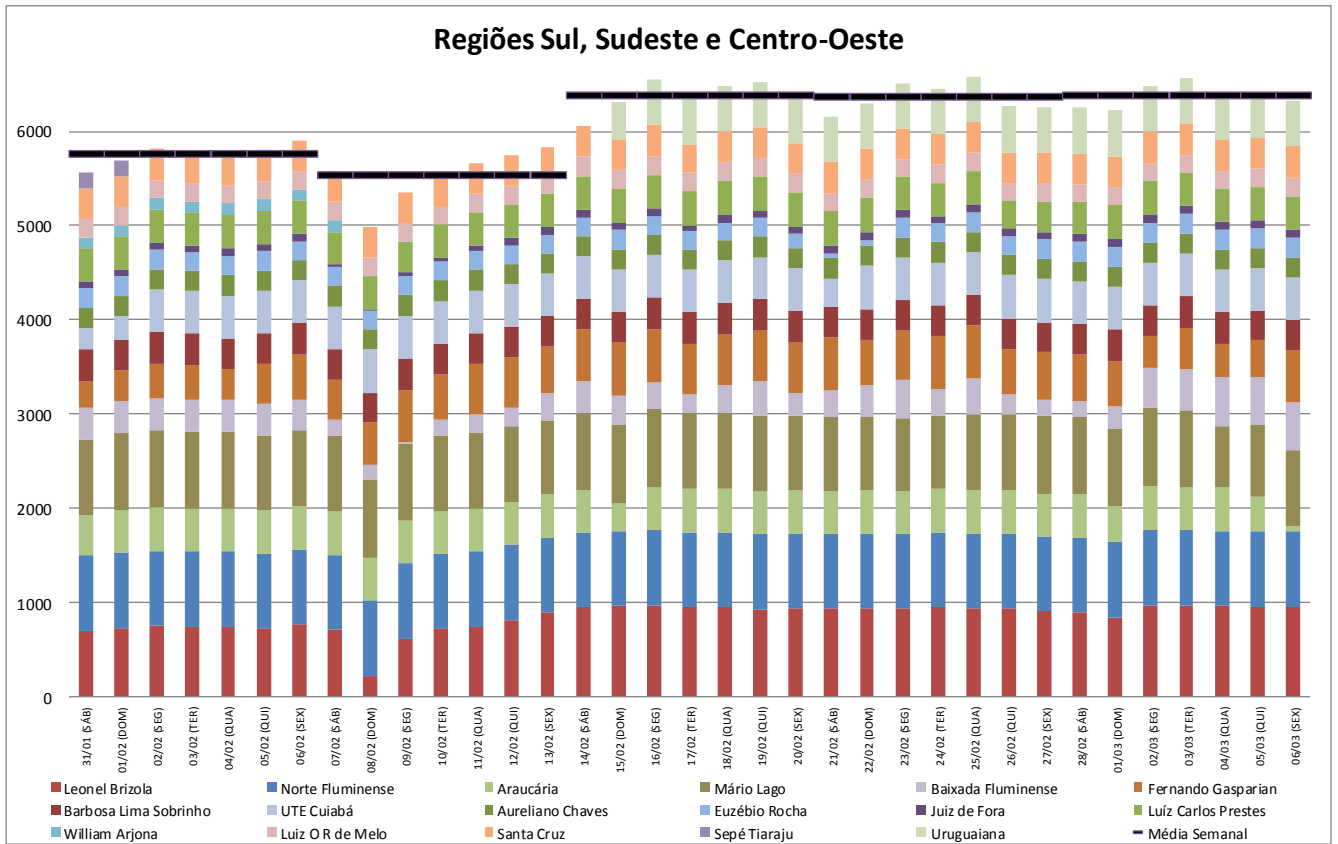
## Consumo de Gás Natural Por Distribuidora sem o Segmento Termelétrico

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m³/dia)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Algás (AL)	0,47	0,44	0,54	0,59	0,6	0,61	0,56											0,59
Bahiagás (BA)	3,67	3,83	3,74	3,61	3,7	3,58	3,71											3,65
BR Distribuidora (ES)	2,14	2,86	2,71	2,06	2,5	2,66	2,51											2,59
Cebgás (DF)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0	0,00	0,01											0,01
Ceg (RJ)	4,84	4,86	4,59	4,17	4,2	3,95	3,93											3,94
Ceg Rio (RJ)	2,25	2,21	2,16	2,37	2,6	2,32	2,50											2,41
Cegás (CE)	0,43	0,46	0,43	0,46	0,5	0,48	0,46											0,47
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,02	0,04	0,1	0,08	0,08											0,08
Comgas (SP)	12,61	13,10	12,97	12,89	12,4	11,60	12,16											11,88
Compagás (PR)	0,96	1,01	1,02	1,04	1,1	1,28	1,34											1,31
Copergás (PE)	0,98	1,00	1,04	1,12	1,2	1,21	1,23											1,22
Gas Brasileiro (SP)	0,65	0,78	0,83	0,85	0,8	0,94	0,85											0,90
Gasmig (MG)	1,86	2,84	2,88	2,86	3,0	2,84	2,89											2,86
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00											0,00
Mtgás (MT)	0,00	0,01	0,01	0,02	0,0	0,01	0,01											0,01
Msgás (MS)	0,21	0,23	0,20	0,22	0,3	0,20	0,20											0,20
Pbgás (PB)	0,37	0,35	0,36	0,35	0,3	0,31	0,32											0,32
Potigás (RN)	0,39	0,39	0,35	0,35	0,3	0,29	0,30											0,30
Gás Natural Fenosa (SP)	1,46	1,44	1,35	1,32	1,2	1,06	1,09											1,08
Scgás (SC)	1,74	1,83	1,84	1,85	1,8	1,65	1,76											1,70
Sergás (SE)	0,27	0,26	0,28	0,28	0,3	0,27	0,29											0,28
Sulgás (RS)	1,49	1,80	1,79	1,78	1,8	1,73	1,85											1,79
Goiasgás (GO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00											0,00
Gasmar (MA)	0,01	0,01	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00											0,00
<b>TOTAL DISTRIBUIDORAS</b>	<b>36,80</b>	<b>39,71</b>	<b>39,12</b>	<b>38,23</b>	<b>38,6</b>	<b>37,09</b>	<b>38,06</b>											<b>37,58</b>

Fonte: Abegás, mar/15

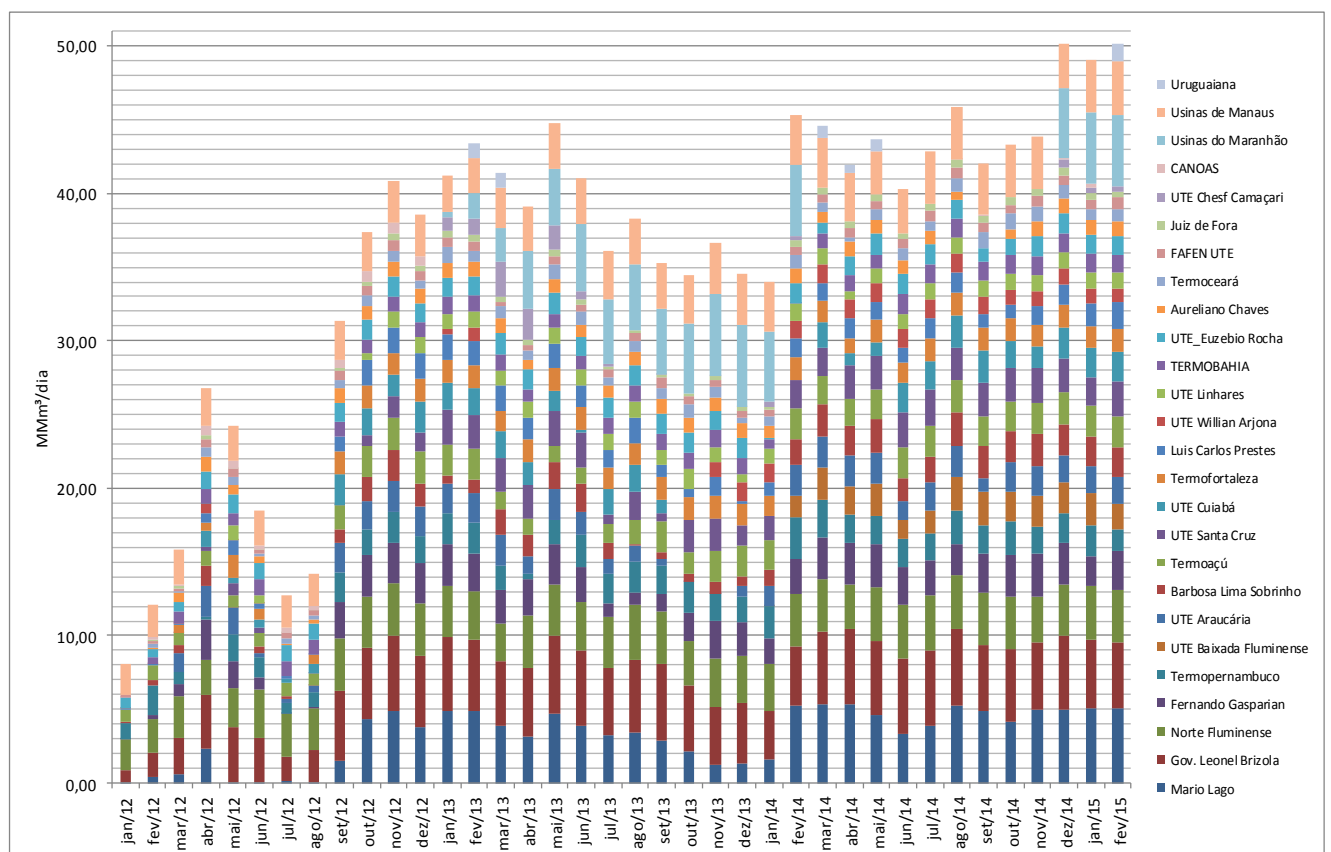
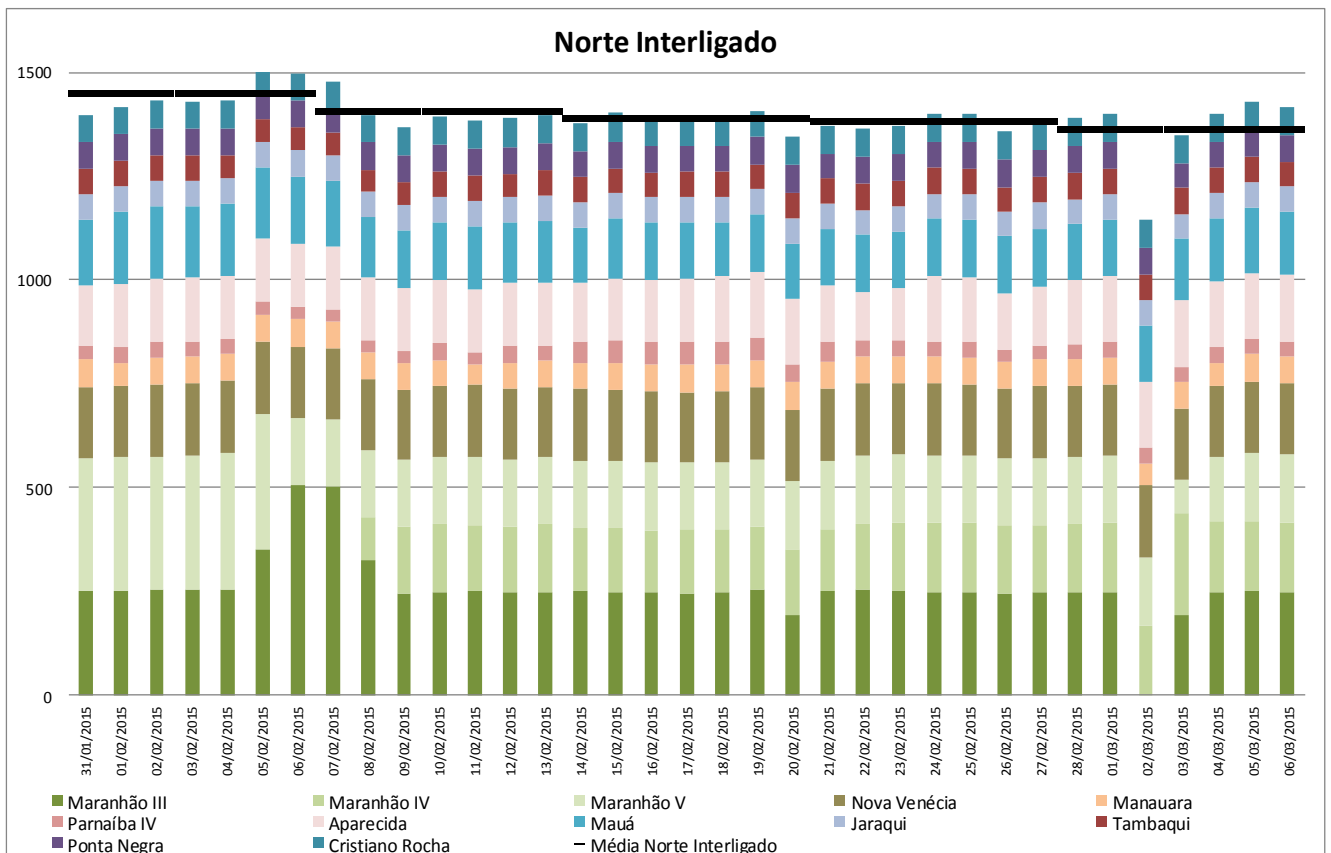
# Geração Termelétrica a Gás Natural

## Sistema Interligado Nacional–SIN



# Geração Termelétrica a Gás Natural

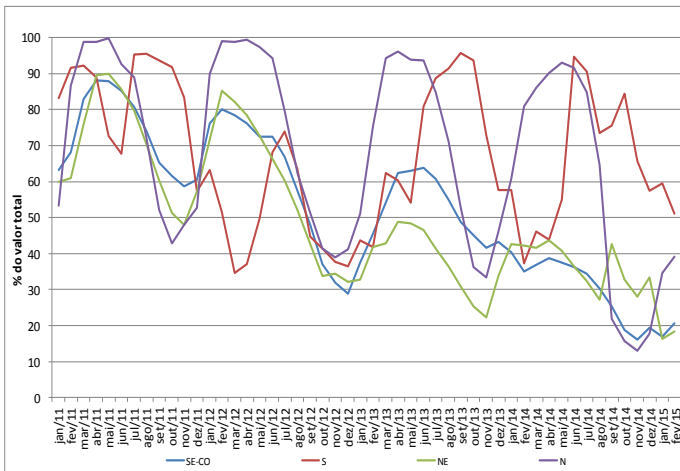
## Sistema Interligado Nacional–SIN



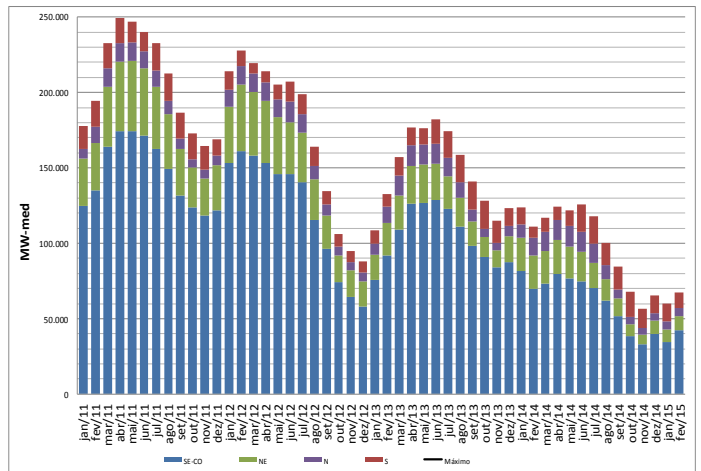
# Armazenamento e Afluências no SIN (desde 2011)

## Energia Armazenada

Percentual da Capacidade de Armazenamento

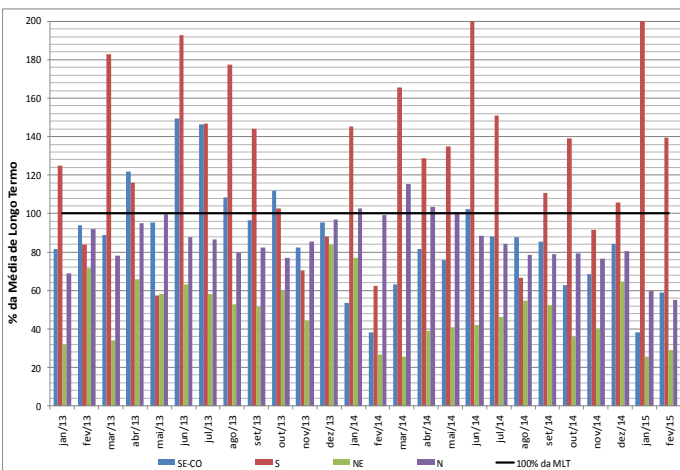


Em MW-med

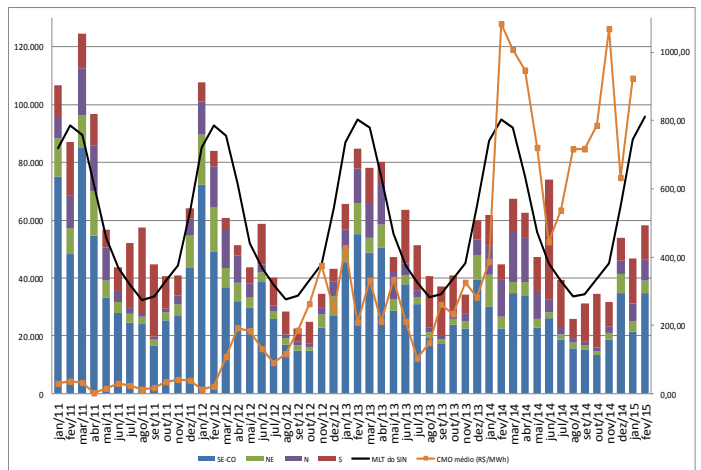


## Energia Natural Afluenta - ENA

Percentual da Média de Longo Termo - MLT (desde 2013)



Influência no CMO da diferença entre ENA e MLT



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

Semana	SE-CO	S	NE	N
31/01/2015 a 06/02/2015	1.916,92	1.916,92	848,08	843,80
07/02/2015 a 13/02/2015	2.158,57	2.158,57	1.527,88	1.527,88
14/02/2015 a 20/02/2015	1.314,92	1.314,92	889,45	889,45
21/02/2015 a 27/02/2015	1.606,42	1.606,42	1.057,33	1.057,33
28/02/2015 a 06/03/2015	1.331,34	1.331,34	700,85	462,98

Fonte: ONS, mar/2015

## Comentários

O segmento termelétrico apresentou elevação de consumo de gás natural em fevereiro, com média de 50,8 milhões de m³/dia.

Destaque para a retomada do despacho da usina termelétrica de Uruguaiana, no Rio Grande do Sul. Durante mais da metade do mês de fevereiro, a usina gerou com suas duas máquinas, o que possibilitou incremento de 470 MW-med no Sistema Interligado Nacional nesse período.

## Acompanhamento das Térmicas a Gás Natural em Construção

Ítem	Usina	Situação	Potência Total (MW)	Combustível	Máquina		AVALIAÇÃO NO PERÍODO		
					Und.	Potência (MW)	Ato Legal	Tendência	Simulação PMO
1	Novo Tempo (PE)	NI	1.238,000	Gás Natural	4 x 202,500	810,000		DEZ/2018	Sim
					2 x 214,000	428,000		DEZ/2018	
2	Maranhão III (MA)	EC	518,8	Gás Natural	1	168,800	JAN/2014	JUL/2016	Sim
					2	168,800	JAN/2014	JAN/2017	
					3	181,200	MAI/2014	JAN/2017	
3	Mauá 3 (AM)	EC	590,75	Gás Natural	1	189,55	NOV/2017	JAN/2017	Sim
					2	189,55	NOV/2017	JAN/2017	
					3	211,65	NOV/2017	JAN/2018	
4	Sepé Tiaraçu (Canoas) (RS)	EC	88	Vapor	2	88,000	DEZ/2014	MAR/2015	Sim
					2	88,000	DEZ/2014	MAR/2015	
5	Rio Grande (RS)	NI	1.238	Gás Natural	4 x 202,500	810,000		DEZ/2018	Sim
					2 x 214,000	428,000		DEZ/2018	

Fonte: DMSE, mar/2015

## Preços e Competitividade

### Preços no Brasil

#### Mês de referência - Fevereiro de 2015

Preço Petrobras para Distribuidora (Preços isentos de tributos e encargos)					Preço ao Consumidor Industrial por Faixa (em US\$/MMBTU c/ impostos)		
Região	Contratos	Preço (US\$/MMBTU)			2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
		sem desconto		com desconto			
Nordeste	Nova Política Modalidade Firme	9,5131		6,9446	13,4487	12,9383	12,6049
Sudeste	Nova Política Modalidade Firme	9,5134		6,9448	15,2838	12,7002	12,2029
Região	Contratos	Preço (US\$/MMBTU)			2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	6,7555	1,7683	8,5238	15,2838	12,7002	12,2029
Sul	Gás Importado	6,7724	1,8000	8,5723	15,9569	14,7171	14,4263
Centro Oeste	Gás Importado	7,7399	1,8525	9,5924	15,6416	13,7498	13,6237

Fonte: MME/SPG/DGN, mar/15.

\* Dados originalmente obtidos da Petrobras, das Distribuidoras e do Banco Central. Médias regionais simples (não ponderadas por volume).

\* Os preços ao consumidor final do segmento industrial foram calculados pelo MME com base nas informações de preço disponibilizadas nos sites das distribuidoras ou das agências reguladoras estaduais.

\* Segundo a Petrobras, a seu exclusivo critério, no mês de fevereiro/15 foi aplicado um desconto provisório equivalente a 27% sobre os preços contratuais da nova política de modalidade firme para as distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste.

Dólar de conversão R\$/US\$ (fevereiro/15):	<b>2,8165</b>
---	---------------

Fonte: MME/SPG/DGN, mar/15.

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PPT	4,25	4,74	4,60	4,55	4,53	4,20	4,11											4,15

Fonte: MME/SPG/DGN, mar/15.

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.

### Preços Internacionais

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Gás russo na fronteira da Alemanha	8,22	10,60	11,98	11,19	10,44	9,50	9,29											9,40
NBP *	6,39	9,35	9,36	10,48	8,47	7,14	7,36											7,25
Henry Hub	4,38	4,00	2,66	3,73	4,36	2,99	2,88											2,94
Petróleo Brent	14,16	19,82	19,95	19,39	17,64	8,51	10,29											9,40
Petróleo WTI	14,14	16,93	16,77	17,45	16,59	8,41	8,98											8,70
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	79,48	111,25	111,76	100,26	98,98	47,76	57,75											52,76
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	79,37	95,04	93,66	90,28	93,11	47,22	50,42											48,82

Fontes:

Preço do Gás: www.theice.com, www.indexmundi.com (FMI), mar/15.

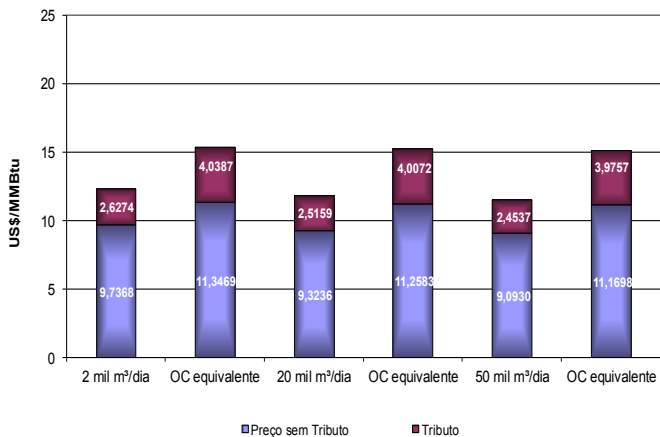
Preço do Petróleo: www.indexmundi.com (FMI), mar/15.

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

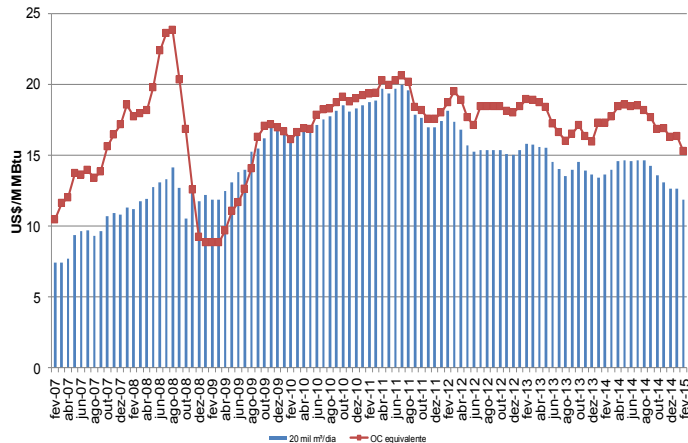
Nota: Os preços internacionais estão sujeitos a reajustes segundo critérios das fontes acima citadas.

# Competitividade do Gás Natural na Bahia (BAHIAGAS)

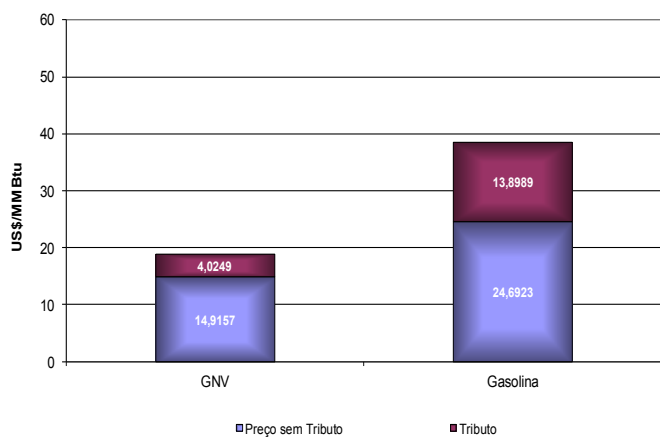
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia - fevereiro/2015



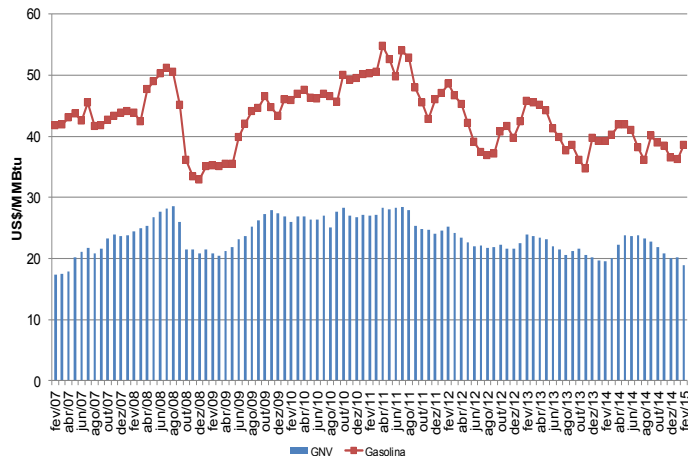
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível na Bahia



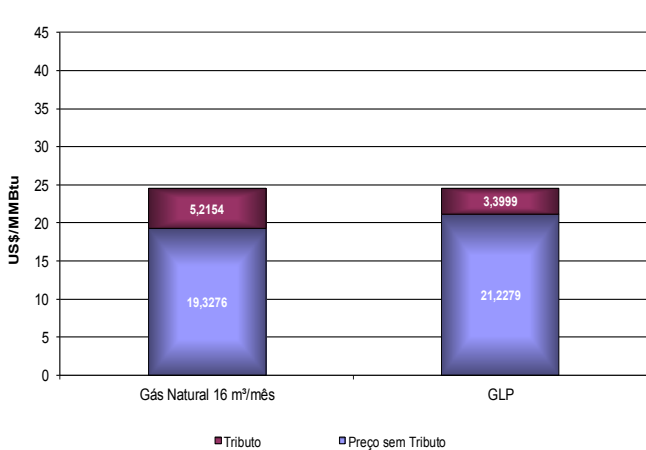
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia - fevereiro/2015



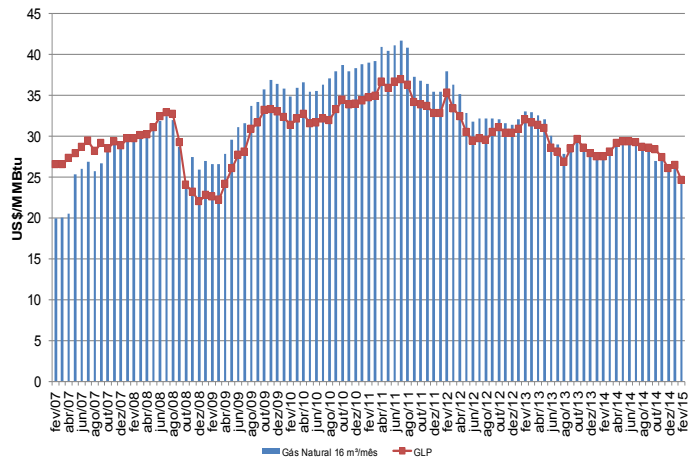
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia - fev/2015



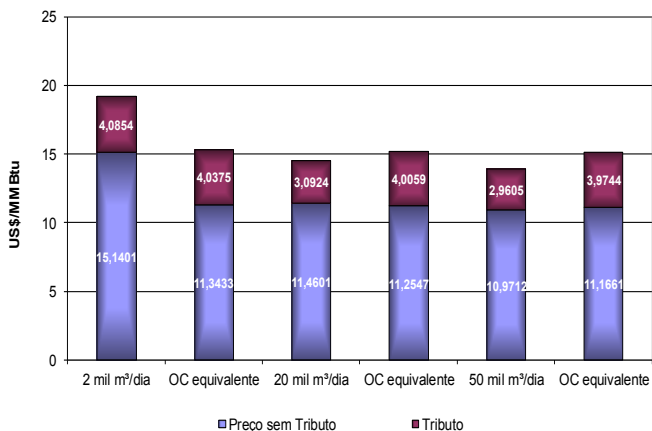
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



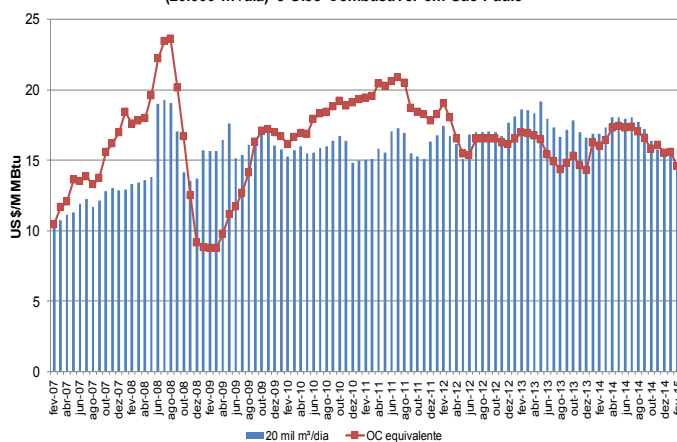
⇒ Ver nota na página 26.

# Competitividade do Gás Natural em São Paulo (COMGAS)

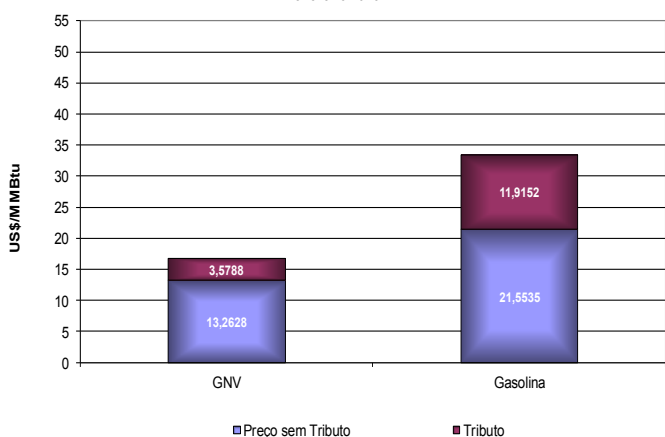
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo - fevereiro/2015



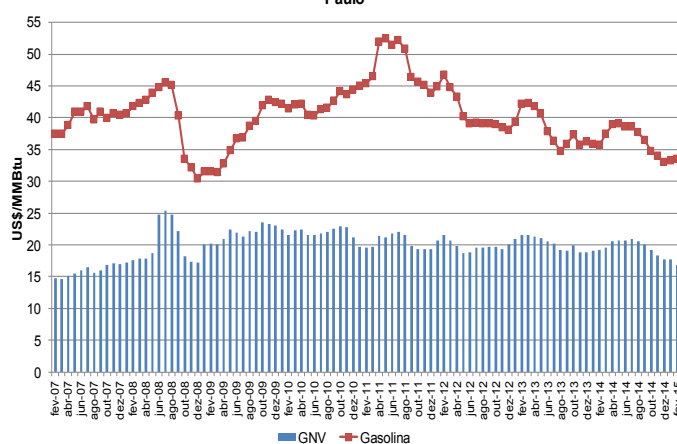
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível em São Paulo



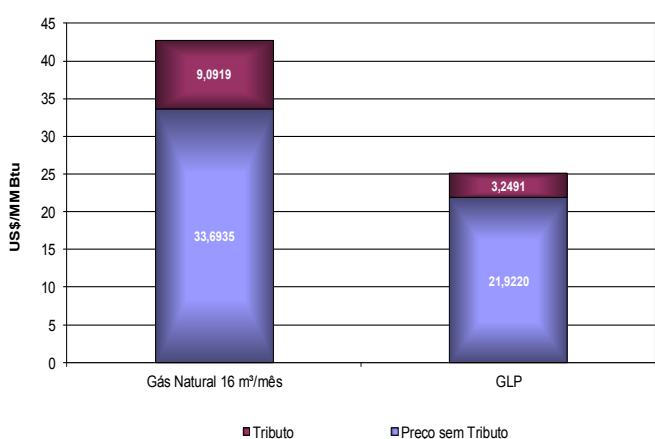
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo - fevereiro/2015



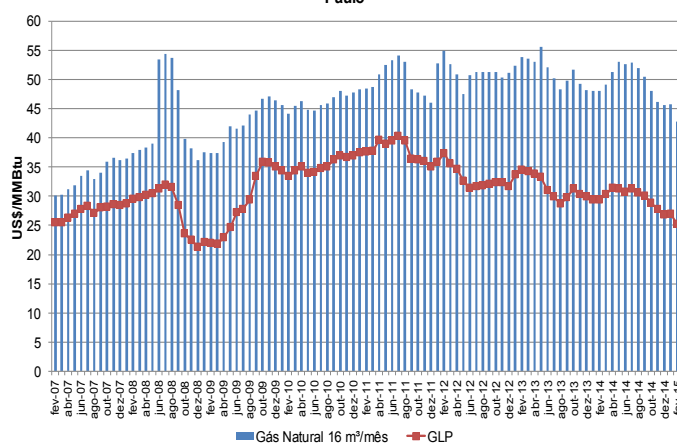
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo - fevereiro/2015



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP em São Paulo



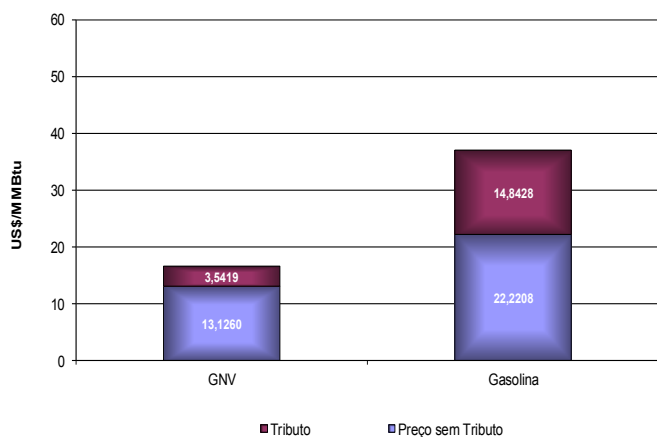
⇒ Ver nota na página 26.



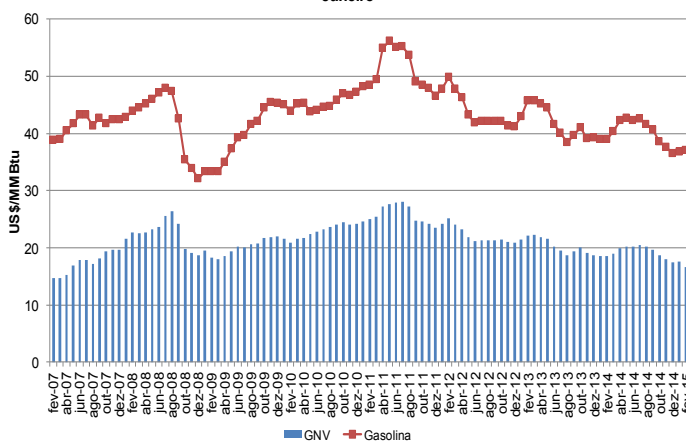
## Competitividade do Gás Natural no Rio de Janeiro (CEG)

Os dados relacionados ao histórico de preços de óleo combustível no Rio de Janeiro estão em processo de revisão.

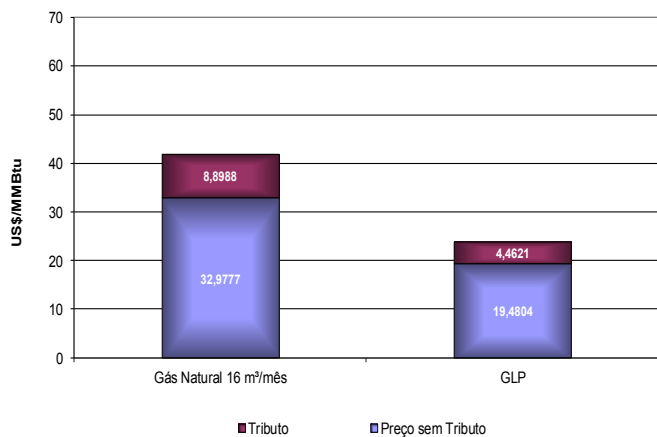
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro - fevereiro/2015



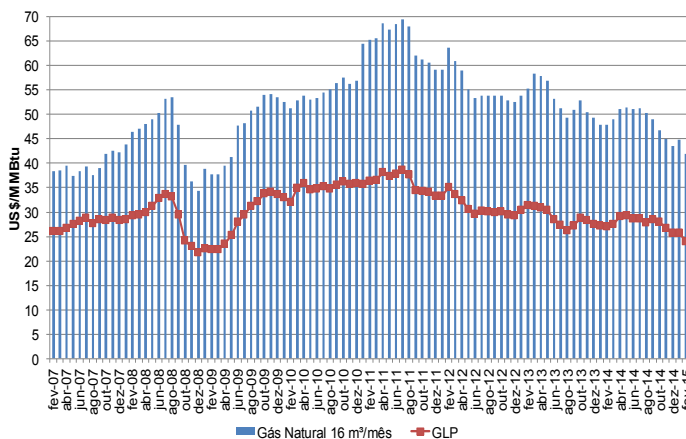
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina no Rio de Janeiro



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro - fevereiro/2015



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP no Rio de Janeiro







## 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 autorizatárias).
- 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.)

## Programa de Aceleração do Crescimento - PAC

### DESTAQUES DO PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO (PAC) NA ÁREA DE GÁS NATURAL

#### LICENCIAMENTO AMBIENTAL

05/02/2015 – Emitida a Licença de Operação nº 1284/2015 autorizado as atividades de operação do FPWSO Dynamic Producer, teste de longa duração - TLD de Franco (poço 2-ANP-1), Área da Cessão Onerosa, no âmbito da atividade de produção e escoamento de petróleo e gás natural do polo Pré-Sal da Bacia de Dantos etapa 2.

#### ANDAMENTO DOS PROJETOS

##### **Desenvolvimento da Produção - Bahia - Fase II**

04/02/15 - Ocorreu o início da produção do 4º poço no Polo Araçás 2.

##### **Dutos OCVAP I e II – Projeto de Escoamento Dutoviário da UTGCA para REVAP**

20/02/15 - Conclusão da montagem das bombas principais de GLP.



## Infraestrutura de Transporte

### Gasodutos de Transporte Existentes no Brasil

Denominação do Gasoduto de Transporte	Início de Operação	Nº da Autorização de Operação Vigente	Diâmetro (polegadas)	Extensão (km)	Término do Período de Exclusividade
Atalaia - Santiago/Catu	1974	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	230,0	sem exclusividade
Santiago/Catu - Camaçari I	1975	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	32,0	sem exclusividade
Atalaia - FAFEN (Atalaia - Laranjeiras - GAL)	1980	Aut. nº 335, de 17/7/2012	14	28,0	sem exclusividade
Candeias - Camaçari	1981	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	37,0	sem exclusividade
Lagoa Parda - Aracruz	1983	Aut. nº 7, de 6/3/1998	8	38,0	sem exclusividade
Aracruz - Vitória	1984	Aut. nº 7, de 6/3/1998 Desp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012	8	41,0	sem exclusividade
Reduc - Esvol	1986	Aut. nº 7, de 6/3/1998	18	95,2	sem exclusividade
Guamaré - Cabo	1986 (Trecho Guamaré - Cabo) 2010 (Trecho Variante Nordestão)	Aut. nº 7, de 6/3/1998 Aut. Nº 561, de 13/09/2010	12	424,0 31,8	sem exclusividade
Escol - Tevol	1986	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	5,5	sem exclusividade
Escol - São Paulo (GASPAL I)	1988	Aut. nº 7, de 6/3/1998	22	325,7	sem exclusividade
Santiago/Catu - Camaçari II	1992	Aut. nº 7, de 6/3/1998	18	32,0	sem exclusividade
RBPC - Capuava (GASAN I)	1993	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	37,0	sem exclusividade
RBPC - Comgás	1993	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	1,5	sem exclusividade
Reduc - Regap	1996	Aut. nº 7, de 6/3/1998	16	357,0	sem exclusividade
Serra - Viana	1997	Aut. nº 7, de 6/3/1998 Desp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012	8	4,8	sem exclusividade
Guamaré - Pecém	1998 (Trecho Guamaré - Aracati) 1998 (Trecho Aracati - Maracanã)	Aut. nº 45, de 22/3/2000	12 10	382,0	sem exclusividade
Pilar - Cabo	2001	Aut. nº 120, de 25/7/2001	12	203,6	sem exclusividade
Betim - Ibirité	2002	Aut. nº 40, de 27/2/2002	12	0,1	sem exclusividade
Candeias - Aratu (Trecho Candeias - Dow Química)	2003	Aut. nº 161, de 18/7/2003	14	15,4	sem exclusividade
Santa Rita - São Miguel de Taipu	2005	Aut. nº 370, de 29/9/2005	8	25,0	2015
Dow - Aratu - Camaçari	2006	Aut. nº 237, de 1/9/2006	14	27,0	2016
Atalaia - Itaporanga	2007	Aut. nº 86, de 15/5/2007	14	29,0	2017
Cacimbas - Vitória	2007	Aut. nº 446, de 10/10/2011	26 16	116,7 12,7	2017
Carmópolis - Pilar	2007	Aut. nº 838, de 18/11/2013	26	176,7	2017
Açu - Serra do Mel	2008	Aut. nº 60, de 10/2/2012	14	31,4	2018
Cabiúnas - Vitória (GASCAV)	2008	Aut. nº 43, de 31/1/2008	28	300,0	2018
Campinas - Rio (GASCAR)	2008	Aut. nº 440, de 30/9/2011	28	450,0	2018
Catu - Carmópolis	2007 (Trecho Itaporanga - Carmópolis) 2008 (Trecho Catu - Itaporanga)	Aut. nº 760, de 7/10/2013	26 26	197,2 67,8	2017
Fafensergás (Ramal)	2009	Aut. nº 579, de 27/12/2011	8	22,7	2019
Cabiúnas - Reduc III (GASDUC III)	2009	Aut. nº 274, de 22/7/2014	38	180,0	2019
Japeri - Reduc (GASJAP)	2009	Aut. nº 598, de 27/11/2009	28	45,3	2019
Campos Eliseos - Anel de Gás Residual (Ramal)	2009	Aut. nº 771, de 10/10/2013	20	2,3	2019
Urucu - Coari (GARSOL)	2009	Aut. nº 486, de 23/10/2012	18	279,0	2019
Coari - Manaus	2009	Aut. nº 673, de 12/11/2010	20 - linha tronco 3 a 14 - ramais	383,0 - linha tronco 140,1 - ramais	2019
Cacimbas - Catu (GASCAC)	2010	Aut. nº 146, de 24/3/2010	28	946,0	2020
Paulínia - Jacutinga	2010	Aut. nº 23, de 14/1/2010	14	93,0	2020
Interligação GASCAV - UTG Sul Capixaba (Ramal)	2010	Aut. nº 904, de 24/12/2013	10	9,7	2020
Rio de Janeiro - Belo Horizonte (GASBEL II)	2010	Aut. nº 623, de 8/10/2010	18	267,0	2020
Pilar - Ipojuca	2010	Aut. Nº 36, de 25/1/2011	24	187,0	2020
Caraguatatuba - Taubaté	2011	Aut. Nº 150, de 30/3/2011	28	98,0	2021
Guararema - São Paulo (GASPAL II)	2011	Aut. Nº 456, de 13/10/2011	22	54,0	2021
São Paulo - São Bernardo do Campo (GASAN II)	2011	Aut. Nº 444, de 6/10/2011	22	38,0	2021
Bolívia - Brasil	1999 (Trecho Norte: Corumbá - Guararema) 2000 (Trecho Sul: Paulínia - Canoas)	Aut. Nº 13, de 3/2/1999 Aut. Nº 37, de 22/3/2000	24 a 32 16 a 24	1.417,0 1.176,0	sem exclusividade
Uruguiana - Porto Alegre	2000 (Trecho I) 2000 (Trecho III)	Aut. Nº 91, de 6/6/2000 Aut. Nº 116, de 11/7/2000	24	25,0 25,0	sem exclusividade
Lateral Cuiabá	2001	Aut. Nº 118, de 17/7/2001	18	267,0	sem exclusividade
<b>Total Brasil</b>				<b>9.410,2</b>	

Obs.: A relação dos gasodutos apresentada é aquela publicada pela ANP, em 26 de maio de 2011, atendendo ao disposto no art. 45 do Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, com atualizações.

Eventuais divergências com as informações publicadas anteriormente estão relacionadas aos critérios utilizados para definir os gasodutos de transporte e suas características.

### Gasodutos no Exterior - Exportação de Gás Natural ao Brasil

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
GTB até Chiquitos	Rio Grande (Bolívia)	Est. Chiquitos (Bolívia)		32	32,34	1999
GTB após Chiquitos	Trecho Boliviano - GTB <sup>(1)</sup>	Mutum Divisa com o Brasil (GASBOL)	557,0	32	30,08	1999
Est. Chiquitos - Brasil	Gas Oriente Boliviano <sup>(2)</sup>	Divisa com o Brasil (San Matías)	362,0	18	2,8	2002
Aldea Brasileira - Uruguiana	Trecho Argentino - TGM <sup>(3)</sup>	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](http://www.gasorienteboliviano.com)

(3) <http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/Informes/Trim08-027/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

# Unidades de Processamento de Gás Natural, Terminais de GNL Existentes e Evolução da Malha de Gás Natural

## Unidades de Processamento de Gás Natural no Brasil

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL			
Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	Capacidade de processamento (mil m <sup>3</sup> /dia)
<b>TOTAL BRASIL</b>			<b>96.696,0</b>
<b>REGIÃO SUDESTE / SUL</b>			
UGN-RPBC	Cubatão (SP)	1993	2.300,0
UPGN-U-2500-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1983	2.500,0
UPGN-U-2600-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1987	2.000,0
URGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1997	2.800,0
UPGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	580,0
URL Cabiúnas I	Macaé (RJ)	2002	4.500,0
URL Cabiúnas II	Macaé (RJ)	2004	4.500,0
URL Cabiúnas III	Macaé (RJ)	2009	4.860,0
UPGN Lagoa Parda	Linhares (ES)	1983	450,0
DPP-Lagoa Parda	Linhares (ES)	2004	1.500,0
UPGN Cacimbas	Linhares (ES)	2008	3.500,0
DPP Cacimbas	Linhares (ES)	2008	5.500,0
UPGN II - Cacimbas	Linhares (ES)	2010	3.500,0
UPGN III - Cacimbas	Linhares (ES)	2010	3.500,0
UAPO - Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2.500,0
UAPO - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	3.000,0
UAPO I - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	7.500,0
UAPO II - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	7.500,0
<b>Total Sudeste / Sul</b>			<b>62.490,0</b>
<b>REGIÃO NORDESTE</b>			
UPGN Candeias	Candeias (BA)	1972	2.900,0
UPGN Catu	Pojuca (BA)	1962	1.900,0
URGN-3 Bahia	Pojuca (BA)	2005	2.500,0
UPGN Pilar	Pilar (AL)	2003	1.800,0
UPGN Atalaia	Aracaju (SE)	1981	2.900,0
UPGN Carmópolis	Carmópolis (SE)	1989	350,0
UPGN Guimarães I	Guamaré (RN)	1985	2.300,0
UPGN Guimarães II	Guamaré (RN)	2001	2.000,0
UPGN Guimarães III	Guamaré (RN)	2006	1.500,0
UPGN LUBNOR	Fortaleza (CE)	1987	350,0
Estação de Tratamento de São Francisco	São Francisco do Conde (BA)	2007	6.000,0
<b>Total Nordeste</b>			<b>24.500,0</b>
<b>REGIÃO NORTE</b>			
UPGN Urucu I	Coari (AM)	1993	706,0
UPGN Urucu II	Coari (AM)	2000	6.000,0
UPGN Urucu III	Coari (AM)	2004	3.000,0
<b>Total Norte</b>			<b>9.706,0</b>

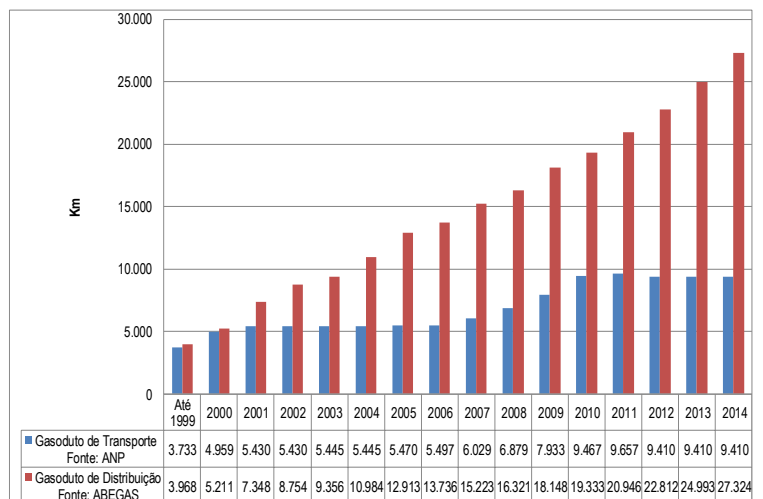
## Terminais de GNL Existentes

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m <sup>3</sup> /dia)	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
BAÍA DE GUANABARA - RJ	20	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	7	dez-08	jan-09
TRBahia - BA	14	jan-14	jan-14

## Gasodutos de Escoamento da Produção e de Transferência

A ANP publicou em seu sítio a lista de gasodutos de escoamento da produção totalizando 254 dutos (4.650 km) e de gasodutos de transferência totalizando 5 dutos (30 km).

## Evolução das Malhas de Transporte e Distribuição





## Parque Térmico a Gás Natural

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN							
UTES em Operação							
Usina	Tipo de Térmica	Combustível	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Carta Compromisso (MW)	Custo Variável (R\$/MWh)
Aureliano Chaves (Ex-Ibité)	cc	GN	226	4,38	MG	212	186,42
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletroblot)	ca	GN/OD	379	5,86	RJ	349	228,01
Cuiabá <sup>(1)</sup>	cc	GN/OD	529	4,57	MT	-	463,79
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	GN	250	5,28	SP	206	247,36
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	GN	565	5,02	SP	357	399,02
Piratininga 1 e 2 (óleo) <sup>(2)</sup>	-	OC	-	-	SP	-	-
Piratininga 3 e 4 (óleo) <sup>(2)</sup>	-	OC	-	-	SP	169	-
Bahia I (óleo) <sup>(2)</sup>	-	OC	-	-	BA	29	-
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	GN	1.058	4,89	RJ	998	180,37
Juiz de Fora	ca	GN/ET	87	5,98	MG	79	213,84
Linhares	ca	GN	204	5,66	ES	-	145,99
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas) <sup>(8)</sup>	ca	GN	385	7,46	MS	241	154,06
Santa Cruz (nova)	cc	GN	200	4,28	RJ	-	98,28
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	GN	923	5,86	RJ	885	418,01
Modular de Campo Grande (William Arjona)	ca	GN/OD	206	7,34	MS	-	197,85
Baixada Fluminense	cc	GN	530	-	RJ	-	-
Norte Fluminense - Preço 1	cc	GN	869	4,74	RJ	400	37,80
Norte Fluminense - Preço 2		GN				100	58,89
Norte Fluminense - Preço 3		GN				200	102,84
Norte Fluminense - Preço 4		GN				85	201,73
<b>TOTAL Sudeste/Centro-Oeste</b>	-	-	<b>6.411</b>	-	-	<b>4.310</b>	-
Fontes: ANEEL/Petrobras, março de 2015. ONS, Fax-preço semana operativa 28/02/2015 a 06/03/2015 DMSE/SEEMME, março de 2015.							
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	ca	GN/OC	161	6,56	RS	147	-
Uruguiana <sup>(3)</sup>	cc	GN/OD	640	4,37	RS	-	486,20
Araucária	cc	GN	484	4,57	PR	458	765,86
<b>TOTAL Sul</b>	-	-	<b>1.285</b>	-	-	<b>605</b>	-
Camacari	ca	GN/OD	347	7,77	BA	-	732,99
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	cav	GN	186	7,40	BA	150	279,04
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	cav	GN	368	6,43	RN	285	314,63
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	GN	138	6,24	BA	125	182,35
Termo Ceará	ca	GN/OD	242	6,56	CE	217	247,42
Termofortaleza	cc	GN	347	4,78	CE	327	118,51
Termopernambuco	cc	GN	533	4,02	PE	494	70,16
<b>TOTAL Nordeste</b>	-	-	<b>2.160</b>	-	-	<b>1.598</b>	-
Maranhão IV <sup>(5)</sup>	ca	GN	338	5,91	MA	-	91,78
Maranhão V <sup>(5)</sup>	ca	GN	338	5,91	MA	-	91,78
MC2 Nova Venécia	ca	GN	176	5,91	MA	-	171,19
<b>TOTAL Norte Interligado</b>	-	-	<b>852</b>	-	-	<b>0</b>	-
<b>TOTAL GERAL</b>	-	-	<b>10.708</b>	-	-	<b>6.513</b>	-
UTES do Sistema Manaus - Integradas ao SIN							
Usina	Tipos de Máquinas	Combustível	Potência <sup>(7)</sup> (MW)		Compromisso de Geração (MW)	Custo Variável (R\$/MWh)	
			A converter	Convertidas			
Mauá	ca	GN/OC	0	100	100	411,92	
Aparecida	ca	GN/OC	35	121	65	302,19	
Cristiano Rocha	Motor	GN/OC	85	0	65	0,00	
Manauara	Motor	GN/OC	34	51	60	0,00	
Gera	Motor	GN/OC	34	51	60	0,00	
Jaraqui	Motor	GN/OC	0	70	60	0,00	
Tambaqui	Motor	GN/OC	0	85	60	0,00	
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>188</b>	<b>478</b>	<b>470</b>	-	
UTES em Fechamento de Ciclo <sup>(4)</sup>							
Usina	Tipo de Térmica	Combustível	Potência Adicional (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Data de Tendência	
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	cc	Vapor	88	4,24	RS	mar/15	
UTES em Construção							
Usina	Tipo de Térmica	Combustível	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Data de Tendência	
Novo Tempo <sup>(9)</sup>	cc	GN	1238	n/d	PE	dez/18	
Rio Grande <sup>(9)</sup>	cc	GN	1238	n/d	RS	dez/18	
Mauá 3	cc	GN	591	n/d	AM	abr/16	
Maranhão III <sup>(6)</sup>	cc	GN	519	n/d	MA	jul/16	

## LEGENDA:

ca - Turbina em Ciclo Aberto	GN - Gás natural
cav - Turbina em Ciclo Aberto com produção de vapor	OC - Óleo Combustível
cc - Turbina em Ciclo Combinado	OD - Óleo Diesel
ccv - Turbina em Ciclo Combinado com produção de vapor	ET - Etanol
Motor - Motor a gás natural	

## NOTAS:

- (1) Usina utilizada para geração em substituição.
- (2) UTEs Piratininga 1 e 2, Piratininga 3 e 4 e Bahia I constam da Carta Compromisso.
- (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) Os consumos específicos de ciclo fechado foram estimados em função dos incrementos de potência instalada e dos consumos específicos atuais em ciclo aberto.
- (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.
- (6) Empreendimentos oriundos do Leilão A-3, de 17 e 18/08/2011.
- (7) Inclui somente as máquinas com capacidade de operação a gás natural.
- (8) 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.
- (9) Empreendimentos oriundos do Leilão A-5/2014, de 28/11/2014

## Autorizações para Importação e Exportação de Gás Natural

### AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

Empresa Importadora	Pais de Origem	Volume Máximo	Mercado Potencial	Instrumento Autorizativo	VÁLIDA ATÉ
GNC Brasil	Bolívia (via Cáceres/MS)	25 mil m <sup>3</sup> /dia	MT	Portaria nº 219, de 15/05/2015	31/05/2017
ECOM Energia	Bolívia (via Mutum/MS)	150 mil m <sup>3</sup> /dia	SP	Portaria MME nº 192, de 08/05/2015	30/04/2017
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Bolívia (via Cáceres/MS)	2,4 milhões de m <sup>3</sup> /dia	UTE Cuiabá MT	Portaria MME nº 213, de 11/04/2012, prorrogada pela portaria MME nº 44, de 04/02/2013	31/12/2013 <sup>(1)</sup>
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Diversos produtores de GNL	25 milhões de m <sup>3</sup> de GNL/ano	Malha interligada	Portaria MME nº 191, de 08/05/2015	31/01/2018
Tradener Ltda.	Bolívia (via Mutum/MS)	100 mil m <sup>3</sup> /dia	PR	Portaria MME nº 346, de 08/10/2013, prorrogada pela Portaria MME nº 140, de 17/04/2015	28/02/2017
Companhia Mato-grossense de Gás – MTGás	Bolívia (via Cáceres/MT)	1,1 milhão de m <sup>3</sup> /mês	MT (setores: res, com, serv, ind, fert, coger e GNV)	Portaria MME nº 78, de 04/03/2013	31/12/2018
Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul – Sulgás	Argentina	2,8 milhões de m <sup>3</sup> /dia	UTE Uruguaiana RS	Portaria MME nº 1, de 03/01/2013, prorrogada pela Portaria MME nº 103, de 12/03/2014	31/12/2015
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Bolívia (via Mutum/MS)	30 milhões de m <sup>3</sup> /dia	MS, SP, PR, SC, RJ, RS, MG, SP	Portaria MME nº 447, de 01/08/2012	1º/07/2019

### 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 e da Baía da Guanabara	Até 4,8 milhões de m <sup>3</sup> de GNL ao longo do período de vigência da autorização	diversos consumidores de GNL	Portaria MME nº 14, de 9 de janeiro de 2014	31/06/2015

Fontes: MME, mar/15

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

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

(3) Portaria sem efeitos em decorrência do vencimento do prazo.

## Notas Metodológicas

### Conversões de Unidades — Valores Típicos\*

1 BCF (bilhão de pés cúbicos)	=	0,028 BCM (bilhões m <sup>3</sup> )
1 TCF (trilhão de pés cúbicos)		28,32 BCM (bilhões m <sup>3</sup> )
1 MMBTU		26,81 m <sup>3</sup>
1 Mtpa (milhão de tonelada por ano de GNL)		3,60 milhões m <sup>3</sup> /dia de gás natural
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Combinado)		4,50 milhões m <sup>3</sup> /dia
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Aberto)		7,00 milhões m <sup>3</sup> /dia

\* Considerações:

Poder calorífico do gás natural: 9.400 kcal/m<sup>3</sup>

GNL: Conversão de volume 600:1 e massa específica 456 kg/m<sup>3</sup>;

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

### Valores de Referência para o Cálculo da Competitividade do Gás Natural (páginas de 14 a 16)

- Para cada faixa, os preços de gás natural são comparados aos preços de óleo combustível (OC) a serem pagos pelo consumo de um volume de óleo com energia equivalente ao volume de gás.
- Os preços dos combustíveis são ao consumidor final.
- Estados da Bahia e do Rio de Janeiro: preço do gás natural nacional.
- Estado de São Paulo: preço gás natural boliviano.

#### Poder Calorífico Superior (PCS)

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