

# BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

## Sumário

<i>Balanco de Gás Natural no Brasil</i>	5
<i>Reservas Nacionais, Produção Nacional e R/P</i>	6
<i>Produção Nacional por Estado</i>	7
<i>Reserva Nacional por Estado</i>	8
<i>Destinação do Gás Natural Nacional</i>	9
<i>Importações e Oferta Interna</i>	10
<i>Consumo de Gás Natural</i>	11
<i>Balanco de Gás Natural na Argentina</i>	13
<i>Balanco de Gás Natural na Bolívia</i>	14
<i>Balanco de Gás Natural no Chile e no Uruguai</i>	15
<i>Preços</i>	16
<i>Competitividade</i>	17
<i>Infraestrutura de Transporte Existente</i>	23
<i>Ampliação da Infraestrutura e Destaques do PAC</i>	24
<i>UPGN's e Tabela de Conversões de Unidades</i>	25
<i>UTES a Gás Natural no Brasil, CMO e Níveis dos Reservatórios</i>	26

## APRESENTAÇÃO DO BOLETIM

Nesta edição do Boletim, além das observações habituais que fazemos nesta apresentação, reservamos um espaço nas próximas páginas para analisar o desempenho do setor de gás natural em 2010. Esperamos, com isso, dar destaque aos fatos mais relevantes ocorridos no ano que passou.

Em relação aos dados de dezembro de 2010, registramos aumento de 4,5% na produção nacional, que fechou o mês em 69,21 milhões de m<sup>3</sup>/dia, maior volume já registrado. Na região Nordeste, destacamos a elevação na produção de gás associado em Sergipe e de gás associado e não associado no Rio Grande do Norte, e, em contrapartida, a queda na produção de gás não associado na Bahia. Na região Sudeste, houve crescimento na produção de gás em todos os Estados produtores, com destaque para São Paulo, cuja produção de gás não associado subiu em 1,50 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Na região Norte, a produção em Urucu cresceu 4,0%.

A reinjeção aumentou 16,5%, acompanhando a elevação de produção de gás associado em Sergipe e em Urucu, logo, todo o aumento foi reinjetado. Também apresentou aumento o consumo nas unidade de E&P, em torno de 7,0%. Já a queima/perda oscilou negativamente em 2,0% em comparação com novembro.

A oferta de gás natural importado caiu 28,75% (- 13,06 milhões de m<sup>3</sup>/dia), encerrando o mês em 32,36 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O volume de GNL regaseificado nas plantas de Pecém e da Baía de Guanabara teve uma redução de 52,80%, caindo para 8,30 milhões de m<sup>3</sup>/dia, em razão da diminuição do despacho termelétrico. A quantidade de gás importado da Bolívia oscilou negativamente em 14,13%, chegando a 24,78 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Em relação ao consumo nas distribuidoras, houve queda de 1,50 milhão de m<sup>3</sup>/dia no segmento industrial. A maior parte dessa redução, cerca de 1,0 milhão de m<sup>3</sup>/dia, foi observada no Estado de São Paulo e foi ocasionada pela queda da produção industrial decorrente das férias coletivas ocorridas no final do ano. Já no segmento termelétrico, a queda foi de 12,38 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Nos demais setores, houve leve crescimento. Destaque para os aumentos no consumo não térmico apresentados pela Bahiagás (BA) e Gasmig (MG), de 0,67 e 0,27 milhões de m<sup>3</sup>/dia, respectivamente.

No âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), destacamos a conclusão do túnel do gasoduto Caraguatatuba - Taubaté, bem como o enterramento de tubos. Foi também concluído o enterramento de tubos do Gaspal II.

Boa leitura a todos.  
Departamento de Gás Natural.  
boletimdogas@mme.gov.br

## COMENTÁRIOS SOBRE O ANO DE 2010

### MERCADO

Em 2010, a demanda junto às distribuidoras de gás natural apresentou crescimento em torno de 35,4% em relação ao ano anterior. Essa elevação começou a se acentuar a partir do mês de maio, impulsionada pelo crescimento da geração termelétrica e pela recuperação da atividade industrial. No entanto, quando comparamos o consumo das distribuidoras em 2010 com os dados de 2008, esse aumento foi de apenas 0,2%, indicando que o ano passado foi de retorno à média de consumo similar ao período anterior à crise mundial.

Em função de sua sazonalidade, a geração de energia elétrica em térmicas a gás natural iniciou o ano em baixa, com pequenos consumos de combustível. Nesse período, os reservatórios das hidrelétricas estavam em níveis elevados, ainda sob influência das vazões observadas em 2009, quando a média do subsistema Sudeste/Centro-Oeste foi 21% superior à média histórica. Por volta de maio, em razão do início do período seco, a geração térmica começou a se elevar, acompanhando o aumento do Custo Marginal de Operação – CMO. Como as vazões no ano de 2010 foram inferiores àquelas observadas no ano anterior, a geração de energia elétrica a partir das térmicas quase triplicou. O aumento da média do consumo de gás natural em UTEs, quando comparado a 2009, ficou em 195% nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, impulsionado pela elevação no consumo observada em todas as usinas ali instaladas. Na região Nordeste, o aumento médio na geração de energia elétrica chegou a 235%, capitaneado sobretudo pelos altos níveis de geração em Termofortaleza e em Termopernambuco. Importante ressaltar que a entrada em operação do último trecho do GASENE, que interligou as malhas de gasodutos das regiões Nordeste e Sudeste, em conjunto com o terminal de regaseificação de GNL de Pecém, conferiram maior flexibilidade no abastecimento das usinas do Nordeste. No que tange à expansão do parque térmico a gás natural, ocorreu a instalação de uma máquina de 51 MW na UTE Euzébio Rocha, em Cubatão-SP, que atingiu 250 MW, e a inauguração da UTE Linhares, com potência instalada de 204 MW, localizada no Espírito Santo.

O consumo industrial de gás natural atingiu elevação de 22,2% na média de 2010 se comparada ao ano anterior. Entretanto, tal índice apresentou elevação de apenas 6,0% quando comparado ao consumo de 2008, o que demonstra que, no ano passado, o setor ainda se recuperava da crise. O consumo nesse segmento, que iniciou 2009 abaixo dos 25 milhões de m<sup>3</sup>/dia, chegou a atingir 38,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia em outubro de 2010, com trajetória explicada pela recuperação econômica apresentada pelo País durante o período em análise.

Já o somatório do consumo nas FAFENS e nas refinarias aumentou 28,6% em relação ao ano anterior, o que também pode ser atribuído à recuperação econômica. Quanto aos demais segmentos, observaram-se menores oscilações, como a elevação dos consumos residencial, em 7,1%, e comercial, em 6,2%. O setor automotivo foi o único a apresentar retração (- 4,8%), a despeito da melhora na competitividade do gás natural frente à gasolina ocorrida em 2010.

### PRODUÇÃO NACIONAL

Em 2010, a produção nacional de gás natural teve aumento de 8,5% em relação ao ano anterior. Acompanhando esse número, apresentaram elevação o consumo nas unidades de exploração e produção (15,0%), o consumo no transporte e armazenamento (11,1%) e a absorção em Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGNs (4,9%). Tais consumos são influenciados diretamente pela produção nacional por serem resultado de operações que compõem o processo de disponibilização do gás ao mercado.

Merece destaque a queda nos índices de queima e perda de gás natural. Em 2010, as estatísticas registraram média de 6,64 milhões de m<sup>3</sup>/dia, o que representou queda de 29,2% em relação ao ano anterior. Dos registros de 2009, constam picos superiores a 13 milhões de m<sup>3</sup>/dia, em razão, sobretudo, da entrada em operação, naquele ano, das plataformas P-51 e P-54, da Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência (do inglês *Floating Production Storage and Offloading* – FPSO) Cidade de Niterói e do Teste de Longa Duração – TLD de Tupi. A redução na queima do gás nesses empreendimentos ocorreu ainda no final de 2009, quando houve sua interligação ao sistema de coleta de gás natural. Com isso, a média da queima do gás, que subiu de 10,1% em 2008 para 16,5% em 2009, ficou em 10,5% no ano de 2010.

## COMENTÁRIOS SOBRE O ANO DE 2010 (CONTINUAÇÃO)

A média de reinjeção manteve-se estável, apresentando elevação inferior a 0,4%. Isso se deveu à priorização dos investimentos que possibilitaram o escoamento da produção, o que se refletiu, conforme explicitado, na queda dos índices de queima e perda de gás. Até o mês de junho, a reinjeção oscilou ao redor de uma média superior à do ano de 2009. No entanto, com o crescimento da demanda interna, entre junho e novembro esse índice apresentou queda, atingindo o mesmo patamar de outubro de 2008.

Como reflexo do aumento da produção nacional, aliado à queda nos volumes de queima e perda, houve aumento de 26,6% na disponibilização de gás natural produzido no País em relação a 2009. No entanto, a participação da produção nacional na oferta total ao mercado caiu de 49,7% em 2009 para 45,4% em 2010, em função da retomada das importações de gás natural, tanto de gás boliviano como também de GNL.

### IMPORTAÇÕES – GASBOL E GNL

As importações de gás boliviano subiram 21,2% quando comparadas aos números de 2009, atingindo média de 26,91 milhões de m<sup>3</sup>/dia. De junho a novembro, período em que o consumo interno estava alavancado pela alta na geração termelétrica e pela recuperação industrial, a média das importações ficou acima do 28 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Apesar disso, os números ainda estão abaixo da média verificada antes da crise mundial, uma vez que o ano de 2008 apresentou média de 30,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia de importação de gás boliviano, equivalente à capacidade máxima do GASBOL.

Também apresentaram aumento as importações de gás natural liquefeito – GNL. No mês de setembro, auge do período seco e um dos momentos de maior demanda de geração térmica, a importação atingiu média recorde, com 18,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia de GNL regaseificado. Importante ressaltar a diversidade de fornecedores do insumo, que possibilita maior segurança energética para o País. Os principais parceiros comerciais foram, em ordem de montante de transações, Trinidad e Tobago, Nigéria, Catar, Peru, Guiné Equatorial, Emirados Árabes Unidos, Estados Unidos e Reino Unido. Em 2010, segundo o Sistema Integrado de Comércio Exterior - SISCOMEX, o Brasil comprou quase US\$ 780 milhões em GNL, ou 4,75 milhões de m<sup>3</sup>. Esse montante proporcionou regaseificação média de 7,64 milhões de m<sup>3</sup>/dia na malha de transporte de gás natural.

### INFRAESTRUTURA

No âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento – PAC, destacamos a inauguração do terceiro trecho do Gasoduto Sudeste-Nordeste – GASENE. Ligando o município de Cacimbas, no interior do Espírito Santo, ao município de Catu, na Bahia, essa foi a última parte do GASENE a entrar em operação, possibilitando a integração das malhas de transporte de gás natural das regiões Sudeste e Nordeste.

Ainda sobre gasodutos, vale destacar a conclusão do GASBEL II, que interliga Minas Gerais ao Rio de Janeiro, do GASDUC III, que amplia a malha do Rio de Janeiro, do gasoduto Pilar - Ipojuca, na malha do Nordeste, entre Alagoas e Pernambuco, que reforçou o sistema na região, e da ampliação do Trecho Sul do GASBOL. Esses empreendimentos conferiram maior robustez e flexibilidade à malha de transporte e contribuíram para aumentar a garantia de abastecimento dos grandes centros de consumo.

Entre os empreendimentos do PAC relacionados à exploração e produção ligados ao setor de gás natural que entraram em operação em 2010, grande parte se situava no Espírito Santo. Nesse grupo, cabe destacar a Plataforma P-57, com capacidade para comprimir 3 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural e que será interligada à Unidade de Tratamento de Gás – UTG Sul Capixaba, com capacidade para tratar 2,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás e cujas operações se iniciaram em outubro de 2010. Além disso, foram concluídas as obras do Campo de Canapu, com capacidade de produção de 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Ainda nesse Estado, entraram em operação o Desenvolvimento dos Campos de Cachalote e Baleia Franca, cuja produção atingiu 1,0 milhão de m<sup>3</sup>/dia de gás natural no final do ano, e a UTG Cacimbas, que possuirá, quando em pleno funcionamento, capacidade de tratamento de 7,0 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

## COMENTÁRIOS SOBRE O ANO DE 2010 (CONTINUAÇÃO)

No Rio de Janeiro, também na área de exploração e produção, entrou em operação o Campo de Uruguá – Tambaú, com o FPSO Cidade de Santos, que tem capacidade de operar com 10 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural. Em março, também no Rio de Janeiro, entraram em operação as instalações para separação de condensado e tratamento de gás natural no Terminal de Cabiúnas, que têm como meta tratar 10,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás e 1,5 mil m<sup>3</sup>/dia de líquidos.

### DECRETO DE REGULAMENTAÇÃO DA LEI DO GÁS E PERSPECTIVAS PARA 2011

Em 2010, destacamos a publicação da regulamentação da Lei 11.909/09, por meio do Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010. Resultado da realização de diversas rodadas de reuniões entre o Ministério de Minas e Energia e os principais agentes do setor de gás natural, com o intuito de discutir as bases que deveriam nortear a regulamentação, o Decreto só não contempla o capítulo da Lei que trata da contingência no suprimento.

Após a edição do Decreto de regulamentação da Lei do Gás, o Ministério iniciou, em conjunto com a Empresa Pesquisa Energética – EPE, os trabalhos de elaboração do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário do País – PEMAT. Previsto para ser publicado em 2011, o Plano será a base para as concessões de novos empreendimentos de transporte de gás natural para os próximos 10 anos e permitirá maior diversificação de agentes nesse setor.

O Decreto prevê como atribuição da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, ainda para o primeiro semestre de 2011, a reclassificação dos gasodutos que não se enquadrem nas novas definições previstas naquele regulamento. Caberão ao órgão regulador, ainda, a edição das normas que caracterizem a ampliação de capacidade de gasodutos de transporte e a publicação das informações atualizadas sobre a movimentação diária e a capacidade de todos os gasodutos de transporte, bem como a capacidade contratada de transporte, a capacidade disponível, a capacidade ociosa e os períodos de exclusividade.

Podemos citar como inovações do Decreto, também, a introdução do conceito de troca operacional de gás (SWAP) como forma regulada de acesso e a caracterização dos novos agentes introduzidos pela Lei - autoprodutor, auto-importador e consumidor livre.

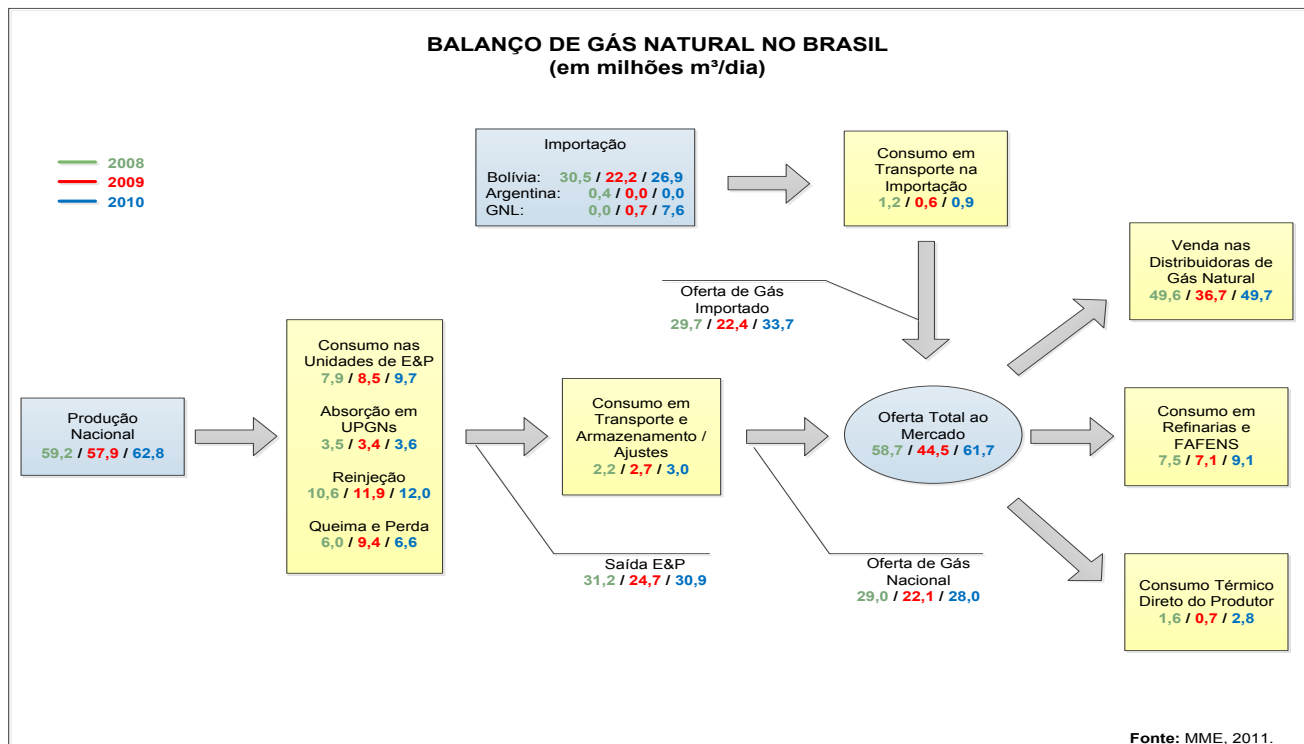
O ano de 2010 foi marcado, portanto, por um lado pela recuperação do mercado de gás natural e, por outro, pela consolidação institucional introduzida pela regulamentação do novo arcabouço legal. Espera-se, para 2011, os desdobramentos desse processo.

# BALANÇO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m³/dia)	2005	2006	2007	2008	2009	2010												2010
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	Média 2009	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2010
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	<b>48,49</b>	<b>48,50</b>	<b>49,73</b>	<b>59,16</b>	<b>57,91</b>	<b>58,56</b>	<b>60,53</b>	<b>59,55</b>	<b>61,21</b>	<b>62,09</b>	<b>62,91</b>	<b>62,39</b>	<b>62,51</b>	<b>63,92</b>	<b>64,97</b>	<b>66,21</b>	<b>69,21</b>	<b>62,84</b>
Reinjeção	8,18	8,68	9,57	10,64	11,92	12,78	11,66	12,51	12,52	12,35	12,48	12,35	12,25	11,24	11,11	10,31	12,01	11,96
Queima e perda	6,78	5,07	5,33	5,97	9,38	6,93	8,33	7,22	7,03	7,13	5,79	5,66	6,16	6,56	5,50	6,75	6,61	6,64
Consumo nas unidades de E&P	6,78	7,68	7,89	7,90	8,45	9,26	9,45	9,66	10,16	10,20	10,12	9,98	9,59	9,41	9,16	9,49	10,16	9,72
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	0,19	1,04	1,66	2,18	2,67	2,36	2,80	3,47	2,20	2,58	3,93	2,75	2,77	3,41	4,06	2,31	2,95	2,97
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,15	3,72	3,54	3,48	3,39	3,50	3,38	3,45	3,76	3,69	3,39	3,63	3,64	3,46	3,34	3,66	3,77	3,56
Oferta de gás nacional ao mercado	23,42	22,32	21,73	28,99	22,10	23,74	24,90	23,24	25,54	26,14	27,22	28,03	28,11	29,85	31,81	33,69	33,71	28,00
<b>IMPORTAÇÃO</b>	<b>24,64</b>	<b>26,82</b>	<b>28,30</b>	<b>30,92</b>	<b>22,92</b>	<b>21,87</b>	<b>27,31</b>	<b>25,90</b>	<b>23,38</b>	<b>29,08</b>	<b>35,00</b>	<b>34,92</b>	<b>44,22</b>	<b>48,15</b>	<b>45,22</b>	<b>46,45</b>	<b>33,08</b>	<b>34,55</b>
Bolívia	23,68	25,52	27,84	30,54	22,20	21,22	26,34	25,38	22,54	27,90	29,64	28,40	29,71	29,76	28,39	28,86	24,78	26,91
Argentina	0,96	1,30	0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural Liquefeito - GNL *	0,00	0,00	0,00	0,00	0,72	0,65	0,97	0,52	0,84	1,18	5,36	6,52	14,52	18,39	16,83	17,59	8,30	7,64
Consumo em transporte na importação	0,44	0,72	0,95	1,23	0,58	0,47	0,83	0,73	0,54	0,96	1,08	0,96	1,16	1,13	0,99	1,04	0,73	0,89
Oferta de gás importado ao mercado	24,20	26,10	27,35	29,69	22,35	21,40	26,48	25,16	22,84	28,12	33,92	33,96	43,06	47,02	44,23	45,42	32,36	33,66
<b>OFERTA TOTAL AO MERCADO</b>	<b>47,61</b>	<b>48,42</b>	<b>49,08</b>	<b>58,69</b>	<b>44,45</b>	<b>45,13</b>	<b>51,37</b>	<b>48,40</b>	<b>48,39</b>	<b>54,26</b>	<b>61,14</b>	<b>61,98</b>	<b>71,17</b>	<b>76,87</b>	<b>76,04</b>	<b>79,10</b>	<b>66,07</b>	<b>61,66</b>
Venda nas distribuidoras de gás natural	40,60	41,26	41,41	49,59	36,70	36,40	41,49	39,61	40,15	44,19	49,71	48,67	59,11	62,77	59,77	62,41	52,02	49,69
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	6,11	6,52	6,89	7,50	7,09	8,14	8,95	8,00	7,46	8,83	9,03	11,11	8,99	8,84	10,36	9,76	10,03	9,12
Consumo termelétrico direto do produtor (Fafen/Termobahia/Canoas/Termoeará/Termoçu/Euzébio Rocha)	0,90	0,64	0,79	1,60	0,66	0,60	0,93	0,79	0,78	1,23	2,39	2,20	3,08	5,26	6,94	4,02	2,84	
<b>PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)</b>	<b>49,2%</b>	<b>46,1%</b>	<b>44,3%</b>	<b>49,4%</b>	<b>49,7%</b>	<b>52,6%</b>	<b>48,5%</b>	<b>48,0%</b>	<b>52,8%</b>	<b>48,2%</b>	<b>44,5%</b>	<b>45,2%</b>	<b>39,5%</b>	<b>38,8%</b>	<b>41,8%</b>	<b>42,6%</b>	<b>51,0%</b>	<b>45,4%</b>

Fonte: ANP, ABEGAS, PETROBRAS. Jan/11

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



## Equipe do Departamento de Gás Natural:

Symone Christine de Santana Araújo (Diretora), Hugo Leonardo Gosmann, Aldo Barroso Cores Junior, Hermann Helinski de Araújo, Breno Peixoto Cortez, Juliano Vilela Borges dos Santos, Matheus Batista Bodnar, André Barros Martins e Fernando Massaharu Matsumoto.

## RESERVAS NACIONAIS DE GÁS NATURAL

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m <sup>3</sup> )		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
BRASIL	Reservas	216.574	219.692	244.548	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688	364.236	366.491	423.003
	R/P (anos)	21	20	20	26	24	21	24	25	21	22	23
	Terra	78.597	77.009	76.070	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131	66.305	65.490	68.803
	Mar	137.977	142.683	168.477	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558	297.931	301.002	354.200
	Gás Associado	157.237	157.550	173.969	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764	229.209	228.629	286.581
	Gás Não Associado	59.337	62.143	70.578	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925	135.027	137.863	136.422

Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção da ANP, janeiro 2011.

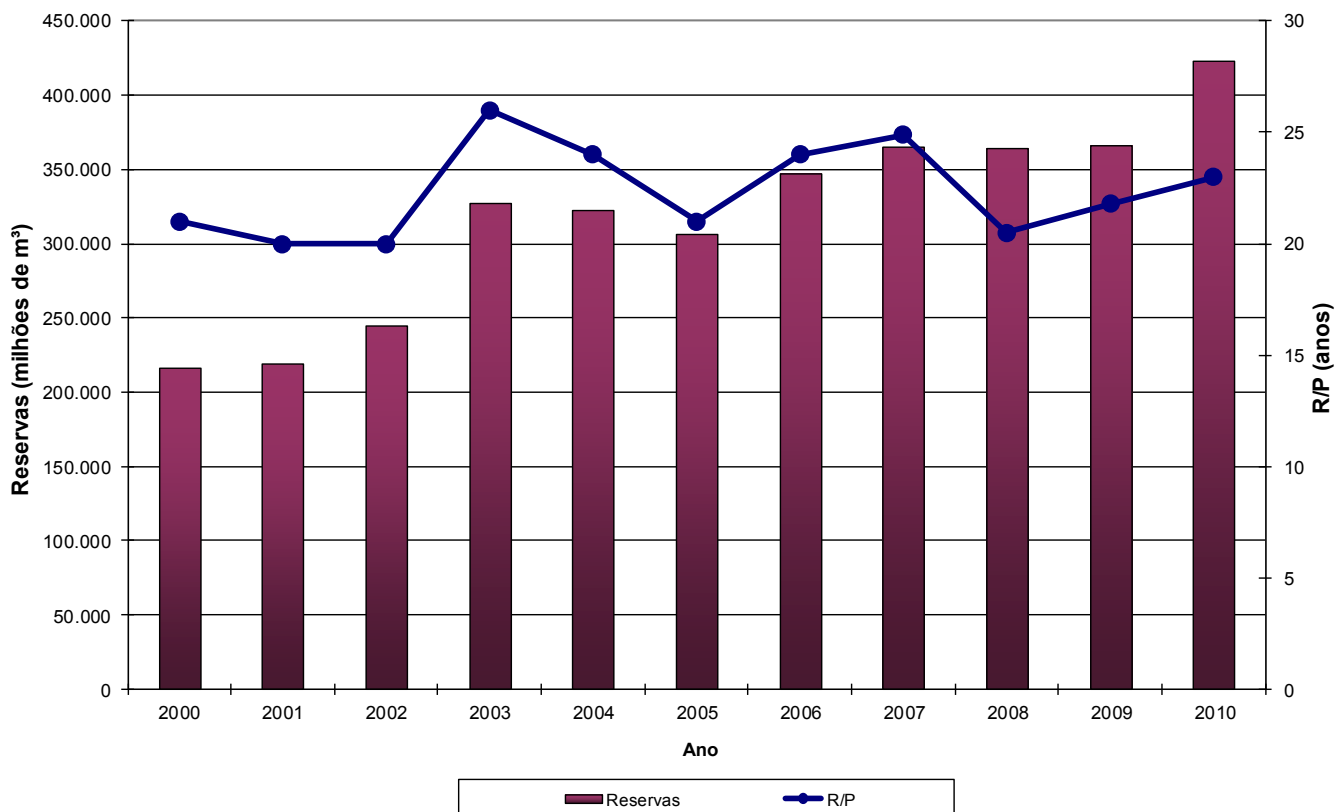
O Boletim Anual de Reservas de 2010, ainda em análise, poderá sofrer modificações.

## PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

PROD. NACIONAL (em milhões m <sup>3</sup> /dia)	2007	2008	2009	2010												2010
	Média	Média	Média	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média
Terra	17,22	17,19	16,56	16,81	16,64	16,42	16,78	16,82	16,74	16,67	16,82	16,41	14,97	16,30	16,73	16,51
Mar	32,51	41,97	41,35	41,74	43,89	43,13	44,43	45,27	46,18	45,72	45,69	47,51	50,00	49,91	52,48	46,33
Gás Associado	37,02	39,77	46,50	45,94	46,67	46,57	47,59	48,17	47,14	47,21	47,23	45,88	44,69	47,89	50,46	47,12
Gás Não Associado	12,72	19,39	11,41	12,62	13,85	12,98	13,62	13,93	15,77	15,18	15,28	18,04	20,28	18,32	18,75	15,72
<b>TOTAL</b>	<b>49,73</b>	<b>59,16</b>	<b>57,91</b>	<b>58,56</b>	<b>60,53</b>	<b>59,55</b>	<b>61,21</b>	<b>62,09</b>	<b>62,91</b>	<b>62,39</b>	<b>62,51</b>	<b>63,92</b>	<b>64,97</b>	<b>66,21</b>	<b>69,21</b>	<b>62,84</b>

Fonte: ANP, janeiro 2011

## RESERVAS X R/P (BRASIL)



O Boletim Anual de Reservas de 2010, ainda em análise, poderá sofrer modificações.

## PRODUÇÃO NACIONAL POR ESTADO (EM MILHÕES DE M<sup>3</sup>/DIA)

UF	LOCALIZAÇÃO	2007 Média	2008 Média	2009 Média	2010												2010 Média
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
AM	<b>Subtotal</b>	<b>9,72</b>	<b>10,23</b>	<b>10,36</b>	<b>10,47</b>	<b>10,43</b>	<b>10,37</b>	<b>10,72</b>	<b>10,77</b>	<b>10,94</b>	<b>11,00</b>	<b>10,90</b>	<b>10,32</b>	<b>9,32</b>	<b>10,58</b>	<b>11,00</b>	<b>10,57</b>
	Terra	9,72	10,23	10,36	10,47	10,43	10,37	10,72	10,77	10,94	11,00	10,90	10,32	9,32	10,58	11,00	10,57
	Mar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gás Associado	9,66	10,13	10,20	10,29	10,23	10,17	10,60	10,65	10,81	10,87	10,77	10,23	9,24	10,46	10,90	10,43
	Gás Não Associado	0,07	0,09	0,16	0,19	0,20	0,21	0,13	0,12	0,13	0,14	0,13	0,09	0,08	0,12	0,10	0,14
CE	<b>Subtotal</b>	<b>0,21</b>	<b>0,18</b>	<b>0,15</b>	<b>0,12</b>	<b>0,05</b>	<b>0,11</b>	<b>0,14</b>	<b>0,14</b>	<b>0,14</b>	<b>0,13</b>	<b>0,14</b>	<b>0,14</b>	<b>0,13</b>	<b>0,09</b>	<b>0,08</b>	<b>0,12</b>
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Mar	0,21	0,18	0,15	0,11	0,05	0,11	0,14	0,14	0,14	0,13	0,14	0,14	0,13	0,09	0,08	0,12
	Gás Associado	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,11	0,14	0,14	0,14	0,13	0,14	0,14	0,13	0,09	0,08	0,12
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RN	<b>Subtotal</b>	<b>2,96</b>	<b>2,54</b>	<b>2,09</b>	<b>1,85</b>	<b>2,02</b>	<b>2,04</b>	<b>2,04</b>	<b>2,05</b>	<b>1,99</b>	<b>1,98</b>	<b>1,89</b>	<b>1,90</b>	<b>1,83</b>	<b>1,39</b>	<b>1,67</b>	<b>1,89</b>
	Terra	0,86	0,87	0,75	0,73	0,72	0,71	0,76	0,78	0,73	0,75	0,73	0,74	0,71	0,75	0,75	0,74
	Mar	2,10	1,67	1,34	1,12	1,30	1,33	1,28	1,27	1,26	1,23	1,17	1,16	1,12	0,64	0,92	1,15
	Gás Associado	1,62	1,48	1,42	1,19	1,17	1,28	1,32	1,25	1,22	1,24	1,19	1,25	1,34	1,18	1,25	1,24
	Gás Não Associado	1,34	1,06	0,67	0,66	0,85	0,75	0,72	0,80	0,77	0,74	0,70	0,65	0,49	0,21	0,42	0,65
AL	<b>Subtotal</b>	<b>2,48</b>	<b>2,23</b>	<b>2,03</b>	<b>2,06</b>	<b>2,12</b>	<b>2,00</b>	<b>2,02</b>	<b>2,03</b>	<b>1,87</b>	<b>1,69</b>	<b>1,76</b>	<b>1,84</b>	<b>1,64</b>	<b>1,54</b>	<b>1,58</b>	<b>1,84</b>
	Terra	2,10	1,88	1,69	1,83	1,83	1,75	1,69	1,70	1,56	1,36	1,44	1,52	1,35	1,26	1,27	1,55
	Mar	0,39	0,35	0,34	0,23	0,29	0,24	0,33	0,33	0,30	0,33	0,32	0,32	0,29	0,28	0,31	0,30
	Gás Associado	0,60	0,60	0,87	0,87	0,81	0,77	0,75	0,74	0,65	0,65	0,60	0,62	0,56	0,52	0,58	0,68
	Gás Não Associado	1,89	1,63	1,16	1,19	1,31	1,23	1,27	1,29	1,22	1,03	1,16	1,22	1,09	1,02	1,00	1,17
SE	<b>Subtotal</b>	<b>1,50</b>	<b>2,35</b>	<b>2,62</b>	<b>2,75</b>	<b>2,65</b>	<b>2,71</b>	<b>2,96</b>	<b>3,14</b>	<b>3,24</b>	<b>3,01</b>	<b>3,41</b>	<b>3,42</b>	<b>3,46</b>	<b>2,20</b>	<b>3,30</b>	<b>3,02</b>
	Terra	0,26	0,25	0,25	0,25	0,27	0,34	0,26	0,27	0,25	0,25	0,23	0,26	0,27	0,27	0,26	0,27
	Mar	1,24	2,10	2,37	2,50	2,39	2,37	2,69	2,87	2,99	2,76	3,18	3,16	3,19	1,93	3,04	2,76
	Gás Associado	0,80	1,61	2,24	2,33	2,23	2,29	2,54	2,72	2,82	2,60	3,00	3,02	3,06	1,80	2,91	2,61
	Gás Não Associado	0,70	0,73	0,38	0,42	0,43	0,42	0,42	0,42	0,42	0,41	0,41	0,40	0,40	0,40	0,40	0,41
BA	<b>Subtotal</b>	<b>7,24</b>	<b>9,22</b>	<b>8,37</b>	<b>8,93</b>	<b>8,97</b>	<b>8,92</b>	<b>8,36</b>	<b>8,32</b>	<b>9,18</b>	<b>9,28</b>	<b>9,85</b>	<b>10,47</b>	<b>10,23</b>	<b>10,15</b>	<b>9,10</b>	<b>9,31</b>
	Terra	4,06	3,52	3,21	3,17	3,05	2,96	3,01	3,05	3,05	3,05	3,32	3,33	3,09	3,20	3,14	3,12
	Mar	3,18	5,70	5,16	5,76	5,92	5,97	5,35	5,27	6,13	6,23	6,53	7,14	7,14	6,95	5,96	6,19
	Gás Associado	1,31	1,35	1,72	1,71	1,62	1,64	1,48	1,51	1,43	1,47	1,71	1,78	1,66	1,77	1,77	1,63
	Gás Não Associado	5,93	7,87	6,64	7,22	7,35	7,28	6,87	6,82	7,75	7,81	8,14	8,70	8,58	8,38	7,32	7,68
ES	<b>Subtotal</b>	<b>2,64</b>	<b>7,68</b>	<b>2,94</b>	<b>3,83</b>	<b>4,65</b>	<b>4,41</b>	<b>5,51</b>	<b>5,89</b>	<b>6,39</b>	<b>6,19</b>	<b>6,21</b>	<b>9,08</b>	<b>10,89</b>	<b>12,71</b>	<b>12,91</b>	<b>7,39</b>
	Terra	0,23	0,44	0,30	0,35	0,33	0,29	0,33	0,26	0,21	0,26	0,21	0,24	0,23	0,24	0,30	0,27
	Mar	2,41	7,24	2,64	3,48	4,32	4,12	5,18	5,64	6,19	5,93	6,00	8,84	10,66	12,47	12,60	7,12
	Gás Associado	1,65	1,20	1,18	1,64	1,72	2,16	2,01	2,07	1,65	2,28	2,71	2,98	2,84	4,57	4,95	2,63
	Gás Não Associado	0,99	6,48	1,76	2,19	2,93	2,25	3,49	3,82	4,74	3,91	3,51	6,10	8,05	8,14	7,95	4,76
RJ	<b>Subtotal</b>	<b>21,99</b>	<b>24,00</b>	<b>28,76</b>	<b>27,80</b>	<b>28,87</b>	<b>28,11</b>	<b>28,69</b>	<b>29,01</b>	<b>28,43</b>	<b>28,12</b>	<b>27,39</b>	<b>25,74</b>	<b>25,74</b>	<b>27,42</b>	<b>27,87</b>	<b>27,77</b>
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Mar	21,99	24,00	28,76	27,80	28,87	28,11	28,69	29,01	28,43	28,12	27,39	25,74	25,74	27,42	27,87	27,77
	Gás Associado	21,07	23,14	28,71	27,80	28,85	28,11	28,67	28,94	28,29	27,84	26,99	25,74	25,74	27,38	27,81	27,68
	Gás Não Associado	0,92	0,86	0,05	0,00	0,02	0,00	0,03	0,07	0,14	0,28	0,40	0,00	0,00	0,04	0,06	0,09
SP	<b>Subtotal</b>	<b>0,89</b>	<b>0,66</b>	<b>0,60</b>	<b>0,74</b>	<b>0,78</b>	<b>0,89</b>	<b>0,78</b>	<b>0,74</b>	<b>0,74</b>	<b>1,00</b>	<b>0,96</b>	<b>1,01</b>	<b>1,72</b>	<b>0,13</b>	<b>1,71</b>	<b>0,93</b>
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Mar	0,89	0,66	0,60	0,74	0,78	0,89	0,78	0,74	0,74	1,00	0,96	1,01	1,72	0,13	1,71	0,93
	Gás Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,09	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,20	0,10
	Gás Não Associado	0,89	0,66	0,60	0,74	0,78	0,84	0,69	0,60	0,61	0,87	0,84	0,89	1,60	0,01	1,51	0,83
PR	<b>Subtotal</b>	<b>0,09</b>	<b>0,06</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>	<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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Mar	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gás Associado	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total Brasil</b>		<b>49,73</b>	<b>59,16</b>	<b>57,91</b>	<b>58,56</b>	<b>60,53</b>	<b>59,55</b>	<b>61,21</b>	<b>62,09</b>	<b>62,91</b>	<b>62,39</b>	<b>62,51</b>	<b>63,92</b>	<b>64,97</b>	<b>66,21</b>	<b>69,21</b>	<b>62,84</b>

Fonte: ANP, janeiro 2011



**RESERVA NACIONAL POR ESTADO (EM MILHÕES DE M<sup>3</sup>)**

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m <sup>3</sup> )		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Amazonas	<b>Total</b>	<b>44.402</b>	<b>44.549</b>	<b>47.893</b>	<b>49.075</b>	<b>49.448</b>	<b>51.465</b>	<b>53.232</b>	<b>52.774</b>	<b>52.143</b>	<b>52.397</b>	<b>55.878</b>
	Terra	44.402	44.549	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Associado	28.350	27.956	30.825	30.368	30.598	31.498	32.539	31.729	35.659	35.748	39.012
	Gás Não Associado	16.052	16.593	17.068	18.706	18.850	19.967	20.693	21.045	16.485	16.649	16.866
Ceará	<b>Total</b>	<b>1.095</b>	<b>1.186</b>	<b>1.462</b>	<b>1.139</b>	<b>1.066</b>	<b>995</b>	<b>825</b>	<b>825</b>	<b>1.028</b>	<b>784</b>	<b>652</b>
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652
	Gás Associado	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rio Grande do Norte	<b>Total</b>	<b>20.678</b>	<b>19.849</b>	<b>20.806</b>	<b>20.440</b>	<b>21.207</b>	<b>17.618</b>	<b>16.444</b>	<b>13.696</b>	<b>10.248</b>	<b>10.031</b>	<b>10.095</b>
	Terra	3.837	3.918	3.585	3.151	2.870	2.558	2.397	1.942	1.585	1.656	1.418
	Mar	16.841	15.931	17.221	17.289	18.337	15.059	14.047	11.755	8.663	8.376	8.676
	Gás Associado	9.256	8.568	7.441	7.072	8.851	7.014	7.533	7.316	5.167	5.325	5.715
	Gás Não Associado	11.422	11.281	13.364	13.369	12.356	10.604	8.911	6.380	5.081	4.706	4.380
Alagoas	<b>Total</b>	<b>7.233</b>	<b>6.769</b>	<b>5.838</b>	<b>5.266</b>	<b>5.159</b>	<b>4.608</b>	<b>4.057</b>	<b>3.892</b>	<b>3.788</b>	<b>3.490</b>	<b>3.476</b>
	Terra	5.961	5.616	4.719	4.286	3.961	3.525	3.241	3.042	3.058	2.665	2.391
	Mar	1.272	1.154	1.118	980	1.198	1.084	815	850	730	825	1.085
	Gás Associado	1.140	1.231	1.022	1.416	1.168	1.253	1.322	1.384	1.220	1.183	1.156
	Gás Não Associado	6.094	5.538	4.815	3.849	3.991	3.355	2.734	2.508	2.568	2.307	2.321
Sergipe	<b>Total</b>	<b>5.646</b>	<b>4.996</b>	<b>4.680</b>	<b>3.386</b>	<b>4.115</b>	<b>3.519</b>	<b>3.792</b>	<b>3.603</b>	<b>3.667</b>	<b>3.448</b>	<b>3.626</b>
	Terra	786	864	820	861	829	768	814	761	989	925	1.039
	Mar	4.861	4.132	3.860	2.525	3.286	2.751	2.978	2.842	2.678	2.523	2.588
	Gás Associado	3.912	3.380	3.363	2.438	3.126	2.475	2.893	2.598	2.659	2.520	2.642
	Gás Não Associado	1.734	1.617	1.318	949	989	1.044	899	1.006	1.008	927	984
Bahia	<b>Total</b>	<b>20.991</b>	<b>19.967</b>	<b>27.345</b>	<b>25.668</b>	<b>25.261</b>	<b>21.767</b>	<b>25.743</b>	<b>35.510</b>	<b>32.118</b>	<b>35.371</b>	<b>33.517</b>
	Terra	20.786	19.774	17.244	16.987	15.636	12.379	11.093	8.470	7.447	7.203	7.356
	Mar	205	193	10.101	8.681	9.625	9.388	14.650	27.040	24.671	28.169	26.161
	Gás Associado	9.733	9.410	10.053	7.604	7.834	6.470	6.280	4.910	4.210	4.319	4.546
	Gás Não Associado	11.258	10.558	17.292	18.065	17.427	15.296	19.463	30.601	27.908	31.052	28.972
Espírito Santo	<b>Total</b>	<b>8.303</b>	<b>11.787</b>	<b>16.277</b>	<b>22.281</b>	<b>22.304</b>	<b>32.329</b>	<b>40.749</b>	<b>38.734</b>	<b>38.944</b>	<b>47.698</b>	<b>44.611</b>
	Terra	2.826	2.288	1.809	2.237	1.018	1.057	685	1.140	940	640	587
	Mar	5.477	9.499	14.467	20.044	21.286	31.271	40.064	37.594	38.004	47.058	44.025
	Gás Associado	1.245	711	4.231	9.715	11.119	15.207	22.708	24.903	28.148	33.839	33.603
	Gás Não Associado	7.058	11.076	12.046	12.566	11.184	17.121	18.041	13.831	10.796	13.859	11.008
Rio de Janeiro	<b>Total</b>	<b>103.515</b>	<b>106.246</b>	<b>116.339</b>	<b>119.257</b>	<b>119.044</b>	<b>145.378</b>	<b>164.503</b>	<b>167.999</b>	<b>173.142</b>	<b>166.165</b>	<b>220.506</b>
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	103.515	106.246	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506
	Gás Associado	102.465	105.039	115.539	118.554	118.393	123.976	133.468	141.921	149.099	142.747	196.829
	Gás Não Associado	1.050	1.207	801	703	651	21.401	31.035	26.078	24.044	23.418	23.677
São Paulo	<b>Total</b>	<b>4.669</b>	<b>4.273</b>	<b>3.875</b>	<b>81.054</b>	<b>74.845</b>	<b>28.696</b>	<b>38.543</b>	<b>47.881</b>	<b>48.340</b>	<b>46.189</b>	<b>49.373</b>
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	4.669	4.273	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373
	Gás Associado	0	0	0	0	4	4	1.438	1.405	1.345	1.249	1.293
	Gás Não Associado	4.669	4.273	3.875	81.054	74.842	28.692	37.104	46.476	46.996	44.940	48.080
Paraná	<b>Total</b>	<b>43</b>	<b>68</b>	<b>34</b>	<b>61</b>	<b>26</b>	<b>15</b>	<b>9</b>	<b>569</b>	<b>610</b>	<b>688</b>	<b>1.039</b>
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	1	142	4	134
	Mar	43	68	34	61	26	15	9	568	468	684	904
	Gás Associado	43	68	34	61	26	15	9	568	468	684	904
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	1	142	4	134
Santa Catarina	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>44</b>	<b>11</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>206</b>	<b>205</b>	<b>230</b>	<b>230</b>
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230	230
	Gás Associado	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230	230
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção da ANP, janeiro de 2011.

O Boletim Anual de Reservas de 2010, ainda em análise, poderá sofrer modificações.

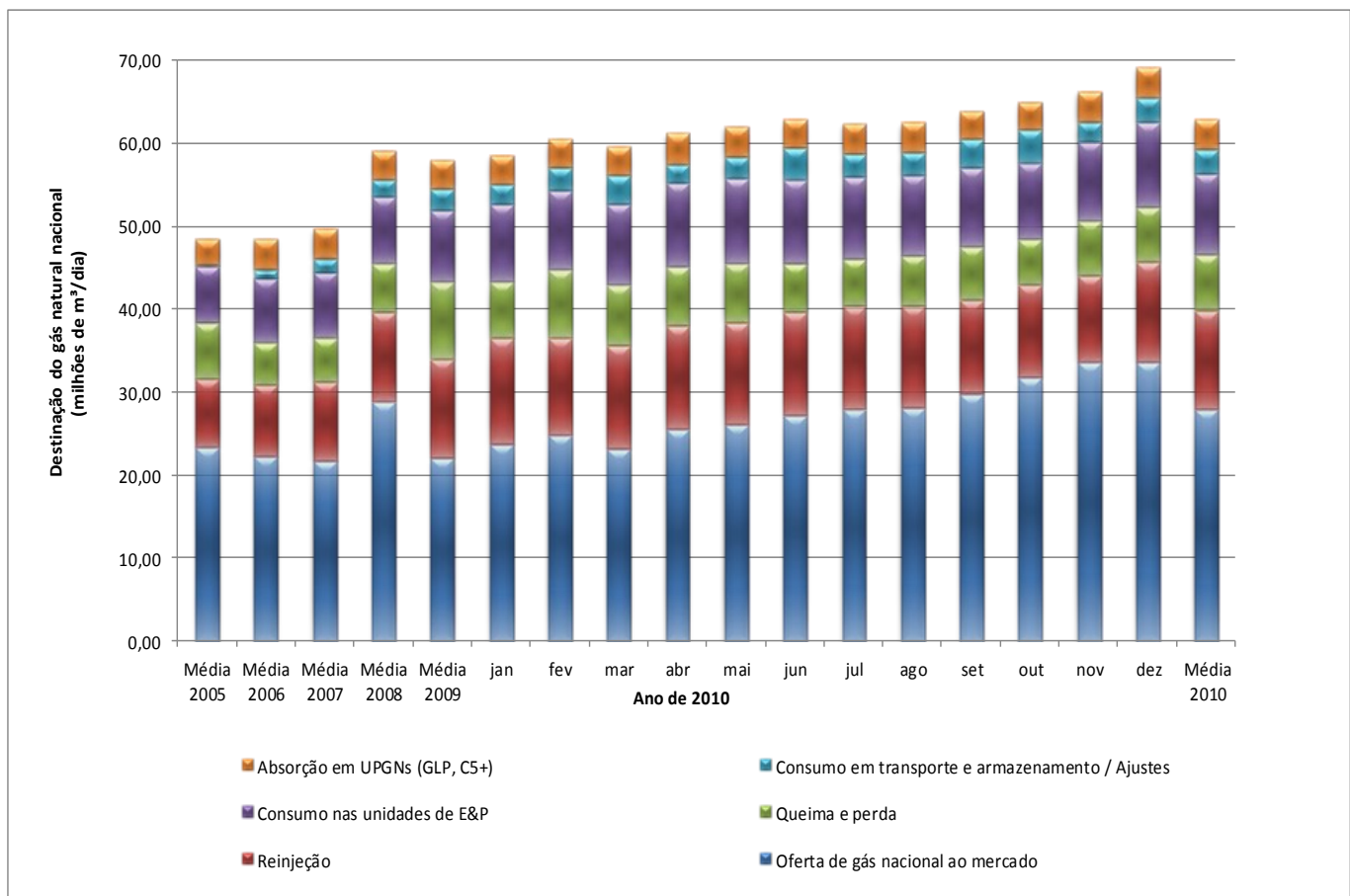


## DESTINAÇÃO DO GÁS NATURAL NACIONAL

DESTINAÇÃO DE GÁS NATURAL (em milhões de m <sup>3</sup> /dia)	2007	2008	2009	2010												2010
	Média 2007	Média 2008	Média 2009	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2010
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	<b>49,73</b>	<b>59,16</b>	<b>57,91</b>	<b>58,56</b>	<b>60,53</b>	<b>59,55</b>	<b>61,21</b>	<b>62,09</b>	<b>62,91</b>	<b>62,39</b>	<b>62,51</b>	<b>63,92</b>	<b>64,97</b>	<b>66,21</b>	<b>69,21</b>	<b>62,84</b>
Reinjeção	9,57	10,64	11,92	12,78	11,66	12,51	12,52	12,35	12,48	12,35	12,25	11,24	11,11	10,31	12,01	11,96
Queima e perda	5,33	5,97	9,38	6,93	8,33	7,22	7,03	7,13	5,79	5,66	6,16	6,56	5,50	6,75	6,61	6,64
Consumo nas unidades de E&P	7,89	7,90	8,45	9,26	9,45	9,66	10,16	10,20	10,12	9,98	9,59	9,41	9,16	9,49	10,16	9,72
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	1,66	2,18	2,67	2,36	2,80	3,47	2,20	2,58	3,93	2,75	2,77	3,41	4,06	2,31	2,95	2,97
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,54	3,48	3,39	3,50	3,38	3,45	3,76	3,69	3,39	3,63	3,64	3,46	3,34	3,66	3,77	3,56
Oferta de gás nacional ao mercado	21,73	28,99	22,10	23,74	24,90	23,24	25,54	26,14	27,22	28,03	28,11	29,85	31,81	33,69	33,71	28,00
<b>PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)</b>	<b>44,3%</b>	<b>49,4%</b>	<b>49,7%</b>	<b>52,6%</b>	<b>48,5%</b>	<b>48,0%</b>	<b>52,8%</b>	<b>48,2%</b>	<b>44,5%</b>	<b>45,2%</b>	<b>39,5%</b>	<b>38,8%</b>	<b>41,8%</b>	<b>42,6%</b>	<b>51,0%</b>	<b>45,4%</b>

Fonte: ANP e PETROBRAS. Jan/11

## GRÁFICO DA DESTINAÇÃO DO GÁS NATURAL NACIONAL



# IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m³/dia)			2005	2006	2007	2008	2009	2010												
			Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	Média 2009	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2010
Bolívia	TBG	Petrobras	22,38	24,44	26,90	30,52	22,20	21,22	26,34	25,38	22,54	27,90	29,64	28,40	29,71	29,76	28,39	28,86	24,78	26,91
		BG	0,65	0,50	0,39	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
	EPE		0,65	0,57	0,55	0,03	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
	<b>Subtotal</b>		<b>23,68</b>	<b>25,52</b>	<b>27,84</b>	<b>30,54</b>	<b>22,20</b>	<b>21,22</b>	<b>26,34</b>	<b>25,38</b>	<b>22,54</b>	<b>27,90</b>	<b>29,64</b>	<b>28,40</b>	<b>29,71</b>	<b>29,76</b>	<b>28,39</b>	<b>28,86</b>	<b>24,78</b>	<b>26,91</b>
Argentina	Sulgás (TSB)		0,96	1,30	0,46	0,37	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	
	<b>Subtotal</b>		<b>0,96</b>	<b>1,30</b>	<b>0,46</b>	<b>0,37</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>	<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>
Gás Natural Liquefeito - GNL *			0,00	0,00	0,00	0,00	0,72	0,65	0,97	0,52	0,84	1,18	5,36	6,52	14,52	18,39	16,83	17,59	8,30	7,64
Terminal GNL de Pecém *			0,00	0,00	0,00	0,00	0,64	0,65	0,97	0,42	0,84	1,18	2,92	2,90	3,43	4,48	4,74	4,65	2,68	2,49
Terminal GNL da Baía de Guanabara *			0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	2,44	3,62	11,08	13,92	12,09	12,94	5,62	5,15
<b>TOTAL</b>			<b>24,64</b>	<b>26,82</b>	<b>28,30</b>	<b>30,92</b>	<b>22,92</b>	<b>21,87</b>	<b>27,31</b>	<b>25,90</b>	<b>23,38</b>	<b>29,08</b>	<b>35,00</b>	<b>34,92</b>	<b>44,22</b>	<b>48,15</b>	<b>45,22</b>	<b>46,45</b>	<b>33,08</b>	<b>34,55</b>
Consumo em transporte na importação			0,44	0,72	0,95	1,23	0,58	0,47	0,83	0,73	0,54	0,96	1,08	0,96	1,16	1,13	0,99	1,04	0,73	0,89
<b>Oferta de gás importado</b>			<b>24,20</b>	<b>26,10</b>	<b>27,35</b>	<b>29,69</b>	<b>22,35</b>	<b>21,40</b>	<b>26,48</b>	<b>25,16</b>	<b>22,84</b>	<b>28,12</b>	<b>33,92</b>	<b>33,96</b>	<b>43,06</b>	<b>47,02</b>	<b>44,23</b>	<b>45,42</b>	<b>32,36</b>	<b>33,66</b>

Fontes: ANP e TBG, janeiro 2011

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

BG: Grupo BG

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

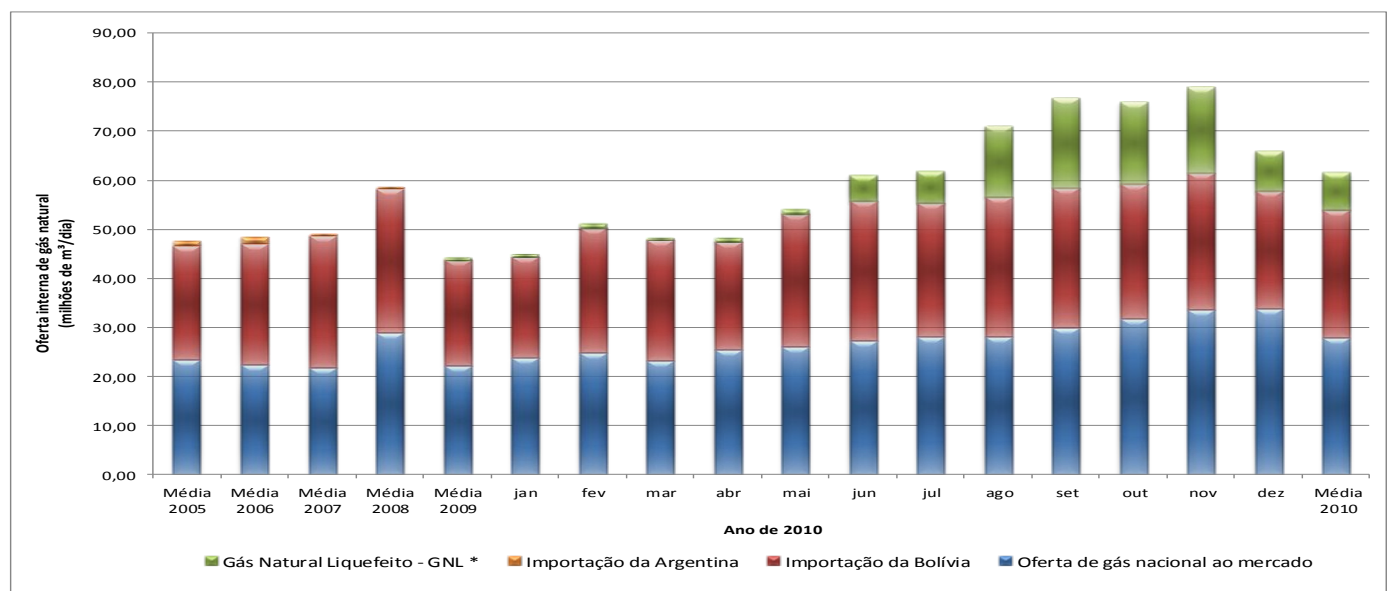
## IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO-GNL (TOTAL 2010) (NCM: 2711.11.00)

Origem	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)
<b>Porto de Entrada: PECÉM-CE</b>				
Emirados Árabes Unidos	32.035.275	90.140.419	197.676	7,03
Guiné Equatorial	21.629.227	43.519.024	95.436	9,61
Nigéria	71.682.561	239.189.881	524.539	5,98
Reino Unido	24.290.746	61.545.345	134.968	7,63
Trinidad e Tobago	125.577.243	357.810.988	784.673	6,96
<b>Total - Pecém-CE (2010)</b>	<b>275.215.052</b>	<b>792.205.657</b>	<b>1.737.293</b>	<b>6,98</b>
<b>Porto de Entrada: RIO DE JANEIRO-RJ</b>				
Catar	159.918.439	440.337.410	965.652	7,06
Estados Unidos	28.460.740	69.188.050	151.728	7,96
Guiné Equatorial	11.492.976	23.020.850	50.484	9,66
Nigéria	157.720.161	428.857.717	940.477	7,20
Peru	38.351.310	124.008.407	271.948	5,98
Trinidad e Tobago	106.298.434	290.482.020	637.022	7,16
<b>Total - Rio de Janeiro-RJ (2010)</b>	<b>502.242.060</b>	<b>1.375.894.454</b>	<b>3.017.312</b>	<b>7,15</b>
<b>Total 2010</b>	<b>777.457.112</b>	<b>2.168.100.111</b>	<b>4.754.606</b>	<b>7,09</b>

Fonte: Aliceweb - MDIC, jan/2011.

\* 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.

## GRÁFICO DA OFERTA INTERNA DISPONIBILIZADA



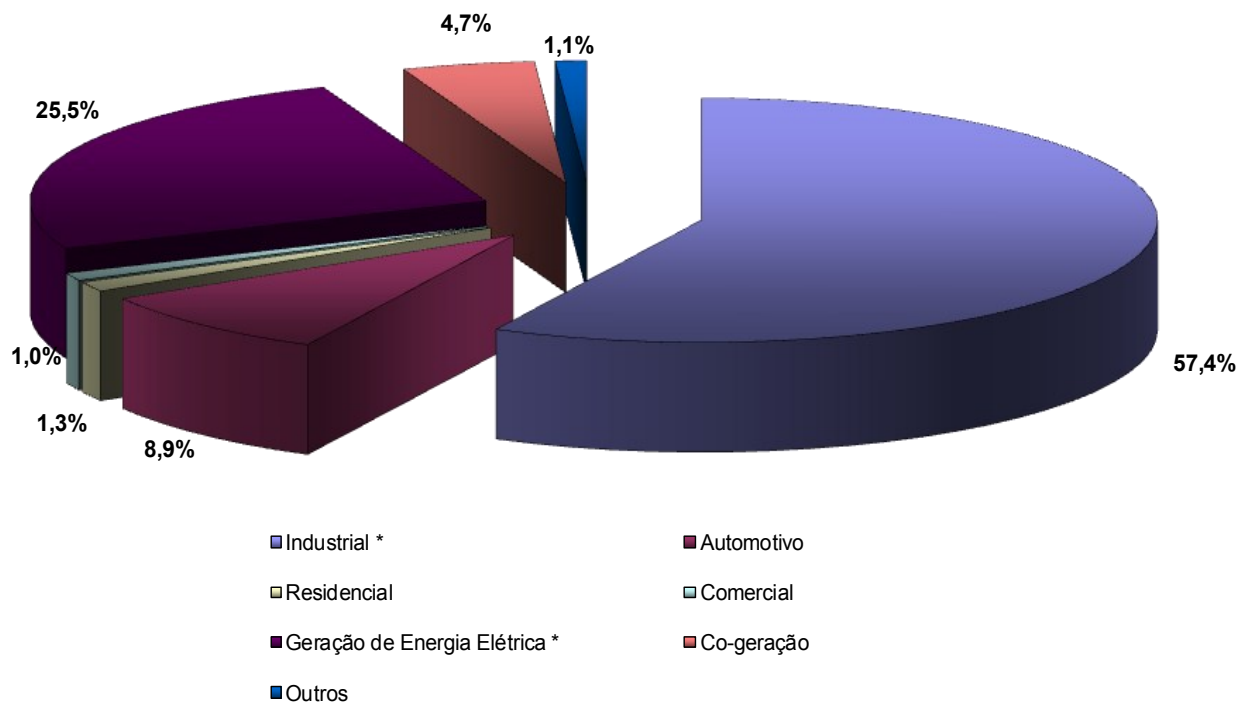
## CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m³/dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010	2010 Média %
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Industrial *	32,24	33,40	28,96	32,16	34,42	32,96	33,08	34,39	35,35	38,17	36,37	36,47	38,53	37,23	35,72	35,40	57,4%
Automotivo	7,01	6,63	5,77	5,34	5,68	5,70	5,41	5,62	5,23	5,31	5,54	5,51	5,47	5,40	5,70	5,49	8,9%
Residencial	0,66	0,72	0,74	0,58	0,55	0,63	0,77	0,83	0,90	0,95	0,87	0,93	0,91	0,81	0,77	0,79	1,3%
Comercial	0,58	0,61	0,59	0,61	0,55	0,60	0,60	0,63	0,66	0,65	0,63	0,67	0,65	0,64	0,65	0,63	1,0%
Geração de Energia Elétrica *	6,43	14,94	5,31	2,92	7,00	5,16	5,04	9,55	15,20	13,13	23,92	29,45	26,83	31,60	19,22	15,75	25,5%
Co-geração	1,92	2,26	2,43	2,93	2,45	2,66	2,74	2,71	3,06	3,06	3,13	3,12	2,98	2,78	3,21	2,90	4,7%
Outros	0,23	0,15	0,64	0,60	0,72	0,70	0,73	0,51	0,73	0,71	0,70	0,70	0,67	0,65	0,79	0,68	1,1%
<b>TOTAL</b>	<b>49,08</b>	<b>58,71</b>	<b>44,44</b>	<b>45,13</b>	<b>51,37</b>	<b>48,39</b>	<b>48,38</b>	<b>54,25</b>	<b>61,13</b>	<b>61,98</b>	<b>71,16</b>	<b>76,86</b>	<b>76,03</b>	<b>79,10</b>	<b>66,06</b>	<b>61,65</b>	<b>100,0%</b>
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	12,99	13,50	14,57	15,12	15,64	16,58	16,12	16,47	17,43	16,36	16,00	16,28	16,55	15,46	16,87	16,24	
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>62,16</b>	<b>72,19</b>	<b>59,02</b>	<b>60,24</b>	<b>67,00</b>	<b>64,98</b>	<b>64,50</b>	<b>70,72</b>	<b>78,56</b>	<b>78,34</b>	<b>87,16</b>	<b>93,14</b>	<b>92,58</b>	<b>94,56</b>	<b>82,94</b>	<b>77,89</b>	

\* Inclui consumo direto do produtor

Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, janeiro 2011

### CONSUMO DE GÁS NATURAL MÉDIA 2010



## CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (em milhões de m <sup>3</sup> /dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010	2010 Média %
				Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Algás (AL)	0,50	0,50	0,45	0,45	0,47	0,51	0,49	0,47	0,46	0,48	0,50	0,51	0,50	0,46	0,40	0,47	1%
Bahiagás (BA)	3,36	3,47	3,10	3,65	3,60	3,59	3,59	3,44	3,83	3,96	3,57	3,82	3,70	3,33	3,99	3,67	7%
BR Distribuidora (ES)	1,22	1,84	1,34	1,76	1,92	0,80	1,87	1,73	1,92	2,16	2,35	2,50	2,74	2,92	2,95	2,14	4%
Cebgás (DF)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0%
Ceg (RJ)	6,00	8,46	5,67	4,98	7,08	6,57	5,93	7,68	7,61	7,28	10,71	10,88	10,98	12,01	10,60	8,53	17%
Ceg Rio (RJ)	4,33	9,14	3,76	3,70	4,67	4,48	3,03	4,23	6,28	5,91	9,01	9,75	6,61	8,93	6,21	6,07	12%
Cegás (CE)	0,47	0,51	0,72	0,66	0,67	0,43	0,65	1,24	1,93	1,93	1,67	1,97	1,98	1,98	1,40	1,38	3%
Cigás (AM)	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	0,51	0,46	0,08	0%
Comgas (SP)	13,89	14,28	11,66	11,77	12,68	12,87	12,66	12,99	13,87	13,09	14,49	15,02	15,30	14,13	12,54	13,45	27%
Compagás (PR)	1,75	1,29	1,36	0,85	0,90	0,99	0,99	0,95	1,04	1,01	3,05	3,06	3,02	2,86	1,66	1,70	3%
Copergás (PE)	1,07	1,15	1,29	0,97	1,00	1,02	2,54	2,34	3,04	3,12	2,92	3,22	2,86	2,96	2,10	2,34	5%
Gas Brasileiro (SP)	0,43	0,48	0,53	0,53	0,52	0,51	0,51	0,66	0,73	0,76	0,82	0,82	0,73	0,62	0,55	0,65	1%
Gasmig (MG)	1,74	2,40	1,50	1,69	1,99	1,89	1,84	2,45	2,60	2,84	3,28	3,41	3,18	3,46	2,91	2,63	5%
Gaspisa (PI)	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%
Mtgás (MT)	0,65	0,03	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0%
Msgás (MS)	0,38	0,28	0,15	0,17	0,58	0,31	0,44	0,23	0,50	0,22	0,72	1,81	2,10	2,41	0,80	0,86	2%
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,35	0,37	0,38	0,37	0,36	0,37	0,39	0,38	0,38	0,37	0,37	0,36	0,37	1%
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,37	0,39	0,40	0,38	0,38	0,40	0,41	0,41	0,40	0,40	0,40	0,37	0,39	1%
São Paulo Sul (SP)	1,27	1,36	1,26	1,40	1,41	1,49	1,42	1,50	1,48	1,47	1,54	1,45	1,48	1,49	1,37	1,46	3%
Scgás (SC)	1,54	1,57	1,58	1,53	1,64	1,72	1,75	1,77	1,80	1,82	1,81	1,80	1,78	1,78	1,70	1,74	4%
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,25	0,27	0,26	0,25	0,26	0,26	0,28	0,28	0,29	0,28	0,28	0,27	0,27	1%
Sulgás (RS)	1,75	1,74	1,31	1,30	1,33	1,38	1,43	1,48	1,57	1,53	1,59	1,69	1,72	1,48	1,36	1,49	3%
Goiasgás (GO)	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%
<b>TOTAL DISTRIBUIDORAS</b>	<b>41,41</b>	<b>49,59</b>	<b>36,70</b>	<b>36,40</b>	<b>41,49</b>	<b>39,61</b>	<b>40,15</b>	<b>44,19</b>	<b>49,71</b>	<b>48,67</b>	<b>59,11</b>	<b>62,77</b>	<b>59,77</b>	<b>62,41</b>	<b>52,02</b>	<b>49,69</b>	<b>100%</b>

Fonte: Abegás, janeiro 2011

## CONSUMO 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 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010	2010 Média %
				Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Algás (AL)	0,50	0,50	0,45	0,45	0,47	0,51	0,49	0,47	0,46	0,48	0,50	0,51	0,50	0,45	0,40	0,47	1%
Bahiagás (BA)	3,36	3,47	3,09	3,65	3,56	3,58	3,58	3,43	3,83	3,95	3,57	3,82	3,70	3,32	3,99	3,67	10%
BR Distribuidora (ES)	1,22	1,84	1,34	1,76	1,92	0,80	1,87	1,73	1,92	2,16	2,35	2,50	2,74	2,92	2,95	2,14	6%
Cebgás (DF)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0%
Ceg (RJ)	5,06	4,92	4,27	4,40	4,50	4,77	4,40	4,61	4,36	4,87	5,28	5,36	5,25	5,12	5,00	4,83	13%
Ceg Rio (RJ)	2,38	2,32	2,08	2,34	2,50	2,44	2,44	2,29	2,23	2,24	2,21	2,07	2,14	2,12	1,96	2,25	6%
Cegás (CE)	0,46	0,46	0,42	0,42	0,42	0,43	0,40	0,41	0,43	0,43	0,44	0,44	0,43	0,44	0,41	0,43	1%
Cigás (AM)	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%
Comgas (SP)	13,67	13,37	11,61	11,77	12,31	12,68	12,65	12,66	13,05	12,85	12,98	12,91	13,05	12,67	11,74	12,61	34%
Compagás (PR)	0,85	0,87	0,81	0,85	0,90	0,99	0,99	0,95	1,04	1,01	1,01	0,98	1,01	0,97	0,83	0,96	3%
Copergás (PE)	1,02	0,99	0,89	0,95	0,96	0,98	0,98	0,92	0,99	0,98	1,02	0,99	1,02	1,03	0,98	0,98	3%
Gas Brasileiro (SP)	0,43	0,48	0,53	0,53	0,52	0,51	0,51	0,66	0,73	0,76	0,82	0,82	0,73	0,62	0,55	0,65	2%
Gasmig (MG)	1,53	1,62	1,26	1,57	1,74	1,71	1,73	1,75	1,78	1,88	1,87	1,92	2,03	2,06	2,33	1,86	5%
Gaspisa (PI)	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%
Mtgás (MT)	0,02	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0%
Msgás (MS)	0,04	0,04	0,15	0,17	0,19	0,21	0,22	0,21	0,19	0,22	0,20	0,23	0,20	0,20	0,23	0,21	1%
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,35	0,37	0,38	0,37	0,36	0,37	0,39	0,38	0,38	0,37	0,37	0,36	0,37	1%
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,37	0,39	0,40	0,38	0,38	0,40	0,41	0,41	0,40	0,40	0,40	0,37	0,39	1%
São Paulo Sul (SP)	1,27	1,36	1,26	1,40	1,41	1,49	1,42	1,50	1,48	1,47	1,54	1,45	1,48	1,49	1,37	1,46	4%
Scgás (SC)	1,54	1,57	1,58	1,53	1,64	1,72	1,75	1,77	1,80	1,82	1,81	1,80	1,78	1,78	1,70	1,74	5%
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,25	0,27	0,26	0,25	0,26	0,26	0,28	0,28	0,29	0,28	0,28	0,27	0,27	1%
Sulgás (RS)	1,36	1,38	1,31	1,30	1,33	1,38	1,43	1,48	1,57	1,53	1,59	1,69	1,72	1,48	1,36	1,49	4%
Goiasgás (GO)	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%
<b>TOTAL DISTRIBUIDORAS</b>	<b>35,76</b>	<b>36,27</b>	<b>32,05</b>	<b>34,08</b>	<b>35,42</b>	<b>35,25</b>	<b>35,89</b>	<b>35,88</b>	<b>36,91</b>	<b>37,75</b>	<b>38,27</b>	<b>38,58</b>	<b>38,85</b>	<b>37,75</b>	<b>36,82</b>	<b>36,79</b>	<b>100%</b>

Fonte: Abegás, janeiro 2011

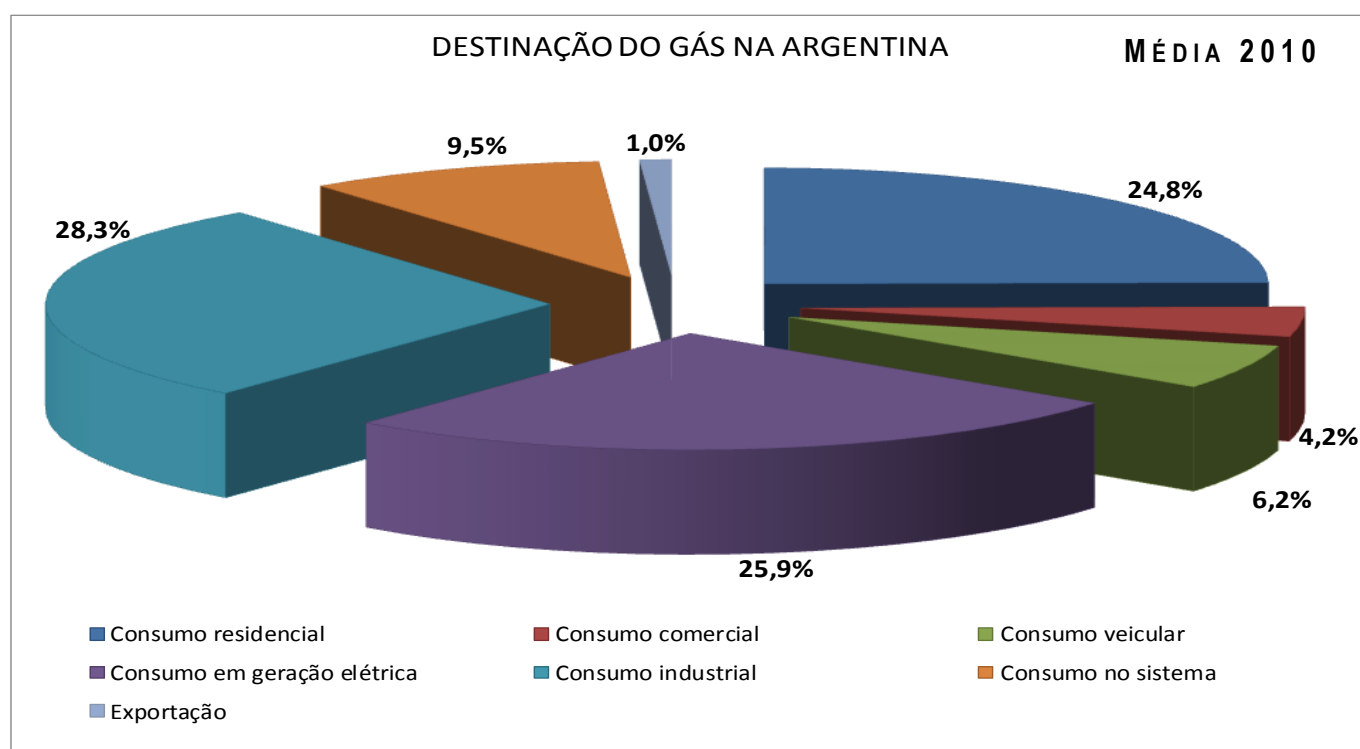
## BALANÇO DE GÁS NATURAL NA ARGENTINA (EM MILHÕES DE M<sup>3</sup>/DIA)

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	<b>130,21</b>	<b>128,13</b>	<b>128,49</b>	<b>125,12</b>	<b>129,18</b>	<b>127,01</b>	<b>126,96</b>	<b>132,32</b>	<b>133,25</b>	<b>134,03</b>	<b>133,74</b>	<b>131,08</b>	<b>127,81</b>	<b>127,10</b>	<b>129,78</b>	
Austral	23,53	22,86	26,24	26,20	28,18	28,06	27,16	28,93	30,03	31,88	31,28	29,43	27,96	27,80	28,81	
Golfo San Jorge	12,56	12,80	13,79	14,24	14,35	14,29	13,75	14,75	14,86	14,83	14,55	14,64	14,79	14,70	14,52	
Neuquina	76,64	74,85	71,54	68,61	70,88	69,74	70,58	73,31	73,00	72,30	73,33	72,80	71,05	70,65	71,48	
Noroeste	17,47	17,62	16,92	16,07	15,77	14,92	15,47	15,33	15,36	15,02	14,58	14,21	14,03	13,95	14,97	
Reinjeção	2,04	2,62	3,44	5,02	5,57	4,25	4,25	3,01	2,99	2,85	3,02	2,97	3,27	3,25	3,68	
Queima e Perda	2,39	2,40	2,71	2,35	2,38	2,35	2,37	2,33	2,53	2,12	2,45	2,64	5,45	5,42	2,94	
Convertido em Líquido	5,65	5,09	5,67	5,31	5,66	5,63	5,02	5,18	4,98	4,59	4,61	5,15	2,41	2,39	4,63	
Consumo nas unidades de E&P	12,52	12,89	15,80	12,99	13,02	13,15	13,26	13,54	13,53	13,34	13,58	13,59	13,16	13,08	13,29	
<b>PRODUÇÃO DISPONÍVEL</b>	<b>107,61</b>	<b>105,14</b>	<b>100,86</b>	<b>99,45</b>	<b>102,55</b>	<b>101,63</b>	<b>102,06</b>	<b>108,26</b>	<b>109,22</b>	<b>111,13</b>	<b>110,08</b>	<b>106,73</b>	<b>103,53</b>	<b>102,96</b>	<b>105,24</b>	
<b>IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL</b>	<b>4,74</b>	<b>2,48</b>	<b>5,04</b>	<b>3,38</b>	<b>5,81</b>	<b>7,96</b>	<b>9,13</b>	<b>11,68</b>	<b>13,52</b>	<b>14,55</b>	<b>13,97</b>	<b>10,88</b>	<b>7,78</b>	<b>10,81</b>	<b>9,95</b>	
Importação da Bolívia	-	-	-	2,63	4,16	5,41	4,39	5,76	5,35	6,35	5,31	5,03	5,33	4,87	4,96	
Importação GNL	-	-	-	0,75	1,66	2,55	4,74	5,92	8,17	8,20	8,66	5,85	2,45	5,94	4,99	
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	<b>105,23</b>	<b>105,41</b>	<b>103,68</b>	<b>99,86</b>	<b>106,27</b>	<b>106,99</b>	<b>109,61</b>	<b>118,95</b>	<b>121,95</b>	<b>125,22</b>	<b>124,15</b>	<b>116,72</b>	<b>110,68</b>	<b>112,66</b>	<b>113,92</b>	
Residencial	26,55	25,76	23,70	9,88	11,07	12,12	20,76	33,38	48,95	56,59	50,47	34,65	22,07	14,45	28,58	
Comercial	4,00	4,49	4,41	2,35	2,73	2,76	3,87	5,51	7,17	7,79	7,48	5,56	4,09	3,29	4,78	
Veicular	7,84	7,50	7,09	6,76	6,51	7,08	7,24	7,31	7,20	7,45	7,03	7,54	7,46	7,38	7,18	
Geração Elétrica	33,44	34,02	38,30	40,50	40,70	37,67	30,92	25,13	17,55	16,90	20,90	26,78	31,27	39,11	29,77	
Industriais	33,39	33,63	30,19	34,02	36,58	35,36	34,31	35,03	27,34	23,54	26,64	33,91	35,63	36,45	32,62	
Consumo no sistema	-	-	-	6,35	8,68	12,00	12,51	12,59	13,74	12,95	11,63	8,28	10,17	11,98	10,99	
<b>EXPORTAÇÃO</b>	<b>7,00</b>	<b>2,36</b>	<b>2,22</b>	<b>2,24</b>	<b>1,26</b>	<b>2,61</b>	<b>1,62</b>	<b>0,97</b>	<b>0,79</b>	<b>0,58</b>	<b>0,58</b>	<b>0,50</b>	<b>0,62</b>	<b>1,11</b>	<b>1,17</b>	
Brasil	0,34	0,19	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Chile	6,40	1,98	2,09	2,17	1,12	2,49	1,39	0,82	0,54	0,34	0,34	0,30	0,42	0,64	0,96	
Uruguai	0,27	0,20	0,10	0,07	0,14	0,12	0,23	0,15	0,25	0,24	0,24	0,20	0,21	0,47	0,21	

Fonte: Petrobras

**Poder Calorífico (Gás Seco):**  
Gás Argentino: 9.300 kcal/m<sup>3</sup>

Os valores destacados em azul foram corrigidos em relação ao Boletim de dezembro de 2010.



## BALANÇO DE GÁS NATURAL NA BOLÍVIA (EM MILHÕES DE M<sup>3</sup>/DIA)

	Média 2006	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	<b>40,24</b>	<b>41,72</b>	<b>41,99</b>	<b>36,74</b>	<b>32,97</b>	<b>39,32</b>	<b>40,12</b>	<b>37,29</b>	<b>43,30</b>	<b>44,46</b>	<b>44,42</b>	<b>45,19</b>	<b>44,74</b>	<b>43,96</b>	<b>43,67</b>		<b>41,77</b>
Reinjeção	3,03	2,16	0,88	1,35	1,39	0,65	0,53	0,84	0,14	0,00	0,03	0,00	0,01	0,01	0,00		0,33
Queima e perda	0,41	0,22	0,22	0,19	0,12	0,12	0,12	0,22	0,12	0,12	0,14	0,50	0,29	0,51	0,14		0,22
Consumo nas unidades de E&P	0,76	0,78	0,80	0,78	0,72	0,77	0,78	0,76	0,79	0,80	0,80	0,80	0,79	0,80	0,82		0,78
Convertido em líquido	0,54	0,51	0,49	0,45	0,43	0,45	0,47	0,45	0,48	0,48	0,47	0,48	0,48	0,47	0,48		0,47
Consumo no Transporte	n/d	0,80	0,85	0,90	0,71	0,93	0,85	0,91	1,09	0,93	1,02	0,96	1,04	1,04	1,05		0,96
<b>DISPONIBILIZADO</b>	<b>35,50</b>	<b>37,24</b>	<b>38,74</b>	<b>33,08</b>	<b>29,60</b>	<b>36,40</b>	<b>37,37</b>	<b>34,11</b>	<b>40,68</b>	<b>42,13</b>	<b>41,96</b>	<b>42,45</b>	<b>42,13</b>	<b>41,13</b>	<b>41,18</b>		<b>39,01</b>
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	<b>4,27</b>	<b>5,03</b>	<b>5,72</b>	<b>6,38</b>	<b>6,04</b>	<b>6,17</b>	<b>6,90</b>	<b>7,52</b>	<b>7,41</b>	<b>7,43</b>	<b>7,63</b>	<b>7,78</b>	<b>7,62</b>	<b>7,78</b>	<b>7,80</b>		<b>7,28</b>
Residencial	n/d	0,07	0,09	0,12	0,11	0,13	0,12	0,13	0,13	0,15	0,14	0,16	0,14	0,16	0,14		0,14
Comercial	n/d	0,06	0,07	0,08	0,07	0,08	0,08	0,09	0,08	0,09	0,12	0,09	0,10	0,11	0,10		0,09
Veicular	n/d	0,69	0,89	1,08	1,18	1,18	1,19	1,20	1,24	1,22	1,27	1,27	1,26	1,27	1,23		1,23
Geração Elétrica	n/d	2,50	2,88	3,11	2,82	2,93	3,58	4,08	3,97	3,95	3,89	4,05	3,98	4,07	4,27		3,78
Refinarias	n/d	0,22	0,26	0,26	0,23	0,24	0,24	0,26	0,23	0,27	0,29	0,27	0,26	0,27	0,26		0,26
Indústria	n/d	1,48	1,52	1,72	1,63	1,61	1,69	1,76	1,76	1,75	1,92	1,94	1,88	1,90	1,80		1,79
<b>EXPORTAÇÃO</b>	<b>31,23</b>	<b>32,22</b>	<b>33,02</b>	<b>26,70</b>	<b>23,56</b>	<b>30,23</b>	<b>30,47</b>	<b>26,60</b>	<b>33,27</b>	<b>34,68</b>	<b>34,33</b>	<b>34,68</b>	<b>34,50</b>	<b>33,36</b>	<b>33,39</b>		<b>31,73</b>
<b>BRASIL</b>	<b>26,50</b>	<b>27,60</b>	<b>30,51</b>	<b>22,04</b>	<b>21,02</b>	<b>26,22</b>	<b>25,24</b>	<b>22,36</b>	<b>27,77</b>	<b>29,56</b>	<b>28,28</b>	<b>29,62</b>	<b>29,71</b>	<b>28,30</b>	<b>28,75</b>		<b>26,98</b>
Petrobras	24,43	26,62	30,48	22,04	21,02	26,22	25,24	22,36	27,77	29,56	28,28	29,59	29,70	28,30	28,75		26,98
EPE	1,12	0,54	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,01	0,00	0,00		0,00
BG	0,94	0,44	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
<b>ARGENTINA</b>	<b>4,74</b>	<b>4,62</b>	<b>2,52</b>	<b>4,66</b>	<b>2,54</b>	<b>4,01</b>	<b>5,23</b>	<b>4,24</b>	<b>5,50</b>	<b>5,12</b>	<b>6,05</b>	<b>5,06</b>	<b>4,79</b>	<b>5,06</b>	<b>4,64</b>		<b>4,75</b>

**Fontes:**

Demanda de Gás Local: Superintendência de Hidrocarburos e Superintendência de Eletricidade

Produção: YPFB

Exportação: PEB

**Legenda:**

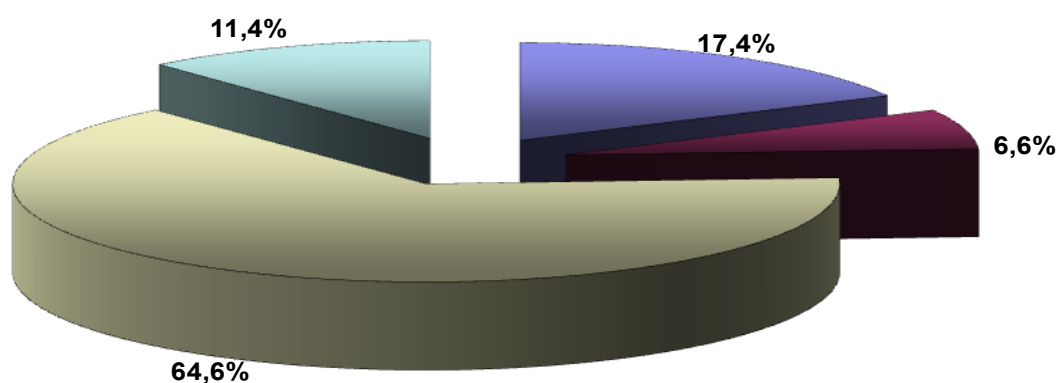
EPE: Empresa Produtora de Energia

n/d: não disponível

**Poder Calorífico:**Gás Boliviano: 9 696 kcal/m<sup>3</sup>

### PRODUÇÃO TOTAL DE GÁS BOLIVIANO

#### MÉDIA 2010



■ CONSUMO INTERNO DE GÁS ■ NÃO DISPONIBILIZADO ■ BRASIL ■ ARGENTINA

## BALANÇO DE GÁS NATURAL NO CHILE (EM MILHÕES DE M<sup>3</sup>/DIA)

	Média	Média	Média	Média	2010												Média
	2006	2007	2008	2009	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2010
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	6,02	5,51	5,93	4,33	3,64	3,34	2,40	3,50	3,44	3,51	n/d	n/d	n/d				3,30
<b>IMPORTAÇÃO *</b>	15,78	6,63	1,18	4,35	6,22	4,95	9,62	7,49	8,06	8,20	n/d	n/d	n/d				7,42
<b>OFERTADO AO MERCADO</b>	21,80	12,15	7,11	8,68	9,87	8,29	12,02	10,99	11,50	11,71	n/d	n/d	n/d				10,73
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	21,80	12,15	7,11	8,68	9,87	8,29	12,02	10,99	11,50	11,71	11,14	11,78	11,48				10,98
Residencial e Comercial	1,44	1,45	1,22	1,29	0,88	0,97	1,01	1,46	1,78	2,27	2,59	2,27	1,91				1,68
Veicular	0,09	0,06	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	1,45	1,39	1,38	1,43	1,42				0,80
Geração Elétrica	6,12	2,71	1,35	2,31	4,21	2,86	6,40	4,98	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05				2,07
Industriais	2,58	0,91	0,22	0,62	1,39	1,10	1,53	1,74	5,59	5,47	4,95	5,74	5,84				3,70
Petroquímica e Refinaria	11,53	6,97	4,25	4,38	3,32	3,30	3,01	2,73	2,59	2,47	2,11	2,23	2,20				2,66
Outros	0,04	0,05	0,04	0,05	0,03	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,06	0,07	0,06				0,05

Fonte: Comisión Nacional de Energía - CNE

n/d: dados não disponíveis

\* Os dados de importação foram calculados pela diferença entre a produção e o consumo interno e englobam a importação de GNL e a importação por gasodutos da Argentina

Os dados do balanço de gás natural no Chile não estavam disponíveis até o fechamento desta edição do Boletim.

## BALANÇO DE GÁS NATURAL NO URUGUAI (EM MILHÕES DE M<sup>3</sup>/DIA)

	Média	Média	Média	2010												Média
	2007	2008	2009	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2010
<b>IMPORTAÇÃO</b>	0,31	0,27	0,19	0,08	0,13	0,12	0,20	0,15	0,22	0,24	0,24	0,20	0,20	0,45		0,20
Argentina	0,31	0,27	0,19	0,08	0,13	0,12	0,20	0,15	0,22	0,24	0,24	0,20	0,20	0,45		0,20
GNL	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
<b>OFERTA DE GÁS</b>	0,31	0,27	0,19	0,08	0,13	0,12	0,20	0,15	0,22	0,24	0,24	0,20	0,20	0,45		0,20
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	0,28	0,25	0,18	0,10	0,13	0,12	0,20	0,15	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,44		0,20
Residencial	0,05	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Comercial	0,05	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Veicular	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Geração Elétrica	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Industriais	0,16	0,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Consumo próprio setor energético	0,02	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Fonte: Ministerio de Industria, Energía y Minería



## PREÇOS DE GÁS NATURAL (DEZEMBRO DE 2010)

PREÇOS	Preço Petrobras para Distribuidora				Preço ao Consumidor Industrial por Faixa (em US\$/MMBtu c/ impostos)		
	Região	Contratos	Preço US\$/MMBTU	Preço R\$/m <sup>3</sup>	2.000 m <sup>3</sup> /dia	20.000 m <sup>3</sup> /dia	50.000 m <sup>3</sup> /dia
Nordeste	Gás Nacional (parcela fixa + parcela variável)		10,7153	0,6768	19,5599	18,5853	18,0892
Sudeste	Gás Nacional (parcela fixa + parcela variável)		10,4105	0,6576	20,6366	16,4852	15,6468
	Gás Importado	Commodity	5,7539	0,3634			
		Transporte	1,7610	0,1112			
Sul	Gás Importado	Commodity	5,7448	0,3629	18,7599	16,7974	16,4223
		Transporte	1,7566	0,1110			
Centro Oeste	Gás Importado	Commodity	6,7268	0,4249	19,5780	15,9475	15,2605
		Transporte	1,7848	0,1127			

Fonte: MME/SPG/DGN, jan/2011.  
 Dados originalmente obtidos da Petrobras, Distribuidoras e Banco Central.  
 Os dados do preço ao consumidor final do segmento industrial foram calculados pelo MME com base nos dados disponibilizados em publicações específicas.

Dólar de conversão R\$/US\$ (dez/10):	<b>1,6934</b>
---------------------------------------	---------------

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	2005	2006	2007	2008	2009	2010												2010
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	Média 2009	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2010
PPT	3,21	3,44	3,71	4,21	3,86	4,08	4,10	4,14	4,22	4,20	4,23	4,25	4,27	4,32	4,38	4,40	4,45	4,25

Fonte: MME/SPG/DGN, jan/11.

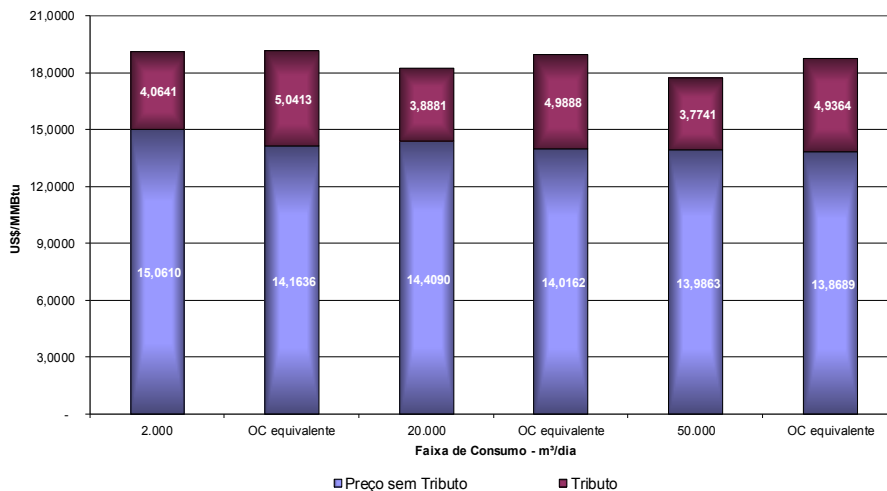
Nota: PPT: Programa Prioritário Termelétrico. O preço do gás natural para o PPT não inclui imposto.

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	2005	2006	2007	2008	2009	2010												2010
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	Média 2009	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2010
Henry Hub	8,89	6,74	6,98	8,86	3,95	5,82	5,32	4,29	4,03	4,14	4,80	4,63	4,32	3,90	3,41	3,71	4,25	4,38
Petróleo Brent	9,74	11,60	12,92	17,28	10,96	13,58	13,12	14,06	15,12	13,39	13,34	13,51	13,73	13,86	14,74	15,20	16,28	14,16
Petróleo WTI	10,10	11,59	12,87	17,74	10,99	13,95	13,60	14,48	15,04	13,12	13,41	13,60	13,65	13,39	14,59	15,00	15,86	14,14
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	54,65	65,13	72,53	97,01	61,50	76,20	73,63	78,89	84,89	75,16	74,87	75,85	77,07	77,79	82,74	85,33	91,36	79,48
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	56,68	65,08	72,26	99,58	61,68	78,31	76,34	81,25	84,44	73,62	75,29	76,32	76,62	75,17	81,89	84,20	88,99	79,37

Fonte: Petrobras, jan/11.

# COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA

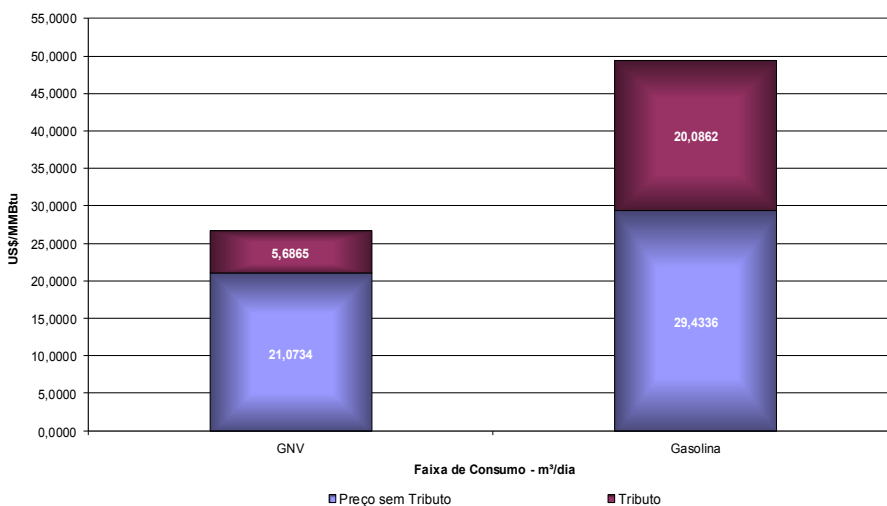
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1na Bahia  
DEZEMBRO DE 2010



No gráfico ao lado, para cada faixa, os preços de gás natural são comparados aos preços de OC a serem pagos pelo consumo de um volume de óleo com energia equivalente ao volume de gás.

Preço dos combustíveis ao consumidor final.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia  
DEZEMBRO DE 2010



Poder Calorífico Superior (PCS)

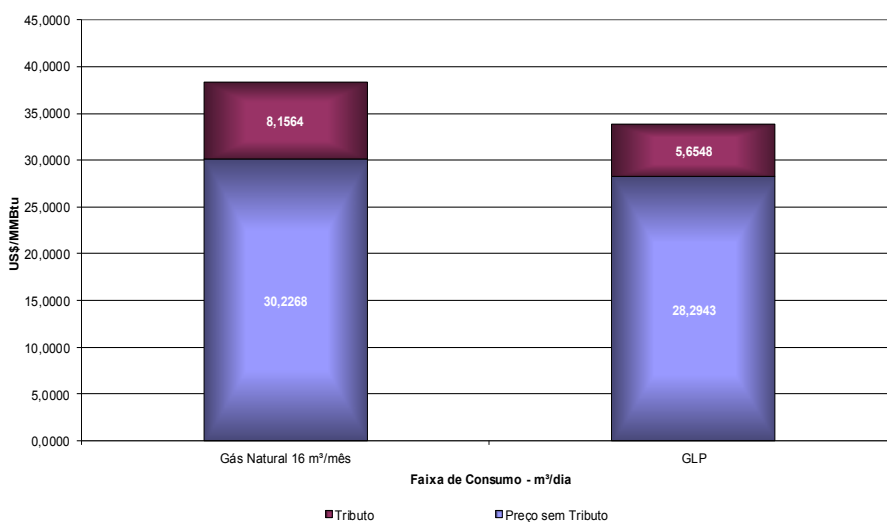
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

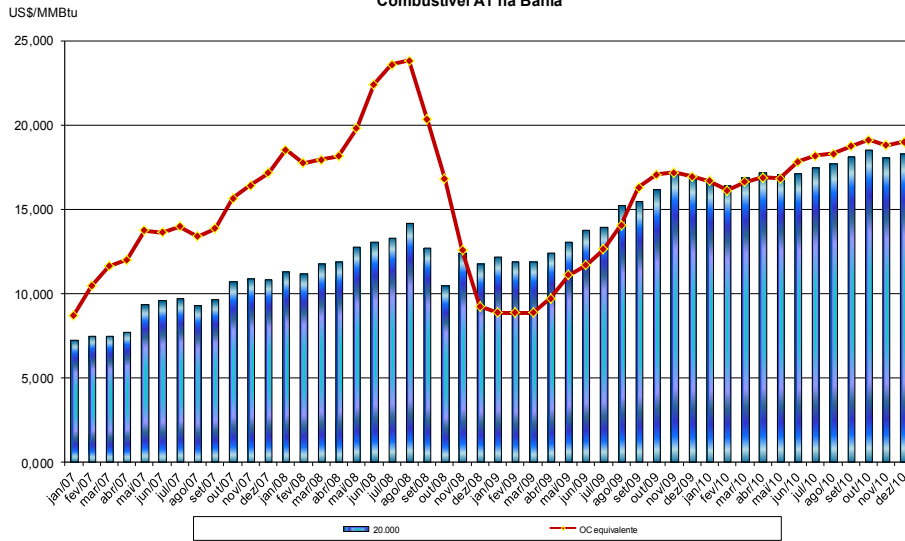
GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia  
DEZEMBRO DE 2010



# COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA

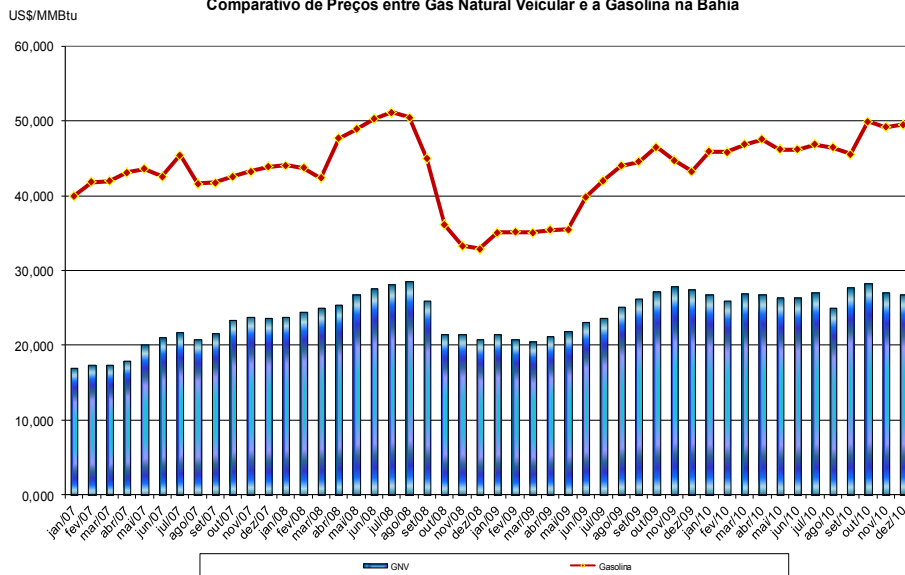
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 na Bahia



Preço dos combustíveis ao consumidor final.

20 000 OC equivalente

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



Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

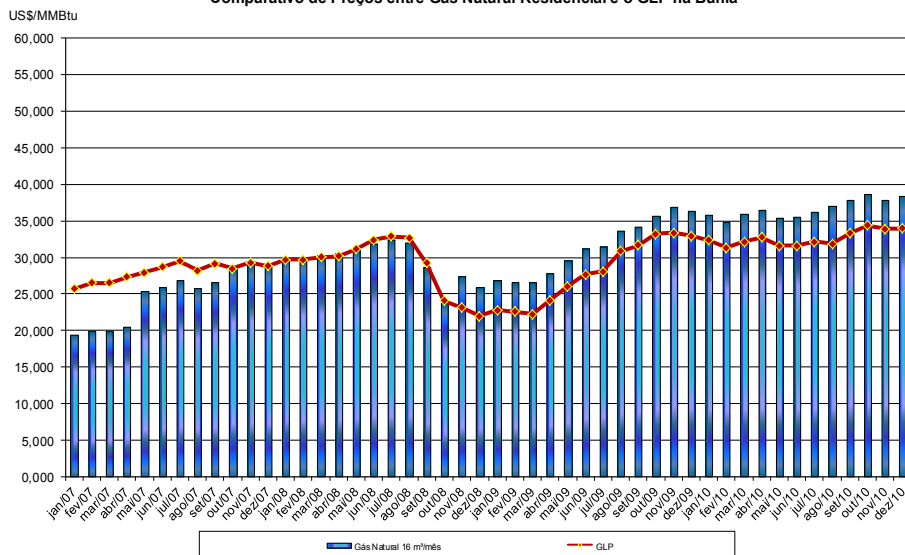
Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg

GNV Gasolina

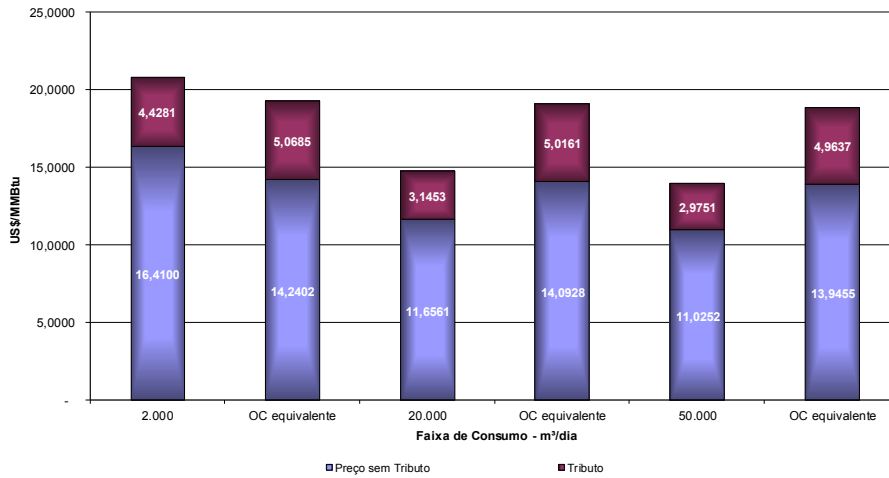
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



Gás Natural 16 m³/mês GLP

# COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

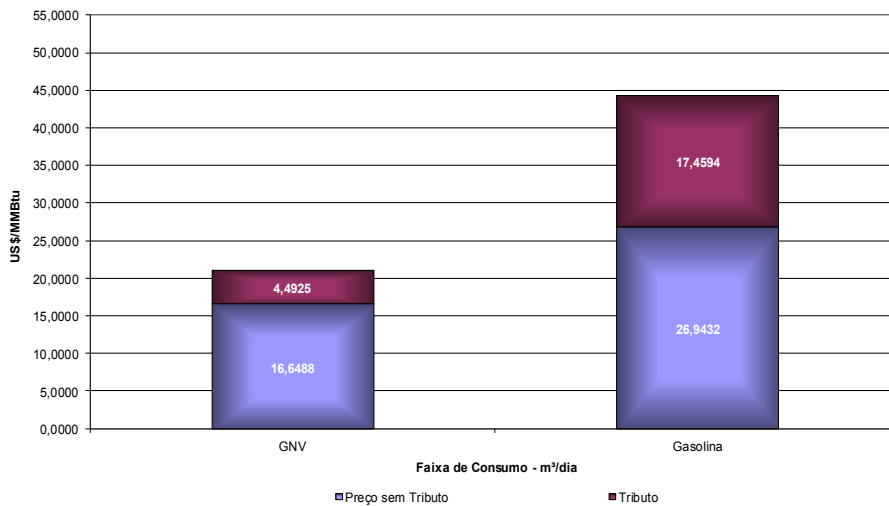
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo  
DEZEMBRO DE 2010



No gráfico ao lado, para cada faixa, os preços de gás natural são comparados aos preços de OC a serem pagos pelo consumo de um volume de óleo com energia equivalente ao volume de gás.

Preço dos combustíveis ao consumidor final.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo  
DEZEMBRO DE 2010



Poder Calorífico Superior (PCS)

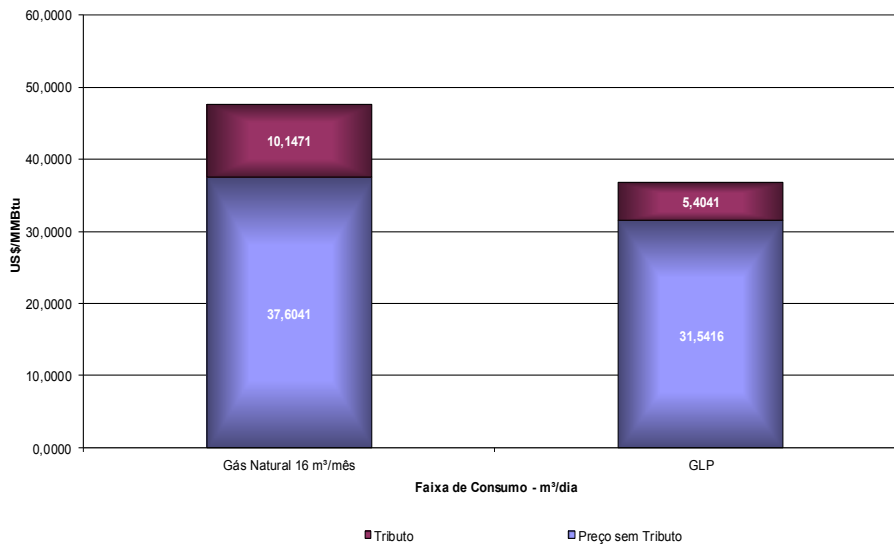
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

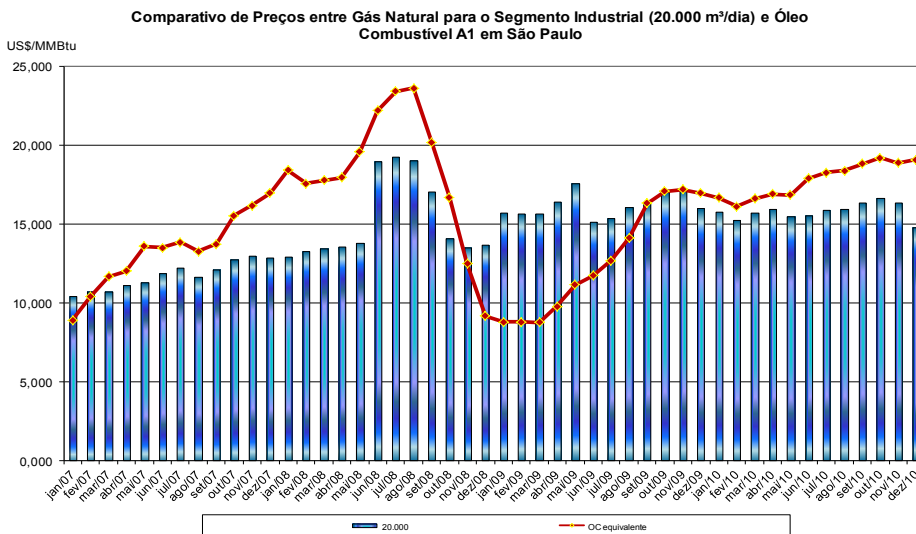
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg

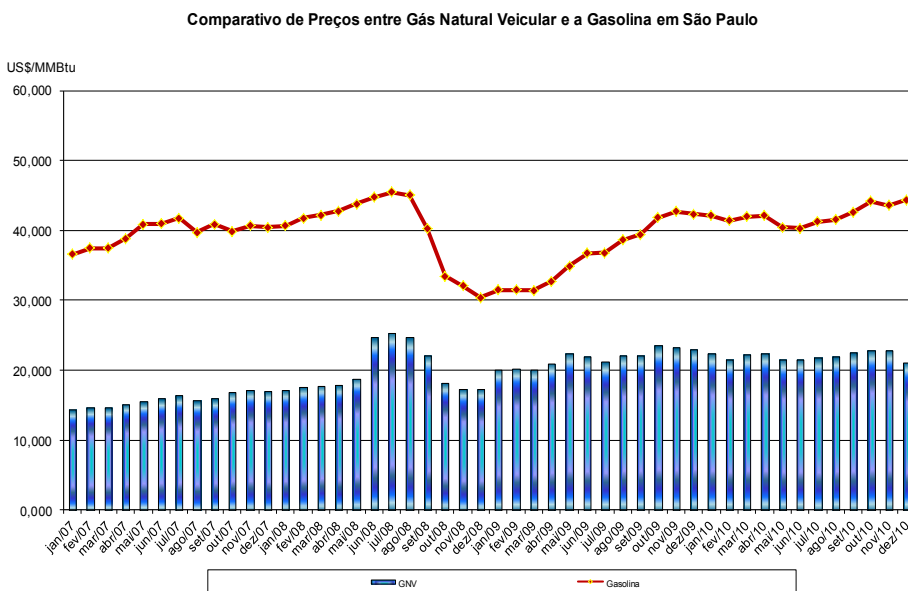
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo  
DEZEMBRO DE 2010



# COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)



*Preço dos combustíveis ao consumidor final.*



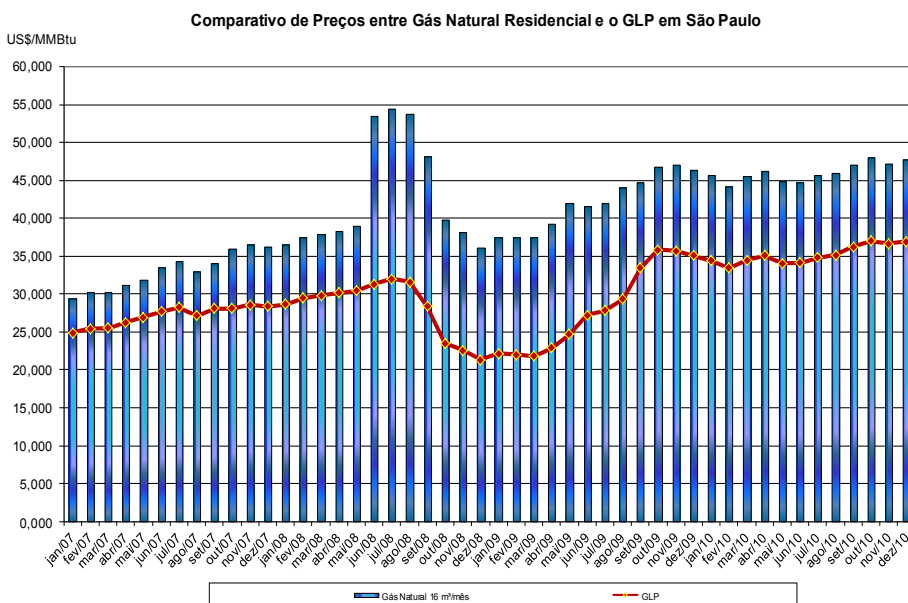
**Poder Calorífico Superior (PCS)**

Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

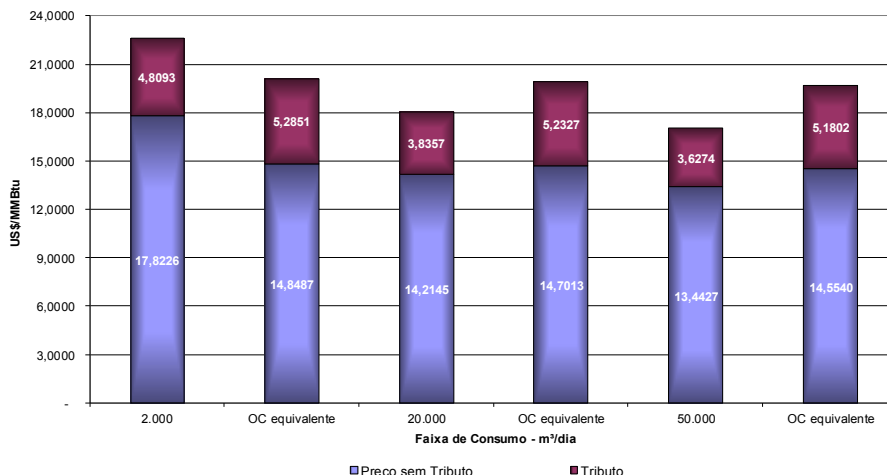
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg



# COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

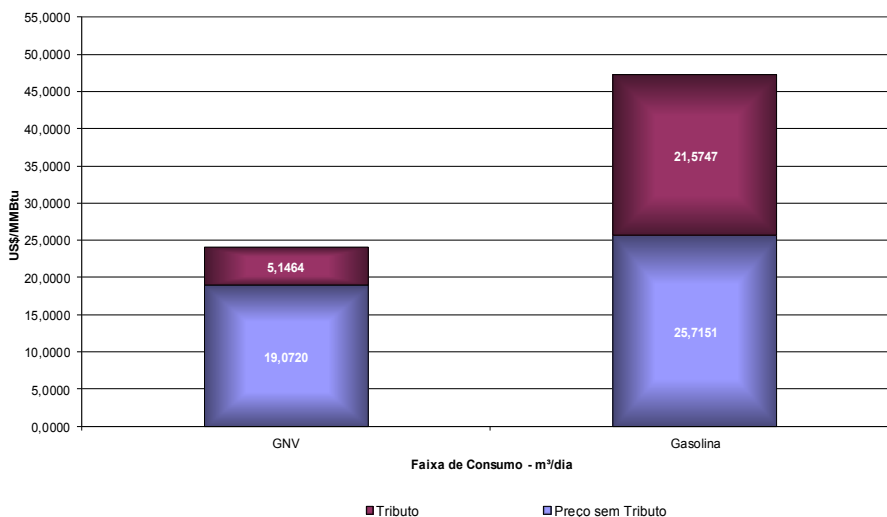
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro  
DEZEMBRO DE 2010



No gráfico ao lado, para cada faixa, os preços de gás natural são comparados aos preços de OC a serem pagos pelo consumo de um volume de óleo com energia equivalente ao volume de gás.

Preço dos combustíveis ao consumidor final.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro  
DEZEMBRO DE 2010



Poder Calorífico Superior (PCS)

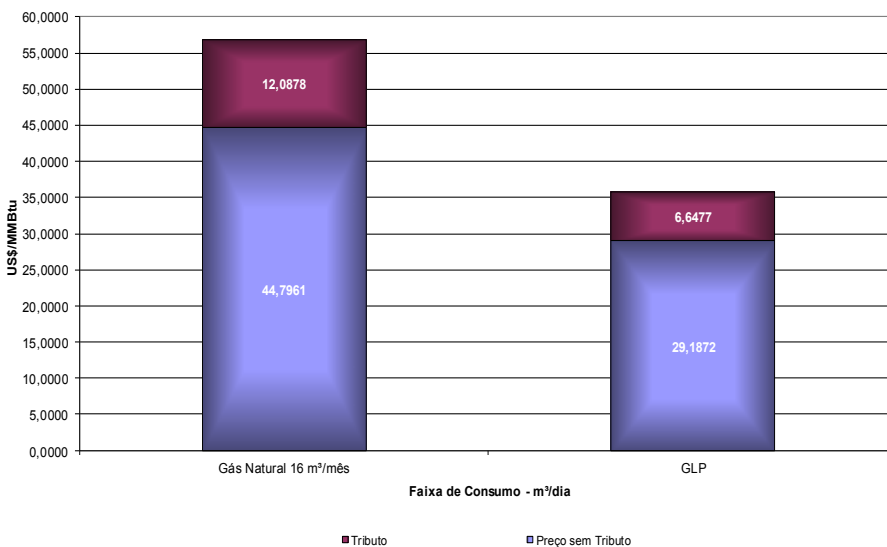
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

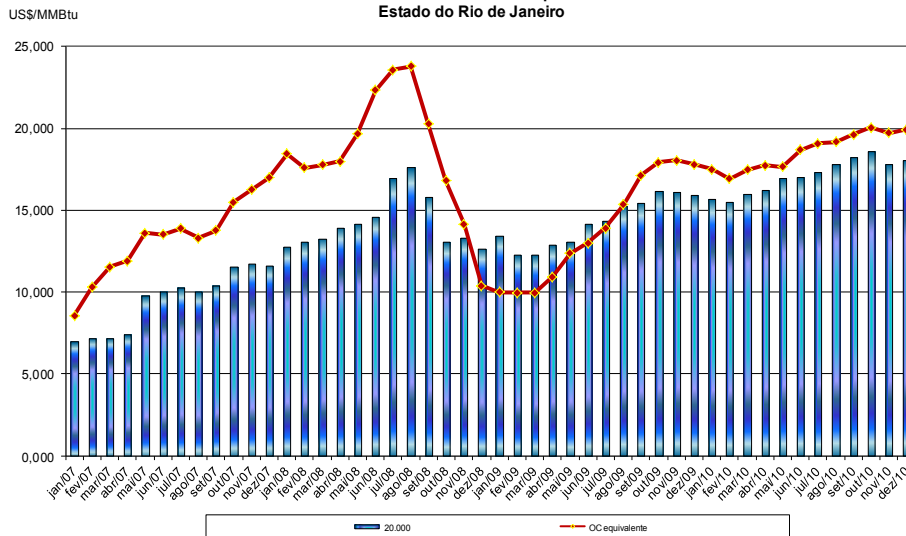
GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro  
DEZEMBRO DE 2010



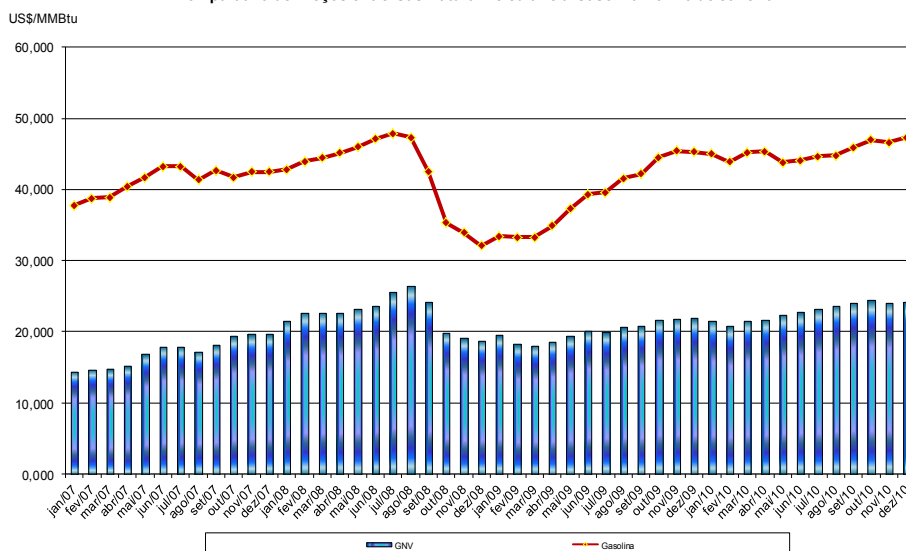
# COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

**Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 até setembro de 2008 e B1 a partir de outubro de 2008. Estado do Rio de Janeiro**



*Preço dos combustíveis ao consumidor final.*

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



**Poder Calorífico Superior (PCS)**

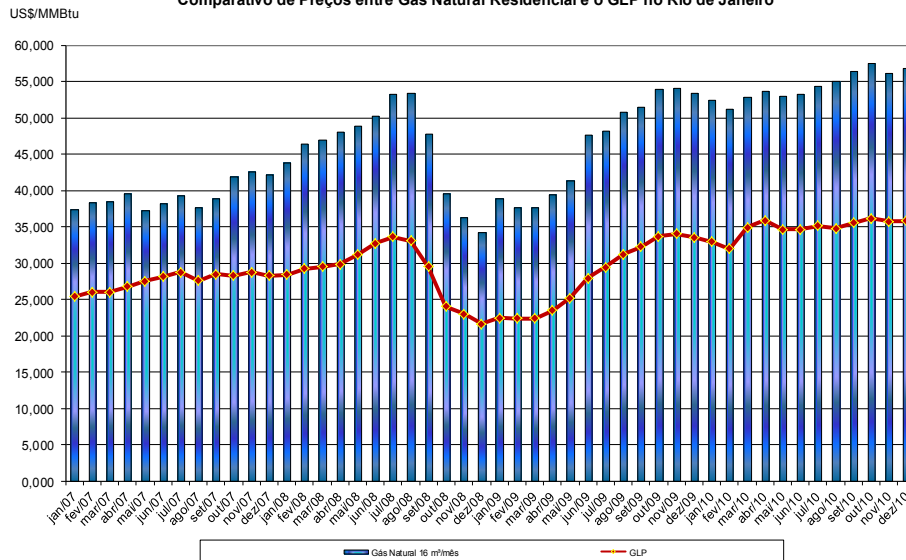
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg

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





# GASODUTO DE TRANSPORTE EXISTENTE

Gasodutos Existentes no Brasil	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
<b>Transportadora - Transpetro (1)</b>						
CANDEIAS x ARATU	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Aratu (BA) (Simões Filho)	20,0	12	1	1970
GASEB	Alaíia (SE)	Catu (BA) (Pojuca)	224,0	14	1,3	1974
SANTIAGO (CATU) x CAMAÇARI	Santiago (BA) (Pojuca)	Camaçari (BA)	32,0	14	1,2	1975
CANDEIAS x CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	37,0	12	1	1981
GASDUC I	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	183,0	16	8,3	1982
LAGOA PARDA x VITÓRIA	Lagoa Parada (ES)	Vitória (ES)	100,0	8	1,4	1983
NORDESTÃO I	Guamaré (RN)	Cabo (PE)	424,0	12	2	1985
GASVOL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	ESVOL (RJ) (Volta Redonda)	101,0	14 e 18	1,5 e 5,1	1986
GASPAL	ESVOL (RJ) (Volta Redonda)	Mauá (SP)	325,0	22	2	1988
SANTIAGO (CATU) x CAMAÇARI	Santiago (BA) (Pojuca)	Camaçari (BA)	32,0	18	2	1992
GASAN	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	42,0	12	1,3	1993
GASVIT	Serra (ES)	Viana (ES)	46,0	8	0,3	1996
GASBEL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	REGAP (MG)	357,0	16	3,6	1996
URUCU x COARI - GARSOL(**)	Urucu (AM)	Coari (AM)	278,0	18	4,1	1998
GASFOR I	Guamaré (RN)	Pecém (CE)	383,0	10 e 12	2	1999
GASALP	Pilar (AL)	Cabo (PE)	204,0	12	2,6	2000
CANDEIAS x DOW	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Dow Química (BA)	15,0	14	1,5	2002
Ramal TermoFortaleza (CE) I e II	Fortaleza (CE)	TermoFortaleza (CE)	2,0			2003
Ramal Aracati	Aracati (CE)	Aracati (CE)	7,0			2004
Ramal UTE-Pernambuco	Cabo (PE)	TermoPernambuco	12,0			2004
SANTA RITA x SÃO MIGUEL DO TAIPU	Santa Rita (PB)	São Miguel do Taipu (PB)	25,0	8	1,3	2005
Açu - Serra do Mel	Açu (RN)	Serra do Mel (RN)	31,0	14	2,32	2007
Catu - Carmópolis - Trecho 02: Itaporanga - Carmópolis	Itaporanga (SE)	Carmópolis (SE)	67,0	26	12	2007
Alaíia - Itaporanga	Alaíia (SE)	Itaporanga (SE)	29,0	14	3,1	2007
Carmópolis - Pilar	Carmópolis (SE)	Pilar (AL)	177,0	26	16	2007
DOW (CANDEIAS) ARATU-CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	28,0	14	1,0	2007
Cacimbas - Vitória	Urucu (AM)	Vitória (ES)	130,0	16 - 26	20	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Trecho Paulínia-Taubaté)	Paulínia (SP)	Taubaté (SP)	200,0	28	8,6	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Taubaté - Japeri)	Taubaté (SP)	Japeri (RJ)	255,0	28	8,6	2008
Cabiúnas - Vitória (GASCAV)	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	Vitória (ES)	303,0	28	20	2008
Catu - Carmópolis - Trecho 01: Catu - Itaporanga	Catu (BA) (Pojuca)	Itaporanga (SE)	196,0	26	12	2008
Japeri - Reduc	Japeri (RJ)	REDUC (RJ)	45,0	28	20	2009
Gasoduto Coari - Manaus	Coari (AM)	Manaus (AM)	383,0	20	10,5	2009
Gasoduto Paulínia - Jacutinga	Paulínia (SP)	Jacutinga (MG)	93,0	14	5	2009
Ramal Terminal Ubu	Gasoduto Cabiúnas - Vitória (ES)	UTG Sul Capixaba (ES)	10,0	10	2	2010
GASDUC III	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	179,0	38	40	2010
Cacimbas - Catu	Cacimbas (ES)	Catu (BA) (Pojuca)	954,0	26	20	2010
GASBEL II	Volta Redonda (SP)	Betim (MG)	267,0	16-18	5	2010
Pilar - Ipojuca	Pilar (AL)	Ipojuca (PE)	189,0	24	5 a 15	2010
<b>TOTAL - TRANSPETRO</b>			<b>6.385,0</b>			
<b>Transportadora - TBG (2)</b>						
Corumbá - Campinas	Corumbá (MS)	Campinas (SP)	1.264,0	32	30,08	1999
Campinas - Guararema	Campinas (SP)	Guararema (SP)	153,0	24	12	1999
Campinas - Araucária	Campinas (SP)	Araucária (PR)	470,2	24	6	2000
Araucária - Biguaçu	Araucária (PR)	Biguaçu (SC)	277,2	20	4,8	2000
Biguaçu - Siderópolis	Biguaçu (SC)	Siderópolis (SC)	179,4	18	2,4	2000
Siderópolis - Porto Alegre	Siderópolis (SC)	Porto Alegre (RS)	249,4	16	1,8	2000
<b>TOTAL - TBG</b>			<b>2.593,2</b>			
<b>Transportadora - TSB (3)</b>						
Uruguiana - Porto Alegre (Trecho 01)	Divisa com Argentina	Uruguiana (RS)	25,0	24	12	2000
Uruguiana - Porto Alegre (Trecho 03)	Canoas (RS)	Pólo Petroquímico de Triunfo (RS)	25,0	24	12	2000
<b>TOTAL - TSB</b>			<b>50,0</b>			
<b>Transportadora Gás Ocidente (4)</b>						
Gasoduto Lateral Cuiabá	Divisa com a Bolívia (San Matias)	Cuiabá (MT)	267,0	18	2,8	2002
<b>TOTAL BRASIL</b>			<b>9.295,2</b>			

(1) Transpetro - jan/06

(2) TBG - dez/05

(3) TSB - dez/05

(4) ANP - mai/05

TBG: Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.

TSB: Transportadora Sulbrasileira de Gás

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

\*\* Gasoduto transportando GLP. Irá transportar GN após a conclusão do GLP duto Urucu - Coari

## GASODUTOS NO EXTERIOR DEDICADOS À EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL AO BRASIL

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
<b>Trecho Boliviano - GTB (1)</b>						
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
<b>Gas Oriente Boliviano (2)</b>						
Est. Chiquitos - Brasil	Est. Chiquitos (Bolívia)	Divisa com o Brasil (San Matias)	362,0	18	2,8	2002
<b>Trecho Argentino - TGM (3)</b>						
Aldea Brasileira - Uruguiana	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/Trim08-027/Gasoductos.pdf

TGM: Transportadora de Gas del Mercosur

GTB: Gás TransBolívia S.A.

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

## EVOLUÇÃO DA MALHA DE GÁS NATURAL (KM)

	Até 1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Acumulado	4.001	5.431	5.431	5.713	5.715	5.734	5.759	5.759	6.421	7.175	7.696	9.295
Realizado no Ano		1.430	0	282	2	19	25	0	662	754	521	1.599

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, Jan/11.

## AMPLIAÇÃO DA INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL DO BRASIL

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (polegadas)	Capacidade (MM m³/dia)	Km Enterrado	Licenças e Autorizações a Receber	Início da Construção e Montagem	Início de Operação
<b>Malha Sudeste</b>			<b>194,0</b>			<b>181,3</b>			
Caraguatatuba - Taubaté	Caraguatatuba (SP)	Taubaté (SP)	96,0	26	15,0	96,0	LO, AO	jul-08	mar-11
GASPAL II	Guararema (SP)	Mauá (SP)	60,0	22	12,0	60,0	LO, AO	mai-10	abr-11
GASAN II	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	38,0	22	7,0	25,3	LO, AO	jun-10	jun-11

LP: Licença Prévia

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, Jan/11.

LI: Licença de Instalação

LO: Licença de Operação

AC: Autorização de Construção

AO: Autorização de Operação

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m³/dia)	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
BAÍA DE GUANABARA – RJ	14	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	7	dez-08	jan-09
COMPLEXO DE GNL	14	A definir	abr-14
Terminal de Liquefação de Gás – OFF SHORE	10	A definir	dez-15

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, Jan/11.

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

Informações sobre o andamento das obras dos gasodutos até janeiro de 2011.

Gasoduto Caraguatatuba – Taubaté

- Concluído os 5.198 m do túnel;
- Concluído o enterramento de tubos - 96 km ao total.

Gasoduto GASPAL II

- Concluído o enterramento de tubos - 60 km ao total.

Gasoduto GASAN II

- Soldagem: 29,3 km;
- Enterramento de 25,3 km de tubos, de um total de 38 km.

Fonte: Sala de Monitoramento do DGN/MME, janeiro/2011.

## 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>64.336,0</b>
<b>REGIÃO SUDESTE</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
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
<b>Total Sudeste</b>			<b>30.130,0</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>

Fonte: ANP/SRP, conforme a Resolução ANP n.º 17/2010.

## AMPLIAÇÃO DAS UNIDADES DE TRATAMENTO DE GÁS NATURAL E UPGNs\*

PROJETO	LOCALIZAÇÃO	META	INÍCIO DE OPERAÇÃO	CONCLUSÃO DAS OBRAS
Unidade de tratamento de gás de Caraguatatuba – UTGCA	Caraguatatuba (SP)	Processar 15 MM m <sup>3</sup> /d de gás natural	16/3/2011	31/1/2012
UTG Cacimbas	Linhares (ES)	Processar 7 MM m <sup>3</sup> /d de gás natural	4/8/2010	30/3/2011
UTG Sul Capixaba	Anchieta (ES)	Processar 2,5 MM m <sup>3</sup> /d de gás natural	12/10/2010	30/6/2011

Fonte: Sala de Monitoramento do DGN/MME, janeiro/2011

\* Empreendimentos do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC)

## 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);

# USINAS TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL NO BRASIL

UTES em Operação								
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Termo de Compromisso (até jun/2012)	Custo Variável (R\$/MWh)		
						Leilão	TC	Teste
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	cc	226	4,38	MG	212	-	168,62	-
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	ca	379	5,86	RJ	325	159,97	224,97	149,67
Cuiabá	cc	529	4,57	MT	-	6,27	-	-
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	250	5,28	SP	193	194,79	177,23	-
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	565	5,02	SP	522	-	182,56	-
Piratininga 1 e 2 (óleo)	-	-	-	SP	-	470,34	-	-
Piratininga 3 e 4 (óleo)	-	-	-	SP	260	-	-	-
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	1.058	4,89	RJ	998	122,65	175,08	147,56
Juiz de Fora	ca	87	5,98	MG	79	-	150	-
Linhares	ca	204	5,66	ES	-	-	-	-
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	ca	253	7,46	MS	191	101,33	292,49	140,34
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	923	5,86	RJ	885	-	222,22	-
Modular de Campo Grande (Willian Arjona)	ca	206	7,34	MS	-	197,85	-	-
Norte Fluminense - Preço 1	cc	869	4,74	RJ	400	-	37,8	-
Norte Fluminense - Preço 2					100	-	51,93	-
Norte Fluminense - Preço 3					200	-	90,69	-
Norte Fluminense - Preço 4					85	-	131,68	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>5.549</b>	-	-	<b>4.450</b>	-	-	-
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	ca	161	6,56	RS	153	-	385,22	-
Uruguiana	cc	640	4,37	RS	-	141,18	-	-
Araucária	cc	484	4,57	PR	458	-	175,15	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>1.285</b>	-	-	<b>611</b>	-	-	-
Camaçari	ca	347	7,77	BA	-	401,67	-	-
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	cav	186	7,40	BA	150	-	157,69	-
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	cav	368	6,43	RN	285	-	204,48	-
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	138	6,24	BA	125	-	178,59	-
Termo Ceará	ca	242	6,56	CE	217	185,09	207,89	-
Termofortaleza	cc	347	4,78	CE	327	-	82,34	-
Termopernambuco	cc	533	4,02	PE	494	-	70,16	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>2.160</b>	-	-	<b>1.598</b>	-	-	-
<b>TOTAL GERAL</b>	-	<b>8.994</b>	-	-	<b>6.659</b>	-	-	-

## UTES em Fechamento de Ciclo \*

Usina	Tipo de Térmica	Potência Adicional (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	cc	160	3,50	MS
Santa Cruz	cc	200	4,26	RJ
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	cc	87	3,83	RS

## UTES em Construção

Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Leilão	Data
José de Alencar	Motor	300	5,49	CE	A-3	17/09/2008

## Usinas a Gás Natural Vendidas nos Últimos Leilões de Geração de Empreendimentos Novos

Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Leilão	Data
Cacimbaes	cc	127	4,89	ES	A-5	30/09/2008
Escolha	cc	338	4,89	ES	A-5	30/09/2008
MC2 Joinville	Motor	330	4,22	ES	A-5	30/09/2008
MC2 João Neiva	Motor	330	4,22	ES	A-5	30/09/2008

Fontes: ANEEL/Petrobras, janeiro/2011.

ONS, Fax-preço semana operativa 29/01/2011 a 04/02/2011

\* Os consumos específicos de ciclo fechado foram estimados em função dos incrementos de potência instalada e dos consumos específicos atuais em ciclo aberto.

### 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

## EVOLUÇÃO DO CMO(R\$/MWh)

Semana	CMO SE-CO	CMO S	CMO NE	CMO N
27/11/2010 a 03/12/2010	82,35	82,35	78,52	82,35
04/12/2010 a 10/12/2010	91,49	91,49	82,41	90,70
11/12/2010 a 17/12/2010	73,46	73,46	70,75	73,46
18/12/2010 a 24/12/2010	62,09	62,09	60,57	62,09
25/12/2010 a 31/12/2010	51,71	51,71	50,76	51,71

Fonte: ONS, dez/2010.

## NÍVEIS DOS RESERVATÓRIOS

