

Gás Natural

*Por Larissa Resende**

DADOS GERAIS[18]

A produção nacional de gás natural no mês de dezembro (2017) foi mantida no mesmo patamar de novembro (2017), em 113,4 MMm³/dia, estando 1,4% acima da produção de dezembro de 2016.

Da mesma forma, a oferta de gás nacional não apresentou variação significativa se comparada com o mês de novembro (2017), sendo ofertado o volume de 65,1 MMm³/dia. Frente ao mesmo período do ano anterior, a oferta nacional apresentou alta de 9,3%, que pode ser justificada pela diminuição do volume de gás perdido no processo de produção.

Já em relação ao consumo de gás natural no mês dezembro (2017), este apresentou queda de 6,7%, sendo consumido um total de 88,1MMm³/dia frente ao consumo de 94,4MMm³/dia em novembro (2017). Entretanto, se comparado ao volume consumido no mesmo período do ano de 2016, este foi superior em 14,3%, onde foi registrado o montante de 77,0MMm³/dia.

Como consequência, sofreu queda também a importação do combustível, que fechou em 27,0MMm³/dia, 23,2% abaixo do importado no mês de novembro (2017), mas 38,0% acima do importado no mesmo período de 2016. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Contas Agregadas do Gás Natural (em MMm³/dia)

	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	12 meses	nov-17	dez-16
Produção Nacional	113,4	0,0%	1,4%		113,4	111,8
Oferta de gás nacional	65,1	0,1%	9,3%		65,1	59,6
Importação	27,0	-23,2%	38,0%		35,2	19,6
Consumo	88,1	-6,7%	14,3%		94,4	77,0

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

[18] Os dados do mês de dezembro explorados neste capítulo foram obtidos no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural de Dezembro de 2017 do MME, disponível no link http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/Boletim_Gas_Natural_nr_130_DEZ_17.pdf/4ed1cec2-6b0b-42fc-a8c7-5ea5a2e23b10.

PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

A produção bruta de gás natural no mês de dezembro (2017) se manteve constante, ao nível de 113,4MMm³/dia, onde a parcela total de gás que ficou indisponível ao mercado também apresentou estabilidade, sendo colocados no mercado 65,1 MMm³/dia de gás natural de origem nacional. Deste total, embora o volume perdido em queima tenha sofrido aumento de 8,4% se comparado ao mês anterior, sendo queimado um volume de 3,9MMm³/dia, as demais parcelas de perda sofreram queda. A absorção em UPGN's, o consumo interno em E&P e o volume reinjetado fechou em 4,5 MMm³/dia, 13,2 MMm³/dia e 26,7 MMm³/dia, respectivamente, como pode ser observado na Tabela 3.2. Os campos de Lula e Mero, ambos na bacia de Santos, foram responsáveis por 40% da queima total de gás natural.

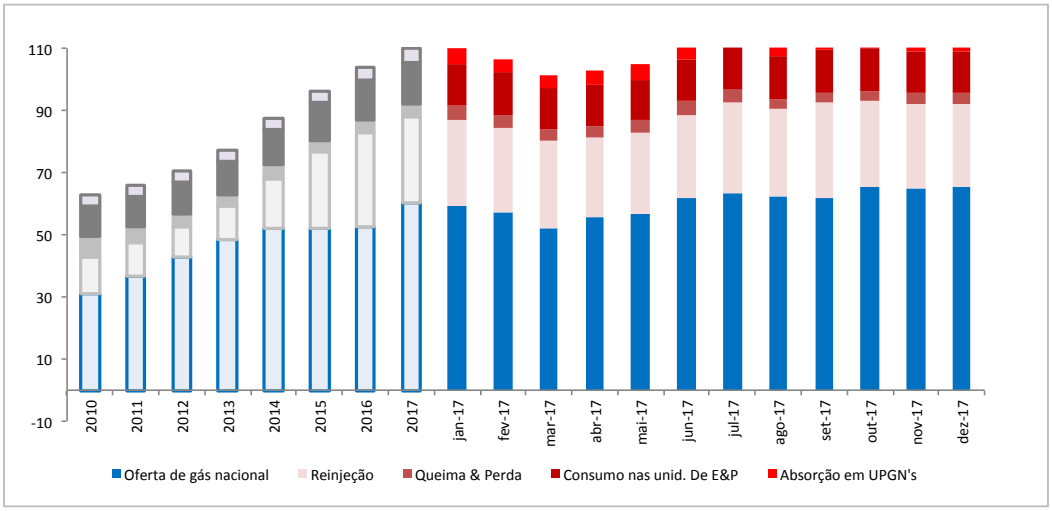
Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

		dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	12 meses	nov-17	dez-16
Prod. Nacional Bruta		113,4	0,0%	1,4%		113,4	111,8
Produção Indisponível	Reinjeção	26,7	-0,4%	-9,4%		26,8	29,5
	Queima	3,9	8,4%	-11,0%		3,6	4,4
	Consumo interno em E&P	13,2	-1,1%	-2,8%		13,4	13,6
	Absorção em UPGN's	4,5	-3,0%	-6,3%		4,6	4,8
	Subtotal	48,2	-0,2%	-7,5%		48,3	52,2
Oferta de gás nacional		**65,1**	0,1%	9,3%		**65,1**	**59,6**
Ofert nacional/Prod. Bruta		57,5%	0,1%	7,7%		57,4%	53,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

A desfragmentação da produção nacional bruta do mês de dezembro (2017) e da média dos últimos oito anos se encontra apresentada no Gráfico 3.1. Embora a produção nacional bruta apresente crescimento persistente ao longo dos anos, um aumento mais acentuado da oferta de gás nacional no ano de 2017 é visível e devido a uma diminuição relativa das perdas do gás natural no processo produtivo.

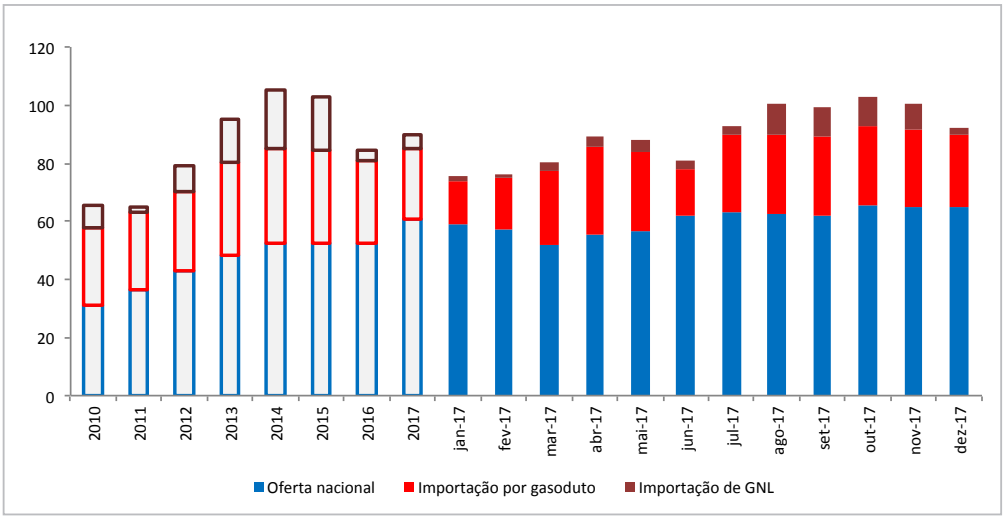
Gráfico 3.1: Produção nacional bruta (em MMm³/dia



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

A oferta de gás natural no Brasil foi desfragmentada e se encontra no Gráfico 3.2, onde é possível observar que, embora o volume de gás natural ofertado internamente na média de 2017 esteja inferior aquele nos anos entre 2013 e 2015, em decorrência, sobretudo, à menor demanda por gás para geração elétrica, houve um crescimento da oferta de gás natural nacional, que permitiu uma diminuição no nível das importações.

Gráfico 3.2: Oferta de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Analisando o volume de gás natural importado no mês de dezembro (2017), que se encontra apresentado na Tabela 3.3, é possível observar retração de 6,2% (ou 1,7 MMm³/dia) no volume de gás natural importado via gasoduto e de 74,2% (ou 6,5 MMm³/dia) no volume de gás natural regaseificado, resultando em um volume total importado de 27,0 MMm³/dia - 23,2% abaixo daquele volume importado em novembro (2017) e 38,0% acima daquele em dezembro de 2016.

Tabela 3.3: Importação de Gás Natural (em MMm³/dia)

	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	12 meses	nov-17	dez-16
Gasoduto	24,8	-6,2%	36,2%		26,4	18,2
GNL	2,3	-74,2%	61,4%		8,8	1,4
Total	27,0	-23,2%	38,0%		35,2	19,6

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

CONSUMO

Em dezembro (2017), o consumo médio de gás natural apresentou retração de 6,4MMm³/dia (6,7%) se comparado ao mês anterior, fechando em 88,1MMm³/dia. O principal responsável por essa queda foi, novamente, o setor elétrico, que teve 4,1MMm³/dia (9,6%) de diminuição em sua demanda, seguido do segmento industrial que, com queda de 2,7MMm³/dia, apresentou seu menor nível de consumo dos últimos doze meses, de 38,1 MMm³/dia.

Em relação ao segmento de cogeração, mesmo este representando um enorme potencial de eficiência energética ainda pouquíssimo explorado no país, que fez com que o MME aumentasse em 37% o valor anual de referência específico (VREs) para a cogeração a gás, o consumo deste segmento apresentou queda de 2,6% frente ao consumo de novembro (2017), o que aumenta a importância da criação de políticas de incentivo a cogeração. O VRE representa o valor máximo que as distribuidoras podem pagar pela geração distribuída e repassar aos consumidores finais e esse aumento para cogeração a gás demonstra a relevância do insumo para a retomada da atividade econômica e indústria do Brasil.

Por outro lado, batendo recorde de maior consumo dos últimos doze meses, o segmento automotivo fechou o mês de dezembro (2017) com o volume de 6,1MMm³/dia e o comercial com 0,8MMm³/dia. O consumo residencial apresentou aumento de 1,7%, estando em 1,2 MMm³/dia, como é possível observar na Tabela 3.4.

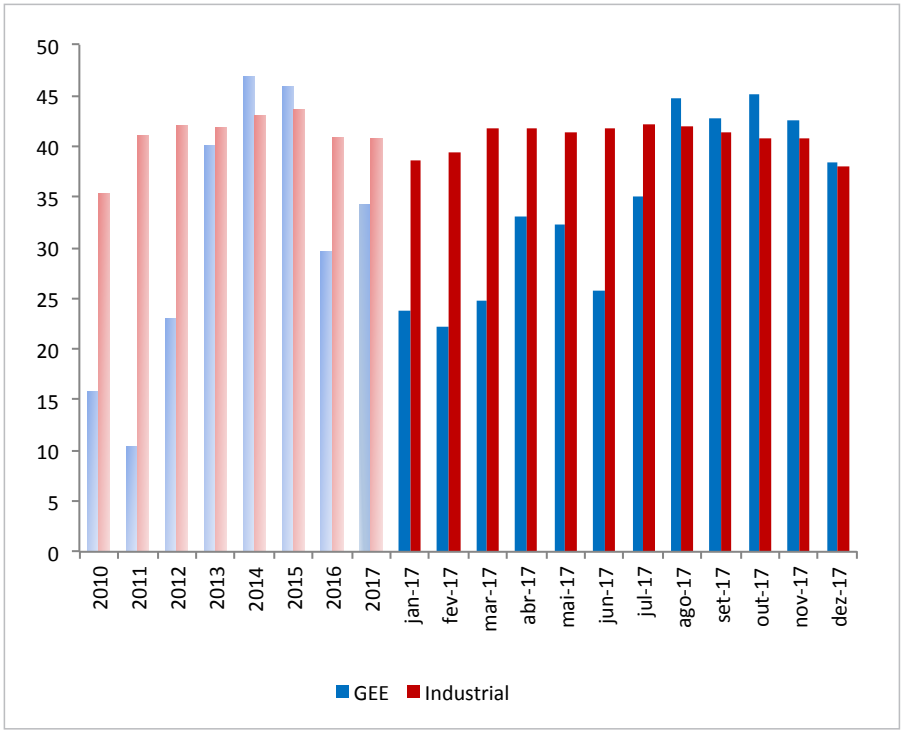
Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	12 meses	nov-17	dez-16
Industrial	38,1	-6,6%	-4,0%		40,8	39,7
Automotivo	6,1	8,9%	11,5%		5,6	5,5
Residencial	1,2	1,7%	5,3%		1,2	1,1
Comercial	0,8	6,3%	-3,4%		0,8	0,9
GEE	38,4	-9,6%	42,5%		42,5	26,9
Cogeração	3,0	-2,6%	21,1%		3,1	2,5
Total	88,1	-6,7%	14,3%		94,4	77,0

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

A queda do volume demandado pelo setor elétrico na média de 2017 se comparado aos anos entre 2013 e 2015 pode ser confirmado no Gráfico 3.5, onde a diminuição do patamar de demanda também é visível em dezembro (2017) se comparado aos quatro meses que o antecederam, onde o consumo para geração elétrica ainda se encontrava em níveis mais elevados. Em relação ao consumo do segmento industrial no mês de dezembro (2017), este não foi apenas o menor consumo dos últimos meses, mas também inferior à média dos últimos anos.

Gráfico 3.5: Consumo de GN na Indústria e em GEE (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

PREÇOS

No mercado internacional, o preço do Henry Hub em dezembro (2017) apresentou queda de 8,0%, alcançando seu menor patamar dos últimos doze meses, sendo cotado a 2,8US$/MMBTU - 24,5% abaixo da cotação no mesmo período do ano anterior. Já o preço do National Balancing Point (NBP/UK) e do gás natural na Europa, que apresentaram seus valores mais altos dos últimos doze meses, apresentou aumento de 20,4% no NBP, fechando em 7,7US$/MMBTU, e de 8,3% na Europa, sendo cotado a 6,6US$/MMBTU. Já no mercado japonês, enquanto o preço do gás natural fechou em 7,8 US$/MMBTU, o GNL foi entregue no Japão ao seu maior preço dos últimos doze meses, à 10,2US$/MMBTU, que significou alta de 13,0% se comparado a novembro (2017).

Já o preço do gás importado no mercado nacional, tanto o GNL, quanto o gás boliviano apresentaram queda. O GNL foi entregue em dezembro (2017), na média, a 6,9US$/MMBTU, queda de 16,2% se comparado ao mês anterior, e o gás via GASBOL foi entregue a 5,9US$/MMBTU, queda de 0,2%, como pode ser visto na Tabela 3.5.

A menor volatilidade no preço do gás importado da Bolívia é em decorrência da estrutura do contrato de compra e venda de gás natural firmado entre YPFB e a Petrobras e do contrato de transporte, no lado brasileiro, entre a GTB e a Petrobras. Enquanto a tarifa de transporte é atualizada anualmente conforme a tarifa de capacidade e tarifa de movimentação, a parcela referente à molécula evolui trimestralmente atrelada ao reajuste de cesta de óleos combustíveis. Em contrapartida, o GNL, que chega no mercado brasileiro através de três terminais de regaseificação - na Baía de Guanabara (RJ), Porto de Pécem (CE) e TRBahia (BA), embora este seja a principal fonte de flexibilidade na oferta de gás internamente, é nego-

ciado no mercado spot, ficando exposto à alta volatilidade do mercado externo.

Ainda na Tabela 3.5, em relação ao preço do gás natural comercializado internamente, este apresentou queda generalizada no mês de dezembro (2017) – sendo a queda menos expressiva de 0,1% para os consumidores industriais na faixa de consumo de 2.000m³/dia e mais expressiva de 1,6% no city gate. O gás natural foi entregue a 4,2US$/MMBTU no programa prioritário termelétrico, nas distribuidoras – no city gate – a 7,3US$/MMBTU e das distribuidoras para os consumidores finais industriais entre 13,2 e 15,7US$/MMBTU, como pode ser observado na Tabela 3.5.

O programa prioritário termelétrico foi criado em 2000 visando a implantação de usinas termelétricas a gás natural, onde o reajuste do preço base é em grande parte de acordo com a variação cambial e do índice de preços ao atacado no mercado dos EUA e uma menor parcela de ajuste de acordo com a variação do IGPM-FGV.

Tabela 3.5: Preços Nacionais e Internacionais (em US$/MMBTU)

		dez-17	dez-17/nov-17	dez-17/dez-16	12 meses	nov-17	dez-16
Henry Hub		2,8	-8,0%	-24,5%		3,0	3,7
Europa		6,6	8,3%	17,3%		6,1	5,6
Japão		7,8	-0,3%	11,9%		7,8	6,9
NBP*		7,7	20,4%	31,6%		6,4	5,9
GNL no Japão		10,2	13,0%	16,8%		9,0	8,7
GNL no Brasil		6,9	-16,2%	-18,9%		8,2	8,5
Gás Importado no Brasil **		5,9	-0,2%	17,1%		5,9	5,0
PPT ***		4,2	-0,9%	0,3%		4,2	4,2
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate	7,3	-1,6%	12,9%		7,4	6,4
	2.000 m³/dia ****	15,7	-0,1%	15,1%		15,7	13,6
	20.000 m³/dia ****	13,7	-1,5%	13,6%		13,9	12,1
	50.000 m³/dia ****	13,2	-1,4%	13,4%		13,4	11,7

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial. Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI.
* National Balancing Point (UK) ** Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)
*** não inclui impostos **** preços c/ impostos em US$/MMBTU

PRÉVIA – JANEIRO 2018[19]

No mês de janeiro de 2018 a produção de gás natural nacional foi de 112MMm³/dia, redução de 0,8% se comparado ao mês de dezembro (2017) e aumento de 2,3% se comparado ao mesmo período do ano anterior.

Quanto a origem da produção, 80,8% foi oriunda dos 727 poços em campos marítimos, sendo os campos operados pela Petrobras responsável por 92,9% de toda a produção de petróleo e gás natural. Os demais 19,2% do gás natural foram produzidos por 7.219 poços em campos terrestres, sendo 3,9 MMm³/dia de gás produzidos em bacias maduras terrestres e 1,0 MMm³/dia em campos de acumulações marginais. Isso mostra a alta produtividade dos campos marítimos frente aos terrestres, sobretudo os do pré-sal, onde 85 poços foram responsáveis por 54MMm³/dia - 48% de toda a produção de gás natural do mês de janeiro (2018).

[19] Os dados explorados nesta seção foram obtidos no Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural de Janeiro de 2018 da ANP, disponível no link http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/Boletim-Producao_janeiro-2018.pdf.

Enquanto Marlim Sul, na Bacia de Campos, foi o campo marítimo com maior número de poços produtores (96 campos), a Plataforma de Mexilhão, no Campo de Mexilhão, por meio de 7 poços a ela interligados, foi responsável pela produção de 7,4MMm³/dia e foi a instalação com maior produção de gás natural.

Em relação a produção de gás natural que ficou indisponível ao mercado no mês de janeiro (2018), 4% (4,0MMm³/dia) foi perdido em queima, 27% foi reinjetado e 11% foi consumido internamente, tornando disponível no mercado 58% da produção bruta, um volume de 65,5MMm³/dia.

FUTURO

Embora o vencimento dos contratos de importação do gás boliviano deixe expectativa de que estes serão renegociados à um volume inferior, o aumento da produção nacional de gás associado, sobretudo proveniente do pré-sal, somado à capacidade de importação que ainda se encontra ociosa, parece deixar o Brasil sem risco de suprimento no próximo decênio, como mostra o PDE 2026 (EPE, 2018)[20]. Contudo, um estímulo a competitividade – que se encontra na pauta do governo a ser votado na Comissão de Minas e Energia até maio de 2018 – tem o potencial de destravar um consumo considerável no país ao tornar o energético mais competitivo – fonte energética estratégica na rota de crescimento econômico mais limpo e eficiente, tendo em vista as metas de emissão acordadas no Acordo de Paris. Entretanto, para que esse estímulo ocorra, é preciso viabilizar a criação de uma demanda, através de adequações regulatórias e instrumentos infralegais de forma que os investimentos se tornem atrativos e aumente a competitividade na oferta de gás natural.

Com quatro anos de operação no Complexo do Parnaíba, no Maranhão, a Eneva pretende dar início a replicação da geração de termelétricas na boca do poço (*gas-to-wire*) com projetos menores entre 100 e 150 MWh, dando início com a aquisição do campo de gás natural de Azulão, localizado na Bacia do Amazonas, que pretende ser viabilizado em um Leilão próximo.

Em linha com a iniciativa de desinvestimentos no setor, a Petrobras acelera o processo de venda de 90% da Transportadora Associada de Gás (TAG), que é seu maior ativo em negociação. Com expectativa de que as empresas interessadas façam suas propostas já no mês de abril, a rede de gasoduto com cerca de 4,5mil quilômetros atravessando as regiões Norte e Nordeste, a TAG atrai interesse de empresas nacionais e estrangeiras devido a sua elevada atratividade com contratos de transporte e gás natural garantidos.

[20] http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf