

GÁS NATURAL

Larissa Resende / Fernanda Delgado

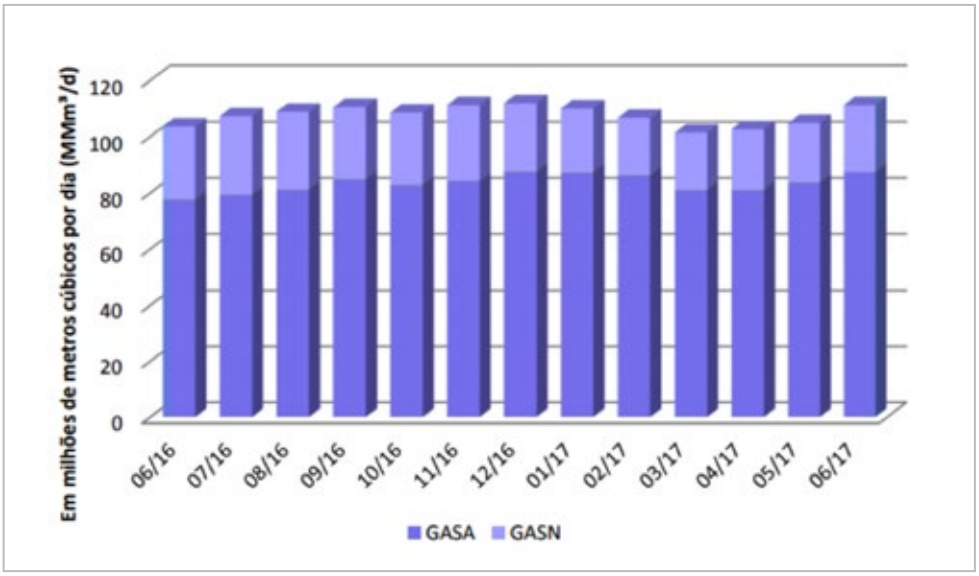
A) PRODUÇÃO, IMPORTAÇÃO E CONSUMO

Durante o mês de junho, a produção nacional de gás natural foi de 111,1 MMm³/d, que representa um aumento de 6,1% ao se comparar ao mês anterior e um aumento de 7,4% ao se comparar com o mesmo mês em 2016. A produção dos campos marítimos representou 80,8% desse total, onde a produção do pré-sal foi de 53,0 MMm³/d, representando 48,0% do total de gás natural produzido nacionalmente. O Campo de Lula, na Bacia de Campos, foi o que mais produziu gás natural, em uma média de 33,6 MMm³/d (ANP, 2017).

Em relação aos campos de acumulações marginais e os campos em bacias maduras, a produção de gás natural durante o mês de junho foi de 1,7 MMm³/d e 4,0 MMm³/d, respectivamente. O histórico de produção de gás natural se encontra apresentado na Figura 3.1, onde GASA representa a produção de gás natural associado e GASN representa a produção de gás natural não-associado[21].

[21] Fonte: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, ANP, 2017.

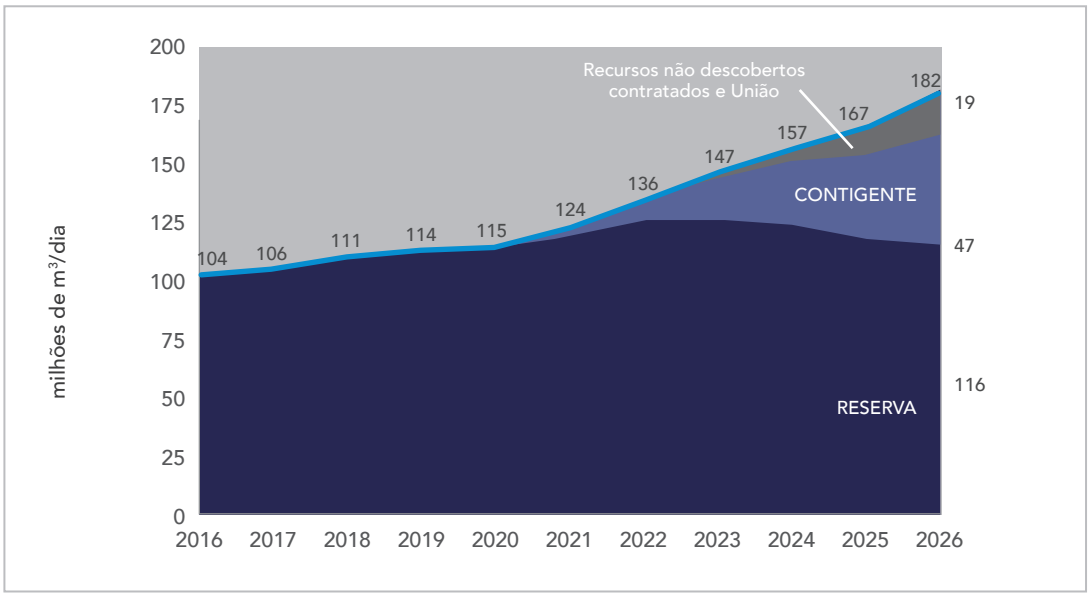
Figura 3.1: Histórico de Produção de Gás Natural



Fonte: ANP, 2017

De acordo com o PDE 2026, desenvolvido pela EPE (2017), espera-se que a parcela da produção sustentada somente por recursos da categoria de reservas alcance os maiores volumes em 2022, quando se atinge um pico de produção próximo de 127 MMm³/d, seguido de um declínio suave até o final do período decenal, compensado pela contribuição da produção dos recursos contingentes e não descobertos, como é possível observar na Figura 3.2.

Figura 3.2: Previsão da produção bruta diária de gás natural nacional



Fonte: EPE, 2017

Já em relação aos recursos não convencionais de gás (folhelho), apesar da atual suspensão judicial desta atividade exploratória, está prevista produção de 3,0 MMm³/dia, com início estimado ao término do decênio (EPE, 2017). Apesar da expectativa de injeção do gás produzido no Campo de Libra (pré-sal) ser próxima a 100% nos primeiros anos de produção, espera-se que a produção líquida de gás natural apresente crescimento suave em quase todo decênio, onde poderá ser observado uma subida mais rápida a partir de 2024, influenciado principalmente pela contribuição do extra pré-sal[22], segundo o PDE 2026 (EPE, 2017).

De um total diário de gás natural produzido (junho, 2017) nacionalmente de 111,1 MMm³, foi registrado um volume de reinjeção de 26,6 MMm³, de queima e perda de 4,5 MMm³ e de consumo próprio nas operações de E&P de 13,4 MMm³, resultando em um volume diário médio de gás nacional disponível de 66,7 MMm³, segundo dados da ANP (2017).

A partir das previsões da EPE (2017), espera-se que a produção líquida nacional chegue a 95,0 MMm³/dia em 2026, enquanto que para o volume importado da Bolívia, espera que este volume reduza para 20,0 MMm³/dia a partir de 2022, muito relacionado com a renovação deste contrato. Sobre as importações de gás natural, vale mencionar a Nota Técnica lançada pela EPE este mês[23], sobre o panorama da indústria de gás natural da Bolívia, onde depreende-se que: a grande questão sobre a renovação do contrato de fornecimento de gás da Bolívia para o Brasil reside na existência de reservas bolivianas suficientes que possam atender a renovação do contrato; Bolívia tem potencial de recursos não descobertos, mas é preciso incorporar novas reservas para garantir um novo contrato. O esforço exploratório boliviano não acompanhou o necessário ritmo de reposição de reservas; existe toda uma discussão sobre a competição com o mundial suprimento de GNL e sobre o gás do pré-sal, mesmo sabendo que este último não é competitivo em termos de preços; para a EPE a perspectiva é de uma renovação dos 16 MMm³/d (de volume base), e incrementos adicionais dependerão do sucesso exploratório boliviano.

Neste ponto, é importante observar que este potencial de oferta de gás natural nacional está condicionado a necessidade de desenvolvimento do mercado e do direcionamento ao gás que irá produzir, de forma a gerar incentivos para o investimento neste segmento.

Além de desafios relacionados ao acesso aos gasodutos e ao custo do gás proveniente do pré-sal, existem questões relacionadas à qualidade, que tem alto teor de CO_2, além de questões econômicas, dado que este gás depende de investimentos em exploração e produção nos campos *offshore*.

Em relação as importações de GNL, além dos três terminais de regaseificação existentes – um no Porto de Pecém (CE), com capacidade de regaseificação de 7,0 MMm³/dia, um segundo na Baía de Todos os Santos (BA), com capacidade de 14 MMm³/dia e um na Baía de Guanabara (RJ), com capacidade de 20,0 MMm²/dia – está previsto um quarto terminal de regaseificação em Barra dos Coqueiros (SE), com entrada a partir de 2020 e capacidade de regaseificação de 14,0 MMm³/dia.

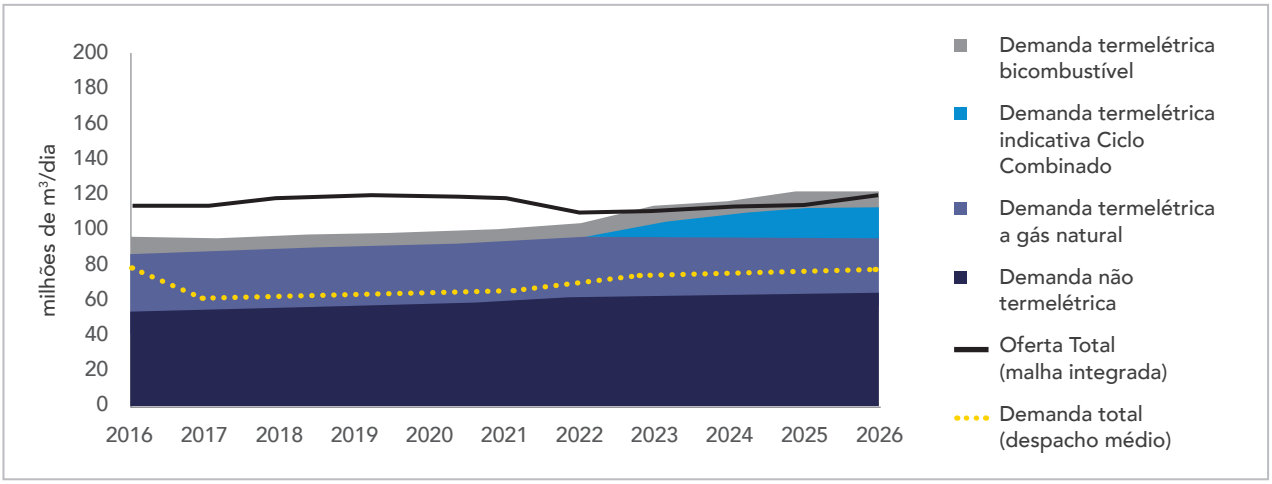
A partir das previsões de demanda por gás natural apresentadas no PDE 2026 (EPE, 2017), espera-se que essa demanda total cresça 2,0% a.a. até o ano de 2026, onde se espera que a demanda não termelétrica das distribuidoras apresente crescimento gradual, enquanto a demanda de refinarias e fertilizantes tenha um acréscimo em 2022 com a entrada de uma nova unidade em Três Lagoas (MS). Em relação à demanda termelétrica, é esperado que não haja variação considerável, exceto na demanda das térmicas indicativas de ciclo combinado adicionada ao sistema. A Figura 3.3 apresenta o balanço de gás natural da Malha Interligada do Brasil, apresentado no PDE 2026 (EPE, 2016), onde a termelétrica Porto Sergipe 1 (SE) é considerada de forma isolada da malha, não sendo considerada neste balanço.

---

22 A produção nacional de gás natural é definida em extra pré-sal para as unidades produtivas brasileiras posicionadas fora do polígono do marco regulatório (EPE, 2017).

23 http://www.epe.gov.br/Petroleo/Paginas/PanoramadaIndustriadeGasNaturalnaBolivia.aspx

Figura 3.3: Balanço de gás natura da Malha Integrada do Brasil



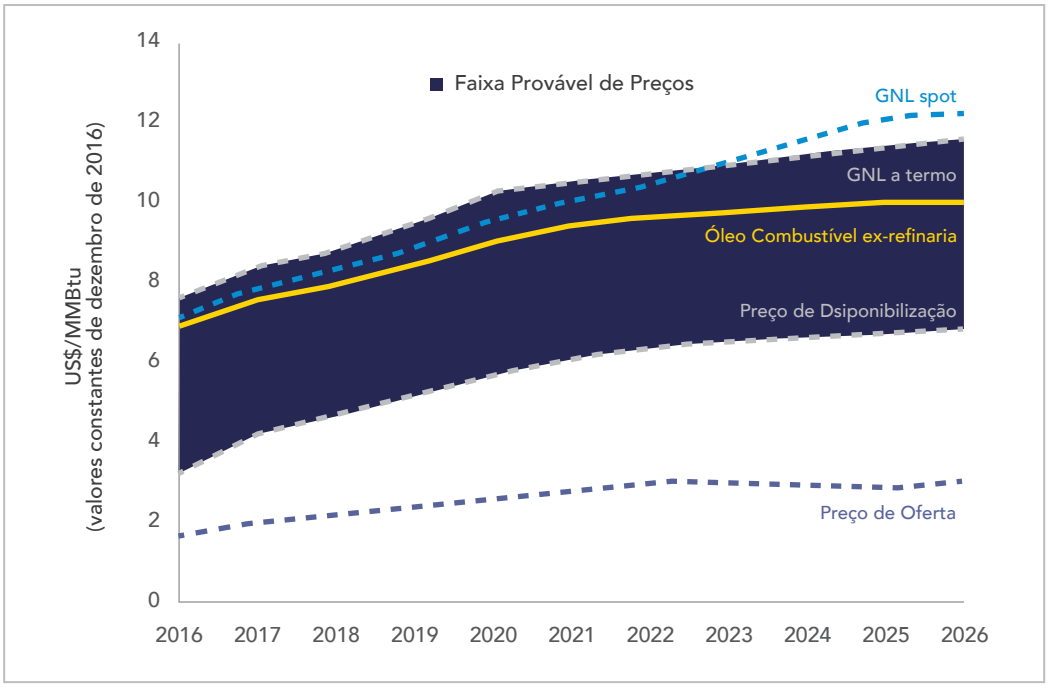
Fonte: EPE, 2017

Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as térmicas bicombustíveis.

B) PREÇOS

Para o próximo decênio, de acordo com projeções da EPE (2017), é esperado que os preços do gás natural no Brasil oscilem dentro de uma faixa provável em virtude da competitividade com combustíveis substitutos, da necessidade de monetização do gás natural associado, da competição entre os agentes e seu poder negociação nas diferentes etapas de transação da cadeia de valor, e do balanço entre demanda e oferta. A Figura 3.4 apresenta a projeção para preços do PDE 2026, onde se exclui ICMS e PIS/COFINS, tarifa de transporte e margens de distribuição.

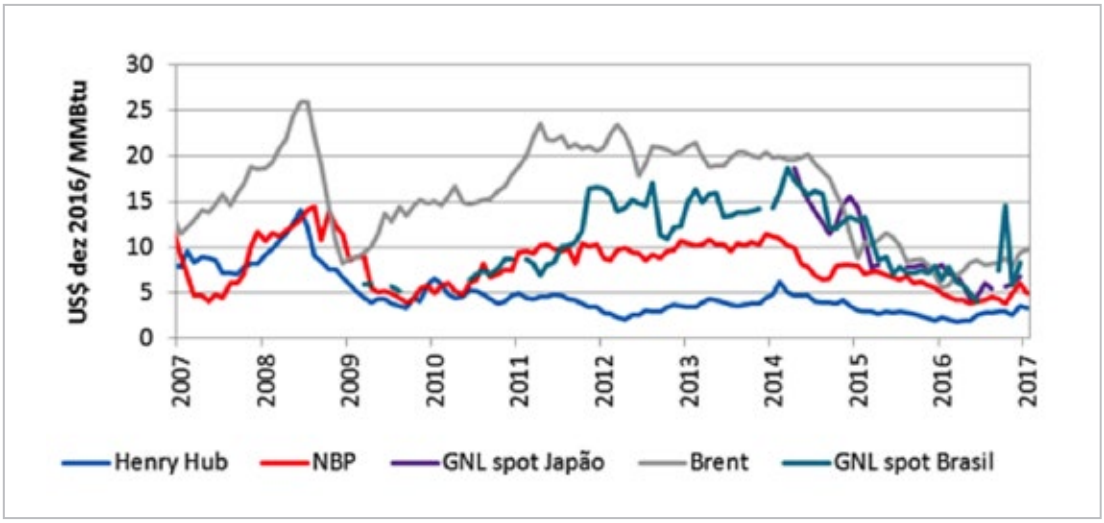
Figura 3.4: Faixa de preços do gás natural



Fonte: EPE (2017)

Em relação ao mercado spot de GNL, enquanto que em meados de 2016 os preços observados no Brasil e Japão se aproximaram da mínima de 4,0 US$/MMBtu, o valor pago no Brasil dobrou e no Japão cresceu 57,0%. Já o preço no Henry Hub, hub físico norte-americano, este voltou ao patamar de 3,0 MMBtu desde o mês de fevereiro. Como pode ser observado na Figura 3.5, o petróleo, que indexa muitos contratos de gás e GNL, iniciou uma trajetória de recuperação alguns períodos antes, em janeiro de 2016.

Figura 3.5: Evolução dos preços de gás natural



Fonte: EPE (2017)

Analisando a evolução dos preços no mercado internacional, o *Henry Hub* e o preço do gás natural no Japão registraram queda de 5,9% e 2,2% no mês de junho, estando em 2,94 US$/MMBTU e 8,3 US$/MMBTU, respectivamente. Já o preço do gás natural no mercado europeu sofreu aumento de 0,9%, fechando em 5,41 US$/MMBTU. Comparando estes preços com aqueles do mesmo período do ano de 2016, pode-se observar um aumento de 42,9% no preço no Japão, de 28,9% no preço do gás na Europa e de 12,6% nos EUA. Os preços detalhados se encontram apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Preços Internacionais (em US$/MMBTU)

	jun-17	jun-17/mai-17	jun-17/jun-16	12 meses	mai-17	jun-16
Henry Hub	2,94	-5,94%	12,62%		3,12	2,61
Europa	5,41	0,94%	28,95%		5,36	4,20
Japão	8,30	-2,16%	42,85%		8,48	5,81

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Banco Mundial
Deflatores: CPI; CPI Japão; CPI Alemanha

B) O FUTURO

No âmbito do Gás para Crescer, diretrizes para o setor de gás brasileiro foram publicadas no mês de agosto no Diário Oficial da União, onde a inclusão de declaração sazonal de inflexibilidade nos leilões A-4 e A-6, previstos para dezembro, foram propostas. Tal medida, se aprovada, permitirá, a critério do empreendedor, geração na base em alguns meses do ano, com limite de inflexibilidade anual de 50%.

Além da possibilidade da inclusão de declaração sazonal, alterações do horizonte rolante da comprovação de disponibilidade de combustível também foram propostas, onde seria permitido contatos com comprovação inicial de 10 anos de suprimento, sendo permitidas apenas duas renovações adicionais na Aneel. Tais avanços no programa governamental promete promover sinergia entre os mercados de gás natural e energia elétrica, atraindo mais investimentos em termelétricas a gás.

Em relação às propostas de acesso aos gasodutos, UPGNs e terminais de regaseificação, tais temas também foram discutidos no mês de agosto em audiência pública na Câmara dos Deputados, onde a transição para um modelo de entrada e saída e aperfeiçoamento da regulamentação tributária estão entra as medidas que tiveram consenso. A criação de *hub* virtual e implementação efetiva da figura do consumidor livre, com tarifas específicas e garantia de rentabilidade da distribuição também estavam presentes nas mudanças a serem propostas.