



EDIÇÃO ESPECIAL
**BOLETIM DE
CONJUNTURA**
DO SETOR
ENERGÉTICO

**O NOVO MERCADO
DE GÁS NATURAL:**
opiniões de especialistas,
perspectivas e desafios
para o Brasil

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Superintendente de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Pesquisa

Fernanda Delgado

Pesquisadores

Acacio Barreto Neto

Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes

Daniel Tavares Lamassa

Gláucia Fernandes

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Priscila Martins Alves Carneiro

Tamar Roitman

Thiago Gomes Toledo

PRODUÇÃO

Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

Execução

Raquel Dias de Oliveira

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

Esta edição está disponível para download no site da
FGV Energia – fgv.br/energia

EDITORIAL

O Novo Mercado de Gás.....	06
----------------------------	----

OPINIÃO

Reforma do setor de gás natural no Brasil	08
<i>Past, Present, and Future of the U.S. natural gas market: Lessons for Brazil</i>	13
Chances e ameaças ao 'Novo Mercado de Gás'	19
A questão da garantia de abastecimento do mercado de gás natural brasileiro	23
Liberdade para o gás.....	27
Gás Natural: combustível do futuro ou do presente?	29
Novo mercado de gás: questões críticas	32
Finalmente um mercado de gás natural no Brasil	40
Vaca Muerta, Bolívia e pré-sal: como organizar todo esse gás?.....	44
O Brasil precisa de gás, para crescer!	51
Incerteza sobre o consumo de gás natural no Setor Elétrico brasileiro	55
Novo Mercado e impactos nos preços de gás natural	60
O Novo Mercado de Gás.....	67
Novo mercado de gás natural - oportunidades e desafios	73
A bola da vez.....	78
As Perspectivas para o gás natural	83
Reflexões sobre pré-sal e seus reflexos para o mercado de gás natural	86
O fenômeno do <i>tight gas</i> e <i>tight oil</i> americano e o mercado de gás brasileiro.....	91
O Novo Mercado de Gás Natural: perspectivas, ambiente regulatório e aspectos tributários.....	96
Novo mercado de gás natural e integração na matriz energética.....	100
Os desafios do Novo Mercado de Gás para o segmento de distribuição de gás natural.....	106
Os primeiros passos (da longa jornada) da liberalização do mercado de gás.....	110
Rio Capital da Energia: competitividade, segurança e transição no setor elétrico nacional a partir dos novos projetos termelétricos a gás natural no Estado do Rio de Janeiro	114
Abertura do setor de gás natural: o risco de entrarmos no "jogo de erros e acertos"	120

PETRÓLEO	128
Produção, Consumo Interno e Saldo Comercial	128
Derivados do Petróleo	134
GÁS NATURAL.....	137
Produção e Importação.....	137
Consumo	139
Preços	140
Considerações sobre o Novo Mercado de Gás	142
Informações relevantes para o setor	143
BIOCOMBUSTÍVEIS	145
Produção.....	145
Preços	148
Consumo	150
Importação e Exportação de etanol.....	152
Decisões recentes que afetam o setor	153
SETOR ELÉTRICO	154
Demanda	154
Oferta	155
Balanço Energético.....	157
Disponibilidade.....	158
Micro e Minigeração Distribuída.....	160
Estoque.....	161
Custo Marginal de Operação – CMO	162
Tarifas de Energia Elétrica.....	163
Expansão	163
Leilões	164
ANEXO.....	165



EDITORIAL*

O Novo Mercado de Gás

O debate acerca da criação de um arcabouço regulatório e da promoção de maior abertura do mercado de gás natural no Brasil já se estende por alguns anos. Apesar de o programa Gás para Crescer, lançado em 2016, não ter alcançado os resultados desejados, o setor passou por um período de ampla e transparente discussão entre governo e agentes do mercado.

O esforço de se desenhar um mercado para esse energético ganhou novos contornos mais recentemente com o programa Novo Mercado de Gás, publicado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) no dia 24 de junho de 2019, e lançado publicamente em 23 de julho.

A Resolução nº 16 de 2019 estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural. De acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME)¹, as medidas propostas no âmbito do CNPE objetivam intensificar a desverticalização em toda a cadeia de gás natural e, sobretudo, criar as condições para o acesso não só aos gasodutos de transporte, mas a todas as infraestruturas essenciais do setor, como os dutos de escoamento, as unidades de processamento e os terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL), proporcionando a abertura do mercado e a promoção da concorrência.

¹ Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMkwwB/content/cnpe-promove-livre-concorrenca-no-mercado-de-gas-natural-no-pais?redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Fpagina-inicial%2Foutras-noticias%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_32hLrOzMkwwB%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_count%3D2

Visando ao debate científico e a disseminação do conhecimento, assim como o papel da FGV Energia de contribuir para o desenvolvimento da política energética nacional, esta edição do **Boletim de Conjuntura do Setor Energético**, traz as oportunidades e desafios que perpassam a abertura do mercado de gás natural no Brasil.

Nas colunas de opinião deste mês, os seguintes especialistas do setor apresentam as suas visões a respeito do assunto: Adriano Pires, Alexandre Scarcioffolo, Augusto Salomon, Carlos Arentz, Carlos Langoni, Celso Silva, Daniel Lamassa, Daniel

Szyfman, Décio Oddone, Fernanda Delgado, Fernando Bezerra Coelho Filho, Gláucia Fernandes, Ieda Gomes, John Forman, Jorge Celestino, José Cesário Cecchi, José Mauro Ferreira Coelho, Julio Bueno, Magda Chambriard, Mariele Milhorange, Melissa Cristina Mathias, Nelson Silva, Paulo Melo, Reive Barros, Renata Isfer, Sylvie D'Apote, Symone Araújo, Vanderlei Martins, Wagner Victor, Xiaoli Etienne e Yanna Clara Prade.

Em seguida, este Boletim apresenta as análises setoriais mensais de Petróleo, Gás Natural, Biocombustíveis e Setor Elétrico.

* Este texto não deve ser citado como representando as opiniões da Fundação Getúlio Vargas (FGV). As opiniões expressas neste trabalho são exclusivamente da equipe de pesquisadores do grupo FGV Energia.

OPINIÃO

Reforma do setor de gás natural no Brasil

Por Adriano Pires*

Qual é o projeto do governo para reforma do setor de gás natural?

O projeto do governo (MME – Ministério de Minas e Energia / ME – Ministério da Economia) para a abertura do mercado de gás natural - Novo Mercado de Gás, consiste em uma série de ações que tem o objetivo proclamado de quebrar monopólios, da Petrobras na produção e comercialização do combustível, e na distribuição do gás canalizado dentro dos estados (como se fosse possível dar fim ao monopólio natural das distribuidoras), e com isso reduzir drasticamente os preços do gás natural para o consumidor final.

Em linhas gerais as principais ações previstas pelo governo são:

- Celebração de um TCC (Termo de Cessação de Conduta) entre Petrobras e Cade, em que a estatal se comprometerá a:

- (1) vender as suas participações nas companhias de distribuição e transporte de gás natural;
- (2) ceder capacidade não utilizada em gasodutos de transporte que a estatal tem sob contrato;
- (3) dar acesso às unidades de processamento de gás, gasodutos marítimos de escoamento de gás e terminais de regaseificação, de propriedade da companhia. Em troca, o Cade vai encerrar o processo de conduta anticoncorrencial contra a estatal.

- Elaboração, por parte da ANP, do arcabouço regulatório para permitir a operação do setor com múltiplos agentes nos diversos elos da cadeia de valor do gás natural. Em linhas gerais, a ANP vai detalhar uma regulação baseada nas Diretrizes elaboradas por um grupo de trabalho que contou com a participação da própria ANP, MME, ME, Cade e EPE, e aprovada pelo CNPE. Os principais pontos dessas diretrizes são:

(1) *unbundling* (separação) nos elos da cadeia de valor (produção, transporte, distribuição), estabelecendo a total independência dos agentes transportadores;

(2) acesso não discriminatório de terceiros nas infraestruturas essenciais (escoamento, processamento e regaseificação de gás natural);

(3) criação de três zonas de mercado (uma por transportadora) com o estabelecimento das empresas transportadoras como as responsáveis pela coordenação operacional da malha, a partir dos códigos de rede que serão por elas elaborados e aprovados pela ANP;

(4) definição da Petrobras como supridor de última instância, responsável por garantir o balanceamento das zonas de mercado e interconexões entre as transportadoras;

(5) possibilidade de realização de leilões de venda de gás para redução de concentração de mercado.

■ Adoção por parte dos estados de medidas regulatórias relacionadas à criação de agências reguladoras independentes, privatização das companhias distribuidoras de gás, criação dos consumidores livres, autoprodutores e auto importadores. Nesse ponto, a intenção do governo é estimular os estados a aderirem a essas medidas para terem acesso à ajuda financeira do governo federal, por meio do chamado “Plano Mansueto¹” e mesmo do Fundo do Pré-Sal².

■ Celebração de acordo entre os estados para a realização de ajuste SINIEF (Sistema Nacional Integrado de Informações Econômico – Fiscais), visando alterar a regra de tributação do ICMS do gás de fluxo físico para o comercial.

O que gera preocupações no projeto do governo para reforma do setor de gás natural?

A ideia de priorizar ações infralegais, como o TCC entre Cade e Petrobras e a revisão do arcabouço regulatório, parece uma estratégia adequada, pois pode colocar em marcha uma série de ações e já colher “*quick-wins*” antes de necessitar promover alterações no arcabouço legal que regula o setor.

No entanto, algumas escolhas que estão sendo tomadas nesse momento, relacionadas às diretrizes que vão nortear a revisão do arcabouço regulatório, podem levar a uma reforma incompleta, ou até mesmo disfuncional, que não se sustente a médio prazo. Portanto, merecem uma reflexão os seguintes pontos nas diretrizes que irão nortear o novo arcabouço regulatório:

■ **A organização do sistema em 3 (três) zonas de mercado - uma por transportadora.** Essa escolha tem como principal razão facilitar a implantação de um modelo que evitará enfrentar a questão de como uma transportadora pode repassar receita para outra. Porém, isso ocasionará como grande efeito colateral distorção entre as tarifas de transporte nas diferentes regiões. Sendo assim, por se tratar de investimentos elevados e ainda não amortizados, os clientes atendidos pela malha da TAG (Transportadora Associada de Gás), especialmente no Nordeste do país, contarão com tarifas de transporte mais altas do que nos estados da região Sul e Sudeste. Isso levará a uma menor competitividade para o desenvolvimento do mercado de gás nessa região, acentuando ainda mais as diferenças

¹ Trata-se do Programa de Equilíbrio Fiscal (PEF), o qual prevê a concessão de empréstimos com garantia da União aos Estados.
² Trata-se de uma parcela dos recursos arrecadados pelo governo com a exploração do pré-sal.

de competitividade entre as regiões. Do ponto de vista técnico só faria sentido ter as 3 (três) zonas de mercado se houvesse restrição técnica/física do gás de fluir de uma zona para outra, o que não acontece no caso brasileiro. Dentro do prazo necessário para se estabelecer os códigos de rede para coordenação do sistema, seria mais do que suficiente se estabelecer os mecanismos de transferência de recursos entre transportadoras, e evitar a discrepância que haverá entre as tarifas de transporte nas diferentes regiões.

■ **Alteração da regra tributária por meio de ajuste SINIEF.**

A alteração da regra tributária do fluxo físico para o comercial é condição fundamental e básica para a reforma. Porém, realizar essa alteração por meio de ajuste SINIEF e não pela promulgação de Lei Complementar traz muita insegurança jurídica para o mercado, atrapalhando a atração de novos investimentos. A governança existente permite que qualquer estado saia, a qualquer tempo, do ajuste o que inviabilizaria a continuidade da operação do sistema. Com o problema descrito no item acima, a tendência é que os estados da região Nordeste (atendidos pela malha da TAG) não venham a aderir ao ajuste SINIEF, inviabilizando a efetiva abertura do mercado.

■ **Coordenação do transporte por conta das transportadoras.**

Na maior parte dos países europeus a coordenação do sistema de transporte de gás é feita pelas transportadoras. Em quase todos os países o processo de abertura foi organizado de forma a ter somente uma transportadora por sistema, sendo essa transportadora totalmente independente dos demais elos da cadeia. No Brasil, com a necessidade de acelerar a venda de ativos por conta da crise

financeira da Petrobras, a malha de transporte foi dividida em três diferentes empresas. Essas empresas passaram a ser detentoras dos ativos, apesar de a estatal operar a malha de forma integrada por ser a única detentora dos “*transport rights*”. As transportadoras, além de não terem a capacitação de coordenação integrada, necessária para não se perder eficiência no sistema, hoje são de agentes que tem ou podem ter interesses econômicos em outros elos da cadeia de valor da indústria de gás natural (Ex.: Brookfield proprietária da NTS e Engie proprietária da TAG). Ou seja, existe grande risco de haver captura por parte das transportadoras, defendendo interesses específicos em detrimento do melhor interesse da eficiência do sistema.

■ **As distribuidoras são monopolistas bem diferentes da Petrobras, porque se trata de um monopólio natural e de uma indústria de rede, por isso são reguladas por contrato de concessão.**

Os contratos de concessão das concessionárias estaduais estão em vigor, portanto, qualquer tentativa de alterar esses contratos visando a redução das tarifas traz instabilidade regulatória e insegurança jurídica, impedindo novos investimentos. Ainda mais se esse objetivo for alcançado por uma intervenção do governo federal usando o artifício de resolver os problemas fiscais dos estados (“Plano Mansueto”). A existência do consumidor livre é importante para o desenvolvimento do mercado de gás. Além do mais, a existência deles tira das distribuidoras a obrigação dos contratos de *take or pay* e de *ship or pay*. O que não pode haver é o *bypass* físico ou tarifas que desequilibrem os contratos de concessão. No Brasil, a infraestrutura de gás é muito pequena. O desafio principal é a construção de mais dutos de escoamento da produ-

ção, mais UPGNs e mais dutos de distribuição. Para isso, é preciso dar sinais econômicos e o principal são tarifas que representam o risco do negócio, permitindo novos investimentos e não medidas populistas que vão reduzir o preço para poucos (térmicas e grandes consumidores), em detrimento da grande maioria dos consumidores que não terão acesso ao gás e acabarão pagando tarifas mais caras (residências, comércio, hospitais, pequenas e médias indústrias). No governo Dilma, com o mesmo pretexto de reduzir tarifas de energia elétrica, foi feita uma intervenção que impediu novos investimentos e trouxe um rombo de 200 bilhões de reais que estão sendo pagos pelos consumidores de energia elétrica. Um verdadeiro estelionato.

O que deveria ser feito de diferente na reforma do setor de gás natural?

Para evitar os potenciais problemas gerados por ditas escolhas inadequadas é importante que as diretrizes sejam revisitadas nos seguintes sentidos:

- **Zona única de mercado:** Ao invés de estabelecer 3 (três) zonas de mercado, criar a zona única de mercado com tarifa majoritariamente postal, visando evitar distorções tarifárias entre as regiões atendidas pela malha integrada do sistema de transporte de gás natural.
- **Acordo de permanência no ajuste SINIEF:** Para evitar a insegurança jurídica existente na governança usual do ajuste SINIEF, deveria ser celebrado um acordo entre todos os estados que tem mercado de gás natural. Esses estados não podem sair do ajuste até a promulgação de uma Lei Complementar, no âmbito da Reforma Tributária, alterando a tributação do fluxo físico para o comercial.

- **Coordenação independente e com governança adequada do sistema de transporte:** Hoje a operação do sistema de transporte de gás natural é realizada por companhias transportadoras, que devem tornar-se majoritariamente privadas (desverticalização). Acontece que a coordenação do sistema, nomeação, balanceamento, segurança do suprimento de gás natural, entre outros papéis críticos, continuaram de fato sendo providos pela Petrobras. Isso ocorre dado que apenas a Petrobras tem disponibilidade à flexibilidade, informação e direitos de controle da capacidade contratada de transporte no sistema integrado. Portanto, é imprescindível que na transição para o novo sistema de transporte seja estabelecida uma coordenação independente e com governança adequada. Nessa etapa deve-se definir como será construído o processo que garantirá essa independência, em uma discussão que deve abranger todos os agentes do setor de gás natural (produtores, transportadores, distribuidores, comercializadores e consumidores).
- **Respeitar os contratos de concessão em vigor.** Não deve haver qualquer tipo de intervenção, mesmo que velada (“Plano Mansueto”), nas legislações e regulações estaduais sob o risco de judicialização e paralisação de investimentos. Reduzir margens e rever tarifas são direitos do poder concedente. A questão é que não se pode alterar os contratos de forma unilateral. Os contratos são os pilares do capitalismo.

Conclusão

O TCC assinado entre o Cade e a Petrobras é o marco zero para que tenhamos o crescimento do mercado de gás natural no Brasil com preços competitivos. O sucesso para ser alcançado dependerá da imple-

mentação das medidas contidas no TCC. O desafio de construir essas medidas é grande e demandará tempo. No setor de infraestrutura e em indústrias de rede, o açodamento e a pressa são inimigos da qualidade. A aprovação do TCC entre Cade e Petrobras para a abertura do mercado de gás e a discussão do Brasduto para financiar a expansão da malha de gasodutos, serão fundamentais para

desatar os nós do setor. O crescimento do mercado e a existência de um preço competitivo está diretamente ligado à expansão de suas redes. Só assim será possível promover o aumento da demanda e o aproveitamento da oferta adicional do pré-sal. Caso contrário, o mercado seguirá com um crescimento pífio e com o consumo concentrado na costa brasileira.



Adriano Pires

Diretor do Centro Brasileiro de Infraestrutura - CBIE

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



OPINIÃO

Past, Present, and Future of the U.S. natural gas market: Lessons for Brazil

Por Alexandre Scarcioffolo e
Xiaoli L. Etienne*

Natural gas has been one of the fastest-growing energy sectors in the United States over the past decade. Between 2008 and 2017, total domestic production grew more than 30%, overtaking coal as the largest fuel source for electricity generation. Growth in domestic production and consumption of natural gas is expected to continue over the next few decades, cementing it as the second largest energy sector after crude oil and an integral component of the US economy. Since February 2016, the US has also begun exporting liquefied natural gas (LNG) from the lower 48 states, with its LNG export capacity continuing expanding at a rate that is poised to make the country the third largest exporter globally behind Australia and Qatar by the end of 2019¹. Although natural gas only accounts for 13% of Brazil's energy consumption, there is great potential to develop the natural gas industry as the nation is equipped with

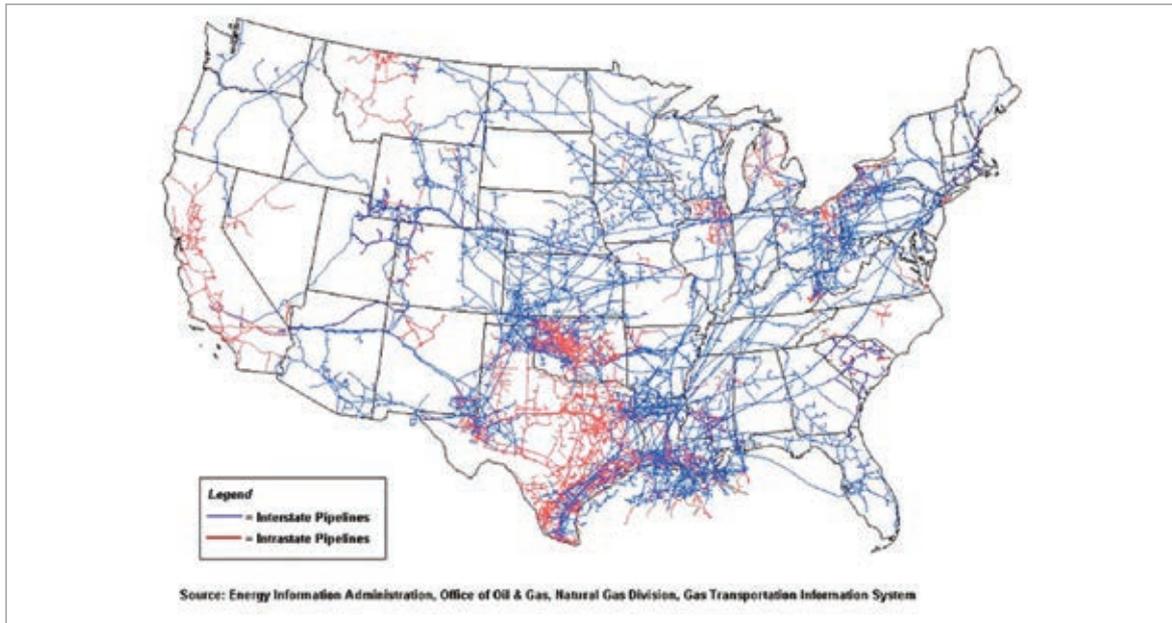
over 367 billion cubic meters in proven reserves², the second largest in South America. Lessons from the United States, can provide valuable insights for Brazil to grow its natural gas industry.

Overall, three structural transformations played a key role in the rise of the US natural gas sector. **The first is continuous pipeline capacity expansion.** Currently, more than 210 natural gas pipeline systems criss-cross the US, with more than 490,000 kilometers of interstate and intrastate pipeline (Figure 1). The system is also connected to the Canadian and Mexican grid, facilitating imports and exports of gas across countries. Still, there exist opportunities for capacity expansion due to the geographical separation between production and consumption regions, as well as the ever-increasing production related to the low-permeability gas formations.

¹ See <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37732>, accessed on January 9, 2019.

² See http://www.anp.gov.br/images/Palestras/State_art_pre-salt_Brazil_AAPG_2018.pdf, accessed on January 7, 2019.

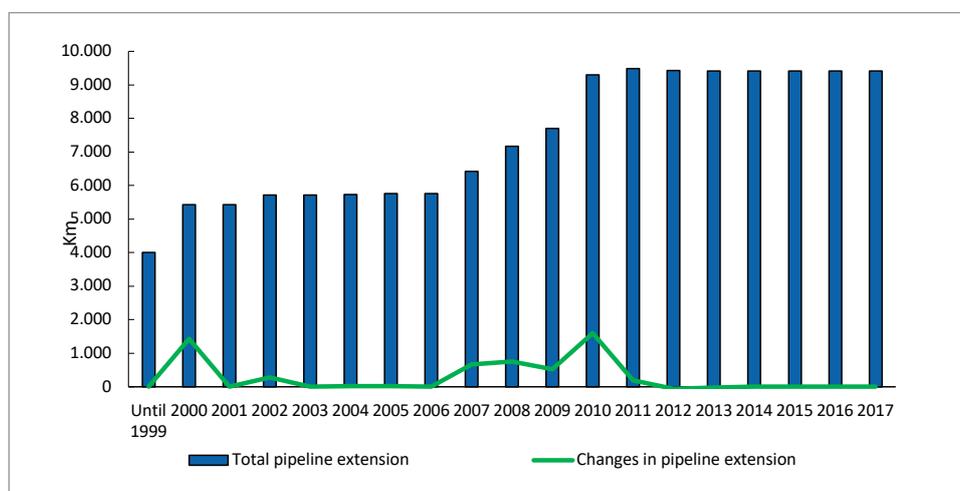
Figure 1. Natural Gas Pipeline System in the U.S.



The natural gas industry in Brazil had been left behind due to the emphasis on oil production and the absence of a reliable transportation system. With the discovery of gas formations closer to more developed regions (Bacia de Campos, Rio de Janeiro) and two global oil shocks, the gas sector finally took root in 1980. However, the large fixed cost required for pipeline construction created barriers to entry, hindering the development of an extensive national transpor-

tation system. Currently, Brazil's pipeline grid extends only 9,409 kilometers (Figure 2),³ partially covering the Brazilian territory, clustering in the coast, Amazonas, and the Bolivia-Brazil pipeline (GASBOL). Although various plans exist to expand the pipeline network, grid extensions have stagnated for the past decade. The lack of investment in connecting the production regions to consumers across the country greatly impedes Brazil's ability to advance its natural gas industry.

Figure 2. Brazilian Pipeline Extension Evolution



Source: Empresa de Pesquisa Energetica. Prepared by the authors

³ Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, MME (January/2018)

The second pillar that strengthened the natural gas industry in the US is continual market deregulation. Since the 1800s, state-by-state regulations in the US acted to restrain abusive local prices. However, these regulations were unable to control prices out of their jurisdiction, which led the Supreme Court to require the Federal Power Commission (FPC, later the Federal Energy Regulation Commission, or FERC) to impose price control on the interstate production and distribution of natural gas. Although diverse price control methods (e.g., company-to-company, historical cost area-rate, price ceilings) were later implemented, they were ineffective and led to shortages throughout the US from 1969 to 1978.

In 1978, Congress enacted the Natural Gas Policy Act of 1978 to bring back the demand-supply equilibrium. Through various orders, the FERC started restructuring the natural gas market. It first unbundled gas from transportation, allowing private customers to ship their own gas into the pipeline. The Natural Gas Wellhead Decontrol Act of 1989 further deregulated wellhead prices and integrated intra- and inter-state markets where any consumer could contract at the wellhead in a deregulated market. The deregulation process incentivized the creation of various natural gas spot markets, most of which are located at the intersection of major pipeline systems and within major producing regions. The natural gas market also expanded to futures trading at the New York Mercantile Exchange (NYMEX) in the early 1990s. The trading of natural gas in the spot and futures markets made the industry more attractive, enabling producers and consumers to both anticipate future prices and manage adverse price risks.

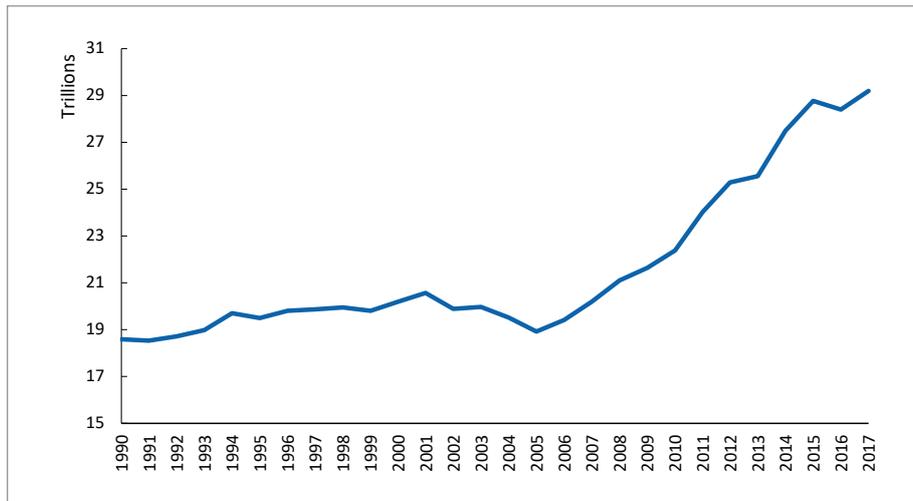
Oil and natural gas sectors were strictly regulated in

pre-1995 Brazil, with Petrobras acting as a monopolist in the production and distribution at the federal level. Hence, the expansion of the oil and gas sector depended primarily on Petrobras' investment activities. Changes were made to break this monopolist structure and create a flexible and competitive market. The "Oil Law" and the "Gas Law" were passed in 1995 and 2009, respectively, allowing private companies to explore and produce oil and gas in the country. Private producers have access to the pipeline network, and private companies can invest through concessions in pipeline construction. Although regulators have made big steps to establish an integrated horizontal-structured natural gas industry, those changes did not completely break the monopolistic structure and the market remains largely in the hands of Petrobras.

The third pillar of the US natural gas market was the development of the nation's shale resources during the mid-2000s due to technological advancements in the sector. Market competition has driven firms to continually search for ways to advance their exploration technologies, one of which is the combined use of horizontal drilling and hydraulic fracturing techniques. Since the mid-2000s, these technologies have made the extraction of natural gas from low permeable shale plays profitable. Spurred by the shale boom, natural gas production in the US has increased over 30% over the past decade (Figure 3).⁴ The EIA projects that shale production to account for 69% of total domestic natural gas production by 2040. Additionally, due to its lower carbon dioxide emissions and low projected prices, natural gas is projected to account for over 33% of the total domestic energy consumption by 2030, just behind the 36% of petroleum products.

⁴ See <https://www.csis.org/features/us-natural-gas-global-economy>, accessed December 5, 2018

Figure 3. U.S. Natural Gas Marketed Production



Source: Energy Information Administration. Prepared by the authors

Brazil currently forbids the exploration of shale reserves. Given the success in the U.S., removing this restriction could allow Brazil to absorb and adapt the existing shale exploration techniques from the U.S., thereby increasing natural gas production and lowering prices. For the pre-Salt reserves, technology advancements currently rely primarily upon Petrobras, who has worked with universities, suppliers, and research centers to enhance production efficiency in deep-water operation.⁵ However, the development of pre-salt exploration was hindered by several factors, including low crude oil prices, the 2014 “Car Wash” scandal that brought down Petrobras stock values,⁶ the high level of economic uncertainty in the country, and the 2010 “Pre-Salt Law” that requires at least 30% of the reserves for Petrobras operation in private investment. Fortunately, economic uncertainty has subdued in recent years, and the “Pre-Salt Law” was modified in 2016 which removed the mandatory 30% reserve

requirement. As a result, pre-salt auction rounds were successful so far, of which 93% of the auctioned exploration blocks were contracted by major oil firms and private parties. For instance, auctions across 2018 generated a total of R\$ 18 billion for the Union, in which the fifth sharing agreement auction, the last round of actions in 2018, had produced an impressive goodwill of 170.58%.⁷ Additionally, thanks to the cutting-edge technologies developed by operators, technical teams, scholars, and researchers under the Petrobras-private partnership, the time to construct offshore wells are now 2.5 times faster.⁸

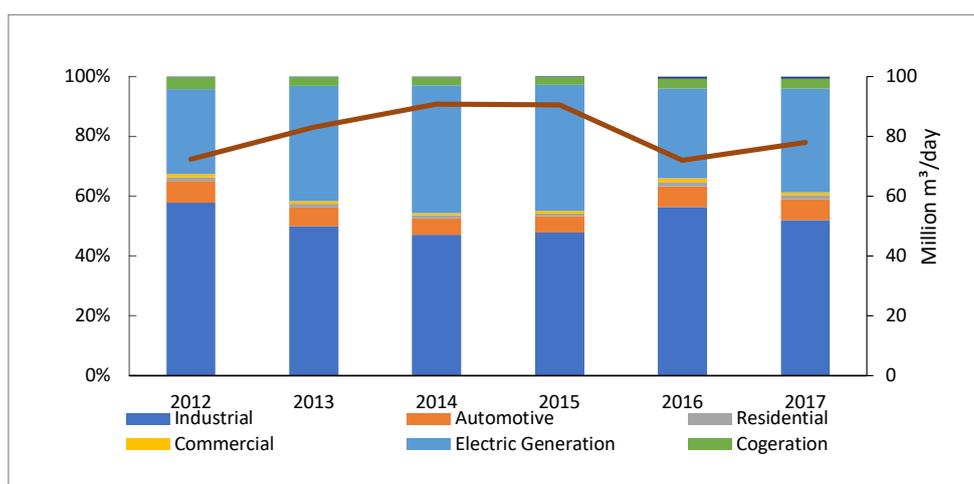
Finally, focusing solely on the production and distribution side might not suffice to develop a competitive natural gas market. To achieve this goal, the US has created various incentives to encourage the use of natural gas across the country, including the Clean Power Plan that discourages the use of coal in

⁵ See <http://www.petrobras.com.br/en/our-activities/performance-areas/oil-and-gas-exploration-and-production/pre-salt/>, accessed January 09, 2019
⁶ See <https://www.bbc.com/news/world-latin-america-35810578>, accessed January 09, 2019.
⁷ See <https://g1.globo.com/economia/noticia/2018/09/28/veja-os-resultados-da-5a-rodada-de-partilha-de-producao-da-anp.ghtml>, accessed February 19, 2019.
⁸ See <http://www.petrobras.com.br/en/our-activities/performance-areas/oil-and-gas-exploration-and-production/pre-salt/>, accessed January 09, 2019

electricity generation, as well as tax credits and other financial incentives for using natural gas in vehicles and business operations. Currently, gas-powered buses represent more than 20% of the total national fleet in the US, and about 32% of the electricity generation comes from natural gas. EIA projects that starting in the early 2020s, the industrial sector will become the largest consumer of natural gas in the US, through increased use of natural gas as feedstock in the chemical industries, and as lease and plant fuel for industrial heat and power, as well as for liquefied natural gas production.⁹ In Brazil, natural gas currently only accounts for 13% of the national energy matrix, far below the global average of 26%. Demand for natural gas is centralized in two sectors—industrial and electric generation—with remaining sectors such as automotive, residential, and commercial representing only a small fraction (Figure 4). The government should design policies/incentives to foster an environment propitious to increase demand for gas by other sectors, as well as the continuing use of gas for power generation and industrial production.

All in all, the lessons from the US natural gas market suggest that Brazil should first and foremost intensify the deregulation process to boost private participation. In doing so, we would expect more investment in distribution infrastructure as well as in production and exploration, breaking the monopolistic power from Petrobras. Moreover, changes in the regulation to allow exploration of low-permeability gas and oil would be beneficial to the industry, decreasing prices and imports of natural gas to generate a more reliable national energy mix. From the demand side, the Brazilian government must foster an environment that incentivizes the consumption of natural gas by other players in the industry, as well as the continuing use by the existing key sectors. By increasing production and the participation of the private sector under a competitive market as well as implementing policies that foster consumption of natural gas by diverse players, Brazil has the potential to no longer be the “eternal country of the future,” at least when it comes to energy security.

Figure 4. Daily average demand for natural gas by sector in Brazil, 2012-2017



Source: ANP. Prepared by the authors

⁹ See <https://www.eia.gov/outlooks/aep/pdf/aep2019.pdf>, accessed February 22, 2019



Alexandre Scarcioffolo
is a Ph.D. student at West Virginia University, United States.



Xiaoli L. Etienne
is an Assistant Professor at West Virginia University, United States.

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



OPINIÃO

Chances e ameaças ao 'Novo Mercado de Gás'

*Augusto Salomon**

Não é de hoje que falamos que o gás natural é extremamente estratégico para o desenvolvimento do país e, por isso, vemos com muita satisfação que o governo compartilhe dessa visão, alçando o energético a um novo patamar a partir do conjunto de diretrizes formalizado na resolução nº16/2019 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Sob esse aspecto, é positivo que o chamado “Novo Mercado de Gás” busque ampliar a concorrência na oferta da molécula. É uma grande chance para a efetiva participação de novos players no setor de Exploração & Produção e o pleno acesso de outros agentes à infraestrutura de escoamento, processamento e transporte de gás.

Essa é uma demanda de longa data da Abegás. Em 2011, a Associação impetrou um processo contra o agente monopolista por adoção de práticas

anticompetitivas, municiando com informações o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) e realizando reuniões com a equipe técnica do órgão antitruste.

A base do processo serviu para a elaboração e assinatura do Termo de Compromisso de Cessação (TCC), acordo firmado entre o Cade e a Petrobras em 8 de julho de 2019, em que a Petrobras assume o compromisso de suspender condutas anticompetitivas e o Cade fixa medidas para reestabelecer a concorrência no mercado — tal instrumento, na prática, é o primeiro passo efetivo para a abertura do mercado de gás.

Conforme esse processo avance, o país terá a oportunidade de usufruir dos benefícios econômicos, sociais e ambientais que o gás natural já proporciona em diversos países. De acordo com o estudo da consultoria Strategy/Pwc, o setor

tem potencial para atrair investimentos de US\$ 32 bilhões (sem incluir Exploração & Produção) no Brasil, gerar até 20 mil novos empregos e duplicar sua oferta de gás.

Essa caminhada, entretanto, apresenta algumas ameaças. E a maior delas é um erro conceitual: atribuir o custo do gás no Brasil ao setor de distribuição, levando parte da opinião pública a acreditar que as concessionárias atuam como “atravessadoras”.

Essa é uma premissa equivocada. Como toda indústria de rede, o setor de gás natural é um monopólio natural, que opera sob concessão. Não faz sentido, por exemplo, que uma cidade tenha duas linhas de metrô paralelas, concorrendo. As distribuidoras são um dos elos fundamentais da cadeia, o de downstream, com papel de desenvolver o mercado e de propiciar capilaridade suficiente para alcançar os consumidores finais a custos eficientes. Para isso, atuam sob regulação.

O fator que eleva o preço do gás no Brasil é, basicamente, a falta de concorrência na oferta da molécula e no transporte. Hoje, de cada real desembolsado por uma indústria pelo metro cúbico de gás em São Paulo, por exemplo, 58% são destinados ao custo com a molécula e o transporte do gás, outros 24% equivalem à carga tributária e apenas 18% correspondem à margem bruta de distribuição com a qual as concessionárias arcam com a operação e os investimentos em tecnologia e expansão da rede. A média nacional é próxima desses percentuais. Não é justo, portanto, culpar as distribuidoras pelo custo do gás.

A distribuição de gás canalizado é um serviço público de rede em que a exclusividade de operação garante os investimentos em expansão da

rede, tecnologia e crescimento da base de clientes, fator essencial para a redução das tarifas ao longo do tempo em favor de todos consumidores — de grande, médio e pequeno porte.

A exclusividade nos serviços de distribuição não impede que grandes consumidores adquiram a molécula de gás de terceiros, desde que exista a opção de um outro fornecedor e acesso à estrutura de escoamento, tratamento e transporte. Para as distribuidoras, isso seria até positivo — uma vez que reduz riscos inerentes à aquisição de gás, como as taxas de take or pay e ship or pay. Em um cenário com a entrada de mais agentes na oferta no setor de gás, a figura do consumidor livre — já regulamentada em São Paulo e em outros Estados que juntos detêm 65% do PIB industrial — naturalmente seria viabilizada.

O custo do gás precisa ser reduzido, sim, mas esse quadro poderá ser alterado com medidas dentro da competência do Poder Executivo, como o acesso negociado à infraestrutura de escoamento e tratamento de gás.

Na visão da Abegás, conforme prevê a Constituição Federal, cabe aos Estados, espontaneamente, encontrar o modelo de gestão mais adequado para as concessionárias — em benefício dos consumidores como um todo.

A eventual adoção em nível federal ou estadual de medidas unilaterais que quebrem os contratos de concessão já existentes certamente irá afetar a segurança jurídica. Os contratos de concessão já firmados são instrumentos jurídicos perfeitos. Em todo o mundo, não há o que afugente mais os investidores do que o desrespeito aos contratos e à falta de previsibilidade.

É fundamental que as regras estabelecidas nas regulações estaduais priorizem não só os consumidores situados nas regiões costeiras ou as termelétricas, iniciativas que geram pouco emprego.

O Brasil precisa aproveitar essa janela de oportunidade com as múltiplas possibilidades de crescimento de oferta para desenvolver projetos que permitam a interiorização do gás natural e, conseqüentemente, a universalização do serviço de distribuição de gás. É indispensável investir em infraestrutura, em unidades de processamento, em gasodutos de transporte e outras instalações para que o gás decorrente do aumento de produção esperado do pré-sal (predominantemente associado ao petróleo) possa chegar a um número maior de consumidores em todo o país, não apenas na zona litorânea.

É por isso que defendemos o Brasduto. O crescimento da infraestrutura, e o conseqüente aumento do número de consumidores, contribuirá para ampliar a capacidade e reduzir o preço do gás para todos, aproveitando as oportunidades de importação a preços competitivos — inclusive o Gás Natural Liquefeito (GNL).

A tentação de deixar que se faça o bypass, sob o pressuposto de que isso vá reduzir o preço do gás, não somente fere a Lei e os contratos, mas o próprio interesse público. Nesse caso, consumidores de menor porte (residenciais e comerciais, por exemplo) subsidiarão grandes consumidores. Em um eventual bypass, com intuito de reduzir 15% da tarifa de poucos clientes, a consequência seria o aumento da tarifa para os demais consumidores que continuarem conectados. Considerando-se a área de concessão da Naturgy (RJ), um eventual

bypass levaria 1 milhão de consumidores a ter sua tarifa elevada em 140% para beneficiar apenas 17 consumidores. Considerando-se a área de concessão da Comgás (SP), para beneficiar apenas 161 consumidores com consumo médio de 300 mil m³ por dia, cerca de 1,8 milhão de consumidores teriam sua tarifa elevada em 193%.

Se o gás fica mais caro, o consumidor tenderá a migrar para outros energéticos com os quais o gás natural concorre — GLP, biomassa, diesel, energia elétrica, combustíveis líquidos, entre outros.

Entendemos, sim, que, de seu lado, os governos estaduais devem consolidar seu modelo de regulação e qualificar seus corpos técnicos, buscando os melhores benchmarks e fixando regras que garantam eficiência ao processo, segurança ao consumidor na prestação do serviço e equilíbrio econômico-financeiro para os investimentos.

O país não pode abraçar a tentação de reduzir o preço da energia na base da canetada, como ocorreu na desastrosa MP579. Esse equívoco deve ser evitado.

Temos plena confiança de que o Ministério de Minas e Energia irá ponderar todos os riscos e conduzir o processo com a serenidade necessária, priorizando medidas que solucionem os entraves que atrapalham a competitividade do setor.

De sua parte, as distribuidoras estão prontas para seguir investindo — assim como vem sendo feito mesmo nesse período de retração — em 2018, a expansão da rede de distribuição foi de 5,1% e o número de clientes subiu 6% — muitos pontos percentuais acima do PIB (1,1%).



Augusto Salomon
Presidente executivo da Associação Brasileira das Empresas
Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás)



OPINIÃO

A questão da garantia de abastecimento do mercado de gás natural brasileiro

Por Carlos Arentz*

Recebida com franco entusiasmo por muitos dos agentes do mercado, a publicação da Resolução N° 16 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE no último dia 24 de junho foi inegavelmente um marco. É uma incisiva declaração das intenções do Governo em estabelecer um novo mercado de gás natural no Brasil. E menos de quinze dias depois de publicada, teve uma de suas diretrizes contemplada, quando em 8 de julho, Cade e Petrobras, com aval da ANP, celebraram Termo de Compromisso, no qual a empresa se comprometeu a vender suas participações nas transportadoras e companhias distribuidoras. Esta intenção corrobora a diretriz do item I do Artigo 3º, que recomenda *“a alienação total das ações que detém, direta ou indiretamente, nas empresas de transporte e distribuição.”* E se coaduna com as discussões em curso entre as transportadoras e ANP, quanto à organização do transporte pela definição de códigos comuns de rede, item incluso no artigo 4º da resolução.

Diversas destas diretrizes seguem o roteiro das etapas de liberalização do mercado de gás europeu, iniciado ao final da década de 1990, englobando além da função transporte, o acesso de terceiros a facilidades logísticas, a padronização de contratos, a transparência de preços, e outras, pautadas nas sugestões dos grupos de trabalho da iniciativa *“Gás para Crescer”*, ratificando a consistência da ação das autoridades governamentais.

Dentre as próximas etapas e recomendações ao agente dominante, chama a atenção o item III do artigo 3º da resolução, no qual se estabelece que este deve observar medidas quanto *“a oferta de serviços de flexibilidade e balanceamento de rede, devidamente remunerados, garantindo a segurança do abastecimento nacional durante período de transição ou enquanto não houver outros agentes capazes de ofertarem esses serviços”*. De fato, a garantia de segurança de suprimento ao consu-

midor é o maior valor agregado pelo fornecedor de qualquer forma de energia. Logo, salvaguardar o atendimento do mercado é uma providência fundamental para sua credibilidade sob qualquer modelo. Mas como esta atividade é desenvolvida e qual seu custo?

Trata-se de uma atividade de planejamento e coordenação que envolve diversos atores e funções da cadeia de suprimento deste energético. Uma das propostas do “Gás para Crescer” buscava contemplá-la com a criação de um Gestor Independente do Sistema de Transporte, a exemplo de diversos projetos de lei^{1,2}, inclusive o atualmente em tramitação³, que propuseram a criação do Operador do Sistema Nacional de Transporte de Gás Natural – ONGÁS.

Todas as propostas buscaram equiparar e replicar as funções deste novo ente àquelas exercidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, no caso aplicadas ao gás natural, o que parece óbvio porque ambos, energia elétrica e gás, são sistemas de rede. Contudo há grandes diferenças. O ONS efetivamente tem o poder de garantir o atendimento da demanda elétrica, uma vez que a capacidade de geração disponível é bem maior que o consumo do sistema brasileiro. Assim, o ONS consegue fazer “surgir” os elétrons necessários ao abastecimento, despachando usinas conforme seja necessário e garantindo a sua entrega pela rede de transmissão. Os custos desta garantia de suprimento e entrega são compartilhados por todos os

usuários. Quanto aos aspectos comerciais, existe a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE que, por sua vez, recebe as informações do ONS quanto às entregas e retiradas e as transforma em valores que são liquidados – cobrados e pagos - conforme os compromissos contratuais dos agentes, que são obrigados a registrar seus contratos nesta câmara de compensação única no país.

Já este potencial gestor do gás, diversamente do ONS, carece de instrumentos para garantir o atendimento do sistema. Não pode fazer “surgir” a molécula faltante ou guardá-la, quando em excesso, por não serem de seu controle, ativos de produção, recebimento ou estoque. E nem pode decidir direcionar qualquer molécula para um ponto do sistema, uma vez que também não controla a disponibilidade de capacidade de transporte. Resta a ele somente registrar os agentes responsáveis pelos excessos e faltas, ou seja, ser o bedel ou fiscal dos compromissos contratuais deste mercado. E para completar esta função, à semelhança da CCEE, surge a necessidade de uma câmara de fechamento de obrigações contratuais, tanto para molécula, quanto para capacidade de transporte.

Na Europa, diversas destas funções de coordenação e planejamento do sistema de gás são facilitadas pela *European Network of Transmission System Operators for Gas* (ENTSOG)⁴ ou Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Gás e pela *Gas Infrastructure Europe* (GIE)⁵ ou Infraes-

¹ MATHIAS, M. C. P. P. ; ROTSTEIN, J. . *Projetos de Lei do Gás Natural: Uma Análise Comparativa*. In: Rio Oil and Gas,2006. Rio de Janeiro: IBP, 2006.

² SANTOS, A. B.; SILVA, P. M. *Reflexões sobre a Implantação de Um Operador do Sistema de Transporte de Gás Natural*. In: Rio Oil and Gas,2006. Rio de Janeiro: IBP, 2006.

³ <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2111204>

⁴ <https://www.entsog.eu/>

⁵ <https://www.gie.eu/>

trutura de Gás Europeia. A primeira busca exclusivamente a cooperação entre os transportadores, enquanto a segunda procura prover confiabilidade ao sistema, englobando além das transportadoras, os operadores de terminais de GNL e de estocagem. São associações de empresas, contando com cerca de 70 membros em 25 países, e diversos agentes participam em ambas. Contudo, a garantia de abastecimento ao mercado não é proporcionada por estas entidades *per se*, mas pelo dinamismo e liquidez advindos do grande volume transacionado (1,2 bilhões de metros cúbicos por dia) e a quantidade de agentes atuando (cerca de 600 comercializadores) destacando-se diversos supridores de grande porte, como Rússia, Noruega e países do Norte da África. Quanto à questão comercial, existem várias plataformas eletrônicas ou bolsas privadas como a EEX⁶, EEC⁷ e ICE⁸, que funcionam como câmaras de compensação, nas quais moléculas e capacidade de transporte são negociados em diversas bases temporais.

Mas, enquanto o ONS pauta sua atuação pela busca do menor custo de atendimento, a operação do sistema de gás pode buscar alguma redução do custo logístico, mas muito pouco pode fazer por uma redução de custo global de suprimento. Em verdade, os excessos e faltas de molécula ou capacidade de transporte, potencialmente encarecem o sistema. Tomem-se dois exemplos simples. Primeiro, a hipótese de algum fornecedor falhar na entrega da molécula. A opção, exatamente como no caso do despacho elétrico, será possivelmente

outra molécula mais cara, ou por ser de uma fonte de maior custo, como GNL, ou por estar em algum ponto mais distante, implicando em maior distância percorrida e por consequência, maiores despesas em transporte. O caso oposto, da falha na retirada, pode provocar a necessidade de aumento de estoque ou atraso em uma entrega em algum ponto do sistema. Isto pode implicar em mais tempo para descarregamento de um navio de GNL ou não cumprimento de alguma obrigação contratual, podendo levar a perdas e penalidades, gerando aumento de custos. Não pode ser esquecido que não há no País capacidade de estoque, salvo empacotamento nas linhas de transporte e GNL embarcado, e os grandes supridores em volume são a Bolívia e o próprio atual agente dominante.

E mais uma vez, voltamos ao aspecto do custo básico de suprimento, em suma, molécula. O roteiro europeu afirma que um suprimento vasto e preços competitivos aceleram o processo de liberalização do mercado. Estudos da EPE^{9,10} indicam que apesar do aumento da oferta nos próximos anos, os custos das fontes adicionais de gás, como pré-sal e GNL, são mais elevados que as tradicionais originárias do pós sal e boliviano. Adicionalmente, a pretendida expansão do mercado, se por um lado colabora com a redução de custos unitários, por outro indica a necessidade de novos investimentos em infraestrutura de transporte e distribuição, em um mercado ainda em estabelecimento. Na Europa, há um mercado maduro com grande volume de consumo e uma infraestrutura de porte já amortizada, que

⁶ <https://www.eex.com/en/>

⁷ <https://www.ecc.de/ecc-en/>

⁸ <https://www.theice.com/index>

⁹ Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2027. Brasília: EPE, 2018.

¹⁰ Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Informe: Comparações de Preços de Gás Natural: Brasil e Países Selecionados. Brasília: EPE, 2019.

propicia redução de custos, mesmo com multiplicação de agentes e funções. E mesmo lá, há um constante debate sobre a garantia de abastecimento^{11,12}.

Assim, os requeridos desinvestimentos, redistribuição de funções, multiplicação de agentes da cadeia e demanda de investimentos logísticos, em

um primeiro momento aparentemente não contribuirão para a redução dos custos de transação. Portanto, a garantia de abastecimento, na transição e depois dela, é uma questão crucial, complexa e, ao nosso ver, ainda não devidamente contemplada no processo de estabelecimento do novo mercado de gás natural brasileiro.



Carlos Arentz
Professor Adjunto da UERJ

¹¹ <http://www.gasprocessingnews.com/features/201906/the-insoluble-equation-how-to-balance-europe%E2%80%99s-natural-gas-supply-and-demand.aspx>
¹² <https://www.iea.org/newsroom/news/2019/march/a-long-term-view-of-natural-gas-security-in-the-european-union.html>

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



OPINIÃO

Liberdade para o gás

Por Carlos Langoni*

O Novo Mercado de Gás representa passo importante na modernização regulatória criando as condições para corrigir graves distorções alocativas.

A transição de um mercado controlado por monopólios para um ambiente competitivo introduz viés de redução no custo do gás natural no Brasil, um dos mais elevados do mundo.

O *timing* não poderia ser melhor: a liberalização será implementada ao longo dos próximos dois anos, coincidindo com o início de forte expansão na produção doméstica que deverá duplicar até 2030.

Esse aumento de volume minimiza os custos de ajustamento tanto para a Petrobras - que terá seu *market share* gradualmente reduzido para 50%, como para as distribuidoras - que poderão ajustar seus preços relativos afim de atender o boom esperado no consumo industrial.

Esse é, aliás, caso clássico onde se aplica a Lei de Say: em relação ao gás natural, a oferta cria sua própria demanda.

A multiplicação de grandes consumidores alavanca a demanda, mas o crescimento relativo dos contratos de longo prazo força a consolidação de novo e menor patamar dos preços futuros de equilíbrio.

Essa queda provocada pelas forças de mercado, sem qualquer artificialismo, será mais rápida e intensa, quanto mais efetiva for a implementação do *road map* da liberalização definido na Resolução 16 de 24 de junho desse ano do CNPE e pelo Termo de Ajuste Petrobras / Cade de 8 de julho de 2019. Um exemplo é a desverticalização que exige a venda das participações da Petrobras nas distribuidoras e transportadoras, eliminando conflitos de interesse.

O aumento de competição tanto na oferta - multi-

plicação de novos atores - como na demanda - com a figura do Consumidor Livre, introduz viés de baixa nos preços sem artificialismos ou heterodoxias.

O processo é gradual, porque contratos serão respeitados. Por outro lado, elementos chaves, como o *gás release*, descongestionamento do transporte e desverticalização, têm que ser implementados de forma ordenada, obedecendo as regras dos órgãos de controle.

Há, ainda, a necessidade de ajustes tributários e a multiplicação do upgrade regulatório a nível dos estados, respeitando o monopólio constitucional, mas abrindo espaço para maior competição e redução de custos.

A mudança regulatória no Rio de Janeiro serve de referência para outros estados como o Espírito Santo, estabelecendo-se saudável competição para atrair investimentos.

As expectativas, entretanto, mudarão rapidamente: a perspectiva real de queda no custo do gás natural nos próximos anos, pela combinação de desregu-

lamentação com forte expansão da oferta, deverá alavancar volume expressivo de novos investimentos nos setores intensivos em energia.

Essa pequena revolução regulatória gera ganhos genuínos de competitividade beneficiando todo o setor produtivo. É medida horizontal, contrastando com as políticas populistas que utilizavam bancos públicos e incentivos fiscais para atender, seletiva e discricionariamente, alguns poucos setores e empresas.

A queda no custo da energia, a exemplo do que ocorreu nos Estados Unidos, torna viável o processo de reindustrialização, justamente quando se inicia a abertura negociada da economia brasileira.

Seu impacto sobre o PIB potencial é significativo ao elevar a taxa de investimento e estimular ganhos de produtividade.

Enfim, é importante dimensão do choque liberal, cujo foco principal é a reforma do Estado, criando condições objetivas para a saída da armadilha da estagnação e reencontro com nova trajetória de crescimento sustentado.



Carlos Langoni
Diretor do Centro de Economia Mundial da FGV

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



OPINIÃO

Gás Natural: combustível do futuro ou do presente?

Por Celso Silva*

O uso do gás natural em veículos no Brasil já existe há quase 30 anos. Podemos admitir que, no início, barreiras tecnológicas impediam o seu uso em caminhões (no transporte de cargas), ônibus para passageiros, máquinas pesadas na mineração e na agricultura, em locomotivas e na navegação. Isso, no entanto, é assunto do passado na Europa, América do Norte (incluindo México), na Ásia, seja na China, na Rússia ou Japão, e na Austrália.

Em 1992, na Rio ECO 92, alguns protótipos de ônibus circularam por aqui e foi regulamentado o uso de gás natural para veículos pesados visando a substituição do diesel, mas o Brasil e o mundo têm realidades distintas. Atualmente, navios de cruzeiro, de transporte de containers, pequenas embarcações como rebocadores, barcos de apoio, *ferry boats*, locomotivas e caminhões que buscaram alternativas

como o biodiesel e o diesel de baixo teor de enxofre, optaram pelo gás natural no resto do mundo. E aqui no Brasil, o que fizemos a respeito?

Até mesmo nos Estados Unidos, onde se tem mais de 15 milhões de caminhões registrados com um consumo anual de 150 bilhões de litros de diesel, o movimento de conversão e adaptações para gás natural culminou com o resultado de quase 100.000 caminhões rodando a gás natural nos últimos anos.

Na China, em 1996, existiam 4.000 veículos a gás natural (comparativamente, haviam 16.000 no Brasil na mesma época), e hoje são mais de cinco milhões, enquanto o Brasil está estacionado com 1,7 milhão há quase dez anos. Além disso, hoje existem 300.000 caminhões pesados a GNL e o governo chinês espera ter mais de 500.000 em 2020.

Atualmente, mais de 23 milhões de veículos a gás natural operam no mundo. Na Europa, por exemplo, foram criados os chamados “corredores azuis” (*blue corridors*), onde caminhões transitam de Portugal à Escandinávia, passando pela Alemanha, movidos e abastecidos por gás natural e GNL.

As razões desse sucesso podem ser enumeradas na seguinte ordem de relevância: 1) o preço do gás natural em comparação com o preço do diesel; 2) a distribuição do gás que pode ser feita utilizando a rede existente de gasodutos; 3) a comprovada redução de emissões de gases do efeito estufa; 4) a segurança no abastecimento; e 5) a oferta abundante de gás natural no mundo, seja por meio de gasodutos ou de gás natural liquefeito (GNL).

Considerando que o Brasil continuará a ser um importador de diesel para abastecer a frota de caminhões, ônibus urbanos, locomotivas, embarcações e para geração de energia elétrica, pelo menos pelos próximos cinco a dez anos, até que outras refinarias venham a existir, o gás natural passa a ser uma opção imediata, abundante, de produção doméstica e a um custo muito menor para os usuários, permitindo assim a redução do frete e das tarifas de transporte.

Hoje o Brasil importa diariamente o correspondente a 40 milhões de metros cúbicos de diesel, o que corresponde a todo o gás comercializado pelas distribuidoras de gás, porém a um preço FOB quase duas vezes maior. O preço médio das importações de diesel em 2018 foi de US\$ 0,540/litro ou US\$ 14,90/MMBtu, enquanto o valor médio de importação de GNL foi de US\$ 8,50/MMBtu. Considerando as perspectivas de produção e de preço do gás doméstico, seja do pré-sal, pós sal ou terrestre,

da ociosidade de alguns gasodutos e da logística disponível considerando a capacidade existente de importação dos terminais de GNL, essa mudança representaria um menor custo para a sociedade.

Não há dúvidas quanto à necessidade de otimização da infraestrutura de gás natural existente no Brasil. Até pouco tempo atrás, a construção de gasodutos e terminais de importação de GNL dependia da existência de uma geração de energia atrelada, mas a realidade agora é outra.

Para que haja essa mudança, é necessária a criação de política, como as que têm sido veiculadas no programa governamental “Novo Mercado de Gás”. O programa pretende promover incentivos à substituição e conversão de frotas inteiras, hoje unicamente movidas a diesel, por unidades bicompostíveis ou apenas movidas a gás natural, além de incentivo à fabricação de kits de conversão, reservatórios de gás natural comprimido ou GNL.

A distribuição de GNL a granel irá propiciar à indústria naval brasileira a possibilidade de construção de novos navios para fazer a distribuição por meio de cabotagem, das regiões produtoras aos centros consumidores, como hoje é feito com diesel.

No âmbito estadual, algumas iniciativas podem ser mencionadas, como a extensão da redução do IPVA e pedágios a todos os veículos pesados movidos a gás natural e a concessão de incentivos para que sejam criados novos terminais de GNL, gasodutos de transporte e corredores logísticos interestaduais. As regiões Norte e Nordeste, com a logística de distribuição de diesel na Amazônia, e a região de produção agrícola do Centro-Oeste são hoje os

maiores desafios logísticos. O diesel que abastece a frota de máquinas agrícolas e caminhões pesados de mineração podem percorrer até 3.000 km até chegar ao ponto de consumo.

O gás natural e o GNL não são mais assunto do futuro. São, mais do que nunca, as alternativas reais e imediatas ao desafio da garantia de suprimento energético da nação. Portanto, mãos à obra.



Celso Silva
Vice Presidente Executivo da Golar Power



OPINIÃO

Novo mercado de gás: questões críticas

por Daniel Szyfman e
Mariele Milhorce*

O Governo Federal movimenta-se, em diversas frentes, para implementar uma série de medidas no setor de gás natural do Brasil. Com o objetivo de promover a redução do preço do gás natural, o que segundo o Ministro Paulo Guedes, seria um “choque de energia barata”, o Novo Mercado do Gás é um programa com medidas substantivas e em múltiplas frentes, com diferentes graus de dificuldades (políticas, jurídicas e de outras sortes) e necessidade de implementação por etapas.

Antes, contudo, de tratar do programa, cabe contextualizar o Brasil no setor de gás natural mundial.

Há anos discute-se o impacto ambiental decorrente da produção energética, um dos elementos relevantes do Acordo de Paris¹. Ainda que fontes energéticas como o carvão e a nuclear tenham despertado mudanças e restrições mundo afora², certamente o petróleo (e seus derivados) é a fonte de energia não renovável que mais gera controvérsias e, conseqüentemente, a promoção de ações que visam reduzir os seus impactos no planeta.

Neste contexto, o gás natural é considerado o principal elemento para a transição energética³. Ainda que não seja uma fonte de energia renovável – como

¹ No âmbito do Acordo de Paris, o Brasil se comprometeu ambiciosamente com a redução de 37% da emissão de carbono até 2025 e de 43% até 2030. <http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>

² As restrições ao uso de carvão mineral como fonte energética e energia de matriz nuclear, em âmbito interno, decorrem notadamente de acordos internacionais que visam a redução da emissão de CO₂.

³ Neste sentido, a Engie entende que “gas is the ultimate transition energy”. <https://www.engie.com/en/businesses/gas/natural-gas-energy-transition/>

a hidráulica, eólica, solar e biomassa - o gás natural é um combustível fóssil fundamental na composição do *mix de energias renováveis*, tendo em vista o seu alto potencial energético, baixa emissão de carbono, além da sua capacidade de servir como *back up* em caso de aumento significativo de demanda energética ou baixas nas fontes renováveis.

O Brasil, *player* de relevância no mercado mundial de energia, movimenta-se para integrar-se a este processo⁴.

Desde a abertura do setor de petróleo e gás nos anos 90, a inserção dos agentes de mercado na indústria focou-se mais no *upstream* e em alguns setores do mercado *downstream* – no gás natural, os ativos e investimentos concentraram-se mais na Petrobras. Daí a relevância e impacto das movimentações da Petrobras no âmbito do Novo Mercado de Gás⁵.

Na esteira do difícil momento vivido pela gigante brasileira com os impactos da sua *perfect storm* (operação Lava-Jato, estagnação econômica brasileira, perdas com precificação de derivados e queda dos preços das *commodities*), surge o seu *Plano de Resiliência*⁶ e a decisão estratégica de retornar o foco no seu *core business*: a explora-

ção e produção em águas profundas e ultraprofundas⁷. Neste contexto, a estatal firmou com o Cade um Termo de Compromisso de Cessaçao (TCC), assumindo a obrigação de alienar sua participação nas transportadoras de gás natural⁸ e nos ativos de distribuição e refino.

A viabilização e a expansão da produção *offshore*, contudo, dependerá da capacidade de criação e gestão de infraestrutura, bem como, do desenvolvimento de um mercado líquido de gás natural. Tais fatores são essenciais na monetização do gás natural por parte dos produtores e capazes de assegurar que não haja interrupção da produção de petróleo, dado que os principais campos do pré-sal são de gás associado.

De acordo com levantamento da consultoria Wood Mackenzie⁹, a capacidade dos gasodutos de escoamento rotas 1, 2 e 3 deve esgotar-se a partir de 2024 e 2025. Considerando-se o prazo médio de 5 anos desde a aprovação de investimento até o início de operação de gasodutos de escoamento, a expansão deveria iniciar-se já no ano que vem a fim de evitar eventuais gargalos – que poderiam se transformar em barreiras intransponíveis à entrada de novos agentes - já nos próximos anos.

⁴ De acordo com José Firmo, presidente do IBP, o “gás é, sem dúvida, a alternativa que o Brasil tem para se destacar no processo global de transição energética”.

⁶ <http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2019-02/anp-mercado-aberto-tornara-industria-do-petroleo-mais-competitiva>

⁵ O Plano de Resiliência prevê ações além daquelas previstas no Plano de Negócio e Gestão, que têm como objetivo a geração de valor por meio de (i) ampliação do programa de desinvestimentos, incluindo ativos midstream e downstream); (ii) diminuição de gastos operacionais (estimado em US\$ 8,1 bilhões (6,6%) relativamente ao valor total de US\$ 122, 6 bilhões orçado no PNG para o período 2019-2023), com cortes de gastos com pessoal e despesas discricionárias tais como publicidade, patrocínio etc, e otimização de uso de prédios administrativos; e (iii) liberação do excesso de capital que está em disponibilidade de caixa.

⁷ De acordo com Roberto Castello Branco, presidente da estatal, “[o] importante é ser forte, e não gigante. O foco é onde a Petrobras é dona natural do ativo, como os grandes campos de petróleo em águas profundas e ultraprofundas. Vamos acelerar a produção de petróleo, e as parcerias serão sempre bem-vindas. Ser simples é o máximo da sofisticação”.

⁸ Nova Transportadora do Sudeste (NTS, com participação da Petrobras de 10%), Transportadora Associada de Gás (TAG, com participação da Petrobras de 10%) e Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG, com participação da Petrobras de 51%).

⁹ Valor Econômico, 15.07.2019.

PILARES DO PROGRAMA NOVO MERCADO DE GÁS

A seguir, resumimos os elementos que consideramos como pilares do Novo Mercado do Gás, tendo como base legal atual a Resolução CNPE 16/2019.

- (A) Abertura de capacidade nos dutos de transporte por meio da liberação de capacidade ociosa (*capacity surrender*);
- (B) Venda de ativos de transporte e distribuição para a iniciativa privada, combinada com restrições na compra de gás natural produzido nacionalmente e/ou venda em leilão (*gas release*);
- (C) Criação de regime de regras para o acesso negociado e não discriminatório (TPA) a dutos de escoamento, UPGNs e terminais de GNL;
- (D) Regras de desverticalização (*umbundling*) para maior independência dos agentes, com foco nos transportadores e na relação comercializador-distribuidor;
- (E) Atuação da Petrobras como agente de transição, executando atividades que permitam o funcionamento do sistema durante o processo de transferência e/ou abertura de ativos para a iniciativa privada;
- (F) Incentivos para os Estados tomarem medidas visando o fortalecimento institucional (criação/melhorias de agências reguladoras e respectivo marco legal) e a facilitação de acesso aos dutos de distribuição em modalidades fora do regime de distribuição (consumidor livre, autoimportador e autoprodutor);

- (G) Criação de meios para integração dos sistemas e liquidez nas transações (códigos de rede, áreas de mercado);
- (H) Integração com o setor elétrico, de modo que a geração térmica seja uma das principais formas de criação de riqueza a partir do gás natural; e
- (I) Regras de transparência na formação de preço, com o objetivo de evitar diferenças acentuadas em diferentes regiões do país¹⁰.

Desafios Críticos para o Sucesso do Novo Mercado do Gás

Mudanças em marcos regulatórios relevantes no Brasil são, por experiência empírica, processos com alto grau de complexidade. A combinação de certos elementos-chave é fundamental para que medidas desenhadas nos gabinetes da Administração Pública tomem corpo e sejam traduzidas em investimentos e desenvolvimento. No caso do gás natural, esta premissa tem ainda mais força.

Em primeiro lugar, pela sua característica: seu estado natural (gasoso) requer um sistema combinado de infraestrutura para sua monetização; da boca do poço até o seu consumo¹¹, são diversas etapas em território nacional – tais como escoamento, tratamento, armazenamento e transporte (e/ou movimentação) – até o seu uso final. Logo, um programa que contempla medidas tão profundas certamente envolverá diversos segmentos e agentes.

Ademais, a Constituição Federal de 1988 segregou a competência entre os entes da Federação:

¹⁰ Neste sentido, foi publicada a Resolução ANP 794/2019, que dispõe sobre a publicidade de informações relativas à comercialização de gás natural. A ANP realizará a adequação dos contratos de toda a cadeia de gás natural, desde os volumes comercializados na “boca do poço” até os contratos com as distribuidoras locais. Ademais, a ANP dará publicidade integral aos contratos de compra e venda de gás natural firmados com as distribuidoras locais de gás canalizado para atendimento aos seus mercados.

¹¹ A infraestrutura de escoamento é dispensada quando há a liquefação logo após sua produção. Não há capacidade de liquefação hoje no Brasil (exceto a que ocorre âmbito do Projeto Gemini), e a maior parte da produção é offshore.

a distribuição de gás canalizado ficou a cargo dos Estados, e todas as demais atividades permaneceram sob a jurisdição da União. Esta divisão traz, ao menos, dois desafios relevantes: negociações políticas (interesses dos Estados, representados no Congresso Nacional) e a dificuldade, em certas ocasiões, em se estabelecer o limite de competência de cada ente.

Especificamente, podemos ainda citar os seguintes desafios críticos:

(A) Aprovação do marco regulatório. Independentemente do grau de inovação na esfera legal, a aprovação do novo marco legal (leis federais e estaduais, normas de agência reguladoras¹², medidas no âmbito dos Estados) é fundamental para que os agentes de mercado tomem suas decisões de investimento. Ainda que planos e diretrizes sejam divulgadas, a aprovação de projetos de longo prazo em grandes instituições, bem assim, o levantamento de recursos no mercado de capitais, alçam o quadro legislativo a um patamar de elevadíssima importância – quer seja na sua acuidade e celeridade, quer seja na não-violação de normas hierarquicamente superiores (e.g. constitucionalidade) e direitos atuais

de agentes da indústria. Será preciso, adicionalmente, cuidar para que o sistema legal adeque-se à nova realidade regulatória – saindo de agente incumbente para descentralização de agentes –, com regras de transição balanceando a abertura com o funcionamento regular do sistema. Por fim, inserem-se neste contexto as medidas de ajuste fiscal, adequando o regime atual (postal e ponto a ponto) para o sistema de entradas e saídas¹³, e as normas em âmbito estadual;

(B) Transferência e Abertura de Ativos. A celebração do TCC entre Cade e Petrobras estabeleceu obrigação legal de venda de ativos de transporte, distribuição e refino¹⁴. A Petrobras vem alienando ativos há alguns anos, e enfrentou diversos desafios neste caminho – em especial no que diz respeito às decisões desfavoráveis por parte do TCU, até a aprovação da atual Sistemática para Desinvestimentos de Ativos e Empresas do Sistema Petrobras¹⁵, às medidas acautelatórias e demais decisões judiciais contra os processos de venda, cujo ápice se deu na recente decisão do STF, que, por apertada maioria, suspendeu liminar que impedia a conclusão da venda de 90% das ações

¹² O Ajuste SINIEF 03/2018 contribui para a implementação do modelo de entradas e saídas, em um primeiro momento, mas ainda há muito a ser feito em âmbito fiscal para que o modelo seja completamente implementado.

¹³ O TCC prevê que os desinvestimentos dos ativos na área de gás natural deverão ser concluídos (*closing*) até dezembro de 2021; o TCC também prevê o desinvestimento nas refinarias detidas pela estatal.

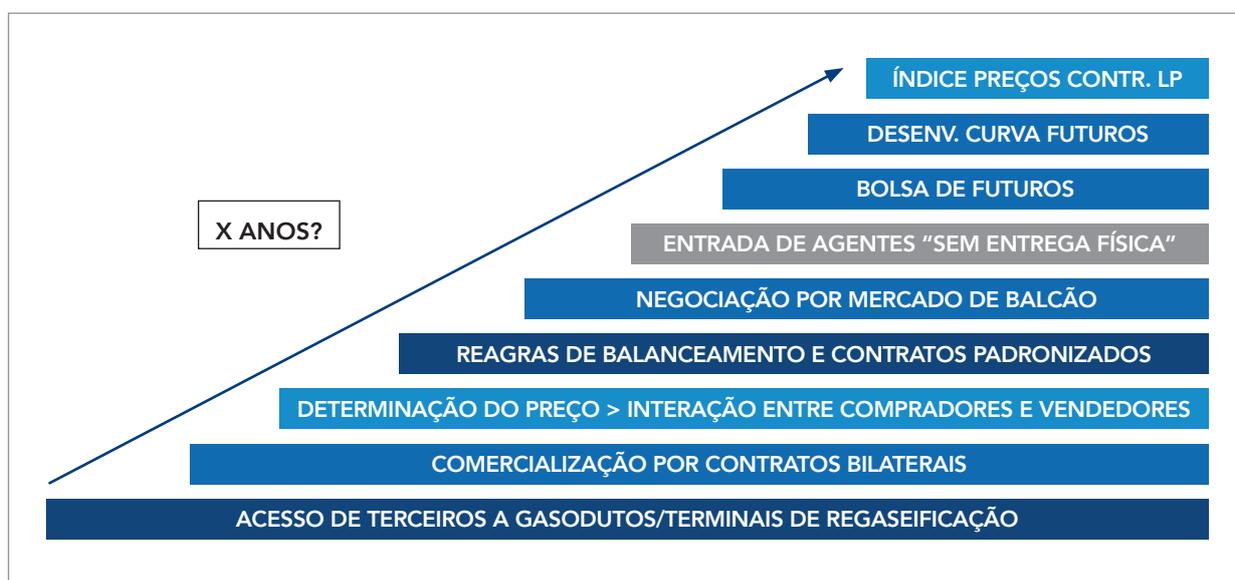
¹⁴ A Petrobras enfrentou uma série de decisões desfavoráveis do TCU relativas aos seus desinvestimentos. Com a aprovação da Sistemática para Desinvestimentos de Ativos e Empresas do Sistema Petrobras o TCU passou a acompanhar ainda mais de perto os projetos de desinvestimento, o que, de certa forma, trouxe mais segurança jurídica à Petrobras e potenciais compradores na venda de ativos e participações.

¹⁵ O artigo 3º da resolução determinou que a Petrobras observe as seguintes medidas: I - a alienação total das ações que detém, direta ou indiretamente, nas empresas de transporte e distribuição; II - a definição das suas demandas nos pontos de entrada e de saída do sistema de transporte, possibilitando a oferta de serviços de transporte adicionais na capacidade remanescente; III - a oferta de serviços de flexibilidade e balanceamento de rede, devidamente remunerados, garantindo a segurança do abastecimento nacional durante período de transição ou enquanto não houver outros agentes capazes de ofertarem esses serviços; IV - a cooperação no processo de transição para o regime de entrada e saída no sistema de transporte; V - a disponibilização de informações ao mercado sobre as condições gerais de acesso a terceiros a suas instalações de escoamento, processamento e terminais de GNL; e VI - a promoção de programa de venda de gás natural por meio de leilões e a remoção de barreiras para que os próprios agentes produtores comercializem o gás que produzem.

da TAG – Transportadora Associada de Gás a consórcio privado. Quanto ao TPA (*Third Party Access*, em inglês, ou Acesso de Terceiros, em português), ainda há pouca clareza na forma em que o Novo Mercado de Gás irá atuar, mas a experiência em outros países indica que é um processo gradual e que cuja implementação requer significativas alterações legislativas e

regulatórias, que, de fato, obriguem (em maior ou menor grau) o proprietário da infraestrutura a abrir capacidade de utilização no seu ativo. O TPA é considerado o primeiro passo na formação de um mercado líquido de gás natural, que é o que o Brasil objetiva desenvolver ao longo dos próximos anos, passando pelas etapas, conforme mostra a Figura 1.

Figura 1: "Hubs development 'path to maturity'"



Fonte: Adaptado de H.Rogers (OIES)

(C) Funcionamento do Sistema sem Petrobras no seu Papel Operativo. Sem juízo de mérito a respeito das vantagens e desvantagens decorrentes da concentração dos ativos de gás natural nas mãos da Petrobras, fato é que o funcionamento do sistema se dá atualmente muito mais pela atuação da estatal em diversas capacidades e frentes, do que por uma regulação setorial que

funcionaria mesmo que não fosse este o cenário. Não à toa que a Resolução CNPE 16/2019 dedicou sessão exclusiva para tratar das atividades a serem desempenhadas pela Petrobras¹⁶ no contexto da transição para o modelo competitivo abrigando múltiplos agentes. A implementação de tais providências, em especial naquilo que couber à seara negocial entre Petrobras e

¹⁶ O artigo 3º da resolução determinou que a Petrobras observe as seguintes medidas: I - a alienação total das ações que detém, direta ou indiretamente, nas empresas de transporte e distribuição; II - a definição das suas demandas nos pontos de entrada e de saída do sistema de transporte, possibilitando a oferta de serviços de transporte adicionais na capacidade remanescente; III - a oferta de serviços de flexibilidade e balanceamento de rede, devidamente remunerados, garantindo a segurança do abastecimento nacional durante período de transição ou enquanto não houver outros agentes capazes de ofertarem esses serviços; IV - a cooperação no processo de transição para o regime de entrada e saída no sistema de transporte; V - a disponibilização de informações ao mercado sobre as condições gerais de acesso a terceiros a suas instalações de escoamento, processamento e terminais de GNL; e VI - a promoção de programa de venda de gás natural por meio de leilões e a remoção de barreiras para que os próprios agentes produtores comercializem o gás que produzem.

mercado (i.e. fora da esfera regulatória), será fundamental na definição de como se dará a transição – e em que tempo será concluída.

(D) Estabilidade Político-Regulatória. Ainda que as informações de lançamento do Novo Mercado de Gás não sejam claras no sentido de metas de duração de cada etapa da transição, tem-se o exemplo da abertura e desenvolvimento do mercado de gás natural europeu, que se deu de maneira lenta e gradual, e se tornou efetivo somente após a implementação de uma série de diretivas e regulamentos¹⁷. Neste sentido, é inevitável notar-se que os ciclos eleitorais Federais/ Estaduais impõem o desafio de que o programa seja mantido independentemente das mudanças no cenário político a cada quadriênio – isso para não mencionar eventuais mudanças intra-ciclo. Em um setor onde projetos têm prazos de maturidade superior a 10 anos e contratos de longo prazo, que são alicerces de decisões de investimento e financiamento, o fator político tende a desempenhar papel fundamental no sucesso das iniciativas do Novo Mercado do Gás.

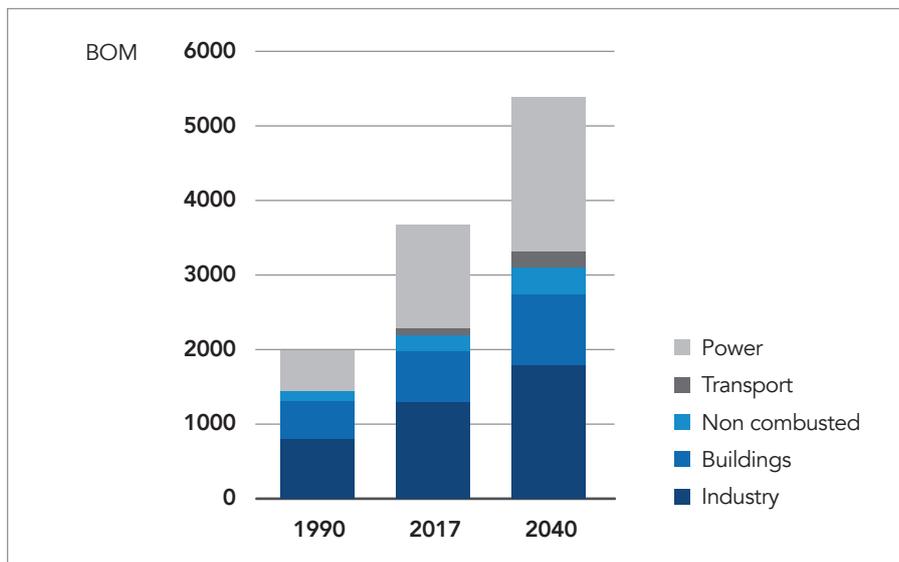
(E) Desenvolvimento da Demanda. Salvo pela quantidade que possa ser reinjetada ou liquefeita¹⁸, todo o gás natural produzido será consumido em território nacional – ou seja, de nada adiantará o redesenho da infraestrutura de midstream se não houver percepção de demanda segura por parte dos agentes de mercado. Em nosso país tropical, onde não há demanda significativa para aquecimento (em sistemas de calefação, tal como no hemisfério norte), a multiplicidade de usos para o gás natural é particularmente estratégica e carece de ações (de iniciativa pública ou privada) que visem o incremento de tais demandas alternativas. Além do uso tradicional no setor de geração elétrica, o gás natural tem larga utilização nos seguintes setores: (i) industrial, tanto como combustível em compressores e sistemas de aquecimento e refrigeração, quanto como matéria prima na fabricação de químicos, fertilizantes entre outros; (ii) comercial, no aquecimento e refrigeração de edifícios, bem como em equipamentos de cozinha e iluminação (outdoors); e (iii) transporte, enquanto combustível veicular (GNV) e de navios (LNG)¹⁹.

¹⁷ As primeiras diretivas e regulamentos que objetivam, de maneira ainda embrionária, a abertura o mercado europeu foram publicadas em 1998 e 2003, e somente em 2003 com a publicação no Terceiro Pacote (Diretivas 2009/72/CE e 2009/73/CE, juntamente com os Regulamentos 713, 714 e 715) foi que a reforma na indústria do gás natural tornou-se efetiva. Nota ANP - Desverticalização Na Indústria Do Gás Natural, junho de 2018.

¹⁸ Atualmente o Brasil não possui capacidade para liquefação de gás natural, exceto a liquefação de gás natural no âmbito do Projeto Gemini (GásLocal). A queima do gás natural, por sua vez, deve ser realizada observando-se normas técnicas da ANP e Ibama, que buscam o controle da emissão de gases agravadores do efeito estufa.

¹⁹ https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=natural_gas_use
<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/demand-by-fuel/natural-gas.html>

Figura 2: Consumo de gás por setor



Fonte: BP Energy Outlook 2019

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Novo Mercado de Gás é, seguramente, um plano que tem por objetivo reconfigurar a indústria do gás, alterando seus alicerces e buscando uma reorganização completa do setor, com impactos em todas as esferas – agentes públicos e privados, diferentes níveis da Federação, mudança no papel e função do Estado, foco em atração de investimento estrangeiro e aumento do peso do gás na matriz energética.

Não bastasse isso, é preciso ter em mente que estamos falando de um setor em funcionamento, com inúmeras instalações e contratos de longo prazo, de modo que parte do desafio de implementação das mudanças reside justamente na alteração de direitos estabelecidos²⁰ - e o risco de judicialização da reforma deve estar no radar dos agentes públicos, estando aí o setor elétrico para demonstrar como tal movimento impacta o andamento de um setor. Em outras palavras, iremos substituir todos os compo-

nentes da locomotiva durante a viagem, com passageiros e cargas a bordo!

Dito isso, parece-nos que os responsáveis pela elaboração do plano têm isto em conta, bem como entenderam que há outros desafios essenciais para a transição para este novo modelo – incluindo-se o importante papel que a Petrobras irá desempenhar, permitindo que o sistema que hoje funciona na premissa de sua atuação em “várias pontas” possa operar com múltiplos agentes.

Por fim, não podemos deixar de citar o papel dos Estados no sucesso do Novo Mercado de Gás. Ainda que o Governo Federal tenha competência para implementar diversas medidas, o desenvolvimento do mercado de distribuição (plano institucional e incremento da demanda) e as soluções tributárias relativas ao ICMS são pedras fundamentais para ao sucesso do programa.

²⁰ A título de exemplo, a Lei do Gás estabelece que as UPGNs, os terminais de GNL e gasodutos de escoamento não são obrigados a permitir o acesso de terceiros (art. 45).



Daniel Szyfman
Sócio no Machado Meyer Advogados



Mariele Milhorance
Associada no Machado Meyer Advogados



OPINIÃO

Finalmente um mercado de gás natural no Brasil

por Décio Oddone*

Desde que a Petrobras foi criada, em 1953, a prioridade sempre foi a busca por petróleo. Primeiro em bacias terrestres, depois em águas rasas e profundas do Nordeste e da Bacia de Campos. A autossuficiência na produção de petróleo era apontada como prioridade para o país. O gás era relegado a um segundo plano. Agora a prioridade é o petróleo do pré-sal. A produção cresceu. A autossuficiência foi alcançada. O Brasil caminha para ser um dos cinco maiores produtores e um exportador relevante de petróleo, muito relevante. Mas, embora o pré-sal contenha elevados volumes de gás natural, o país continua importando o insumo. Justamente quando o papel do gás natural vem mudando no mundo.

Desde o final dos anos noventa, quando o gasoduto Bolívia-Brasil começou a operar, o gás começou a ganhar relevância na matriz energética brasileira. Agora que a transição para uma econo-

mia de mais baixo carbono ganha velocidade a cada dia, a importância do gás aumenta. Deixou de ser um estorvo ou um coadjuvante. Se tornou um combustível protagonista, que chegou para ficar. No entanto, por mais que a sociedade já tenha escolhido o caminho da transição energética, o protagonismo do gás não vai se realizar sem ações de política energética e de regulação.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) não ficou parada diante das transformações que o século XXI está impondo ao setor. Embora a Constituição Federal e o arcabouço legal do país indiquem que vivemos em um regime capitalista, em que não devem prevalecer monopólios, mas a livre competição, vinte anos depois do fim do monopólio estatal do petróleo ainda temos um setor de gás concentrado. Em função disso, em outubro de 2018, a ANP enviou ao Conselho Admi-

nistrativo de Defesa Econômica (Cade) uma Nota Técnica relatando a situação e sugerindo uma série de medidas para incentivar a concorrência no setor. O Cade apensou esse documento a um processo que já estava em andamento. Ao mesmo tempo, a ANP abriu uma série de Tomadas Públicas de Contribuição (TPCs), retomando a discussão sobre a regulação aplicável ao segmento de gás natural. Em complemento, o governo publicou, em dezembro de 2018, um decreto sobre o tema. Este ano, em junho, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou a Resolução N° 16/2019, que estabelece diretrizes para o aperfeiçoamento das políticas energéticas vigentes, estimulando a promoção da livre concorrência e a modernização do mercado brasileiro de gás.

A Resolução n° 16 não foi uma medida isolada. Antes, em abril, o CNPE tinha aprovado a Resolução N° 4/2019 que instituiu o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil. Esse conjunto de ações no âmbito da política energética e da regulação enfrenta, de forma estruturada, pela primeira vez desde que o monopólio foi extinto no Brasil, a realidade do mercado de gás, em que a Petrobras responde por 77% da produção, por 100% das importações e por 100% das estruturas essenciais. A empresa tem sob contrato toda a capacidade da malha de transporte e participação acionária em todos os gasodutos. Responde por 100% da oferta da malha integrada, é sócia de 20 das 27 distribuidoras estaduais de gás e, finalmente, consome 40% da oferta total de gás. Existe assim, sem o objetivo de fazer qualquer crítica à companhia, quase um monopólio de fato.

A Petrobras investiu ao longo de décadas para desenvolver ativos na área de gás: gasodutos, plantas de tratamento, terminais de importação. No entanto,

as condições de contorno mudaram com o fim do monopólio, mas pouco foi feito para alterar essa situação. Como resultado, o mercado de gás não evoluiu da forma esperada. O país necessitava, e necessita ainda mais agora, de um mercado aberto e competitivo, em que muitas empresas invistam e compitam. A condição atual, em que a Petrobras enfrenta restrições orçamentárias, comprova que os investimentos necessários para desenvolver o mercado de gás natural no Brasil não cabem no balanço de uma só empresa, por maior e mais emblemática que ela seja.

O país tem o pré-sal e muitas outras bacias sedimentares terrestres e marítimas com potencial exploratório, mas tem apenas 5% das suas áreas sob contrato. O Brasil deveria produzir mais do que produz hoje (66% do consumo). Não deveria precisar importar tanto gás, boliviano ou sob a forma de gás natural liquefeito (GNL). Não é eficiente reinjetar um terço da sua produção, como é feito atualmente. Por essa razão, a ANP iniciou estudos com o objetivo de estimular a produção e restringir a injeção de gás em futuros projetos de produção *offshore* que vier a aprovar.

O Brasil tem apenas 9,4 mil km de gasodutos de transporte. A participação do gás na matriz energética é baixa, apenas 13%. A Argentina, para não ir longe, por exemplo, tem 28,9 mil km de gasodutos de transporte. No país vizinho a participação do gás chega a 52% na matriz energética. O preço do gás para um consumidor industrial no Brasil está nos níveis dos mais caros da Europa. O modelo atual não serve mais para o país. Tampouco para a Petrobras, que precisa exercer a sua liberdade de gestão de portfólio.

As recentes resoluções do CNPE representam um marco na construção do novo setor de gás natural: aberto, dinâmico e competitivo. Um ambiente em

que diversos agentes terão acesso ao escoamento, ao processamento e aos terminais de GNL, em que a tarifa de transporte de gás será por entrada e saída, em que a competição será estimulada e o mercado, liberado.

Esses são os objetivos do programa Novo Mercado de Gás, que conta com a participação do Ministério de Minas e Energia, do Ministério da Economia, da ANP, da Empresa de Planejamento Energético (EPE) e do Cade. O programa promove a concorrência, fundamental para que o setor funcione de acordo com as leis de mercado. Busca a harmonização das regulações estaduais e federal. O Brasil tem 27 estados. É preciso que a regulação e os tributos sejam harmonizados. Também estimula a integração da regulação do segmento de gás com a do setor elétrico.

As iniciativas mencionadas culminaram na celebração de um TCC (Termo de Compromisso de Cessação de Conduta) entre o Cade e a Petrobras. Por meio desse acordo, a Petrobras se compromete a uma série de medidas que ajudarão na abertura do setor. Deve vender as participações remanescentes nas transportadoras de gás natural: Nova Transportadora Sudeste (NTS) - 10%; Transportadora Associada de Gás (TAG) - 10%; e Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) - 51%. Também precisa alienar a sua participação acionária indireta nas companhias distribuidoras, seja por meio das ações na Gaspetro, seja via a participação dessa empresa nas companhias distribuidoras. Os desinvestimentos devem ser concluídos até o final de 2021, prazo que pode ser estendido por um ano. O TCC ainda contém outras medidas que têm caráter confidencial.

Ao final desse processo, teremos finalmente um mercado desverticalizado, competitivo e com multi-

plicidade de agentes. O gás do pré-sal, de Sergipe-Alagoas e de outras bacias poderá ser mais bem aproveitado. Os recursos não convencionais poderão ser finalmente explorados. Também haverá mais investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição de gás natural. A participação do gás na geração termelétrica crescerá, substituindo o óleo combustível e o diesel, reduzindo o custo e tornando a geração mais limpa. Os preços vão se tornar mais competitivos. Com isso, pode ser reduzido o custo da energia tanto para o cidadão comum quanto para os grandes consumidores, deixando o setor industrial mais competitivo, em melhor condição de gerar empregos e riqueza. A eficiência do setor industrial, especialmente de indústrias como celulose, fertilizantes, petroquímica, siderúrgica, vidro, cerâmica, aumentará.

O momento que vivemos na indústria de petróleo e gás no Brasil é único. Vinte anos após o fim do monopólio, finalmente a livre concorrência estabelecida no artigo 170 da Constituição e no artigo 61 da Lei 9.478 estará efetivamente em vigor. Por fim, a abertura iniciada em 1998 será concluída. Em algum tempo, quando os benefícios para a economia e para os consumidores ficarem visíveis, devemos lembrar que avanços são o resultado de um diagnóstico correto e de uma execução adequada, realizada com a coragem necessária para enfrentar as dificuldades, interesses e resistências existentes. Justamente a receita adotada no período recente. Em um país com milhões de pobres e muitas carências, onde impera uma longa tradição de intervencionismo e de participação estatal na economia, essa lição deve ser definitivamente aprendida.

*Escreve em caráter pessoal



Décio Oddone
Diretor-Geral da Agência Nacional do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis – ANP



OPINIÃO

Vaca Muerta, Bolívia e Pré-sal: como organizar todo esse gás?

por *Fernanda Delgado e Daniel Lamassa**

O gás natural tem aumentado sua importância na matriz energética mundial, por ser um vetor energético de menor emissão de gases de efeito estufa, mas sendo ainda assim, fóssil. Trata-se de um combustível tido como de transição para uma matriz menos intensiva em carbono, e o Brasil pode aproveitar suas reservas do pré-sal tanto do ponto de vista econômico como do ponto de vista ambiental.

Ademais, a abertura do mercado de gás brasileiro enseja a discussão sobre os potenciais gasíferos disponíveis, seja produção nacional ou gás importado. A ideia de que pode haver uma grande quantidade de gás disponível e barato para o país soa interessante do ponto de vista prático, mas intrigante do ponto de vista econômico.

Quanto mais as discussões são postas, reduzem-se assimetrias de informação, o que leva à possibilidade de redução de custos de transação. O programa Novo Mercado de Gás visa promover a competitividade, inte-

grar a indústria com o setor elétrico e demais setores industriais, harmonizar as legislações federais e estaduais e remover barreiras tarifárias. O desafio é introduzir políticas que aumentem a eficiência para que maiores volumes de gás cheguem ao mercado. No Brasil, o aumento do volume ofertado está relacionado com fomentar o apetite ao risco reduzindo ineficiências ao longo de toda a cadeia produtiva. Em relação ao gás importado, o desafio é baseado em uma análise estratégica sobre o preço em que a molécula chega ao país versus o custo de produção nacional.

Nesse cenário, é apropriado avaliar as possibilidades de oferta de gás natural disponíveis para o mercado brasileiro. As alternativas mais próximas ao fornecimento nacional advindo do pré-sal são a renovação do contrato de fornecimento com a Bolívia, conforme será visto a seguir, mesmo que por menores volumes, e a possibilidade de compra de gás da Argentina, agora exportadora desde o sucesso exploratório do *play* de Vaca Muerta, também como será analisado.

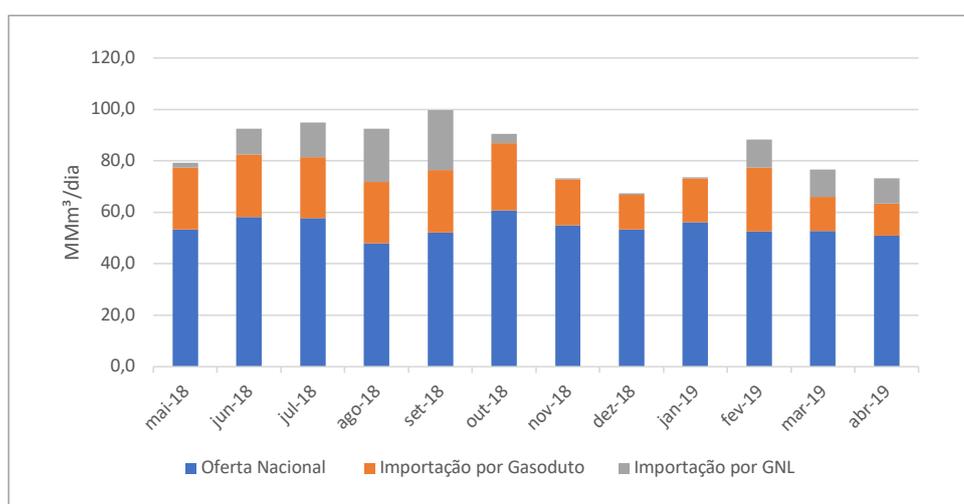
Tabela 1: Comparações entre os plays – Vaca Muerta, Pré-sal e Bolívia

	Gás de <i>Shale</i> Vaca Muerta	Gás da Bolívia	Gás do <i>offshore</i> pré-sal
Produção atual	27 MMm ³ /d	50,94 MMm ³ /d	68,7 MMm ³ /d
Produção de 2018	28 MMm ³ /d	54,44 MMm ³ /d	55 MMm ³ /d
Projeção de produção para 2020	43 MMm ³ /d	46,56 MMm ³ /d	110 MMm ³ /d
Reservas provadas	8,721 tcm	0,3 tcm	0,205 tcm (provadas) / 0,360 tcm (potencial)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA, BP, UBS, ING, GYPNqn, MME e ANP, 2019

A Tabela 1 compara os principais indicadores dos três *plays* objeto desta análise: Vaca Muerta, Bolívia e o pré-sal brasileiro. É possível observar que há uma grande diferença entre as produções de 2018 e as projetadas para 2020. Enquanto a Bolívia tem projeção de queda de produção, indo de 54 para 46 MMm³/dia, a produção de gás natural do pré-sal e

proveniente do *shale* argentino tende a aumentar, de 55 para 110 MMm³/dia e de 28 para 43 MMm³/dia, respectivamente. Já o Gráfico 1 mostra a variação da oferta de gás natural nacional e importada, no período de maio de 2018 até abril de 2019, cobrindo as parcelas de gás produzido no país, o importado da Bolívia e o importado em forma de GNL¹.

Gráfico 1: Oferta nacional e importada de gás natural (em MMm³/dia)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

¹ A oferta de gás nacional é totalmente controlada pela Petrobras. A produção em abril foi de 113 MMm³/dia, dos quais 87 MMm³/dia produzidos pela Petrobras e 25,9 MMm³/dia de produção de terceiros. Apenas 50,3 MMm³/dia dessa produção são ofertados ao mercado, com 38,6 MMm³/dia reinjetados. O gás disponível dos produtores independentes é vendido à Petrobras, frequentemente na boca-do-poço.

VACA MUERTA - ARGENTINA

O gás proveniente de Vaca Muerta na Argentina pode transformar o país em um dos maiores exportadores de gás natural do mundo, devido ao tamanho de suas reservas, com volume potencial de 8,7 tcm (trilhão de metros cúbicos) (Tabela 1), considerada a segunda maior reserva de gás não-convencional do mundo. Porém, a indústria petrolífera atuante na Argentina vem sofrendo com várias dificuldades, algumas inerentes ao fraturamento hidráulico – e seu custo, e outras ao escoamento de todo o gás natural que está sendo e que poderá vir a ser extraído.

A falta de infraestrutura afeta a operação dos projetos, sendo um dos motivos para o alto custo de produção quando comparado com a produção de *shale gas* dos Estados Unidos. Estimativas mostram que o custo de perfuração de um poço de *shale gas* em Vaca Muerta é de US\$ 7 milhões, enquanto no *shale* americano o custo é de US\$ 6 milhões. O *breakeven* do projeto (ou o ponto de equilíbrio para o custo) é de US\$ 40 por barril e US\$ 6 por milhão de Btu (British Thermal Unit) para o gás².

Há empreendimentos que estão sendo afetados por falta de areia, material essencial para o fraturamento, pois não há mina de areia perto de Vaca Muerta, enquanto em outros a questão está relacionada a falta de mão-de-obra especializada³. A infraestrutura ineficiente para o tamanho – e vazão – do projeto afeta o escoamento do gás natural também, visto que Vaca Muerta está a 1200 quilômetros da capital

Buenos Aires, porém um gasoduto até a cidade está sendo projetado⁴, pelo custo de US\$ 1,8 bilhões, podendo escoar 40 MMm³/dia⁵.

Pelo lado do consumo, o mercado doméstico argentino não se utiliza de todo o gás natural produzido no país, criando possíveis oportunidades para a exportação. A Argentina tem uma localização geográfica estratégica para a exportação de gás natural. Vale ressaltar que, no mês de junho, a YPF⁶ carregou o seu primeiro navio transportando GNL proveniente de Vaca Muerta, com capacidade para 30.000 m³ (o destino final do gás não foi revelado⁷).

Com o investimento necessário, em torno de US\$ 120 bilhões até 2030, a Argentina terá potencial para produzir e então exportar⁸. De acordo com a companhia argentina Tecpetrol, o país não precisará mais importar gás natural nos próximos anos, seja por GNL ou por gasodutos, e sim exportar, um volume de 85 MMm³/d em 2022 e de 95 MMm³/d em 2027, ao custo estimado de US\$2,5 / MMBtu (Tecpetrol, 2019).

O Brasil, juntamente com o Chile, poderá usufruir deste gás – barato – proveniente da Argentina, e da baixa demanda argentina pelo gás boliviano, podendo assim importar maiores volumes deste gás ocioso – e também por preços mais baixos, pelo Gasbol⁹.

Outra alternativa, não excludente em relação à anterior, é a dos estados do sul do Brasil que poderão importar gás natural pelo já existente gasoduto da

² Vaca Muerta: Argentina's energy future, PWC, maio de 2018.

³ Ineep – Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra

⁴ <https://www.abegas.org.br/arquivos/72452>

⁵ <https://petronoticias.com.br/archives/126964>

⁶ Yacimientos Petrolíferos Fiscales

⁷ <https://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/Argentina-Exports-First-Ever-Cargo-Of-LNG.html>

⁸ Vaca Muerta: Argentina's energy future, PWC, maio de 2018.

⁹ <https://www.abegas.org.br/arquivos/72452>

TSB (Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A.), que transporta gás natural da Argentina para a usina termelétrica de Uruguaiana, no Rio Grande do Sul. De acordo com o presidente da petrolífera argentina YPF, Miguel Ángel Gutiérrez, outra alternativa seria a de “que o Brasil poderia vender mais eletricidade para a Argentina, por meio de água armazenada, e receber maior quantidade de gás em troca”¹⁰.

BOLÍVIA

Por conta da proximidade, a Bolívia e o Brasil criaram o gasoduto Brasil – Bolívia (Gasbol), em 1999, que conecta a Bolívia ao Centro-oeste e Sul do Brasil. O gasoduto é dividido em duas partes, a parte boliviana é de propriedade da GTB (Gas TransBoliviano), sendo controlada pela YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) e a parte brasileira é de propriedade da TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia – Brasil S.A.), tendo a Petrobras (por meio da Logigás) como acionista majoritária, com 51% das ações. Segundo Moraes (2019¹¹), existem quatro tipos de contrato de transporte com a TBG:

- *Transportation Capacity Quantity (TCQ)* - é um contrato firme de transporte de gás natural do tipo take-or-pay, que inicialmente forneceria 8 MMm³/dia até atingir 18,08 MMm³/dia no oitavo ano e permaneceria nesse patamar até o vigésimo ano. O prazo de vigência vence em 31 de dezembro de 2019, podendo ser prorrogado por mais um ano (ANP, 2019).
- *Transportation Capacity Option (TCO)* - tem o

objetivo de aumentar a capacidade de transporte em até 6 MMm³/dia de gás acima das quantidades contratuais mediante a compra antecipada. A negociação do TCO envolveu também Eletrobras e BNDES, sendo acordado que este volume adicional seria fornecido a usinas térmicas no Mato Grosso do Sul (2 MMm³/dia) e São Paulo (4 MMm³/dia) (Passos, 2003). Este contrato está vigente até 2041.

- *Transportation Capacity Extra (TCX)* foi assinado para ter capacidade acima dos volumes dos contratos TCQ e TCO. Inicialmente, este projeto não estava previsto. Porém, com a necessidade crescente de gás natural, a Petrobras fechou mais um contrato de 6 MMm³/dia até 2021.
- Contrato de transporte resultante do Concurso Público de Alocação da Capacidade (CPAC 2007) - é uma capacidade adicional contratada no volume de 5,2 MMm³/dia no trecho sul, entre Paulínia e Araucária, com prazo vigente até 2030.

Já está em discussão, na ANP, a primeira chamada pública para acesso à capacidade que encerrará sua vigência no final do ano, referente ao TCQ, que equivale a 60% da capacidade total do gasoduto (18,08 MMm³/d). Porém, em linha com a resolução 16 do CNPE¹², do Novo Mercado de Gás, a Petrobras assinou em julho deste ano um Termo de Compromisso de Cessação (TCC) com o Cade¹³, prevendo a venda do controle da TBG, até 2021¹⁴. De acordo com a ANP, a chamada pública será o primeiro passo no processo de implantação do regime de reserva de capacidade no Brasil (por entradas e saídas), permi-

¹⁰ https://www.clarin.com/clarin-em-portugues/destaque/petrobras-sugere-missao-comercial-da-argentina-empreendimentos-gas-brasil_0_BR_6RWF10.html

¹¹ Moraes, F., Brasil, Bolívia e Argentina: Gás Natural, Mercado e Acessos. Boletim de Conjuntura Abril/2019, coluna opinião, FGV Energia. 2019. <disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/boletim_abril-2019.pdf>. Acesso em 10 de julho de 2019.

¹² Conselho Nacional de Pesquisa Energética.

¹³ Conselho Administrativo de Defesa Econômica.

¹⁴ O processo da venda das ações da TBG só ocorrerá após a contratação da capacidade vigente.

tindo que diversos novos carregadores reservem capacidade e utilizem os serviços de transporte de forma flexível e com transparência.

Vale ressaltar que a Bolívia possui reservas de gás natural no volume de 0,3 tcm (Tabela 1), porém por falta de investimentos, sua produção vem decaindo nos últimos anos.

PRÉ-SAL BRASILEIRO

De acordo com a Tabela 1, o pré-sal brasileiro tem reservas potenciais de 0,306 tcm, e projeção de produção para 2020 de 110 milhões de m³/dia de gás natural, sendo bastante superior à demanda brasileira de 2018, que foi de 77,85 milhões de m³ de gás natural por dia¹⁵.

No país, 31% de todo o gás natural produzido é reinjetado (aumentando, assim, a pressão do reservatório e melhorando o fator de recuperação) e 3% é queimado ou perdido¹⁶. Porém, nos campos de produção offshore, este gás é reinjetado ou queimado não apenas em decorrência de medidas estratégicas, mas também por falta de infraestrutura suficiente para escoamento. Sendo assim, tal gás poderia ser utilizado de outras maneiras.

A ANP, a EPE e o MME lançaram neste ano uma iniciativa chamada de Novo Mercado de Gás, em que estipula medidas que poderão triplicar o mercado de gás natural no país até 2030, podendo atrair investimentos de até R\$ 50 bilhões¹⁷. Entre essas medidas, está a redução da participação da Petrobras no setor de transporte e distribuição de gás natural, abrindo portas para outros investidores, possibilitando incre-

mentos em todo o mercado de gás no Brasil. Além disso, já estão em construção mais dois terminais de regaseificação de GNL e a conclusão da Rota 3, que irá escoar 18 milhões de m³/dia de gás natural do pré-sal, aumentando assim a oferta de gás para o país.

Outras soluções também estão sendo pensadas para o aproveitamento do gás do pré-sal além do escoamento até a costa via gasoduto. Este gás também pode ser transformado em energia elétrica no alto-mar, no modelo *Gas-to-Wire*, construindo unidades termelétricas adjacentes às unidades de produção, e daí se escoar energia para a costa. Há ainda uma terceira possibilidade, que é construir uma estação de liquefação e trazer o gás líquido até a costa, por meio de um FLNG (*Floating Liquefied Natural Gas*).

Adicionalmente, vale destacar que para o mercado nacional, o acordo do Cade com a Petrobras para acabar com o monopólio da empresa no setor foi um passo importante na direção de um mercado mais concorrencial. São muitos os obstáculos ainda a serem superados para viabilizar o gás do pré-sal a preços competitivos. O maior deles será a infraestrutura de transportes, o que deve consumir bilhões de dólares em investimentos e alguns anos em obras e ajustes regulatórios.

Como vemos na Tabela 2, os custos de produção do gás natural variam entre os *plays*. O *breakeven* do gás do pré-sal pode variar bastante, devido aos custos de transporte (por causa da distância entre o site de produção e a costa), por conta do teor de CO₂, entre outros fatores, variando mais comumente entre US\$6,60 e 8,50 por milhão de Btu¹⁸, porém podendo ir de US\$ 1,8 a 30 / MMBtu.

¹⁵ Boletim Mensal de Acompanhamento do Gás Natural, MME, julho de 2019.

¹⁶ Boletim Mensal de Acompanhamento do Gás Natural, MME, julho de 2019.

¹⁷ <http://www.mme.gov.br/web/guest/principal>

¹⁸ <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-custos-de-gas-natural-no-pre-sal-brasileiro>

Tabela 2: Comparações entre os custos do gás dos plays – Vaca Muerta, Bolívia e Pré-sal

	Gás de <i>Shale</i> Vaca Muerta	Gás da Bolívia	Gás do <i>offshore</i> pré-sal
Custos de Produção (US\$/MMBtu)	7	6,7	6,50 - 8,50

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, FGV, MME e PWC, 2019.

Por causa de recentes investimentos no shale de Vaca Muerta, os custos de produção por poço caíram pela metade. Com isso, o *breakeven* argentino em Vaca Muerta é inferior ao do pré-sal brasileiro. Os poços argentinos também são menos profundos do que os brasileiros, o que contribui para que tenham menores custos de produção. O preço para o mercado argentino do gás de Vaca Muerta é de US\$ 7/MMBtu¹⁹. Isto posto, parece que os argentinos não veem o gás do pré-sal como competidor e acreditam que existe um mercado brasileiro potencial que podem suprir com a produção advinda de Vaca Muerta, similar ao que o Brasil tem de contrato de importação da Bolívia através do Gasbol, onde o preço do gás boliviano para o mercado local é de US\$ 6,7 / MMBtu²⁰, sem tributos.

COMENTÁRIOS FINAIS

Aparentemente, os investimentos necessários para o desenvolvimento do *shale gas* argentino no *play* de Vaca Muerta são grandes, e a YPF sozinha não dará conta sem a participação de empresas estrangeiras, tanto na produção quanto na construção de um gasoduto de escoamento deste gás. A favor da Argentina está a coesão de sua política energética e do uníssono

em que trabalham empresários, governos e sindicatos em prol do desenvolvimento do setor. Dentre as premissas nas quais se baseia o governo está as de que o Brasil não retomará a totalidade do contrato com a Bolívia em sua renovação e não será capaz de desenvolver a potencialidade do pré-sal a ponto de abastecer o crescimento do mercado interno.

A decisão que fica nas mãos do governo brasileiro é mais do que uma questão de segurança energética. Trata-se de uma decisão estratégica de necessidade de desenvolvimento do gás do pré-sal, uma vez que as alternativas mais próximas de abastecimento não se apresentam substancialmente viáveis seja por questões de depleção de reservas, seja por conta da ausência de investimentos externos.

Dessa forma, o programa Novo Mercado de Gás chega em boa hora, sinalizando o firme interesse do Governo Federal Brasileiro em viabilizar uma política para o gás natural e ainda nortear a ação dos governos estaduais no sentido de privatizar as distribuidoras de gás e garantir o funcionamento de consumidores livres, entre outros aspectos essenciais à abertura do mercado.

¹⁹ Vaca Muerta: Argentina's energy future, PWC, maio de 2018.

²⁰ <http://www.gasenergyla.com/with-which-reserves-and-gas-production-capacity-will-bolivia-negotiate-with-brazil/>



Fernanda Delgado
Professora e Coordenadora de Pesquisa da FGV Energia



Daniel Lamassa
Pesquisador da FGV Energia

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



OPINIÃO

O Brasil precisa de gás, para crescer!

por Fernando Coelho Filho*

Ao longo do último mês o governo federal realizou movimentos louváveis e importantes para alterar a organização da indústria de gás natural, introduzindo mais concorrência, e com isso buscar a redução das tarifas de gás ao consumidor final. Por meio de um processo democrático conduzido por um amplo debate envolvendo as instituições, a sociedade, e partindo do conjunto de propostas técnicas preparadas no governo Temer; o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou em junho a Resolução nº 16, que é o primeiro passo para a concretização do denominado Novo Mercado de Gás, oficialmente lançado em 23 de julho.

A busca por condições necessárias para que esta redução ocorra se torna mais importante quando constatamos que o país possui um bilhete premiado: a grande oferta de gás disponível nas próximas décadas, oriunda do gás do pré-sal e de campos no Nordeste, e disponível a um preço competitivo. Esta oferta se somará àquela local já existente, e àquela importada, seja da Bolívia, da Argentina ou de gás natural liquefeito, colocando o país entre os cinco maiores produtores de petróleo, com expressivos volumes de gás associado, em 2030.

São inúmeros os estudos que demonstram benefícios potenciais à sociedade Brasileira de tarifas de gás natural mais baratas. Produtos industrializados que fazem parte da vida dos brasileiros, como metais, alumínio, materiais de construção, vidros, alimentos e bebidas podem tornar-se mais competitivos no cenário global com a redução dos custos de produção. Há contribuições diretas ao crescimento econômico, geração de riquezas e formação bruta de capital fixo. Ou seja, o gás, como energético, é fundamental para o país crescer.

As necessidades de aprimoramento na estrutura desta indústria são bastante conhecidas. O gás surgiu no Brasil como um subproduto do óleo e assim foi tratado por muitos anos, sem uma política específica. O monopólio da Petrobras acabou formalmente em 1997, mas, na área de gás, a Petrobras permaneceu com participação dominante na indústria. Ela foi a principal responsável pela construção da infraestrutura essencial e de redes, incluindo gasodutos até a entrega do gás à distribuidora, terminais de regaseificação e unidades de processamento. A Petrobras é hoje também a principal produtora de gás e é a responsável majoritária pela sua comercialização no

país, incluindo a da importação de gás. É importante observar que a Petrobras não é a única produtora de gás, mas as dificuldades regulatórias e concorrenciais para que outros *players* do *upstream* doméstico cheguem ao mercado faz com que os mesmos vendam à Petrobras sua produção (associada ao óleo), que a comercializa com o mercado.

Aperfeiçoar a regulação permitindo que exista um ambiente concorrencial na comercialização do gás tem sido o eterno objetivo da indústria. E existem muitos desafios a serem superados. Por exemplo, se não há acesso aberto às infraestruturas essenciais e de redes, qualquer oferta não-Petrobras não chega ao mercado. A efetividade deste acesso por sua vez depende do conhecimento da capacidade ociosa nas mesmas, que pode ser oferecida a terceiros. O acesso de um agente à uma rede que não é de sua propriedade demanda um mecanismo de tarifação apropriado. Pelas dimensões do país, este mecanismo deve ter um sinal locacional. São inúmeras as necessidades de aperfeiçoamentos.

Isso para o gás chegar até o *city gate*, fronteira entre a rede de gasodutos de transporte e de distribuição. A atividade de distribuição do gás - construção, operação e manutenção dos dutos - é um monopólio natural, sujeito à regulação econômica específica. As distribuidoras possuem direitos exclusivos e definidos em seus contratos de concessão para fornecer serviços de distribuição em uma determinada área. Por uma questão histórica, a Petrobras ainda é sócia de muitas distribuidoras de gás, em conjunto com os estados. E por uma questão constitucional, cada estado definiu as características de seus contratos de concessão e da regulação dos mesmos, com práticas regulatórias não uniformes ao longo do país. A definição do consumidor livre – aquele que compra o gás de quem quiser em um ambiente concorren-

cial - é distinta por estado e por todas as razões anteriores, ainda não decolou, como observado no setor elétrico.

Para que toda a oferta potencial de novo gás venha para o Brasil trazendo os benefícios que a sociedade merece, o país naturalmente precisa aprimorar a regulação em todos os elos da cadeia do gás e gerar competição na comercialização do insumo. Estes foram os objetivos das propostas apresentadas pelo programa *gás para crescer*, desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia de 2016 a 2018.

A Resolução do CNPE (no. 16) parte destas medidas, mas vai além, mantendo a ambição e direção certa. Sua abordagem é de dar diretrizes para onde se quer chegar e orientações para atingir este objetivo, sem fazer concessões, e separando claramente os papéis do estado como formulador de política e da Petrobras como agente de mercado, o que deixa clara a necessidade de medidas adicionais para o aumento da competição. Por fim, a abordagem de buscar soluções infralegais é importante, embora a solução legal perseguida pelo programa *gás para crescer* trouxesse mais segurança jurídica.

O foco inicial do pacote de soluções para o Novo Mercado de Gás está na atuação da Petrobras e na distribuição de gás natural. No primeiro caso, são previstas medidas para o desinvestimento nas suas participações no transporte e distribuição de gás natural, há definições sobre transparência em relação à capacidade ociosa em gasodutos de transporte e divulgação de informações para permitir o acesso de terceiros a infraestruturas essenciais. Quando conjugadas com um mecanismo de tarifação apropriado, o acesso ao consumidor a um gás produzido por qualquer produtor é possível, criando concorrência. No segundo caso, há diretrizes para

que os governos estaduais sejam incentivados a harmonizar as práticas regulatórias com diretrizes bem definidas, para que as distribuidoras sejam privatizadas (e assim redesenhando o contrato de concessão, introduzindo novos elementos), e com isso oferecer ao consumidor final a oportunidade de ser livre para escolher a forma de comprar seu gás, seja através de um fornecedor, seja importando ou produzindo.

Quando concluído o processo completo da criação do Novo Mercado de Gás, espera-se que a indústria de gás tenha uma dinâmica parecida com a já vigente no setor elétrico: sistema de transporte com tarifação por entrada e saída, livre acesso, sistemas competitivos de aquisição de gás pelas distribuidoras e clientes finais e atuação de comercializadoras com portfólios de produtos e gestão de riscos, atuando com uma diversidade de produtores. Este cenário permite que imediatamente os produtores privados não-Petrobras possam disponibilizar sua produção ao mercado, mesmo antes da entrada do “novo” gás do pré-sal, criando oportunidades de curto prazo. Outras empresas comprarão gás na Bolívia, Argentina e o trarão para o país, assim como importarão GNL utilizando terminais que hoje são de uso exclusivo da Petrobras. Veremos uma indústria de pequeno e médio porte se consolidando no Brasil. E neste ambiente competitivo, a Petrobras será um agente de mercado como outro qualquer. Pela competitividade do gás do pré-sal, possivelmente ele determinará o piso do preço do gás no Brasil. O teto, possivelmente será dado o preço da alternativa mais competitiva do gás importado. Quando somado aos demais elementos de competitividade introduzidos na cadeia, as tarifas ao consumidor final podem cair sim.

Obviamente que os movimentos anunciados são um primeiro passo. E com muitos desafios. Sua

implementação terá muitos desafios e dependerá de nova regulamentação a ser expedida pela ANP e pelas agências reguladoras estaduais, e de diversas ações que deverão ser tomadas empresarialmente pela Petrobras e pelos demais agentes da cadeia de valor. A ANP vai precisar reforçar seu quadro de técnicos. O MME vai precisar também se capacitar. A materialização dos benefícios do Novo Mercado de Gás será de dinâmica lenta pois depende da ocorrência de diversos fatores, sobretudo a existência de oferta competitiva e do aumento dos investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição de gás. Também é obviamente muito difícil prever os resultados ao consumidor, que serão consequências da eficácia do ambiente comercial criado, mas as perspectivas são positivas. Uma ação ainda necessária é atuar a questão tributária e fiscal, onde benefícios mais imediatos de redução de preço podem ainda vir.

Neste processo, cuidados também devem ser tomados. Será essencial encontrar uma forma de fornecer com independência o serviço de equilíbrio e flexibilidade no sistema de transporte com múltiplos donos. Os contratos devem ser respeitados. Os estados, responsáveis pela regulação do segmento de distribuição, têm papel primordial na sua harmonização. A abertura do setor amplia a responsabilidade da agência reguladora para atender aos interesses da sociedade. E um arcabouço legal sólido, estável e seguro juridicamente é fundamental.

Por fim, o setor elétrico sem dúvidas é a âncora natural para criar demanda com a escala de interesse da indústria de gás natural. Porém, o setor elétrico não deve realizar leilões compulsórios de compra de térmicas sem necessidade, o que seria ineficiente

economicamente e iria na direção contrária à racionalidade econômica das medidas propostas para o Novo Mercado de Gás. Tampouco térmicas devem ser compradas a qualquer preço: a contestabilidade deve sempre ocorrer com as demais opções energéticas, em uma comparação para a entrega ao sistema dos mesmos atributos. Porém as perspectivas são positivas: em o gás chegando a 4 – 5 US\$/MMBTU na costa, a geração térmica, mesmo na base, pode sim ser bastante competitiva em um leilão competindo de igual para igual com outras opções, incluindo as térmicas flexíveis movidas a GNL importado. Os aperfeiçoamentos introduzidos no leilão de energia nova de 2017, que compraram

térmicas na base a gás competitivo, mostram que isso já é possível.

A formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo é fundamental para o aproveitamento racional desse combustível produzido no país. Para isso o primeiro passo foi dado, mas muitas outras ações serão necessários. Em agosto de 2016 foi dito que o Brasil precisava de gás para crescer, o que deu origem a um conjunto de ações em um programa formado com este nome. Em 2019, o Brasil reconhece que de fato o país precisa de um Novo Mercado de Gás para ter gás a preços competitivos, para crescer. Vamos que vamos.



Fernando Coelho Filho
Ex-ministro de Minas e Energia e Deputado Federal

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.

OPINIÃO

Incerteza sobre o consumo de Gás Natural no Setor Elétrico brasileiro

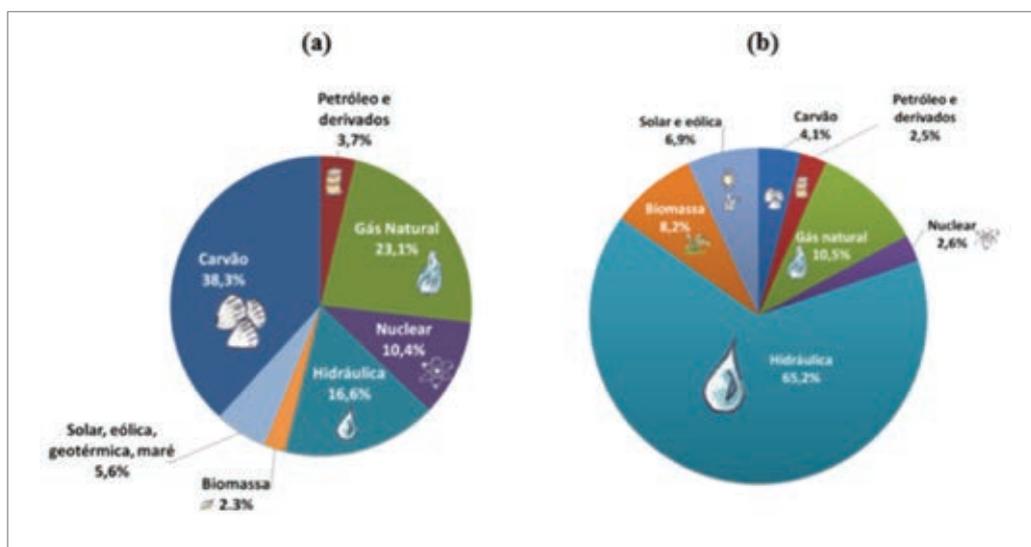
por Gláucia Fernandes*

O setor energético brasileiro vive uma profunda transformação desde que se iniciou a primeira crise hídrica em 2001, avançando para tornar-se mais diversificado e complexo. Com o comprometimento da oferta de energia gerada majoritariamente pelas hidrelétricas, o Brasil tomou novos rumos, investindo mais em fontes limpas, como a eólica, a solar e o gás natural, em uma

tendência que deverá se manter nos próximos anos.

A matriz elétrica brasileira é bem mais renovável do que a média mundial. Enquanto aproximadamente 76% da eletricidade mundial vem de combustíveis fósseis, no Brasil somente 18% da eletricidade tem essa origem (ver Figura 1) (EPE, 2019)¹.

Figura 1: Matriz Elétrica (a) Mundial em 2016 e (b) Brasileira em 2017.



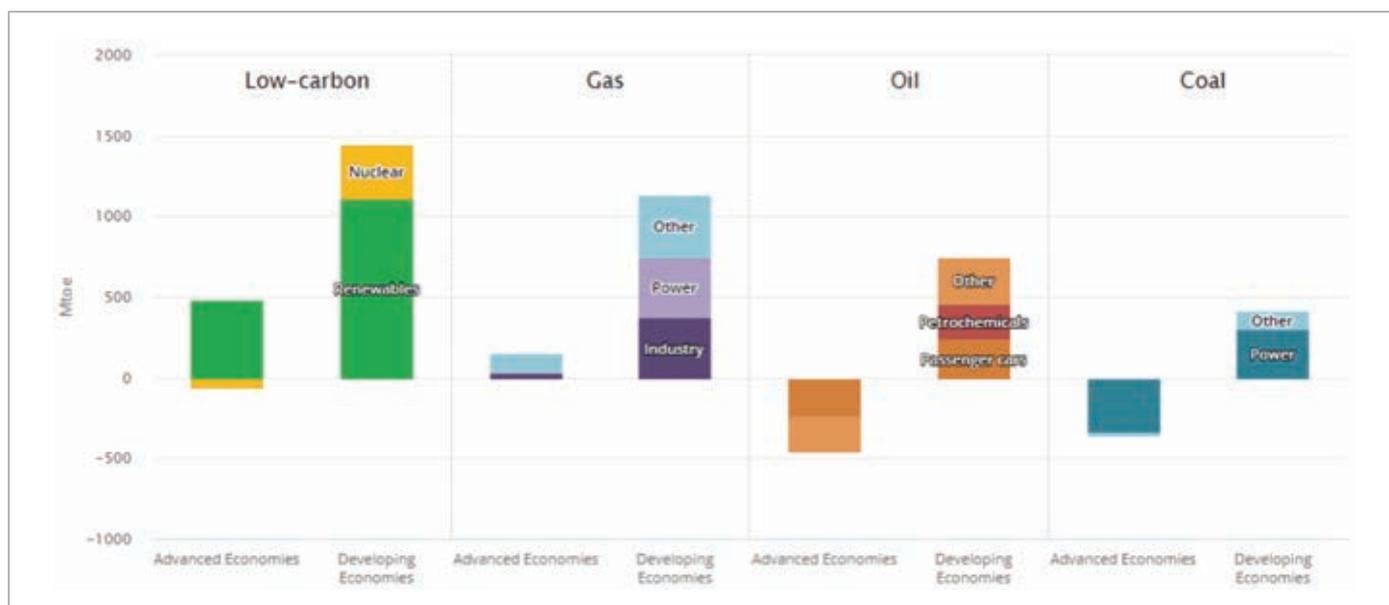
Fonte: EPE (2019)¹

¹ <http://epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>.

Os cenários do World Energy Outlook (WEO, 2018) mostram diferentes possibilidades para o sistema energético mundial, apresentando um contraste entre as diferentes fontes energéticas, baseadas em

políticas de planejamento atuais e futuras, e políticas de redução de poluição e segurança energética definidas no Acordo de Paris. Essas informações são exibidas na Figura 2.

Figura 2: Mudança na demanda total de energia primária, 2017-40.



Fonte: World Energy Outlook - WEO (2018)².

Estima-se que até 2040, o consumo total de energia no Brasil deverá crescer 2,2% ao ano, o que se traduz em um índice acima da média global de 1,2% ao ano, com destaque para o gás (3,4%) (BP, 2019)³.

Nos últimos anos, o gás natural tem ganhado destaque por ser um combustível de transição global, explorado economicamente para uso industrial e doméstico. Nas indústrias, o gás é utilizado como fonte de geração de energia, por exemplo. Mas, como é considerado um combustível fóssil, ele não é um recurso renovável.

A matriz elétrica brasileira possui atualmente cerca de 13.000 MW de usinas termelétricas a gás natural, representando 8% da capacidade instalada do país. No futuro, para propósitos de atendimento ao balanço energético, o sistema contará com a expansão de aproximadamente 5 GW dessas usinas até o ano de 2027 (MME, 2019)⁴. O gás natural pode se tornar mais importante que o petróleo nos próximos anos, considerando seu potencial proveniente do pré-sal.

As usinas termelétricas a gás, no entanto, são inflexíveis. A demanda por térmicas a gás natural depende

² <https://www.iea.org/weo2018/>.

³ <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf>

⁴ <http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/Semin%C3%A1rio+GN+-+v5+%28002%29.pdf/1b42235c-9ee4-457f-8a75-06d26661cf0c>.

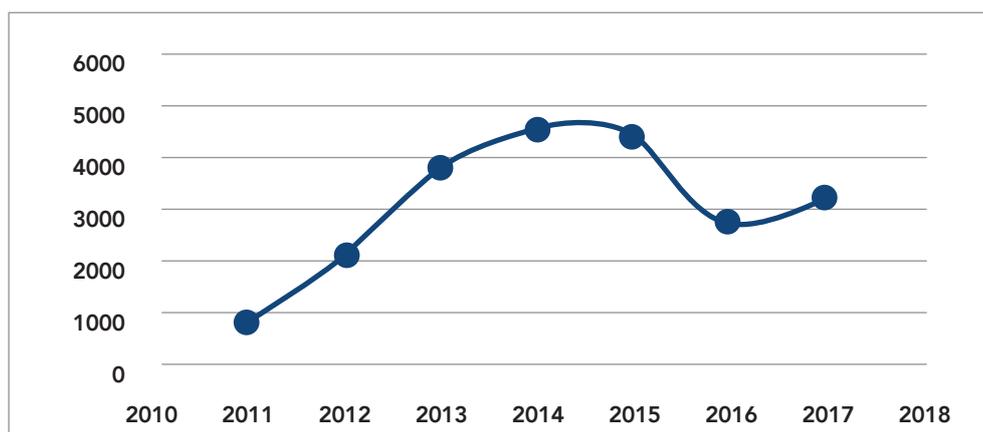
da frequência de acionamento das usinas. Essa frequência de despacho, por sua vez, depende da política de operação do sistema elétrico, que é função de uma série de outros fatores como a situação hidrológica e o balanço oferta-demanda do sistema elétrico (EPE, 2019)⁵.

Dessa forma, a situação do fornecimento de energia elétrica no Brasil, tendo como base o fornecimento a partir de geração hidráulica, gera incertezas quanto ao consumo firme de gás natural. Isso porque, sendo a energia hídrica mais barata do que a gerada por fonte térmica, o Operador Nacional do Sistema

(ONS) estabelece o despacho prioritário da primeira. Assim, quando chove mais, despacha-se menos energia gerada pelas termoelétricas, e vice-versa.

Para se ter uma ideia dessa variabilidade, a Figura 3 apresenta a evolução do consumo de gás natural para geração termoelétrica no Brasil ao longo dos últimos anos. Observa-se que foram consumidos, em 2015, 45,90 milhões de m³/dia de gás, enquanto em 2018 foram consumidos 27,69 milhões de m³/dia. A diferença de 18,21 milhões de m³/dia (60,3% do consumo em 2015) é atribuída à variação de despacho, motivada principalmente pela variação pluviométrica.

Figura 3: Consumo de gás para geração de energia elétrica (em milhões m³/dia).



Fonte: Elaboração própria com base nos dados do MME (2018)⁶.

Portanto, apesar da tendência de crescimento na última década, o consumo do gás no Brasil está atrelado à política de despacho do ONS e às condições climáticas do país. Condições hidrológicas favoráveis para maior geração hidrelétrica, ocasionam uma redução do despacho termelétrico do setor de gás. Outro fator que contribui para essa variação é a situ-

ação econômica do país, que tem passado por uma recuperação lenta. A economia brasileira cresceu 1,1% em 2018 em relação ao ano anterior (IBGE, 2019)⁷. A taxa é a mesma da que foi registrada em 2017. Uma economia forte, estimula a geração termelétrica a gás, já uma economia fraca, tem o efeito contrário.

⁵ <http://epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/petroleo-gas-e-biocombustiveis/consumo-de-g%C3%A1s-natural>.

⁶ <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2018>.

⁷ <https://ibge.gov.br/>.

Esta variabilidade tensiona o setor de gás natural que, no atual estágio de desenvolvimento de mercado, busca apoiar seus investimentos sobre contratos de longo prazo, inflexíveis e com cláusulas de *take or pay*.

Uma solução para reduzir essa variabilidade sobre o gás, seria utilizá-lo para o atendimento da demanda de base do sistema elétrico. Mas, ainda assim, nem todo o gás associado do pré-sal seria consumido⁸. Por isso, outras medidas têm sido tomadas.

Sob a esteira do programa “Novo Mercado de Gás”, os últimos leilões A-6 contaram com modificações favoráveis ao gás natural, por meio de alterações na portaria do MME nº 42/2006⁹. Entre outros, essa portaria permitiu a sazonalização mensal da inflexibilidade e possibilitou estratégias distintas de indexação das parcelas inflexível (receita fixa) e flexível (CVU).

Ademais, espera-se que com a abertura do mercado de gás no Brasil, tenha-se um aumento da concorrência e redução dos preços do insumo¹⁰. Trazer competição para o mercado do gás pode resultar em uma elevação do consumo de gás natural. Todavia, a incerteza sobre o mercado gera muita especulação e pouco investimento.

A expectativa sobre o novo mercado do gás natural é a redução do preço da conta de luz. Roraima, por exemplo, estava gerando eletricidade com o diesel

a um custo de mais de R\$ 1 mil por megawatt. Após o último leilão para fornecimento na região, com a futura introdução de usinas a gás, é esperado o preço cair¹¹. O deságio no leilão foi de 22,7% em relação aos preços de referência estabelecidos para a concorrência.

Coincidentemente, no Brasil, o consumo de energia elétrica está próximo do centro de oferta de gás. O pré-sal está localizado nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo. Então, faz sentido que as térmicas sejam instaladas no Sudeste e no Nordeste, onde há substituição por modelos a gás em térmicas a óleo combustível e diesel.

Para o aprimoramento do mercado de gás no Brasil, faz-se necessário melhorar o aproveitamento deste energético, principalmente o oriundo do pré-sal, além de promover novas descobertas. Também é preciso ampliar investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição¹².

À medida que o mercado de gás se tornar mais líquido, com mais agentes, mais competitivo e o recurso mais abundante e com preços menores, a oferta de empreendimentos termelétricos se ampliará e, nesse sentido, ajustes nos modelos de contratação da fonte serão misteres no mercado de energia para dar oportunidades relevantes para as usinas termelétricas. Nesse sentido, é fundamental o avanço nas discussões associadas à maior harmonização entre o setor de gás natural e o setor elétrico.

⁸ <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/termicas-na-base-a-lanterna-dos-afogados-para-o-gas-do-pre-sal/>.

⁹ <http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/PORTARIA+No+42+DE+1o+DE+MAR%C3%87O+DE+2007.pdf/452b380d-a78f-4f41-9e6d-eaf8f8b70778>.

¹⁰ <https://g1.globo.com/economia/noticia/2019/06/26/governo-tenta-reduzir-preco-do-gas-natural-com-abertura-de-mercado-entenda.ghtml>.

¹¹ <https://www.abegas.org.br/arquivos/72981>.

¹² <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2019/06/25/programa-para-o-gas-natural-e-apresentado-por-ministro-ao-senado>.

Nos últimos anos, o setor elétrico vem passando por algumas mudanças, associadas à Consulta Pública nº 33, de 05 de julho de 2017, que podem ajudar em uma melhor acomodação desse gás. A previsão da implementação de preços horários no Brasil a partir de 2020, por exemplo, pode ajudar a amortecer a variação da geração de energia a partir de usinas termelétricas, uma vez que um dos seus objetivos é o estabelecimento de sinais econômicos adequados, com preços críveis, aproximando mais as condições de operação das condições comerciais.

Com essas melhorias teremos uma conexão mais fluida entre o mercado de gás e o sistema elétrico.

Atualmente, se todo o gás do pré-sal estivesse sendo produzido, seria exportado, por falta de demanda. A âncora é começar a ter geração térmica a gás em maior escala, para no futuro, ter uma maior presença dessa geração e, a partir daí, ampliar a construção de gasodutos, desenvolvimento da oferta de gás offshore e um mercado adicional para a indústria, veículos e comércio¹³.

Temos grandes oportunidades de produção interna do gás natural, principalmente na próxima década. Porém, os avanços dependem do desenvolvimento da competição e da diversidade na oferta.



Gláucia Fernandes
Pesquisadora da FGV Energia

¹³ <https://www.dci.com.br/economia/novo-gas-vai-refletir-no-preco-da-energia-1.812634>.

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



OPINIÃO

Novo Mercado e impactos nos preços de gás natural

por Ieda Gomes*

A resolução nº16 do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE de 24/06/19, seguida pela assinatura em 08/07/19 de Termo de Cessação de Conduta entre o Cade e Petrobras constituem um marco importante no sentido de criar condições competitivas no mercado de gás natural no Brasil.

Além de sinalizar o firme interesse do Governo Federal em viabilizar uma política para esse energético, as iniciativas preveem a cessão pela Petrobras de ativos de distribuição e transporte, o compromisso da empresa em não comprar volumes adicionais de novos fornecedores e ainda determinam a elaboração de termos de acesso às infraestruturas essenciais (dutos de escoamento e plantas de processamento de gás natural). As iniciativas do Governo Federal buscam, ainda, nortear a ação dos governos estaduais no sentido de privatizar as distribuidoras estaduais de gás e garantir o funcionamento de consumidores livres.

O objetivo declarado é abrir o mercado visando reduzir o preço do gás em 40% em dois anos.

Como então reduzir o preço do gás? A experiência internacional mostra dois tipos de intervenção, com resultados diametralmente opostos.

1. PREÇOS BAIXOS, POR MEIO DE INTERVENÇÃO GOVERNAMENTAL

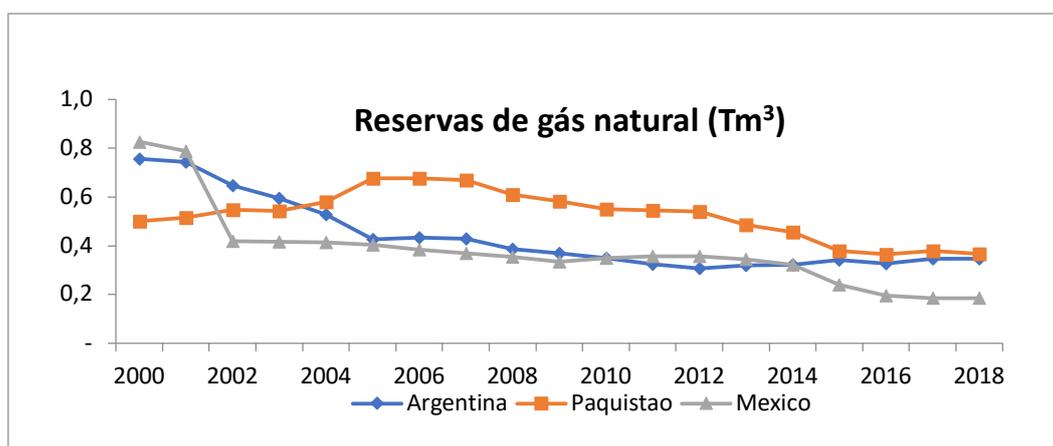
Os preços ao consumidor são mantidos artificialmente baixos, seja por renúncia do Governo à sua parte da renda nos contratos de partilha da produção, seja pelo Governo ser o agregador de comercialização para todo o mercado, com subsídios diretos aos consumidores, ou seja, ainda pelo congelamento de preços por períodos prolongados. Essas práticas são comuns no Oriente Médio, no Sul da Ásia e alguns países da América Latina, como a Argentina e México. Como resultado dessas políticas, a demanda cresce rapidamente e excede

a produção, o déficit governamental aumenta, o Governo não atualiza os preços aos produtores, os quais se desinteressam em investir em exploração. No médio prazo, há um declínio das reservas e da produção doméstica. E o país passa de autossuficiente a importador de gás e GNL, pagando preços de mercado e gerando mais pressão nas divisas em moeda estrangeira. Sem dúvida, essa não seria uma política aconselhável para o Brasil.

A Figura 1 mostra o impacto de políticas de subsídios aos consumidores de gás e de preços reprimi-

dos pagos aos produtores nas reservas de gás da Argentina, México e Paquistão. Ao longo de anos de preços subsidiados, as reservas de gás declinaram por falta de investimentos, e os três países passaram a importar GNL. Até 2005, a Argentina exportava gás para o Chile, Brasil e Uruguai, mas a explosão na demanda e redução de investimentos em exploração de gás, acarretaram a construção de dois terminais de importação, em Bahia Blanca e Escobar. Em 2013, o déficit da balança de importação de combustíveis, diesel e gás natural, atingiu USD 6 bilhões.

Figura 1: Impacto de preços subsidiados nas reservas de gás natural

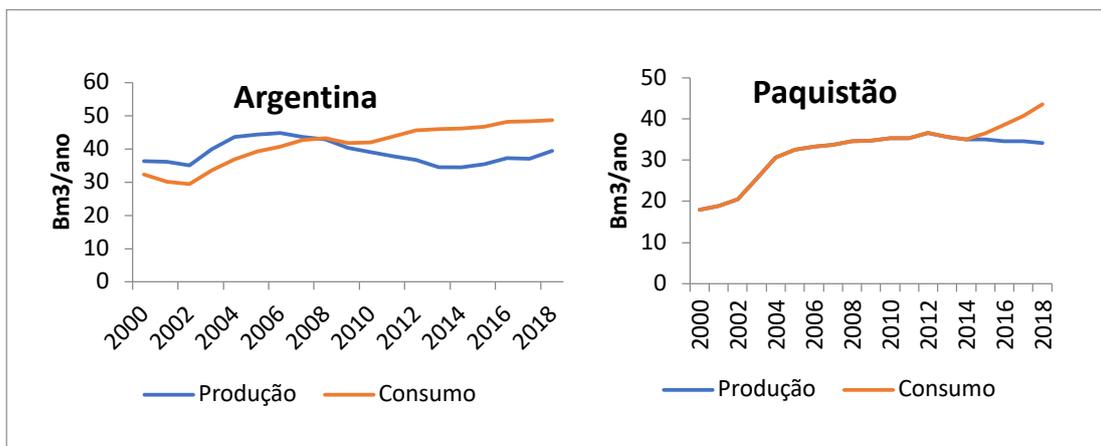


Fonte: Statistical Review of World Energy 2019, BP

A Figura 2 ilustra o desequilíbrio da oferta/demanda na Argentina e Paquistão, decorrente de políticas de preços subsidiados. No caso do Paquistão, a produção doméstica manteve-se estagnada entre 90 e 100 MMm³/dia entre 2006 e 2014, nível insuficiente para atender à demanda, latente, gerando

déficits de abastecimento e cortes a segmentos do mercado, como o automotivo e o industrial. A partir de 2015 o país passou a importar GNL, contando atualmente com dois terminais de regaseificação, e um terceiro previsto para 2021.

Figura 2: Impacto de preços subsidiados na produção e consumo de gás natural



Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2019

2. AUMENTO DO POOL DE OFERTANTES, CRIANDO COMPETIÇÃO GÁS VERSUS GÁS

Em condições de excesso de oferta, o preço do gás tende a cair. Como condição essencial para criar competição na oferta, é essencial o acesso não discriminatório de terceiros às infraestruturas essenciais. Isso é o que foi implementado nos Estados Unidos, Canadá, Reino Unido e em parte da Europa Ocidental. No caso dos EUA e Canadá, a competição se dá pela grande diversidade de players, pela abundância de gás não convencional, e pela rápida resposta dos produtores aos preços do gás e petróleo. Nos EUA, a título de exemplo, os preços para julho no Henry Hub e no Dominion South (ponto de entrada para o shale de Marcellus) são de respectivamente USD 2,39/MMBtu e USD 0,33/MMBtu.

No caso dos países europeus, onde a produção doméstica é insuficiente para atender ao mercado, a competição se dá por uma combinação da flexibilização do *take or pay* dos contratos de importação de gás russo e norueguês, pela oferta doméstica no Reino Unido e Holanda, e pela importação de GNL em mais de 20 terminais. A Europa é, atualmente, o mercado de última instância para os supridores de

GNL, que abastecem preferencialmente os compradores asiáticos, que pagam preços mais altos e tradicionalmente indexados ao preço do petróleo. Como atualmente a produção mundial de GNL excede a demanda dos países asiáticos, os preços do GNL têm-se mantido em patamares muito baixos, com expectativa de USD 4,25/MMBtu *delivered ex ship* (DES) para julho de 2019.

O mercado de gás natural no Brasil

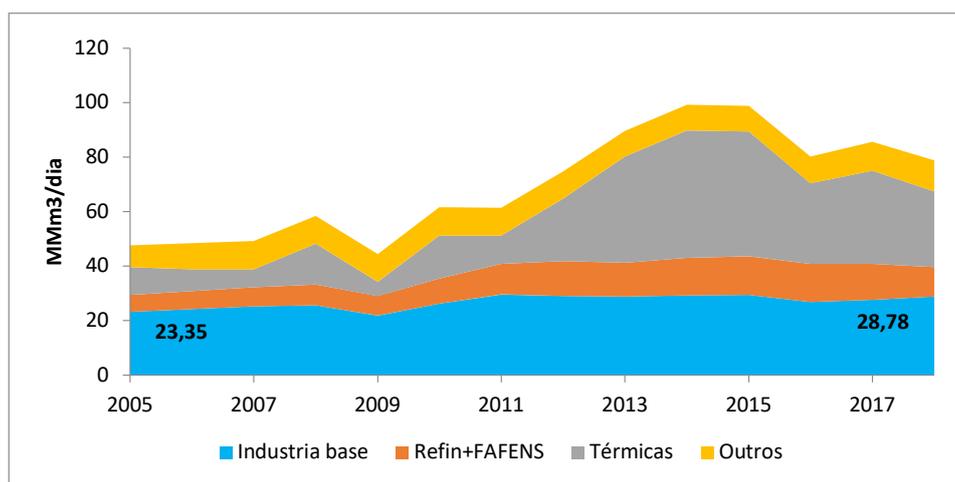
No Brasil, a oferta de gás é totalmente controlada pela Petrobras, com exceção do sistema isolado operado pela ENEVA, no Maranhão. A produção de gás, em abril de 2019, foi de 112,9 MMm³/dia, dos quais 87 MMm³/dia produzidos pela Petrobras e 25,9 MMm³/dia de produção de terceiros. Apenas 50,3 MMm³/dia dessa produção são ofertados ao mercado, com 38,6 MMm³/dia reinjetados. O gás disponível dos produtores independentes é vendido à Petrobras, frequentemente na boca-do-poço.

O consumo de gás natural no Brasil cresceu substancialmente no período 2012-2015, com o acionamento de termelétricas a gás natural, mas em 2018 voltou a níveis próximos ao ano de 2012 (Figura 3).

O consumo industrial base, excluídas as refinarias e fábricas de fertilizantes da Petrobras, aumentou em apenas 5 MMm³/dia no período 2005-2018, em parte devido à recessão econômica, em parte

devido aos preços do gás, levando ainda a indústria a buscar outros insumos energéticos. Em 2018, o consumo de lenha na indústria atingiu 7385 mtep, contra 9238 mtep de consumo de gás natural.

Figura 3: Brasil: evolução setorial do consumo de gás natural



Fonte: Boletim de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural, MME

O consumo de gás em térmicas é volátil e flexível, ocupando capacidade frequentemente não utilizada em gasodutos de transporte, redes de distribuição e terminais de GNL.

O mercado de gás no Brasil é ainda incipiente quando comparado com outros países emergentes, como Argentina, México, Turquia, Malásia e Paquistão. O preço do gás é um dos principais fatores para explicar o crescimento relativamente lento do mercado, mas não é o único. Outros fatores são os subsídios a energéticos concorrentes, como o GLP, a falta de financiamento acessível, o alto custo da infraestrutura, bem como a competição da geração hídrica e de renováveis na geração base de eletricidade.

O preço do gás natural no Brasil e oportunidades para otimização

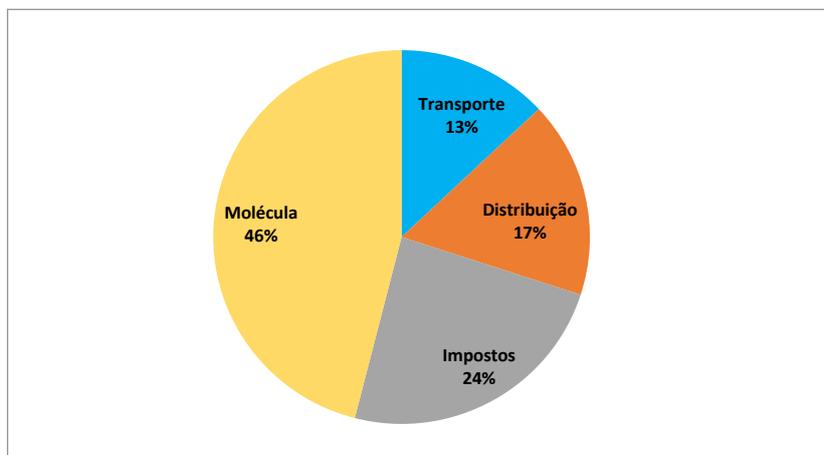
De acordo com estudos do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Empresa de Planejamento Energético (EPE), em abril de 2019, o preço médio do

gás, para consumidores industriais com consumo médio de 20 mil m³/dia, era de USD 15,89/MMBtu, enquanto que o preço para consumidores industriais até 50 mil m³/dia era de USD 15,49/MMBtu.

Já os preços para as usinas termelétricas do Programa Prioritário de Termelétricidade têm-se mantido em torno de USD 4,71/MMBtu, enquanto que as térmicas fora do PPT e aquelas em construção em decorrência dos leilões da EPE pagam preços contratuais de GNL ou de gás doméstico.

O preço do gás natural ao consumidor final é composto de quatro parcelas. De acordo com estudo realizado pela EPE, a composição média do preço do gás mostra que o preço da molécula tem peso preponderante, respondendo por 46% do preço ao consumidor industrial com volumes da ordem de 20.000-50.000 m³/dia (Figura 4). Os tributos, PIS/COFINS (9,35%) e ICMS (12%-25%) respondem por 24% da tarifa média, seguida pelas margens de distribuição (17%) e tarifa de transporte (13%).

Figura 4: Composição da tarifa média de gás para consumidores industriais - 2018



Fonte: Comparações de Preços de Gás Natural, EPE, 2019

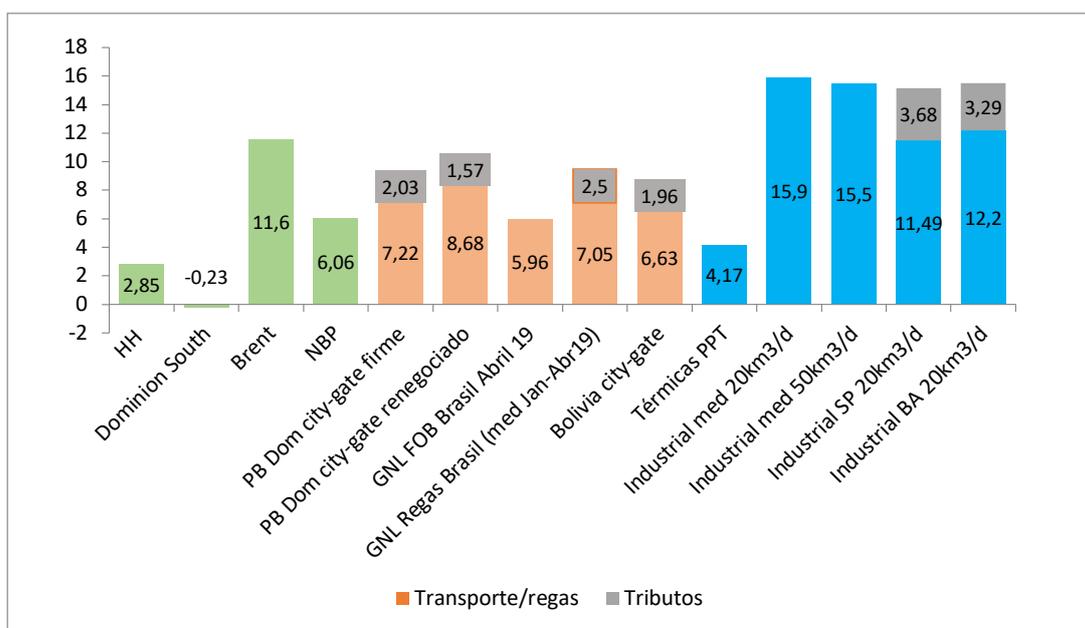
• Preço da molécula

O preço do gás nos city-gates brasileiros é composto de duas parcelas: uma corresponde à molécula; a outra corresponde seja a uma parcela firme, seja ao custo de transporte. A Figura 5 compara os preços de gás no city-gate com preços internacionais de

gás e com os preços ao consumidor final.

Os preços do gás nacional no city-gate variam de USD 9,25 a 10,25/MMBtu, acima dos preços do gás importado, USD 8,59/MMBtu (gás boliviano) e USD 9,55/MMBtu para o GNL regaseificado¹.

Figura 5: Preços de gás natural no Brasil e exterior (abril/2019)



Fonte: MME, Gas Bulletin, EPE

¹ Estimativa do autor

De acordo com análises da EPE, o preço *breakeven* do gás do pré-sal, posto no litoral e após processamento e retirada de GLP, variaria de USD 1,8 a 8,0/MMBtu, para distâncias de 100 a 300 km e teor de CO₂ de 3 a 20%. Outros estudos da ANP e ABEGAS indicam que existiria um spread da ordem de USD 5,16/MMBtu entre o preço de venda dos produtores independentes para a Petrobras e o preço de gás no *city-gate*. Como as térmicas do PPT, cerca de 9 GW, pagam preços 50% mais baratos que os preços nos *city-gates*, e como não existem informações sobre os preços pagos pelas FAFENS e refinarias da Petrobras, isso representaria um possível subsídio cruzado do preço nos *city-gates*, representando um volume de gás superior a 50MMm³/dia. Existiria, portanto, escopo para redução do preço da molécula de gás nacional, da ordem de USD 3,0-5,0/MMBtu, caso haja competição na oferta e se removam subsídios para térmicas, refinarias e FAFENS.

No caso do gás boliviano, todo o gás produzido no país é agregado e comercializado pela empresa nacional, a YPFB. No momento, inexistente a possibilidade de um comprador brasileiro negociar diretamente com produtores locais. Os contratos de gás com as distribuidoras do Sul e Sudeste, cerca de 16-18 MMm³/dia, expiram em 2019 e 2020. As reservas de gás boliviano continuam a declinar, chegando a 10,3 Tcf em 2018, contra 25,3 Tcf de reservas declaradas em 2008. A disponibilidade de gás para compradores brasileiros depende de quanto gás a Petrobras vai recontratar em 2020, da demanda de gás na Argentina após 2020, a qual compra 11 MMm³/dia no verão e 18MMm³/dia no inverno, e do desenvolvimento de nova produção na Bolívia. De toda sorte, se a Petrobras comprar grandes volumes, não existiria vanta-

gem econômica para a YPFB vender mais barato para compradores de menor porte e com risco de crédito mais elevado que a Petrobras.

O preço do GNL vendido no Brasil, varia entre o preço do norte da Ásia (JKM) e o preço NBP do Reino Unido. Quando existe excesso de oferta, como é o caso atual, não existe incentivo econômico para o supridor de GNL deslocar cargas adicionais para a Ásia. Assim sendo, o mercado de última instância é o mercado europeu, prevalecendo o preço NBP para os mercados na Bacia Atlântica, como o Brasil. Caso possa acessar os terminais de GNL, o comprador brasileiro poderia se beneficiar de preços *spot* da ordem de USD 4,50/MMBtu no verão do hemisfério norte, mas também se expor a preços de USD 9-11/MMBtu durante o inverno. A sobreoferta de GNL no mercado global deve perdurar até 2022/2023. A esses preços deve-se somar tarifas de regaseificação da ordem de USD 1,50/MMBtu.

• Tarifa de transporte

No processo de venda dos ativos de transporte da NTS e TAG, a Petrobras garantiu o pagamento de toda a capacidade nos gasodutos, com contratos vencendo entre 2025 e 2031. Eventuais reduções nas tarifas de transporte dependem de se encontrar formas de ocupar plenamente a capacidade contratada, inclusive com o uso da capacidade interrompível, pois os contratos para atender às usinas térmicas levam em conta a capacidade de ponta. Outra possibilidade, seria a redução da tarifa do Gasoduto Brasil-Bolívia, uma vez que a capacidade ocupada pelo contrato firme TCQ, da ordem de 18 MMm³/dia já estaria amortizada em 2019, quando vence o contrato de utilização dessa capacidade.

² Tcf – Trilhão de pés cúbicos

A ANP deveria, de pronto, definir a tarifa máxima para a capacidade liberada para o mercado. Existiria escopo para reduzir a tarifa dos atuais USD 1,96/MMBtu para USD 1,0-1,50/MMBtu no modelo de entrada e saída, para carregadores utilizando a nova capacidade liberada em 2020.

• **Impostos e tributos**

Os estados cobram ICMS de 12 a 25% sobre o preço do gás natural. Embora o ICMS seja compensado pelas indústrias, o mesmo não ocorre para outros consumidores. Além disso, a discrepância entre os diversos estados inviabiliza a aplicação do modelo de tarifa de entrada e saída bem como trocas operacionais e financeiras. A uniformização do ICMS para 12%, representaria uma redução de aproximadamente USD 0,40-0,50/MMBtu, enquanto que a suspensão da incidência do PIS/COFINS, contribuiria para reduzir o preço do gás

para indústrias consumindo 20 mil m³/dia, em cerca de USD 1,0-1,4/MMBtu.

• **Margem de distribuição**

Segundo análises da EPE, a margem média de distribuição em 2017 para consumidores da ordem de 70 mil m³/dia era da ordem de USD 2,7/MMBtu. Tomando-se uma amostragem no Estado de São Paulo em maio de 2019, verifica-se que as margens para o consumidor livre são de USD 2,61/MMBtu para consumidores da ordem de 67 mil m³/dia, USD 2,17 para consumidores da ordem de 67 mil m³/dia e USD 0,35/MMBtu para consumidores termelétricos. A redução das margens para grandes consumidores industriais, implicaria na oneração da base restante de consumidores na área de concessão. Assim sendo, o assunto deveria ser estudado à luz do plano global de investimentos de cada concessionária e definido com o órgão regulador estadual.



Ieda Gomes,
Membro do Conselho da Câmara de Comércio Brasil-Grã-Bretanha
em Londres e Consultora da FGV Energia

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



OPINIÃO

O Novo Mercado de Gás

por John Forman*

No momento, há um grande interesse em torno do Novo Mercado de Gás, iniciativa que visa tornar o mercado do Brasil mais competitivo, reduzindo a influência da Petrobras no mesmo. Algumas das medidas agora propostas vêm do projeto Gás Para Crescer, do governo anterior, já que a preocupação com maior competitividade neste mercado vem de longe.

A Petrobras, que será afetada pelas medidas propostas, teve o monopólio para atuação nas atividades de petróleo e gás criado inicialmente por Lei, a 2.004 de 1953, que foi acolhido pela Constituição de 1988, em seu Art. 177. Por esta razão desenvolveu atividades monopolistas na área do gás, dentro do que estabelece a Constituição. O monopólio veio a ser flexibilizado pela Emenda Constitucional (EC) nº 9, de 1995. A EC permitiu que a União contratasse com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas para as jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, constantes do referido artigo, observadas as condições estabelecidas em lei. A Lei 9.478, de 1997, foi a primeira a

tratar do ordenamento da indústria de óleo e gás, da qual se seguiram outras. Mas o monopólio permanece com a União, uma vez que foi mantido o Art. 177 da Constituição, o qual trata também, do monopólio sobre a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e mine-rais nucleares e seus derivados.

A Petrobras, em função do seu monopólio histórico, desenvolveu inúmeras atividades como a pesquisa e lavra dos hidrocarbonetos, o refino, o transporte marítimo, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem, monopolisticamente nos termos da legislação vigente. Após a flexibilização, o monopólio legal se transformou em um monopólio de fato. E é o que se busca modificar agora.

A Constituição de 1988, também criou, desta vez para os estados, o monopólio dos serviços locais de gás canalizado, a ser exercido diretamente ou mediante concessões como consta do Art. 25.

No título da Ordem Econômica e Financeira da Constituição, o Art. 170 define que: a ordem econômica, fundada na valorização do trabalho humano, e na livre iniciativa, tem por fim assegurar...:

- I - soberania nacional;
- II - propriedade privada;
- III - função social das propriedades;
- IV - livre concorrência;
- V - defesa do consumidor;
- VI - defesa do meio ambiente;

.....

IX - tratamento favorecido para as empresas de pequeno porte constituídas sob as leis brasileiras e que tenham sua sede administrativa no País;

Parágrafo Único - É assegurado a todos o livre exercício de qualquer atividade econômica, independentemente de autorização de órgãos públicos, salvo nos casos previstos em lei.

O Art. 173, estabelece que: ressalvados os casos previstos nesta Constituição, a exploração direta de atividade econômica pelo Estado só será permitida quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo, conforme definidos em lei.

Já o Art. 174 define que: como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado.

A Constituição de 1988, como descrito anteriormente, busca dar a livre iniciativa, ou seja, ao setor privado, condições claras para o exercício de suas

atividades. Admite a exploração direta, pelo Estado, de atividade econômica, somente por imperativos de segurança nacional ou relevante interesse coletivo, desde que definidos em lei. No entanto, como também já mostrado, criou monopólios. No monopólio dos hidrocarbonetos, a modificação ocorrida foi prever a contratação com empresas estatais ou privadas de atividades previstas no Art. 177, sem, no entanto, eliminar o monopólio. Os monopólios de minérios e minerais nucleares, da União, e o de serviços locais de gás canalizado, dos Estados, não sofreram nenhuma alteração. Para alterá-los, se faz necessário que Emendas à Constituição venham a ser aprovadas, bem como leis, que definam as condições sob as quais se desenvolverão as atividades no setor nuclear e no de serviços de gás canalizado.

A Lei 9.478, de 1997, já foi alterada pela Lei 11.909, a Lei do Gás de 2009, pela Lei 12.351 de 2010, que criou o regime de partilha da produção em paralelo com o de concessão previsto na Lei 9.478. O novo regime incide sobre as áreas do pré-sal, definidas por um polígono, e em áreas que venham a ser consideradas estratégicas; criou ainda o Fundo Social. Ainda em 2010, a Lei 12.276 autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, criando um terceiro regime para a lavra dos hidrocarbonetos. No Governo passado, a Lei 12.351, sofreu alteração para modificar a obrigatoriedade da Petrobras de deter pelo menos 30% de qualquer contrato de partilha e de ser obrigatoriamente a operadora.

Por sua vez, a Lei 11.909, a Lei do gás, tem um substitutivo em análise no Congresso, já há cerca de dois anos, sendo que o atual Governo propõe modificações a esse projeto.

Sendo mantido o monopólio dos hidrocarbonetos na Constituição, bem como o Art. 173, onde está a previsão de que a Segurança Nacional ou o interesse coletivo, podem justificar a atuação do Estado, qualquer alteração na visão política de um Governo pode levar a modificações na chamada abertura ou flexibilização do monopólio, ou nas alterações que estão em discussão no momento.

A Lei 9.478 com uma proposta menos estatal, foi modificada para a introdução do regime de partilha da produção que buscou voltar a dar à Petrobras direitos de monopólio sobre as áreas do pré-sal ou áreas que venham a ser considerada estratégicas. Mais restrita agora, ainda dá à Petrobras o direito de se manifestar prioritariamente, sobre áreas oferecidas a exploração no regime de partilha da produção e mesmo participar de um bloco, sem ter feito parte do grupo ofertante vencedor do leilão.

Vemos assim, que a proposta inicial para a flexibilização do monopólio, já sofreu alterações importantes, em função da visão prevalecente no governo da ocasião. Restam, ainda, algumas sequelas da visão mais estatizante. Este é um problema não trivial.

A forma de tornar mais difícil as mudanças de orientação no aproveitamento dos recursos de hidrocarbonetos do País, seria a eliminação total do monopólio Constitucional, passando a prevalecer as regras que privilegiam a livre iniciativa e a livre concorrência. É certamente um caminho mais complexo do que a busca de alterações por regulamentos e acordos. A segurança jurídica será muito maior e com menor possibilidade de contestações.

Definir que o setor petrolífero do Brasil não poderá vir a ser modificado usando-se justificativas de

segurança nacional ou relevante interesse coletivo, seria outra forma de melhorar a segurança jurídica deste importante segmento da economia nacional.

Ao analisar especificamente o setor do gás, importante insumo na transição energética em curso no mundo, verificamos que a Lei 9.478 tratou do tema de forma muito sucinta, já que na época da elaboração da Lei, este insumo não tinha a importância que hoje tem. O assunto é tratado juntamente com o petróleo e seus derivados, nos capítulos VI, Do Refino de Petróleo e do Processamento de Gás Natural, VII Do Transporte de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural e VIII Da Importação e Exportação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural.

É importante notar que qualquer empresa ou consórcio de empresas, que atendesse ao disposto no Art. 5º da Lei, poderia submeter à ANP uma proposta para exercer estas atividades, que seriam AUTORIZADAS por aquela Agência, desde que cumprissem os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos que viessem a ser estabelecidos pela ANP. A leitura do Art. 58 mostra que qualquer interessado poderia fazer uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração; a ANP fixaria o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada, caso não houvesse acordo entre as partes, cabendo-lhe verificar, ainda, se o valor acordado era compatível com o mercado; a ANP regularia a preferência a ser atribuída ao proprietário das instalações para movimentação de seus próprios produtos, visando promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.

O Art. 59 estabelece que os dutos de transferência seriam reclassificados pela ANP como dutos de trans-

porte, caso houvesse comprovado interesse de terceiros em sua utilização. Tudo muito simples e objetivo. No entanto, a indústria sentia-se insegura com autorizações e buscou mudá-las para concessões.

Após longas discussões, foi aprovada a Lei 11.909 de 2009 (Lei do Gás) que dispôs sobre o transporte de gás natural, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Dos poucos parágrafos da Lei 9.478, passou-se para uma Lei com 60 artigos, concebida já dentro de uma visão divergente daquela que prevalecia quando da elaboração e promulgação da Lei do Petróleo. É uma Lei mais estatizante e elaborada para consolidar a posição da Petrobras.

A Lei do Gás deixa claro que a legislação específica local sobre os serviços de gás canalizado, será respeitada, função do monopólio criado pelo Art. 25 da Constituição. A Lei traz uma longa lista de definições, cabendo destaque para a definição de gasodutos de transferência, gasodutos de transporte e gasoduto de escoamento da produção, bem como a criação das figuras do Consumidor Livre, aquele que nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador; do autoprodutor e do autoimportador sendo estes dois últimos, aqueles produtores ou importadores que utilizam parte ou a totalidade do gás produzido ou importado, como matéria prima ou combustível em suas instalações industriais. Como não há referência quanto à forma pela qual o gás chega às instalações industriais, criou-se uma área polêmica, por não deixar claro o papel das distribuidoras estaduais, donas do monopólio de serviços de gás canalizado. O Art. 46, contribuiu, também, para a

polêmica ao estabelecer que o consumidor livre, o autoprodutor ou o autoimportador cujas necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora estadual poderão construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para seu uso específico, mediante celebração de contrato que atribua à distribuidora estadual a sua operação e manutenção. A não definição da forma e caracterização das condições pelas quais a distribuidora estadual não possa atender as necessidades de movimentação de gás trazem mais dúvidas quanto à legislação específica sobre os serviços de gás canalizado, atribuição dada aos estados pelo Art. 25 da Constituição.

A principal motivação para a criação do Consumidor Livre, do autoprodutor e do autoimportador foi a de privilegiar grandes consumidores e, em tese, reduzir o custo do insumo para suas instalações industriais. Duas considerações se fazem necessárias. A primeira diz respeito à criação de grandes consumidores que não dependam das distribuidoras estaduais e de suas redes, o que poderia reduzir os custos do gás a ser consumido por estes agentes econômicos, no entanto poderia resultar em um aumento de custos para os consumidores menores, uma vez que as distribuidoras não receberiam as tarifas referentes aos maiores volumes consumidos por consumidores livres e auto produtores ou importadores. A segunda consideração diz respeito ao Item IX do artigo 170, que dá tratamento favorecido para empresas de pequeno porte, dentro do conceito de apoiar e fortalecer as indústrias menores ou nascentes (infant industries), face a empresas maiores, que pelo fator escala, tem custos unitários mais baixos e por consequência são mais competitivas no mercado. O resultado seria o fortalecimento de empresas de maior porte, em detrimento das médias e pequenas.

A Lei do Gás também passou para o MME atribuições que cabiam à ANP, dando-lhe ainda a faculdade de propor, por iniciativa própria ou por provocação de terceiros, os gasodutos de transporte que deverão ser construídos ou ampliados. Considerará também o MME, estudos de expansão da malha dutoviária do País. O que era uma iniciativa de um agente econômico privado, passou a ser uma rígida atividade burocrática do MME. Estabeleceu que a atividade de transporte de gás natural será exercida mediante os regimes de concessão ou autorização. As autorizações ficam restritas aos gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais e as concessões aos gasodutos de transporte considerado de interesse geral. Nas concessões as tarifas a serem pagas pelos carregadores serão estabelecidas pela ANP, não mais sendo considerado o acordo entre as partes.

O Art. 45 estabelece que os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como terminais de liquefação e regaseificação, não estão obrigados a permitir acesso de terceiros. O contrário do estabelecido na Lei 9.478.

O Art. 56 assegura a manutenção dos atuais regimes de consumo de gás natural em unidades de produção de fertilizantes e instalações de refinação de petróleo nacional ou importado existentes na data de publicação da lei. Da mesma forma, o Art. 57 assegura a manutenção dos atuais regimes e modalidade de exploração dos gasodutos que fazem o suprimento de gás para as instalações previstas no Art. 56.

Esta extensa citação de artigos objetiva mostrar o caráter estatizante da Lei, além da óbvia preocupação em atender demandas específicas da Petrobras. O novo texto legal em discussão no Congresso

corrige parte dos equívocos mencionados, mas mantém ainda outros.

As medidas que estão sendo propostas para implantação por regulação da ANP, acordos com o Cade e outros, embora tenham como objetivo corrigir erros e desvios do passado, poderão sofrer questionamentos quanto à sua eficácia e mesmo, de certa forma, contribuir para a incerteza jurídica que tanto prejudica o setor. Nos TCC assinados pela Petrobras e Cade com a interveniência da ANP, há a afirmação das partes de que:

Cade e PETROBRAS reconhecem e declaram que o presente Termo de Compromisso não importa em reconhecimento de culpa e/ou prática de quaisquer infrações à ordem econômica pela PETROBRAS.

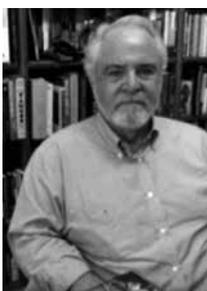
As infrações à ordem econômica devem ser punidas pelo Cade, caso aconteçam. É óbvio que não poderia haver reconhecimento de culpa quanto à condutas relacionadas ao mercado, uma vez que o que se tem é o resultado de um monopólio legal atribuído a Petrobras, que dentro dele, desenvolveu suas atividades. A busca de uma solução para aumentar a competitividade no mercado, pela venda de ativos, depende apenas da decisão da empresa, que deve ser referendada por seu Conselho de Administração e, em última instância, por seus acionistas. Não há como cessar uma prática, quando ela não existiu.

Embora seja um caminho mais trabalhoso, com negociações que poderão se revelar difíceis e mesmo frustrantes, a forma mais segura de criar um Novo Mercado para o Gás, seria por meio da eliminação dos monopólios previstos na Constituição, dando à indústria de petróleo e gás o tratamento dado aos demais recursos minerais e potenciais hidráulicos, na forma do Art. 176 da Constituição. Novas leis, menos casuísticas, que

venham privilegiar a livre iniciativa e a livre concorrência, estabelecendo de forma clara as responsabilidades de cada instância, trariam à indústria uma segurança e estabilidade que muito poderiam contribuir para o necessário desenvolvimento econômico do País.

Ou seja, um arcabouço legal estável que permita a regulação ágil e correta por parte da ANP, a elimi-

nação da fragmentação da responsabilidade que atualmente existe como forma de caracterizar a subordinação da agência a um Ministério transformando-a em órgão de Governo e não de Estado, como originalmente concebido e consagrado pela prática internacional, evitando a captura política, dará à indústria do petróleo e gás segurança jurídica, que permitirá seu desenvolvimento e sucesso no futuro.



John Forman

Ex-Diretor da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



OPINIÃO

Novo mercado de gás natural - oportunidades e desafios

por Jorge Celestino*

VISÃO GERAL DA CADEIA DE VALOR DO GÁS NATURAL

A Sociedade do Século 21 vem experimentando um conjunto de tendências com impactos disruptivos na vida cotidiana. Podemos citar, de forma não exaustiva, dentre elas: mudanças climáticas em decorrência de emissão de gases de efeito estufa; maior utilização de ambientes e ferramentas digitais; a crescente eletrificação do setor de transporte; a tendência de maior disponibilidade de geração distribuída; e o crescente compartilhamento de usos de ativos, impactando negócios tradicionais.

Nesse contexto, a indústria de energia tem sido dramaticamente impactada, obrigando as corporações a revisitem seus planos de negócios considerando como premissas: o uso e desenvolvimento de combustíveis com menor impacto na emissão de gases de efeito estufa por quantidade de energia útil; o desenvolvimento de tecnologias que promovam a redução e captura de carbono; e a adaptação dos seus negócios com maior intensidade em tecnologias digitais, tornando os processos mais

competitivos. Assim, o gás natural como combustível de transição para uma matriz de baixo carbono, tem sido considerado um combustível core para as sociedades e corporações na implementação de uma matriz energética limpa e competitiva.

No Brasil, previsões e perspectivas estimam um consistente aumento da disponibilidade de gás natural no mercado doméstico, o que estabelecerá uma nova dinâmica. No sentido de estabelecer o ambiente adequado para esta nova condição de mercado, o Governo vem coordenando ações para estabelecimento das premissas e arcabouço regulatório, com o objetivo de promover a oferta de gás natural a preços competitivos. No entanto, diferente de outros países do mundo, onde o gás natural tem sido introduzido principalmente na substituição de combustíveis que contribuem com elevada emissão de gases com efeito estufa, no Brasil temos considerável participação de combustíveis renováveis na matriz energética. Adicionalmente, considerando a estrutura e configuração do mercado doméstico de O&G, avaliamos os fatores relevantes que devem ser

considerados na proposição da nova modelagem da cadeia de valor do negócio:

1. OFERTA DE GÁS NATURAL- As previsões indicam que o Brasil, e o Cone Sul, nesta década, se tornarão longos na oferta de gás natural, em decorrência das projeções de aumento de produção no Brasil e na Argentina. Ressalta-se, no entanto, que, no Brasil, a majoritária fonte de produção de gás natural tem origem em áreas offshore, como gás associado. Assim, efeitos de variações na demanda, que impliquem em impactos no escoamento da produção de gás natural repercutirão na produção de petróleo com reflexos em investimentos, e resultados econômicos e operacionais.

Dessa forma, a demanda de gás natural deverá estar conectada com demandas previsíveis e de baixa volatilidade mitigando os riscos de impactos na produção de óleo e gás.

2. DESAFIOS DA DEMANDA - Atualmente, a demanda de gás natural no Brasil (Tabela 1) se origina em três grandes blocos, quais sejam: consumo em unidades do Sistema Petrobras, geração de energia elétrica e mercado de distribuição (industrial, residencial e outros).

O atendimento desta demanda tem se dado por meio da produção nacional, importação da Bolívia e Importação de GNL (Tabela 2).

Tabela 1: Evolução da Demanda de Gas Natural (MMm³/dia)

ANO	2015	2016	2017	2018
Termelétrico	41	24	29	23
Não Termelétrico	37	35	37	39
Sistema Petrobras	17	17	17	16
TOTAL	95	76	83	78

Fonte: Petrobras

Tabela 2: Evolução da Oferta de Gas Natural (MMm³/dia)

ANO	2015	2016	2017	2018
Nacional	45	44	54	49
Bolívia	32	28	24	22
GNL	18	4	5	7
TOTAL	95	76	83	78

Fonte: Petrobras

Da análise dos dados apresentados nas Tabelas 1 e 2, verifica-se que as variações da demanda têm ocorrido de forma expressiva na parcela para geração termelétrica, com os ajustes no lado da oferta ocorrendo na importação de GNL e gás da Bolívia.

É importante mencionar que a geração de energia termelétrica, que em um passado recente competia basicamente com a geração hidráulica, tem enfrentado, a cada dia, maior competição com as energias eólica e solar, as quais têm se mostrado bastante

competitivas em custos, com previsão de expressivo aumento na oferta nos próximos anos.

No nosso entendimento, ancorar o escoamento da produção de gás natural de origem offshore e associado à produção de petróleo no setor elétrico, dadas as perspectivas de oferta de gás natural no mercado doméstico, introduzirá fragilidades na rentabilidade dos ativos alocados nestas operações.

Assim, faz-se necessário o desenvolvimento de novos mercados de gás natural por meio de modelos logísticos, operacionais e comerciais competitivos para viabilizar a sua comercialização, em substituição a outros energéticos e como matéria-prima em processos petroquímicos.

3. INFRAESTRUTURA PARA ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO E ACESSO AOS MERCADOS – Para o desenvolvimento do mercado de gás natural, torna-se essencial a implementação de uma infraestrutura de logística que suporte uma condição competitiva para o produto em relação aos seus substitutos. No Brasil, temos uma carência significativa dessa infraestrutura. A malha de transporte está concentrada nos estados do litoral brasileiro, com elevada expressão na região Sudeste (mais de 75%), e, por conseguinte, uma forte concentração do mercado de gás natural nesta região.

Assim, o desenvolvimento do mercado passa necessariamente pela sua interiorização e capilarização, por meio do desenvolvimento de infraestrutura logística competitiva em custos.

Nesse sentido, desenvolver modelos de negócios com infraestruturas mais flexíveis (Small Scale LNG, Gasodutos Virtuais) configura-se como uma etapa importante no desenvolvimento de novos mercados e na interiorização do gás natural.

Entendemos ser relevante também considerar o atual modelo de operação do sistema, decorrente da existência de apenas um ator relevante em todas as etapas da cadeia de valor do negócio de gás natural.

Essa configuração permite que a gestão da operação, com toda a complexidade do planejamento e operação dos ativos, seja adotada por um único ator por meio de um conjunto de decisões, tais como: decisão de importação de GNL, gestão de plano de manutenção de ativos integrados, ajustes no balanço de oferta e demanda pela gestão dos contratos comerciais e fornecimento de produtos substitutos, viabilizando a garantia do atendimento do mercado (segurança energética) e a confiabilidade do escoamento da produção de gás natural minimizando impactos na produção de petróleo. Com a participação de múltiplos atores nas camadas da cadeia de valor do gás, a gestão da operação se tornará mais complexa exigindo elevada expertise técnica e operacional na coordenação do Sistema.

NOVO MERCADO DE GÁS NATURAL – PROPOSIÇÕES, OPORTUNIDADES E DESAFIOS

O Governo vem introduzindo modificações na configuração e no marco regulatório do setor de gás natural. O projeto para a abertura do mercado de gás natural - Novo Mercado de Gás - consiste em uma série de ações que têm como objetivo promover o crescimento do mercado de gás natural por meio de uma significativa redução de preços, via maior competição no setor. Para isso, é fundamental a quebra dos monopólios da Petrobras na produção, transporte e comercialização do combustível, e das distribuidoras estaduais de gás natural na distribuição do insumo dentro dos estados. Nesse sentido, a Petrobras, por meio de um TCC com o Cade, se comprometeu a: a) vender suas participações nas companhias de trans-

porte (TAG, NTS e TBG) de gás natural; b) vender suas participações nas companhias de distribuição de gás natural nos Estados; c) ceder capacidade não utilizada em gasodutos que a estatal tem sob contrato; d) dar acesso às unidades de processamento de gás, gasodutos marítimos de escoamento de gás e terminais de regaseificação, de propriedade da companhia.

Com base neste acordo que definirá uma nova configuração do setor, a ANP se responsabilizará pela elaboração de um novo arcabouço regulatório para permitir a adequada operação do setor com múltiplos agentes nos diversos elos da cadeia de valor do gás natural. As principais diretrizes oriundas do CNPE são:

- a) *unbundling* nos elos da cadeia de valor (produção, transporte, distribuição), estabelecendo a total independência dos agentes transportadores;
- b) acesso não discriminatório de terceiros nas infraestruturas essenciais (escoamento, processamento e regaseificação de gás natural);
- c) criação de três zonas de mercado (uma por transportadora) com o estabelecimento das transportadoras como as responsáveis pela a coordenação operacional da malha, a partir dos códigos de rede que serão elaborados pelas transportadoras e aprovados pela ANP;
- 4) definição da Petrobras como supridor de última instância, responsável por garantir o balanceamento das zonas de mercado e interconexões entre as transportadoras;
- 5) possibilidade de realização de leilões de venda de gás para redução de concentração de mercado.

No que tange às medidas a serem adotadas por parte dos Estados temos,

1. a criação de agências reguladoras independentes e privatização das companhias distribuidoras de gás.

2. celebração de acordo entre os estados para realização de ajuste SINIEF, visando alterar a regra de tributação do ICMS do gás de fluxo físico para o comercial.

Consideramos importante a regulamentação do Consumidor Livre e Autoprodutor com definição de tarifa competitiva para clientes conectados fora da malha de distribuição.

No nosso entendimento, as iniciativas propostas são bastantes consistentes. No entanto, os documentos que irão detalhar e definir as responsabilidades, direitos e papéis dos múltiplos agentes do setor trazem desafios relevantes na sua elaboração, no sentido de alinhar os interesses dos stakeholders e dar o sinal correto para destravar os investimentos necessários ao desenvolvimento do mercado de gás natural. Assim, o novo marco regulatório deverá facilitar, suportar e encorajar:

- a) O desenvolvimento de novos mercados a partir da interiorização e capilarização do uso de gás por meio da implementação de modelos comerciais, logísticos, e operacionais competitivos (Consumidor Livre, Small scale LNG, Gasodutos Virtuais, e outros open access).
- b) Investimentos em infraestrutura logística flexível viabilizando a criação de novas demandas como transição para consolidação de mercados viabilizando futuras construções de dutos;
- c) Estabelecimento de modelos tarifários, tributários e acesso a infraestrutura de escoamento, processamento e transporte que viabilizem o acesso de produtores e comercializadores ao mercado de forma competitiva;
- d) Implementação de um modelo de gestão da operação do sistema de forma centralizada garantindo a segurança do atendimento do mercado (segurança

energética), confiabilidade no escoamento da produção de gás natural, segurança operacional e integridade dos ativos de forma competitiva.

Como conclusão, no nosso entendimento, para o sucesso da transição para o novo mercado de gás natural, alguns temas merecem atenção especial:

1. **MODELO TARIFÁRIO DE TRANSPORTE:** o modelo proposto organiza o sistema em três zonas de mercado - uma por transportadora. Esse modelo facilita a implementação, pois torna a discussão com as transportadoras mais fácil, na medida em que minimiza os riscos nos contratos existentes e reduz a complexidade na gestão do fluxo de receitas entre as transportadoras, mas tem como grande efeito adverso gerar distorção entre as tarifas de transporte nas regiões, reduzindo a competitividade entre regiões e produtores no país.
2. **AJUSTE NA REGRA TRIBUTÁRIA POR MEIO DE SINIEF:** a alteração da regra tributária do fluxo físico para comercial é condição fundamental e

básica para a reforma, no entanto realizar essa alteração por meio de ajuste SINIEF, e não por meio de promulgação de Lei Complementar, introduz insegurança jurídica para o mercado.

3. **COORDENAÇÃO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA:** a operação do sistema de transporte de gás natural hoje é realizada por companhias transportadoras, que devem tornar-se majoritariamente privadas (unbundling). No entanto, a coordenação do sistema, nomeação, balanceamento e segurança do suprimento de gás natural, garantia do atendimento de contratos, coordenação de paradas de manutenção dos supridores e clientes, garantia de escoamento de gás das plataformas, entre outros papéis críticos, serão de fato providos pelos Supridores e Comercializadores, que em conjunto com as transportadoras deverão construir um modelo de governança, gestão e operação que traga segurança jurídica, conformidade, segurança e confiabilidade operacional, garantindo dessa forma a confiabilidade no atendimento ao mercado.



Jorge Celestino
Ex-Gerente Executivo da Petrobras

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



OPINIÃO

A bola da vez

por José Cesário Cecchi e
Melissa Cristina Mathias*

Não é de hoje a expressão já conhecida de que “o gás natural é o combustível do futuro” ou a também famosa “chegou a vez do gás natural, que é o energético de transição”. Frases como essas têm sido repetidas desde meados da década de 1990, quando se iniciou o processo de reforma e de abertura nos setores de petróleo e gás natural do país.

De fato, pode-se observar uma expansão no consumo de gás natural no país ao longo das últimas duas décadas. Em 1998, o gás natural correspondia a apenas 3,7% no total da oferta interna de energia e, de acordo com o Balanço Energético, em 2018 o gás apresentou 12,5% de participação na matriz energética nacional. Em valores absolutos, a oferta interna de gás natural cresceu a uma taxa média anual de 8,7% nesse período. Não obstante essa evolução, o gás natural corresponde apenas a cerca de 7% do consumo nacional final de energia, dessa forma não se pode afirmar que o gás natural tenha alcançado o papel de protagonista num processo de transição energética como se esperava.

A indústria de gás natural é composta por uma série de atividades distintas e interdependentes, as quais devem atuar de forma coordenada para que o produto seja fornecido aos consumidores. Ela é, portanto, uma indústria de rede, na qual há uma interdependência sistêmica entre os diferentes segmentos. Essa peculiaridade da indústria gasífera fez com que ela se constituísse, não apenas no Brasil, mas em diversos países do mundo, sob a forma de monopólios verticalmente integrados.

Quando se analisa a indústria a partir de uma perspectiva de competição, os segmentos da cadeia de valor do gás natural possuem natureza distinta. Indústrias de rede normalmente são compostas por atividades nas quais é possível introduzir a competição (como a produção) e atividades que possuem características de monopólio natural (como o transporte e a distribuição). Neste último caso, a alocação eficiente de recursos para a economia ocorre quando uma única firma é a prestadora do serviço.

Não por acaso as reformas nas indústrias gasíferas em todo o mundo consistiram na efetiva separação das atividades da cadeia de valor, na introdução da competição nos segmentos onde isso fosse possível e na regulação das atividades que são monopólios naturais, particularmente garantindo o acesso aos segmentos monopólicos da cadeia. A garantia de acesso à infraestrutura de transporte de gás natural é fundamental para permitir que haja efetiva competição e desenvolvimento dos mercados nas atividades potencialmente competitivas a montante e a jusante dos gasodutos.

No Brasil não foi diferente. A Lei nº 9478/1997 (Lei do Petróleo) introduziu a competição na produção por meio da promoção de leilões de blocos exploratórios, por meio dos quais novos agentes puderam se inserir na indústria, e exigiu que a Petrobras constituísse uma empresa para construir e operar seus dutos, na tentativa de separar a atividade monopólica das demais atividades da cadeia. A partir de então, a ANP regulamentou o acesso à infraestrutura de transporte de gás natural, inicialmente com a publicação da Portaria ANP nº 169/1998. Esta norma facultou o uso por terceiros, mediante remuneração adequada ao titular das instalações de transporte de gás natural, existentes ou a serem construídas. Com base no marco legal vigente à época, a ANP resolveu entre os anos de 2000 e 2001 quatro conflitos de acesso ao Gasoduto Bolívia-Brasil, garantindo a utilização da infraestrutura de transporte e a remuneração justa ao prestador do serviço de transporte de gás natural. Em 2001, a ANP instituiu por meio da Portaria ANP nº 098/2001, o mecanismo de Concurso Aberto para a alocação da capacidade de transporte de gás natural. O mecanismo objetivava garantir condições isonômicas para carregadores interessados em acessar as redes de transporte no caso de expansão dessas redes. Em 2005, a ANP publicou a

Resolução ANP nº 027/2005, a qual regulamentou o uso das instalações de transporte dutoviário de gás natural, mediante remuneração adequada ao transportador. Esta norma instituiu o Concurso Público de Alocação de Capacidade (CPAC) como procedimento público de oferta e alocação de capacidade de transporte para serviço de transporte firme aos carregadores/produtores de gás natural.

Com a publicação da Lei nº 11.909/2009 (Lei do Gás), a exigência de separação da atividade de transporte foi estendida a todos os agentes da cadeia, uma vez que este diploma legal determinou que a atividade de transporte de gás natural somente pode ser exercida por um transportador (de gás ou de outros combustíveis) ou por agente que opere instalações de armazenagem de gás natural. O acesso à capacidade disponível (novos gasodutos ou capacidade descontratada em gasodutos existentes) ocorreria por meio de Chamada Pública (mecanismo para alocação de capacidade, similar ao CPAC, mas agora incluído na norma legal e não mais em norma infra legal). No caso de dutos existentes e sem capacidade disponível, o acesso foi, mais uma vez, regulamentado pela ANP (Resolução ANP nº 011/2016).

A ANP vem, portanto, desde a sua criação, editando normas que visam regular a atividade monopólica, de forma a garantir o acesso à infraestrutura de transporte. É importante que fique claro que o transporte de gás natural é um monopólio natural. Isso significa, na prática, que apenas uma firma exercerá esta atividade em uma determinada região geográfica, seja ela pública ou privada. Sob o prisma da regulação, não há qualquer diferença de tratamento para uma firma pública ou privada. Sendo a estrutura de mercado um monopólio, esta deve ser regulada, tanto no que diz respeito ao acesso quanto no tocante à remuneração adequada para os diferentes serviços que irá prestar.

A regulação eficiente da atividade de transporte de gás natural permite a atração de investimentos nas atividades a montante e a jusante da cadeia, gerando as condições para o efetivo desenvolvimento do mercado, em condições competitivas. Ela também cria as condições para a realização da expansão na infraestrutura, visando ao atendimento dos mercados que se espera desenvolver.

Há que se ressaltar, no entanto, que embora as leis do petróleo e do gás tenham avançado na separação das atividades da cadeia, elas não foram suficientes para alterar a estrutura de mercado de forma significativa. Contudo, as transformações recentes no marco legal da indústria representaram importante sinalização para o mercado no sentido de sua efetiva abertura para a atuação de novos agentes nos distintos segmentos da cadeia de valor do gás natural. Os dois grandes marcos recentes com implicação direta para a indústria gasífera foram a publicação do Decreto nº 9.616/2018 e a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE nº 016/2019.

O Decreto nº 9.616/2018 introduz o conceito de sistema de transporte de gás natural. A norma determina, ainda, que os serviços de transporte de gás natural serão oferecidos no regime de contratação de capacidade por entrada e saída, em que a entrada e a saída poderão ser contratadas de forma independente. Um mecanismo de alocação de capacidade baseado em um sistema de entrada e saída, onde as capacidades nos pontos de entrada e de saída podem ser reservadas separadamente, possui uma considerável vantagem na promoção da concorrência e da liquidez do mercado de gás natural, limitando a desvantagem que atualmente os pequenos carregadores possuem de contratar capacidade de transporte no Brasil. O sistema de entrada e saída gera mais flexibilidade para os carregadores, e promove uma comercializa-

ção eficiente, ao permitir que carregadores e novos entrantes reservem capacidade sem especificar antecipadamente para onde o seu gás natural deve ir. Eles permitem o desenvolvimento de pontos virtuais de negociação, onde o gás natural de entrada é levado a um ponto virtual no sistema, a partir do qual o mesmo ou outros usuários da rede podem transportar para um ponto de saída. Este Decreto estabelece que cabe à ANP regulamentar o funcionamento do sistema de transporte. A ANP também deverá disciplinar os critérios de autonomia e de independência para o exercício da atividade de transporte de gás natural em relação às demais atividades da cadeia, com vistas à promoção da livre concorrência, da transparência das informações, do acesso não discriminatório aos gasodutos e do uso eficiente das infraestruturas.

Já a Resolução CNPE nº 016/2019, de 24 de junho deste ano, estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural. Esta norma versa sobre os princípios a serem observados na transição para o mercado concorrencial de gás natural. A Resolução estabelece como de interesse da Política Energética Nacional que o agente que ocupe posição dominante no setor de gás natural, dentre outras medidas, aliene as ações que detém nas empresas de transporte e distribuição, defina suas demandas nos pontos de entrada e saída no sistema de transporte, coopere no processo de transição para o regime de entrada e saída no sistema de transporte e promova a venda de gás natural por meio de leilões. É óbvio que estamos nos referindo à Petrobras.

Adicionalmente a esses diplomas legais, a Petrobras assinou com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, em 08 de julho de 2019, o Termo de Compromisso de Cessação de Prática, por meio do qual a companhia se comprometeu a dar acesso a

terceiros aos sistemas de escoamento e às unidades de processamento de gás natural, assim como alienar sua participação acionária em uma série de ativos nos segmentos de monopólio natural da cadeia, a saber, o transporte e a distribuição. Além disso, a Petrobras se comprometeu a, enquanto não ocorrer esta alienação, indicar Conselheiros de Administração que se enquadrem no conceito de conselheiros independentes, de modo a assegurar a desverticalização funcional das empresas. Também se compromete a companhia a promover as adequações necessárias em seus contratos de transporte. Esta última medida permitirá que os transportadores tenham condições de ofertar a capacidade remanescente ao mercado no sistema de entrada e saída, sem reserva de capacidade nas interconexões entre transportadores.

Agora, portanto, os princípios e diretrizes para a efetiva abertura do mercado de gás natural são apresentados em Resolução do CNPE como de interesse da Política Energética Nacional. Além disso, diferentemente do que ocorreu no passado ao longo do processo de abertura do mercado, agora há um comprometimento da empresa incumbente de retirar-se das atividades monopólicas, permitindo a entrada de novos agentes.

Pode-se dizer que a publicação desta Resolução do CNPE, juntamente com a assinatura do Termo de Compromisso de Cessação de Prática entre a Petrobras e o Cade representam as ferramentas práticas para efetivar a abertura do mercado de gás natural, constituindo-se nos dois marcos fundamentais para a inserção concreta de novos investidores nesse mercado. No entanto, este é só o começo do processo. Como bem destacado no próprio texto do CNPE, deve haver uma articulação entre diferentes instituições, a saber o Ministério de Minas e Energia - MME, o Ministério da Economia - ME, a Empresa de

Pesquisa Energética - EPE, o Cade e a própria ANP a fim de monitorar a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás natural, inclusive por meio da proposição de medidas complementares à Resolução do CNPE, caso seja necessário.

Do ponto de vista da regulação, as novas orientações do CNPE e a publicação do Decreto no final do ano passado requerem a elaboração de novos regulamentos. Neste sentido, a ANP incluiu em sua Agenda Regulatória a elaboração de resolução que estabelece critérios para o cálculo das tarifas de transporte de gás natural no sistema de entrada e saída. Também está contemplada nesta Agenda a elaboração de Resolução para tratar da Interconexão entre Gasodutos de Transporte.

A Agenda Regulatória é um importante instrumento adotado pelo regulador, o qual apresenta ao mercado as normas que a Agência espera publicar no curto e médio prazos. Por meio dela a sociedade de maneira geral tem ciência dos assuntos em estudo e passíveis de regulamentação. Ela possibilita, portanto, previsibilidade ao mercado das ações do regulador.

É fundamental realçar também que a alteração da estrutura da indústria, com a redução da participação da Petrobras, irá requerer uma mudança comportamental dos demais agentes que atuam nos distintos segmentos da cadeia do gás natural. Atualmente, a Petrobras exerce o papel de supridora nacional e assume todos os riscos inerentes a esse papel. Uma vez que os mercados de gás natural sejam mais competitivos e que os agentes sejam livres para escolher seu supridor ou consumidor, tais agentes passarão a tomar riscos antes circunscritos à própria Petrobras. Portanto, não apenas a estrutura da indústria passará por um processo de transformações, mas também os

agentes terão que se transformar para fazer frente aos novos desafios que se colocam em um mercado mais aberto e competitivo.

Contudo, mesmo com a saída ou redução da participação da Petrobras de parte das atividades da cadeia, a continuidade do processo de reforma não será rápida. Não se pode alterar uma estrutura e o funcionamento de um mercado da noite para o dia, por meio da publicação de uma lei ou de um conjunto de normas. O processo de transformações da indústria é contínuo e a transição não ocorre de forma imediata.

O país já possui as instituições necessárias para dar continuidade ao processo de reforma da indústria

de gás natural, mas estes devem atuar de forma coordenada para que os objetivos da reforma sejam alcançados. A coordenação é fundamental para que distintas instituições atuem de forma conjunta, dentro de suas esferas de competência, perseguindo um mesmo objetivo. O Estado e suas instituições não podem abrir mão do seu papel de planejador da indústria e, mais que isso, de planejador das indústrias energéticas, de forma conjunta, respeitando as características e a lógica de funcionamento de cada uma das indústrias energéticas, e não subjugando uma indústria à lógica de funcionamento da outra. À ANP caberá a regulação dos diversos temas correlatos à indústria do gás natural, por meio de critérios técnicos e de transparência no processo de tomada de decisões.



José Cesário Cecchi
Diretor da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP



Melissa Cristina Mathias
Assessora da Diretoria 2 da Agência Nacional do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis – ANP

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



OPINIÃO

As perspectivas para o Gás Natural

por Julio Bueno*

O cenário para o gás natural no Brasil está mudando drasticamente. A transformação é resultado da perspectiva de aumento da produção, em função do pré-sal e das novas descobertas em Sergipe, e da liberalização da oferta, com a quebra do monopólio (de fato) da Petrobras.

Faz-se necessário dizer, a priori, que, assim como ocorreu em toda a indústria de petróleo, a Petrobras, tomando para si os riscos, foi fundamental para a descoberta de gás natural em território nacional e o novo cenário de abundância que se avizinha. A crítica à sua atuação monopolista deve sempre levar em conta o outro lado da questão, que é o sucesso histórico obtido pela empresa em suprir o mercado nacional de petróleo, gás e derivados.

Vale dizer que o desenvolvimento do uso do gás natural no Brasil é uma história relativamente recente, iniciada há cerca de 20 anos. Antes, diz o folclore da Petrobras, a descoberta de um reservatório de gás natural era desprezada na empresa, dada a sua "inutilidade".

O gás natural só começou a fazer parte relevante da matriz energética brasileira com a construção do gasoduto Brasil-Bolívia, cuja operação foi iniciada em 1999. Daí em diante, vários equívocos foram cometidos, principalmente relacionados ao preço, mas também relativos à oferta, sendo todos em decorrência do monopólio.

Em 2001, com o apagão de energia elétrica, a Petrobras foi instada pelo governo a viabilizar térmicas a gás com preços inferiores aos necessários para o equilíbrio econômico do negócio. Somente o monopólio permitiria tal atitude uma vez que, havendo outros agentes ofertantes de gás, seria muito mais difícil que a ordem fosse efetivada. Foi traumático para a companhia assumir prejuízos, o que talvez explique equívocos que se seguiram, fazendo com que a cultura monopolista se enrijecesse, ignorando o olhar ao mercado, no caso do gás natural.

Veio, a posteriori, uma fase de euforia, no período de 2003 a 2006. A Diretoria de Gás e Energia da

Petrobras, principalmente por conta do campo de Mexilhão na Bacia de Santos, proclamou que teríamos uma oferta enorme de gás natural, sem que houvesse mercado para o produto.

Foi lançado então o Programa de Massificação do Gás Natural, mas, com a frustração na produção, aconteceu o contrário. No período posterior a 2006, o gás virou produto escasso. A Petrobras, tendo a necessidade de despachar as térmicas, chegou, no caso de Rio de Janeiro, a negar, em 2007, a oferta de gás à CEG, fazendo com que os postos de GNV ficassem, literalmente, sem gás para venda aos consumidores. Isso depois do grande incentivo à frota de carros a gás natural no período de massificação.

O Rio de Janeiro, para garantir o aumento do consumo, reduziu o ICMS do gás e o IPVA dos carros convertidos a gás natural, o que levou a uma frota de 600 mil veículos com uso do combustível no Estado. Vale dizer que o Estado foi à Justiça e venceu a causa, tendo a Petrobras que indenizar o Tesouro fluminense.

Como forma de reduzir os prejuízos causados pela necessidade de viabilizar as térmicas na época do apagão, a Petrobras tomou a decisão de comprá-las. Como consequência, e aí a miopia do monopólio se fez presente, a então direção da empresa, apoiada pelo Governo Federal, decidiu entrar nos leilões de energia. Era, portanto, um evidente despautério: vender um produto escasso como o gás a si própria e a outras empresas e competir com as mesmas!

No leilão de energia de 2011, o absurdo se fez presente, quando a Petrobras vendeu para si o gás por quase a metade do preço do segundo colocado, que previa a utilização do gás fornecido por ela. E ainda teria que comprá-lo, em um contrato *"take or*

pay". O Cade, que foi instado a se pronunciar sobre o assunto, achou que era tudo normal. Vale a pena lembrar a história para que os erros cometidos nunca mais se repitam.

Há ainda um equívoco, que se perpetua, que é não tratar o custo da extração do gás natural, principalmente o associado ao petróleo, como marginal. As operadoras não podem, pela lei, se desfazer do gás. Portanto, o preço do combustível não deveria carregar o custo da infraestrutura utilizada para produzi-lo, dividindo com o óleo retirado. Carregar o gás com tal custo é uma questão interna à Petrobras que, no entanto, afetou todo o mercado brasileiro, pelo preço praticado.

A situação explica-se pela luta interna das unidades de negócio de maximizarem os seus resultados, independente do todo. Assim as questões internas do monopolista, ou seja, os custos das diretorias, além do resultado de cada uma, levaram a uma distorção no mercado, com a prática de preços excessivamente elevados e críticas de toda a sociedade.

Hoje, a Petrobras adota um conceito de tarifa postal. Por esta metodologia, o valor da parcela de transporte adotada pela estatal é único para todos os seus clientes (sobretudo as distribuidoras de gás), independente do uso da rede de transporte ou da distância entre as fontes de suprimento e os pontos de entrega.

Por fim, e não menos importante, a Petrobras impôs contratos com prazos diferentes às distribuidoras estaduais, o que fez com que cada uma tivesse um preço. Provavelmente, a tese equivocada do monopolista foi que cada estado é um mercado e, portanto, não haveria problema de preços diferentes para mercados diferentes.

Ledo engano. A empresa que fabrica no Estado do Rio compete com a empresa que fabrica o mesmo produto em Santa Catarina. Isso levou, simplesmente, o Estado do Rio de Janeiro, principal produtor de gás do Brasil e que tem um preço quase duas vezes maior que Santa Catarina, a perder empresas que buscam maior competitividade a partir de um preço menor do gás natural.

Esse histórico mostra que a quebra do monopólio poderá trazer profundas modificações no mercado brasileiro. Espera-se que, em um mercado com vários produtores ofertando gás, com a infraestrutura permitindo o livre acesso, com distribuidoras privadas sem o agente dominante como acionista, com consumidores livres, autoprodutores e com agências governamentais zelando pela concorrência justa, ocorra uma queda no preço e o fim das distorções aqui citadas.

Evidente que são esperados preços diferentes em mercados diversos, mas seguindo a lógica econômica e não a do monopólio. Nesse sentido, é esperado o fim da tarifa postal, com o custo do transporte do gás sendo determinante para o estabelecimento do preço. Do ponto de vista do Estado do Rio de Janeiro espera-se, dentro da racionalidade econômica de maior produtor, que o gás natural seja um atrativo importante para a instalação de empreendimentos que necessitem do gás natural. Esse novo momento que se avizinha permitirá a ampliação do parque térmico para geração de energia elétrica, a atração de indústrias intensivas em gás natural, como a de vidro e a de cobre, e a ampliação da petroquímica a gás.

Quanto à Petrobras, não se pode esquecer que o seu papel foi fundamental para a disponibilização do gás natural no Brasil. Os equívocos aqui citados foram frutos de um monopólio cada vez mais anacrônico, cuja permanência não faz mais sentido.



Julio Bueno

Ex-Secretário Estadual da Fazenda do Estado do Rio de Janeiro

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



OPINIÃO

Reflexões sobre pré-sal e seus reflexos para o mercado de gás natural

por Magda Chambriard e
Daniel Lamassa*

Continua o otimismo moderado em relação à exploração e produção de petróleo e gás natural no mundo, mormente em águas profundas. Ao mesmo tempo em que se prevê aceleração das atividades, chama atenção o recuo do preço do petróleo no mercado internacional de janeiro para cá, quando saiu do patamar de US\$ 70/barril para o de US\$ 60-65/barril, devido a questões geopolíticas no mundo.

No Brasil, estudos da FGV Energia indicam que o país poderá superar a marca de produção dos 4 milhões de barris/dia de petróleo cru e de mais de 250 milhões de m³/dia de gás, até 2030.

Ocorre que se já há arrojo em produzir esse petróleo e gás natural, mais arrojo ainda será necessário para disponibilizar esse gás para o mercado. O “choque da energia barata” não é coisa simples e deverá contar com muita determinação, coordenação e persistência.

O texto abaixo apresenta algumas previsões, com o objetivo de contribuir para essa discussão e para a definição da dimensão dessa questão, que, tão

somente na questão do gás, já envolve grande complexidade.

O GÁS NATURAL A SER PRODUZIDO E DISPONIBILIZADO NO PAÍS

Até 2030, o gás natural produzido seria principalmente o associado à produção de petróleo em águas profundas, oriundo em grande parte da produção do pré-sal e de propriedade em geral da Petrobras. Isso quer dizer que o aproveitamento do fluido óleo, produzido em campos operados pela Petrobras, é que ditaria o ritmo da produção do gás.

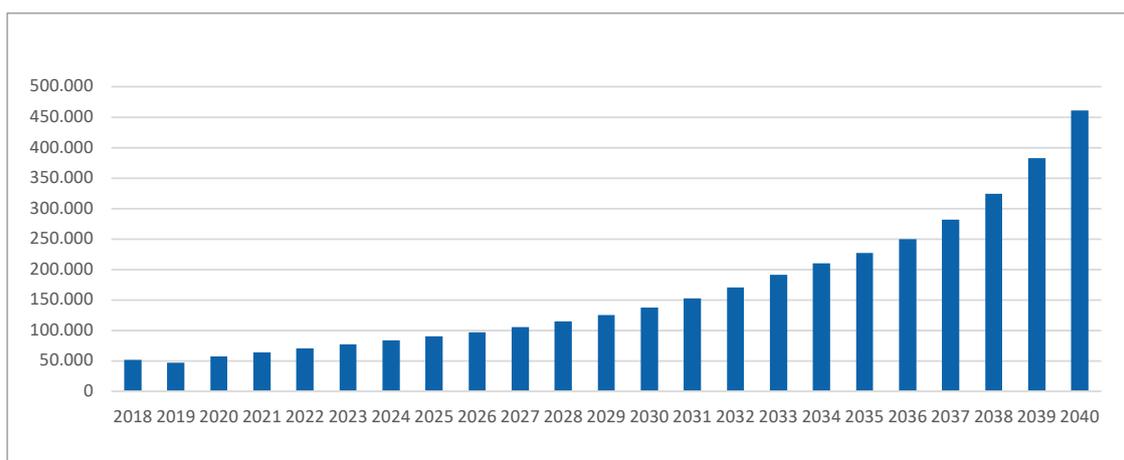
Os campos produtores seriam principalmente os localizados no polígono do pré-sal, hoje em produção e/ou em desenvolvimento, com parcela de contratos sob regime de concessão (onde a Petrobras opera e atua sozinha ou em parceria), sob regime de cessão onerosa (onde a Petrobras atua sozinha) e sob regime de partilha (onde a Petrobras opera e atua em parceria). Portanto, o gás seria principalmente da Petrobras e de seus parceiros e o portfólio de projetos da Petrobras o principal motivador dos possíveis investimentos para o aproveitamento do gás.

O gás produzido e disponibilizado ao mercado poderia passar dos 52,8 milhões de m³/dia em 2018¹ para cerca de 135 milhões de m³/dia em 2030 e 450 milhões de m³/dia em 2040², em havendo infraestrutura para tal. Chama atenção, principalmente, a

escalada da previsão de disponibilização do gás, na década de 2030.

A Figura 1 apresenta a projeção acima, que representa um caso base, com reinjeção de 50% do gás produzido.

Figura 1: Projeção de Produção de Gás Natural até 2040 (em mil m³/dia)



Fonte: Elaboração própria – estimativas da FGV Energia

O GÁS NATURAL IMPORTADO

Além do gás produzido no país, o Brasil também conta com infraestrutura para a importação da Bolívia (através do Gasbol) e de diversos outros países, através de terminais de regaseificação de GNL (existentes no Rio de Janeiro, Bahia e Ceará). No total, pode-se contar com importação de até 70 milhões de m³/dia³, utilizando somente a infraestrutura existente.

A PREVISÃO DE CONSUMO DE GÁS NATURAL

Estudos da FGV Energia indicam que o Brasil poderia consumir de 100 a 160 milhões de m³/dia, a depender do despacho das térmicas instruído pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Os cálculos consideraram, como consumo máximo no “cenário de stress”, o despacho das térmicas

¹ Boletim de acompanhamento de gás natural, MME, dezembro de 2018.

² Estimativas da FGV Energia

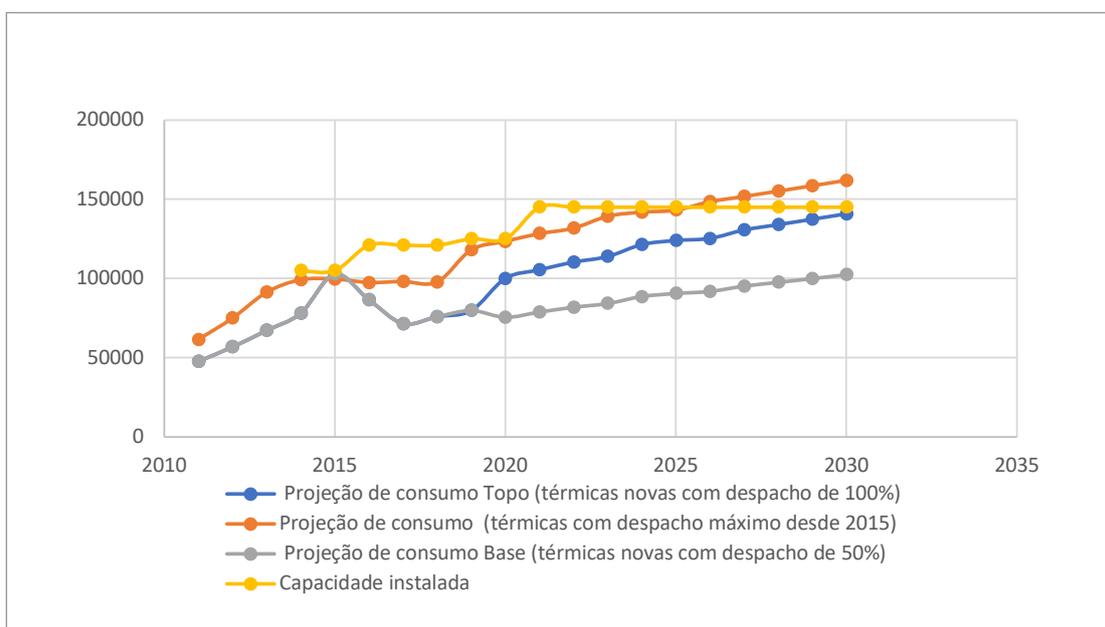
³ Boletim Mensal de Acompanhamento do Gás Natural, MME, março de 2019.

antigas, nos moldes do ocorrido em 2014, quando houve grande período seco, e as térmicas previstas para entrar em operação despachando a 100% da energia útil. Também foram previstos cenários em que as térmicas antigas despacham nos moldes atuais e as novas despacham a 50% (cenário de consumo mínimo) e a 100% (cenário de consumo intermediário). Além disso, para todos os cenários

foram considerados o crescimento dos mercados industrial, doméstico etc. a 2,2% a.a.⁴.

A Figura 2 compara os cenários acima mencionados com a capacidade instalada para disponibilização de gás ao mercado, de 125 milhões de m³/dia a partir de 2019 e 145 milhões de m³/dia, a partir de 2021⁵.

Figura 2: Projeção capacidade instalada versus consumo previsto de gás natural (mil m³/d)



Fonte: Elaboração própria – estimativas da FGV Energia a partir de cenários de demanda energética da EPE e EDRE Energia e Estratégia

A comparação mostra que, em cenário de stress, em que há seca persistente, a capacidade instalada não seria suficiente para suprir a demanda energética do país a partir de 2025, o que significaria a necessidade de novos gasodutos ligando o pré-sal à terra, caso se pretenda a utilização do gás nacional para suprir o mercado brasileiro. No cenário de período úmido,

porém, haveria conforto para o abastecimento do mercado de gás, e hidrelétricas suprindo o país sem maiores dificuldades.

LIMITAÇÕES REGULATÓRIAS

Salvo melhor juízo, a plena disponibilização do gás natural do pré-sal, para o mercado nacional,

⁴ PDE 2027, da Empresa de Planejamento Energético (EPE).

⁵ Considera a capacidade de fornecimento de gás ao mercado de 105 milhões de m³/dia em 2014, quando as térmicas a gás foram muito despachadas, a entrada em operação do gasoduto Rota 2 com capacidade de 16 milhões de m³/dia em 2016, a ampliação de capacidade do Rota 2 para 20 milhões de m³/dia autorizada pela ANP em 2019 e o gasoduto Rota 3 completamente interligado ao mercado em 2021.

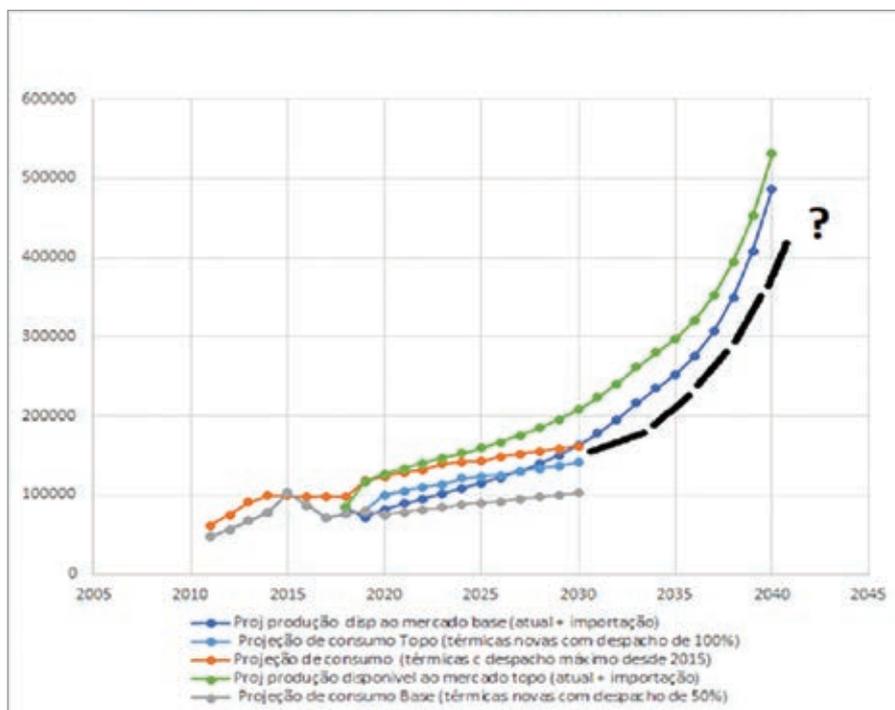
demandaria a readequação do arcabouço regulatório do país. É visível que os terminais de GNL hoje existentes são capazes de atender às necessidades de flexibilidade do mercado doméstico, em curto prazo. Porém essa solução, em longo prazo, seria geopoliticamente mais delicada e potencialmente mais dispendiosa.

Atualmente, o preço do gás para as térmicas do Programa Prioritário Termoelétrico (PPT) do Governo Federal é de US\$ 4,22/milhão de Btu, enquanto o preço médio do gás fornecido às distribuidoras, para consumo industrial e doméstico gira entre US\$ 8,6 a 10,14/milhão de Btu⁶. Tais números parecem indicar que há subsídios cruzados que afetam o preço do gás para consumos industriais e domésticos, decorrentes

dos baixos preços do gás fornecido pela Petrobras para o PPT. Nesse diapasão, não parece se poder esperar que a demanda por gás natural no Brasil se amplie significativamente, com térmicas como âncora, sem que haja revisão desse contexto.

Seria o caso, portanto, de uma ampla revisão regulatória e de um planejamento de longo prazo consistente, se for realmente o caso de o Brasil de fato pretender buscar energia a preços mais acessíveis. A Figura 3 abaixo mostra os possíveis níveis de demanda do país até 2030 vis-à-vis a disponibilidade de gás para o mercado e mostra comparativamente, o salto de demanda necessário para absorver o gás do pré-sal na década de 2030, conforme estimado pela FGV Energia.

Figura 3: Projeção de produção disponível versus consumo previsto de gás natural (mil m³/d)



Fonte: Elaboração própria – estimativas da FGV Energia a partir de cenários de demanda energética da EPE e EDRE Energia e Estratégia

⁶ Relatório de acompanhamento do gás natural, MME, dezembro de 2018.

COMENTÁRIOS FINAIS

É longo o caminho para o desenvolvimento, mas não há dúvidas de que a energia a preços acessíveis é uma condição sine qua non para qualquer país atingir esse objetivo.

Em um país como o Brasil, que conta com indústrias de produção mineral, químicos, petroquímicos e fertilizantes, e grande demanda para esses produtos, gás natural a preços acessíveis sem dúvida geraria impacto positivo significativo na balança comercial brasileira, já que só em produtos químicos, cujo insumo relevante é o gás, a balança comercial já amargou um déficit de US\$ 11,7 bilhões somente em 2019^{7, 8}.

No entanto, face às especificidades do mercado de gás, não parece provável que o mercado se auto regule, sem forte interferência governamental, nem que o gás do pré-sal possa ser plenamente aprovei-

tado sem um rearranjo regulatório que considere a produção do gás desde os poços produtores até o consumidor final, e que também revise os custos de energia elétrica gerada pelo gás, a começar pelo custo do gás para as térmicas do PPT.

Sem isso, parece improvável o prometido “choque da energia barata”.

Nesse caso, merecem ser aproveitados os ensinamentos decorrentes dos erros do passado, que ressaltam a necessidade de planejar a longo prazo e de ter objetivos explicitados, para que os projetos estruturantes possam ser monitorados e terem seus rumos corrigidos, em caso de desvio.

Já ficou bastante claro que quem não mede não gerencia! E que a propaganda não sustenta a credibilidade junto à opinião pública, se seu resultado não puder ser comprovado pelo menos em médio prazo.



Magda Chambriard
Consultora da FGV Energia



Daniel Lamassa
Pesquisador da FGV Energia

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



OPINIÃO

O fenômeno do *tight gas* e *tight oil* americano e o mercado de gás brasileiro

por Nelson Silva*

No início desta década, inovações tecnológicas de exploração e produção de *tight oil* e *tight gas* - gás e óleo de folhelho - associadas a uma vasta infraestrutura de transporte universalizada e depreciada na maior parte e, principalmente, um marco legal e pragmatismo econômico únicos, permitiram aumentar substancialmente a exploração econômica do gás e petróleo. A região dos Apalaches, dos folhelhos Marcellus e Utica, Point Pleasant de Ohio, Virgínia Ocidental e Pensilvânia, se consolidou como a maior região produtora de gás natural nos Estados Unidos, alterando completamente o cenário energético da América do Norte, mas também do resto do mundo.

Um dos maiores impactos desse fenômeno foi a queda de 75% do preço de referência mundial de petróleo, nos 18 meses a partir de junho de 2014, caindo de 108 dólares para o mínimo de 26 dólares o barril em janeiro de 2016. O outro, foi o surgimento de um mercado vibrante de energia em torno da substituição do carvão pelo gás, o ressurgimento da indústria petroquímica dos Estados Unidos e de exportação de gás natural liquefeito (GNL), com inúmeros participantes tanto na exploração, desenvolvimento e produção, como no transporte e distribuição.

O gás natural é considerado o combustível de transição para fazer frente às mudanças climáticas, principalmente por ser um substituto muito menos poluente que o carvão nas termoelétricas. As usinas a carvão ainda correspondem a 27% da energia gerada nos EUA, enquanto que o gás já representa 35%. Na China, a participação do carvão na geração elétrica ainda responde por quase 60%. O Japão, que sofre pressões crescentes para desativar permanentemente suas usinas nucleares depois do terremoto de Fukushima, também aumentou substancialmente as importações de GNL. Somando-se a isso, o mercado potencial industrial e residencial, existe um espaço enorme a ser ocupado pelo gás a nível mundial e o Brasil não é uma exceção.

NÚMEROS IMPRESSIONANTES

A produção de gás natural dos EUA, que era de 1,7 bilhões de metros cúbicos por dia em 2010, cresceu em 11% somente em 2018. O crescimento foi o maior aumento anual de produção, alcançando um novo recorde de 2,55 bilhões de metros cúbicos diários em 2018 (50% a mais que em 2010), cerca de 23 vezes a produção do Brasil. A comparação da infraestrutura de transporte americana com a brasi-

leira chama mais atenção ainda. A rede de gasodutos dos Estados Unidos é nada menos que 80 vezes maior que a do Brasil.

Os volumes exportados de gás natural também cresceram muito. As exportações totais de gás natural cresceram 14% em 2018 e as exportações de GNL cresceram 53%. Os Estados Unidos continuaram a exportar mais gás natural do que importaram em 2018, depois de tornar exportador líquido em 2017 pela primeira vez em 60 anos. As exportações via gasoduto passaram de 113 milhões de metros cúbicos por dia em 2014 para 218 milhões de metros cúbicos em 2018. As de GNL passaram de praticamente zero em 2016, quando ocorreu o embarque pioneiro da Cheniere Energy, para 113 milhões de metros cúbicos em 2018.

Os Estados Unidos são a nação líder da produção de gás natural desde 2009, mas foi a partir de 2012 (com o crescimento da produção do *tight gas*) que deixaram a Rússia e a Arábia Saudita bem para trás. Agora rumam para se tornar um dos maiores exportadores mundiais de GNL, atrás somente do Qatar, da Austrália e da Rússia, alterando as relações nos mercados do gás em todo o mundo, inclusive no Brasil. Com esse enorme crescimento da produção de gás e petróleo, também conhecido como não convencional, os Estados Unidos se tornaram no maior produtor mundial de petróleo, alterando completamente o cenário geopolítico energético global, algo impensável há poucos anos atrás.

FENÔMENO AMERICANO DE IMPACTO MUNDIAL

Inicialmente a Arábia Saudita e demais membros da Organização dos Países Produtores de Petróleo consideraram tratar-se de uma bolha especulativa, mas o que se viu foi uma verdadeira disrupção

causada pela tecnologia, associada ao pragmatismo econômico e regulatório americano, que alterou por completo e de forma definitiva a dinâmica do mercado mundial de energia.

Essa revolução americana não está se reproduzindo em outros países, pelo menos, não com a mesma intensidade, devido principalmente à dificuldade de desenvolver reservas de forma econômica e temores ambientais. Os Estados Unidos são atípicos quanto à combinação de todos os aspectos necessários para a exploração comercial do *tight oil* e *tight gas*: imensas reservas, escala de mercado sem paralelo, extensa indústria de serviços local competitiva, infraestrutura de transporte compartilhada entre vários participantes e um marco regulatório único. Os proprietários das terras, por exemplo, também são donos do subsolo e tem seus incentivos alinhados com as empresas produtoras. Na Europa, e mesmo em algumas regiões dos EUA, a opinião pública se coloca contra o fraturamento hidráulico dos reservatórios com injeção de água, areia e outros materiais sob pressão. A China e a Argentina, que podem ter as maiores reservas mundiais fora dos Estados Unidos, acumulam até agora resultados nada comparáveis aos dos americanos.

Essa dramática reviravolta do mercado devido ao fenômeno das fontes não convencionais nos Estados Unidos, causou um enorme impacto nos mercados de energia, e criou incentivos para o renascimento da indústria petroquímica dos EUA. Este exemplo também levou muitos outros países, como o Brasil, a questionarem se também poderiam beneficiar-se dessa mesma evolução.

Uma questão fundamental, associada à qualidade dos reservatórios é o grande número de poços necessários para atingir os níveis de produção necessários

para exploração comercial, o que tem contribuído para frustrar o retorno esperado do imenso volume de capital que foi e tem sido investido. Mesmo levando-se em conta a adoção de novas tecnologias e os grandes aumentos de produtividade dos últimos anos, um poço do *tight oil* produz muito menos e declina muito mais rapidamente que no pré-sal, por exemplo. Essa diferença se manifesta, no enorme esforço necessário para manter a produção nos altos níveis atuais. Em 2019, cerca de 8200 poços de petróleo são perfurados todos os meses nos Estados Unidos e a maior parte deles são necessários simplesmente para compensar o declínio natural da produção. Há algo em torno de 1 milhão poços produtores nos EUA e, surpreendentemente, a participação de poços produzindo menos de 15 barris equivalentes por dia permaneceu estável em 80% entre 2000 e 2017!

Um determinante crítico da produção futura está na exploração e produção de grandes recursos de *tight oil* que existem em vários países, entre os quais infelizmente o Brasil não se inclui. Estimativas muito preliminares, sujeitas a muitas incertezas, indicam que existam cerca de 350 bilhões de barris equivalentes de petróleo recuperáveis fora dos Estados Unidos (o triplo do volume nos EUA).

Claro que o conhecimento acumulado nos Estados Unidos pode servir em outros países, principalmente onde operam as mesmas empresas que estão tendo sucesso nos EUA. Mas como citado acima, a existência de reservas não é suficiente para garantir o sucesso. Há muitos outros elementos necessários, alguns devidos unicamente ao dinamismo do mercado americano. Além disso, a queda de preço recente e constante pressão no lado da oferta, devido ao sucesso americano, é um forte inibidor à economicidade da produção em outros lugares.

Fora dos Estados Unidos, o xisto continua sendo um recurso pouco compreendido, que apresenta desafios que se estendem do acesso à terra e da disponibilidade de água, a restrições ambientais e burocráticas. Acesso a capital barato, uma escala mínima, *know-how*, infraestrutura e indústria local de serviços competitiva, são necessárias para gerar economias de escala e reduzir os preços de equilíbrio. Tem sido impossível, até agora, conseguir todas essas condições fora dos EUA.

E NO BRASIL?

No Brasil, planos do governo para aumentar o dinamismo concorrencial no mercado de gás natural, incluem a venda da participação da Petrobras nas distribuidoras estaduais para empresas e outros agentes interessados em participar do mercado brasileiro de energia e de gás. O programa Novo Mercado de Gás, apresentado recentemente, prevê que a Petrobras venda suas participações em 19 distribuidoras estaduais de gás, das 27 empresas que atuam no mercado brasileiro, até 2021. Além disso, o plano oferece incentivos para os estados abrirem mão do monopólio da comercialização, o que não se aplica a São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais, que representam 60% do volume de gás industrial do país. Estes estados já possuem em suas regulações a livre comercialização da molécula de gás natural.

A celebração do Termo de Compromisso de Cessão entre a Petrobras e o CADE, inclui o compromisso de vendas das participações da Petrobras nas companhias de distribuição e transporte de gás, cessão para terceiros da capacidade não utilizada nos gasodutos de transporte (cerca de 36%), terminais e unidades de processamento de gás natural (UPGNs), em troca do fim dos processos concorrenciais do CADE contra a Petrobras. A Petrobras se comprometeu a informar os

volumes de injeção e retirada máxima em cada ponto de recebimento e de entrega, para que os transportadores, sob supervisão da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ANP, possam ofertar a capacidade remanescente ao mercado. A companhia também se comprometeu contribuir para aumentar a competição no mercado de gás natural, negociando o acesso aos ativos de escoamento e processamento, não contratando novos volumes de gás de parceiros e terceiros, exceto em determinadas situações previstas no Termo, e arrendamento do terminal de regaseificação da Bahia. O Ministério de Economia colaborará com a ANP, que deverá elaborar o marco regulatório do novo mercado de gás natural muito mais dinâmico, com múltiplos agentes e elos na cadeia de geração de valor.

Os Estados são essenciais para destravar o mercado de gás no Brasil. As agências reguladoras estaduais devem ser independentes, as distribuidoras com participação dos Estados e/ou da Petrobras deveriam ser privatizadas e também deveriam ser estabelecidas regras de liberalização do mercado e da atuação dos consumidores livres para comprar diretamente de um terceiro, como já ocorre em São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais. Também está previsto um acordo entre os estados para alterar a forma de tributação do ICMS do gás. Há, no entanto, a questão fundamental de respeito aos contratos de concessão vigentes e os futuros consumidores livres deverão remunerar de forma adequada a infraestrutura existente, fomentando novos investimentos em gasodutos e UPGNs, que como mencionamos anteriormente, são fundamentais para aumentar a penetração do gás no mercado. Para que se tenha ideia da ordem dos investimentos necessários, um gasoduto entre as águas profundas do pré-sal até a costa demanda investimentos de aproximadamente

2 bilhões de dólares, investir em um UPGN demanda entre 1 e 1,5 bilhões de dólares e um mega-trem de liquefação de 7 milhões de toneladas ano, algo em torno de 7 bilhões de dólares.

Os riscos principais de uma abertura não ordenada são a formação de um mercado não eficiente, perda da redução tarifária (ausência de pontos de entrada e saída), ausência de *unbundling* pela assimetria de informações e transporte menos eficiente gerando empilhamento tarifário. É fundamental aproveitar as lições do êxito dos Estados Unidos, levando-se em conta as peculiaridades do mercado de gás brasileiro.

Um aspecto pouco discutido até agora, mas de grande relevância, tanto para produtores, distribuidoras e consumidores é a necessidade de conectar o mercado brasileiro em duas vias (importação e exportação) com o mercado exterior, permitindo assim uma real arbitragem de preços com o mercado internacional. Se por um lado já temos gasodutos que nos conectam à Bolívia, Uruguai e Argentina e terminais de regaseificação de GNL, falta-nos o elo de exportação para o mercado internacional. Com o substancial crescimento esperado da produção de gás natural associado do pré-sal, torna-se ainda mais importante ter a capacidade de exportar GNL, para conectar de forma efetiva o mercado brasileiro ao global, deixando assim de sermos um mercado isolado, sujeito às nossas peculiaridades de sazonalidade da nossa matriz energética fortemente dependente de fatores climáticos (regime de chuvas, ventos e insolação) e outras particularidades geopolíticas, igualmente imprevisíveis. Uma instalação de liquefação embarcada, *floating LNG*, traria mais segurança comercial, operacional e previsibilidade para todo o sistema integrado de gás brasileiro, beneficiando todos os atores do mercado.

RESUMINDO...

São muitos os desafios, mas todos têm muito a ganhar com a dinamização do mercado de gás natural no Brasil. Produtores, distribuidores, consumidores, importadores, exportadores, trabalhadores, a indústria de equipamentos e serviços. Em última instância, a sociedade brasileira e o Brasil serão os maiores ganhadores. Para tal, todos os agentes, públicos e privados, devem unir esforços para esta-

belecer regras claras e um ambiente onde a segurança jurídica e o respeito aos contratos sejam a base de tudo, criando condições para atrair o maior número possível de agentes e os capitais que tem o potencial de multiplicar inúmeras vezes os vultuosos investimentos necessários para desenvolver o mercado dessa fonte essencial de energia que é o gás natural.



Nelson Silva
Ex-Diretor da Petrobras

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



OPINIÃO

O Novo Mercado de Gás Natural: perspectivas, ambiente regulatório e aspectos tributários

por Paulo Fernando Melo*

Uma série de eventos recentes tem marcado significativamente o mercado de Gás Natural no Brasil, produzindo novas perspectivas e se traduzindo também em um novo ambiente regulatório, que, entre outros, exigirá adaptações dos agentes da indústria, sejam estes governamentais ou privados, bem como a uma necessidade de observação dos aspectos tributários envolvidos neste novo ambiente, que serão muito importantes para seu sucesso.

O objetivo deste artigo é endereçar os aspectos acima, que representam a maior quantidade de mudanças na indústria do gás natural desde a introdução do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol) na década de 90.

Neste sentido, é importante inicialmente destacar o sucesso da introdução do gás natural na matriz energética brasileira, que nas últimas décadas passou de um percentual quase irrelevante para aproximadamente 9% atualmente, sendo um combustível largamente utilizado na geração termelétrica, consumo industrial e residencial, bem como para fins de transporte veicular.

Tal penetração do gás se deu a partir da produção que já havia no Brasil, primariamente nas bacias sedimentares do Nordeste e Sudeste, complementadas pelo gás que passou a ser trazido pelo Gasbol e terminais de regaseificação na Bahia, Ceará e Rio de Janeiro, estes dois últimos com um viés de ser um componente de segurança na geração de energia elétrica, por meio de seu consumo pelas usinas termoeletricas, usualmente acionadas sob demanda no contexto recente.

Entretanto, uma série de eventos tem produzido uma completa transformação e potencialização da indústria, o que leva seus *players* a endereçar tais desafios e, principalmente, oportunidades.

Dentre os condicionantes desta transformação, destacamos os seguintes pilares:

- Sob a ótica da produção, as descobertas do pré-sal, com significativas reservas de gás, levaram a uma necessidade de construção e expansão de gasodutos para o escoamento da produção e,

tão importante quanto, fomento a um mercado consumidor deste insumo;

- No que tange à distribuição, houve inicialmente a consolidação da rede de gasodutos da Petrobras, com a conexão dos sistemas, de tal sorte que a empresa atuou de forma quase monopolista no transporte, em adição a sua participação acionária em uma série de empresas estatais (no caso estaduais) de distribuição de gás natural;
- Entretanto, a crise da Petrobras e sua extrema alavancagem, levaram a empresa a um plano de reestruturação, que tem um importante componente na venda de ativos, de forma que possa focar em seu “core business” de exploração e produção de petróleo e gás natural. Desta forma, além de um plano para vender cerca de metade de suas refinarias nos próximos três anos, a empresa também pretende se desfazer das participações nas empresas de distribuição de gás, bem como na estrutura de gasodutos;
- Relevantes transações já foram realizadas, como a venda do controle de duas transportadoras (NTS e TAG) e 49% da Gaspetro. Ainda, dada a posição ora quase monopolista mencionada acima, a empresa acabou de assinar um Termo de Compromisso de Cessação (TCC) com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), se comprometendo a com a liquidação das participações remanescentes na TAG e NTS, bem como a venda das ações na TBG (dona e proprietária do Gasbol);
- Em relação ao tópico anterior, complementa-se que a venda de algumas das participações foi discutida judicialmente, com liminares impetradas por partes descontentes com as transações. Neste sentido, foi muito importante o julgamento do Supremo Tribunal Federal (STF) na transação relativa à venda do controle da TAG, no sentido que as vendas de subsidiárias de empresas estatais não precisam de autorização legislativa. Tal

decisão foi fundamental para garantir segurança jurídica ao mercado e permitir que a Petrobras continue com seu plano de desinvestimentos;

- Por fim, e não menos importante, no mês de junho de 2019 foi publicada a Resolução #16 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), estabelecendo diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas voltadas a livre concorrência no mercado de Gás Natural.

Conforme podemos observar, o mercado de Gás Natural nunca teve uma série de condicionantes tão relevantes e concomitantes para sua expansão e desenvolvimento, de forma que o momento atual é de grande otimismo e expectativa por parte da indústria.

E, neste artigo, concordamos com tal otimismo, dado que estão colocadas as condições para que o sucesso seja alcançado em uma série de frentes, senão vejamos:

- O Brasil possui atualmente a oitava economia do mundo (com a previsão de tornar-se a 6ª maior até no máximo 2030) e o nono parque industrial global, extremamente diversificado e presente em várias regiões do país. Entretanto, tal parque é conhecido por enfrentar dois desafios: produtividade e integração às cadeias globais de mercado e produção (o país é um dos mais fechados do mundo ao comércio exterior, com exportações e importações representando apenas em torno de 20% do PIB; em países da OCDE esta média varia entre 50-60%);
- Neste sentido, o potencial barateamento do preço do gás natural como insumo é um componente muito interessante para que sejam diminuídos os custos de produção e, conseqüentemente, aumentadas a produtividade e competitividade de nossa indústria;

- Ainda, o Brasil possui uma das matrizes energéticas mais variadas do mundo. Entretanto, tal condição não é reproduzida nos preços da energia como insumo. Pelo contrário, os preços de nossa energia são altos quando comparados em termos globais e existem dois fatores fundamentais para que isto aconteça: condições monopolistas e/ou de baixa competitividade, como exposto anteriormente; bem como uma tributação extremamente significativa, especialmente no que tange ao Imposto Estadual sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), cujas alíquotas chegam a alcançar a ordem de 30% para este insumo.
- Em relação ao caso citado, vemos como muito interessante o disposto nos Itens VII do Artigo 2º e IV do Artigo 5º da Resolução nº16/2019 do CNPE, transcritos a seguir:
 - Art. 2º A transição para o mercado concorrencial de gás natural deverá ocorrer de forma coordenada, de modo a: (...)*
 - VII - incentivar a adoção voluntária, pelos Estados e o Distrito Federal, de boas práticas regulatórias relacionadas à prestação dos serviços locais de gás canalizado, que contribuam para a efetiva liberalização do mercado, o aumento da transparência e da eficiência, e a precificação adequada no fornecimento de gás natural por segmento de usuários. (...)*
 - Art. 5º Recomendar que o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Economia incentivem os Estados e o Distrito Federal a adotarem as seguintes medidas: (...)*
 - IV - Adesão a ajustes tributários necessários à abertura do mercado de gás natural discutidas no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ, a exemplo do Ajuste do Sistema Nacional Integrado de Informações Econômico-Fiscais - SINIEF nº 03/18, de 3 de abril de 2018. (...)*
- Aqui, destacamos a importância fundamental do item IV do Artigo 5º da Resolução CNPE nº16/2019 e sua atenção e recepção pelos estados, que são responsáveis pelo Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS).
- Em linhas gerais, a energia brasileira, em diversas formas, tem uma carga tributária sensivelmente maior quando comparada à carga tributária de outros países. E este é um componente fundamental para que a energia também seja considerada um insumo caro pelos consumidores industriais brasileiros, que reiteradamente colocam este item como um dos principais pleitos para incremento da produtividade e redução do chamado “custo Brasil”.
- Desta forma, é fundamental que, a despeito de suas necessidades de arrecadação com a crise fiscal que assola grande parte deles, os estados tenham a sensibilidade em observar que a tributação deste insumo (seja em operações interestaduais, seja em operações intraestaduais) deverá estar devidamente calibrada, a fim de fomentar a indústria e o consumo de gás em seu inteiro potencial, destravando investimentos, promovendo o desenvolvimento e, por consequência, gerando maior arrecadação do tributo.
- O mesmo pode-se dizer do Governo Federal, que tem divulgado que pretende enviar ao Congresso Nacional, neste segundo semestre, uma proposta de reforma tributária envolvendo a simplificação e racionalização de tributos e sua arrecadação. A tributação da energia, novamente enfatizamos, por ser um importante componente do chamado “custo Brasil” deveria ser um dos itens contemplados nesta reforma, como indutor adicional aos já mencionados para o incremento da indústria e sua produtividade.
- Por fim, os desinvestimentos a serem feitos pelo Petrobras, em conjunto com a agenda de

incentivo a privatização e ambiente concorrencial preconizados pela Resolução CNPE nº16/2019 necessariamente atrairão (como já estão atraindo) novos *players* para o mercado de gás natural, o que tende a gerar um ciclo virtuoso, com incremento dos investimentos (seja via aquisições, seja via CAPEX), aumento a produtividade na economia (menor custo para a produção industrial, por exemplo) e geração de empregos (novos *players* terão que criar suas estruturas, bem como investimentos de capital demandarão mão de obra, por exemplo).

Com base no exposto, ressaltamos, novamente, que existem no momento condições ímpares para que

os entes governamentais e privados possam desenvolver a indústria de gás natural no Brasil.

As palavras chave estão colocadas nos documentos: privatização, concorrência, transparência, precificação, ajustes tributários, governança, remoção de barreiras, abertura de mercado, entre outras.

Desta forma, deve-se agora passar das intenções, palavras e documentos à prática que, acreditamos, podem representar um marco de transformação positiva na indústria do gás natural e, tão importante quanto, um importante incentivo econômico para o Brasil, neste momento em que buscamos nossa retomada com vistas ao desenvolvimento e geração de emprego.



Paulo Fernando Melo
Sócio Líder da PFM Associados

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



OPINIÃO

Novo mercado de gás natural e integração na matriz energética

por Reive Barros dos Santos*

O Novo Mercado de Gás é um Programa coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, desenvolvido em conjunto com o Ministério da Economia, para a formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo. Esse programa considera os seguintes pilares: o desenvolvimento da competição; a integração do gás do pré sal à matriz energética e ao mercado industrial; a conciliação da regulação federal com as regulações estaduais; e a redução de barreiras tributárias.

As ações e medidas para a indução da concorrência passam necessariamente pela negociação entre o Cade e a Petrobras, para a assinatura de um Termo de Compromisso de Cessão. Este deverá incluir a venda de participações acionárias em empresas que atuam no setor, visando à abertura do mercado e assegurando as condições de livre concorrência, de modo a incentivar a participação de novos agentes no transporte e distribuição de gás natural.

A integração do gás natural com os setores elétrico e industrial deverá ocorrer mediante a realização de leilões com oferta de preços de gás mais competitivos que o gás importado, cuja demanda deverá ser

ancorada na implantação de usinas termelétricas, conforme indicação do Plano Decenal de Energia. A comercialização se realizará por meio da criação de um mercado livre de gás, com benefícios diretos para as indústrias, devido principalmente à garantia de suprimento de longo prazo com preços significativamente menores que os praticados atualmente.

Com a regulação de toda a cadeia de produção, além da separação constitucional das competências entre a União e os Estados, associada a um Plano de Eficiência Fiscal, será possível estabelecer regras claras e estáveis, para que o investidor tenha a confiança necessária para participar da expansão do Setor de Gás Natural, com um ambiente que proporcione contratos de longo prazo, estabilidade jurídica e regulatória e garantia de recebíveis.

Outro aspecto considerado fundamental para a participação na expansão do setor será a remoção de barreiras tributárias, bem como a possibilidade do uso compartilhado das infraestruturas, redes, unidades de processamento e terminais de regaseificação para que os agentes possam reduzir os custos de utilização dessas infraestruturas e comercializar o gás natural com

preços mais competitivos, beneficiando dessa forma o consumidor de gás natural e de energia elétrica.

O Programa para o Novo Mercado de Gás será implementado com base em ações concretas, envolvendo todo o Setor de Petróleo e Gás e também o Setor Elétrico com vistas à definição da monetização do gás do pré sal e da Bacia Sergipe-Alagoas, além de outras bacias. A iniciativa tem como objetivo promover a atratividade para novos investimentos em *Midstream*, além de viabilizar a implantação de usinas termelétricas mais eficientes e de menores custos, com impacto positivo para a redução da tarifa de energia elétrica e, finalmente, criar as condições necessárias para a utilização do gás natural pelo parque industrial, reduzindo tarifas para esse setor com vistas ao aumento da competitividade da indústria nacional.

O Modelo do Setor Elétrico Brasileiro poderá servir de referência para uma proposta de Modelo para o Setor de Gás Natural, fazendo naturalmente as adequações devido às especificidades desse negócio mas, principalmente, assegurando alguns aspectos considerados fundamentais em qualquer modelo, quais sejam: a competição na produção e no transporte do gás natural com a realização de licitações públicas; o monopólio natural na distribuição do gás natural com tarifas reguladas, os reajustes anuais e revisões periódicas; e, finalmente, a competição na comercialização mediante a promoção de leilões públicos em ambiente regulado e livre.

No ambiente de contratação regulado, os preços resultantes dos leilões levam a uma menor tarifa, sendo direcionados para os consumidores cativos. No ambiente de contratação livre, os preços são negociados livremente e se realizam operações de compra e venda, objeto de contratos bilaterais, conforme regras de comercialização específicas.

Os leilões de geração e transporte deverão ser estruturados de modo a assegurar atratividade, por meio de regras e critérios de competição claros, processo transparente e previsível, sendo vencedor o proponente que apresentar o menor valor da tarifa, para assegurar rentabilidade e prazos de execução adequados.

Outra contribuição a ser considerada é a adoção de um operador de gás independente, tal qual o Operador Nacional do Sistema – ONS. Tendo em vista a larga experiência do ONS com operação do Sistema Elétrico, este poderá absorver essa nova competência de operar o transporte de gás natural.

O Decreto nº 9.616/2018 define que caberá ao Ministério de Minas e Energia propor, por iniciativa própria ou por provocação de terceiros, os gasodutos de transporte que deverão ser construídos ou ampliados, considerando os estudos de expansão da malha dutoviária do país desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Esses estudos levarão em conta os planos de investimentos dos transportadores, as informações de mercado obtidas dos agentes de distribuição de gás e as diretrizes do Ministério de Minas e Energia.

Em 2018, as reservas provadas (1P) brasileiras de gás natural atingiram um volume de, aproximadamente, 370 bilhões de m³, enquanto o volume estimado para as reservas totais (3P) foi de cerca de 570 bilhões de m³ (ANP, 2019), com grande parte localizada nas bacias sedimentares marítimas. Esse volume garantiu que a produção nacional de gás natural total alcançasse, em 2018, cerca de 114 milhões de m³/d. Atualmente, cerca de 68% da produção de gás natural brasileira é de gás associado ao petróleo, de origem offshore. Desse modo, a maior parte das reservas de gás natural está associada às reservas de

petróleo e ambas são produzidas simultaneamente, fato que caracteriza a necessidade de que o gás natural seja produzido e consumido de forma regular, facilitando a produção de petróleo.

A contribuição do pré-sal representa, hoje, cerca de 51% da produção brasileira de gás natural. Esta participação do pré-sal tende a aumentar nos próximos anos com a priorização da exploração e produção desse ambiente exploratório como uma das medidas de redução de custos operacionais, somada à baixa expectativa de novos projetos em outros ambientes no decênio em questão, à exceção da Bacia de Sergipe-Alagoas.

A oferta nacional de gás natural para a malha integrada, segundo o PDE 2027, crescerá 40% em 10 anos, passando dos atuais 52 milhões de m³/d, em 2018, para 73 milhões de m³/d, em 2027. A maior parte da oferta nacional permanecerá sendo da Petrobras, que responderá por cerca de 70% da produção disponível para o mercado de gás natural do País, em 2027. Contudo, nesse horizonte, outros agentes poderão ter participações relevantes na oferta nacional, caso passem a ofertar a sua produção diretamente ao mercado (atualmente, vendem sua produção para a Petrobras).

A matriz elétrica brasileira possui cerca de 13.000 MW de usinas termelétricas a gás natural, representando 8% da capacidade instalada do país. A capacidade poderá aumentar ao longo dos próximos anos, considerando o potencial do gás natural, especialmente proveniente do pré-sal. A expectativa é de uma ampliação para 11% da capacidade instalada na matriz elétrica, correspondendo a 23.000 MW, até 2027.

O Sistema Elétrico Brasileiro contará com a expansão de, aproximadamente, 5.000 MW de usinas a

gás natural até o ano de 2027 para propósitos de atendimento ao balanço energético, fazendo uso de tecnologias em que a elevada eficiência da geração elétrica é uma característica preponderante, portanto, com valores de CVU (custo variável unitário) mais baixos.

A indicação é de que o Sistema precisará de mais 13.000 MW de oferta, associada à necessidade de complementação de potência, o que representa cerca de 33% da capacidade instalada da expansão indicativa.

Serão retirados do Sistema aproximadamente 5.000 MW de oferta de usinas a óleo diesel e combustível (atualmente em operação no Sistema). Portanto, parte da expansão a gás natural serve para substituir essas usinas a óleo que serão descomissionadas.

Considerando a perspectiva de instalação e operação, até 2027, de 30 GW de usinas termelétricas, será necessário assegurar o suprimento e a infraestrutura de gás natural, nacional ou importado, em um volume estimado de 100 milhões de m³/dia. Deverão ser realizados leilões específicos de energia existente em substituição às usinas térmicas a óleo combustível e diesel cujos contratos se encerram até 2025 e também leilão de energia nova para atender ao crescimento do mercado.

Um planejamento adequado às necessidades de operação, com vistas não só à segurança elétrica, mas também para proporcionar as condições necessárias para a redução da operação fora da ordem de mérito, contribuirá decisivamente para reduzir os impactos de custos nas tarifas ocorridos nos últimos cinco anos, tanto no sistema interligado como no sistema isolado, promovendo uma redução expressiva das emissões de CO₂.

Além da geração de energia elétrica, é importante considerar a ampliação do mercado das distribuidoras estaduais de gás, das indústrias e de transporte. A demanda das distribuidoras de gás, que atualmente corresponde a 53 milhões de m³/dia, deverá alcançar o patamar de 63 milhões de m³/dia em 2027. O potencial de consumo para o setor industrial nesse horizonte é da ordem de 48 milhões de m³/dia. O Brasil importa óleo diesel em quantidade equivalente a 39 milhões de m³/dia.

Ao ser considerado todo o potencial de consumo de gás natural do país nas classes de consumo de geração de energia elétrica, geração distribuída, industrial, comercial, residencial e de transporte chega-se a um volume em 2030 da ordem de 209 milhões de m³/dia.

O planejamento do sistema elétrico, que conhece as necessidades atuais de suprimento e as projeções de crescimento de todas as regiões do país, não deve abrir mão de definir a localização das fontes de geração. Além disso, deve-se levar em conta o potencial de geração de cada região, maximizando a sua utilização e os atributos, que representa a geração mais próxima da carga devido à redução de custos de transmissão e de perdas.

Considera-se a utilização de todas as fontes de geração de energia, buscando sempre as soluções de menor custo para o consumidor. As fontes renováveis com predominância na Região Nordeste vêm fornecendo energia necessária para o desenvolvimento do país com custos cada vez mais competitivos. A implantação de geração de energia com fontes renováveis na Região Nordeste, além de contribuir com o suprimento de energia, melhora a qualidade de vida da população nos municípios em que estão sendo instalados esses empreendimentos, com a criação de emprego e geração de renda

Toda fonte de geração tem um papel importante na Matriz Elétrica Brasileira e o grande desafio será utilizar todo o potencial, dentro de uma racionalidade social e econômica. As fontes ditas variáveis fornecem energia e carecem de complementação de potência, que pode ser obtida pela fonte hidráulica, térmica a gás natural ou a biomassa.

A instalação de usinas termelétricas a gás natural na base, ciclo combinado, localizadas estrategicamente e distribuídas próximas às principais cargas do País, ou seja, nas capitais, proporcionará uma maior segurança elétrica, além de flexibilidade operacional para o Sistema. Por outro lado, a implantação de termelétricas ciclo aberto, possibilitando partidas rápidas, se prestam para firmar as fontes variáveis que necessitam de potência.

É o caso da Região Nordeste, que importa potência da Região Sudeste ao longo de todo o ano, sendo exportadora de energia no período seco (segundo semestre) e importadora de potência. É nesse período de grande intercâmbio de energia entre as regiões Sudeste e Nordeste com o carregamento elevado do sistema de transmissão, que ocorrem as queimadas e descargas atmosféricas, expondo a região a situações críticas e pondo em risco o suprimento de energia. Portanto, justifica-se a instalação de usinas termelétricas nas principais capitais para proporcionar não só a segurança elétrica, como também dotar a Região de mais recursos operacionais.

Outro aspecto que merece uma avaliação estratégica do planejamento, tendo em vista que a geração deixou de ser predominantemente hidráulica, é a adoção de leilões regionais, procurando maximizar o potencial de cada região, incentivando as alternativas de geração disponíveis em função das especificidades técnicas, ambientais e socioeconômicas.

Os leilões de geração térmica a gás natural devem considerar que, quanto maior o volume contratado, maior será a competitividade e a perspectiva de custos menores em benefício do consumidor. Esse arranjo deverá ser estruturado objetivando oportunizar a formação de um pool na compra de gás, pelas indústrias e pelas distribuidoras, sempre tendo as usinas térmicas como âncora dos projetos. A definição de um volume anual e da possível localização dos empreendimentos termelétricos possibilita que projetos sejam estruturados de forma competitiva.

A geração de energia elétrica através de usinas termelétricas deve ser definida pelo planejador de acordo com a sua visão da localização das principais cargas no País. É importante mais uma vez destacar, que a geração mais próxima da carga, proporciona uma maior segurança elétrica, reduz perdas e custos de transmissão.

Um outro aspecto que deverá ser levado em conta é o aproveitamento adequado de todo o litoral brasileiro, onde estão localizadas as principais cargas, com volume de consumo e importância estratégica, onde as usinas térmicas servirão de âncoras para os demais segmentos, sejam eles industriais ou de distribuição de gás. Pelo fato de serem localizadas nas principais cidades litorâneas, onde coincidentemente está localizada a maioria dos polos industriais, será possível o suprimento do gás por meio da ampliação de gasodutos de transporte, considerada como opção tradicional, ou da cabotagem, com a criação de uma infraestrutura de produção e movimentação de gás natural liquefeito, a partir da definição de localização estratégica dos terminais de regaseificação com opções para recebimento do gás do pré sal ou gás importado.

A logística do gás natural via Terminais Primários constituídos por Unidades Flutuantes de Armazenamento e Regaseificação – FSRU e/ou por Unidades Flutuantes de Gás Natural – FLNG, com escoamento via cabotagem para o suprimento a Terminais Secundários constituídos por Caminhões Transportadores é denominada de gasoduto virtual. Essa opção poderá competir com os gasodutos tradicionais, principalmente, para suprir todo o litoral brasileiro, com as alternativas de gás do pré-sal versus gás importado.

Essa alternativa deverá ser considerada na análise de custos, quando comparada com a alternativa de implantação de gasodutos, podendo, caso seja considerada vantajosa, revitalizar a indústria naval brasileira, mais um atributo a ser considerado.

O Gás Natural Liquefeito – GNL pode mudar o perfil do consumo no Brasil, passando de importador para exportador e servir como alternativa à importação de diversos combustíveis tais como: diesel, gás da Bolívia e GNL. Por outro lado, 95% dos municípios brasileiros não são atendidos por gasodutos atualmente. A utilização de novas formas de transportar gás natural deve ser considerada e a utilização de caminhões transportadores de gás pode ser a solução para a expansão do transporte para esses municípios.

Finalmente, como foi largamente evidenciado, o Novo Mercado de Gás Natural no Brasil é muito promissor, devido principalmente ao potencial disponível para a exploração e as oportunidades de comercialização nos diversos segmentos de consumo. Para incentivar a atração de investimentos nesse setor, basta criar as condições para o aumento da competição, regras claras, estabilidade regulatória e jurídica, contratos de longo prazos com garantia de recebíveis, a exemplo do que acontece atualmente no Setor Elétrico Brasileiro.



Reive Barros dos Santos
Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
do Ministério de Minas e Energia - MME



OPINIÃO

Os desafios do Novo Mercado de Gás para o segmento de distribuição de gás natural

por Renata Beckert Isfer,
Symone Araújo e José Mauro
Ferreira Coelho*

O Novo Mercado de Gás - NMG é um programa do Governo Federal que tem como principal objetivo a criação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo. Essa é a receita para alcançar a redução do preço da *commodity*, a retomada da indústria nacional, a atração de investimentos e a monetização do gás natural brasileiro, inclusive do pré-sal e da Bacia de Sergipe-Alagoas. O programa tem diversos desafios que estão sendo superados e nesse artigo nos debruçaremos sobre o *downstream*.

A Constituição de 1988, ao tratar do gás natural, estabeleceu uma divisão peculiar de competências entre Estados e União, que coloca diversas dificuldades para a regulação do setor. Ela estabelece que cabe aos Estados explorar os serviços locais de gás canalizado e que a União detém o monopólio para a pesquisa e a lavra das jazidas. Além disso,

estabelece a competência privativa da União para legislar sobre energia, conceito dentro do qual se enquadra o gás natural.

São duas as dificuldades decorrentes da redação constitucional. A primeira é a quase impossibilidade fática de se alinhar a regulação do mercado nacional entre a União e seus 27 entes federativos. A indústria de gás natural é caracterizada como uma indústria de rede, ou seja, que tem necessidade de interligação de todos os seus segmentos. O descompasso entre as políticas públicas e regulação em diferentes pontos dessa rede historicamente tem inviabilizado o desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil.

A segunda dificuldade decorre da imprecisão de seu texto, que permitiu a criação de uma tese jurídica que

defende a competência estadual para a definição do consumidor livre. Particularmente, entendemos ela não faz sentido jurídico, porque não é possível defender que a comercialização de gás natural é um serviço local de gás canalizado, já que fornecedor e consumidor podem estar em estados (e até países) diferentes. Além disso, tanto o artigo 25, § 2o, quanto o artigo 177, inciso I, do texto constitucional tratam de competência administrativa, ou seja, aquela voltada para a execução de uma atividade. A competência legislativa é tratada em dispositivos constitucionais específicos: os artigos 22, 25 e 25, § 1o, estabelecem a competência legislativa privativa da União, a competência legislativa concorrente entre União, Estados e Municípios e a competência residual dos Estados, respectivamente. Como a competência para legislar sobre energia é privativa da União, não vemos qualquer possibilidade de se atribuir como competência legislativa estadual a definição do que é serviço local de gás canalizado e, portanto, do limite da competência dos Estados e da União.

Não obstante, o fato é que o assunto gera acalorado debate, especialmente em um ambiente em que a maioria das distribuidoras estaduais de gás canalizados é monopolista estatal. Em nosso país, ainda existe uma mentalidade estatizante, que vê no Estado o responsável por atender todas as necessidades da população, inclusive o fornecimento de gás natural. A natureza humana, via de regra, tem resistência a mudanças, mesmo que sejam avanços que trarão mais benefícios para a sociedade, como é o caso da abertura de mercado e da adoção de boas práticas regulatórias.

No que toca à abertura do mercado, o Ministério de Minas e Energia, no âmbito do Programa Gás para Crescer, buscou tratar do tema via Congresso Nacional. Suas propostas contribuíram para a reda-

ção do Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407/2013 pelo então Deputado Marcos Vicente. Esse modelo havia sido discutido amplamente com os agentes do setor e alcançado grande consenso. Todavia, algumas controvérsias, especialmente no que toca ao serviço de distribuição de gás natural, inviabilizaram a sua aprovação.

Se um sistema de *enforcement* não consegue aprovação no Congresso Nacional, o gestor público precisa ser criativo para achar uma solução alternativa que produza o mesmo resultado, sem afetar direitos adquiridos e sempre respeitando os contratos existentes. Assim, o Novo Mercado de Gás surgiu com uma premissa base: a utilização de incentivos para que os próprios governos estaduais se envolvam na construção do novo mercado de gás, harmonizando as regulações estaduais e federal e removendo as barreiras tributárias para o funcionamento efetivo do desenho regulatório de mercado competitivo.

As principais medidas regulatórias que são importantes para atração de investimentos são três. A primeira é a aquisição de gás natural de forma transparente pelas distribuidoras, pelo menor preço possível, e com capacidade de investir em ampliação do serviço de distribuição. Além disso, a regulação deve possibilitar retorno adequado sobre os investimentos prudentes e, ao mesmo tempo, estimular a eficiência operacional. Por fim, mas não menos importante, é permitir aos grandes consumidores a aquisição da molécula de gás natural de comercializadores e produtores, permanecendo a obrigação de remunerar a distribuidora pelo serviço que presta.

Nesse sentido, houve a propositura de dois projetos de lei junto ao Congresso Nacional que tem como escopo a promoção do equilíbrio fiscal e o fortalecimento dos Estados. O primeiro deles é

o Programa de Transparência Fiscal, por meio do qual Estados com problemas fiscais podem receber garantias da União para futuras operações de crédito, desde que se comprometam com medidas de melhoria e transparência fiscal, dentre os quais constará como opção a adoção de reformas e medidas estruturantes na prestação do serviço de distribuição de gás canalizado, que deverão refletir boas práticas regulatórias, inclusive no tocante aos consumidores livres, a serem propostas pela ANP.

O segundo projeto de lei constitui o Programa de Fortalecimento das Finanças Estaduais, que permitirá à União transferir parte das participações governamentais decorrentes da exploração e produção de petróleo e gás natural aos Estados que aderirem ao programa. Será criado um ranking no qual os Estados melhor classificados terão uma porcentagem maior e transferências de recursos. O ranking observará os seguintes critérios:

- Privatização das distribuidoras estaduais;
- Adoção de boas práticas regulatórias, conforme diretrizes da ANP;
- Criação e/ou manutenção e fortalecimento das agências reguladoras estaduais; e
- Adesão ao acordo SINIEF quanto ao ICMS no transporte do gás.

Chamamos a atenção para o fato de que, mesmo antes da aprovação dos mencionados projetos de lei, o NMG já tem promovido uma conscientização dos governos estaduais, que perceberam que o desenvolvimento de um mercado de gás natural sadio é uma grande política pública que trará investimentos para os Estados, com a consequente

criação de empregos e renda. Podemos citar o exemplo do Rio de Janeiro, cuja agência reguladora Agenera recentemente reduziu o volume mínimo para a caracterização do consumidor livre, dentre outros aprimoramentos regulatórios.

Os resultados esperados dessas medidas não são imediatos. A conjugação de todas as frentes do Novo Mercado de Gás permitirá a concretização final do desenvolvimento do mercado de gás natural. É necessário efetivar o *unbundling*, com o fim da predominância da Petrobras em todos os elos da cadeia, que já está em processo de execução com a assinatura do Termo de Compromisso de Cessação entre o Cade e a Petrobras. O Congresso Nacional ainda terá um papel fundamental para os aprimoramentos legais necessários para esse processo revolucionário, como no compartilhamento de infraestrutura e na adoção do regime de autorização para a construção de gasodutos de transporte.

Apesar da ausência de imediatismo, esse é um processo progressivo e sem volta. Com a redução do preço do gás que será vista nos Estados participantes do Novo Mercado de Gás, estes receberão novos investimentos e todo o desenvolvimento e receitas deles decorrentes. Os outros Estados, ao perceberem os benefícios e a prosperidade ganhada por seus vizinhos, serão estimulados a também mudar seu comportamento e a adotar as boas práticas regulatórias no segmento de distribuição de gás natural propostas pelo NMG. Uma competição saudável entre Estados que, somada às outras medidas do Novo Mercado de Gás, tornará o mercado de gás natural dinâmico e competitivo uma realidade no Brasil.



Renata Beckert Isfer
Secretária adjunta na Secretaria de Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia (MME)



Symone Araújo
Diretora do Departamento de Gás Natural do Ministério de Minas e Energia (MME)



José Mauro Ferreira Coelho
Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis da
Empresa de Pesquisa Energética (EPE)



OPINIÃO

Os primeiros passos (da longa jornada) da liberalização do mercado de gás

por Sylvie D'Apote e
Yanna Clara Prade*

Desde 2016, o Brasil vem buscando debater, diagnosticar e implementar uma agenda de liberalização do mercado de gás natural. Após as discussões fomentadas no âmbito da iniciativa “Gás para Crescer” e a conturbada passagem do Projeto de Lei pela Comissão de Minas e Energia no Congresso, o novo governo retomou a agenda e estabeleceu uma estratégia de atuação.

Neste contexto, a Resolução nº 16 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), assinada no fim de junho, é o primeiro passo para a concretização do programa “Novo Mercado de Gás” (NMG), anunciado pelo atual governo como um conjunto de iniciativas que têm o objetivo ambicioso de reduzir em 40% o atual preço do gás.

A Resolução nº 16 estabelece as diretrizes para o aumento da competição e a diversificação dos

agentes ao longo da cadeia do gás natural, com o objetivo de dinamizar o mercado e aumentar os investimentos na oferta e na infraestrutura. As duas grandes vertentes para permitir a entrada de novos players, são

- (i) a redução da participação da Petrobras em todas as etapas do downstream da cadeia do gás e
- (ii) uma série de medidas para incentivar os estados na melhoria da regulação das concessões estaduais de distribuição e na eventual privatização das empresas de distribuição.

PETROBRAS E A SAÍDA NECESSÁRIA

Após o pontapé inicial dado pela Resolução do CNPE, foi divulgado no início de julho o Termo de Compromisso de Cessação (TCC) entre o CADE e a Petrobras que define os compromissos de saída do mercado por parte da estatal.

No TCC, a Petrobras se compromete a vender as participações remanescentes (10%) que detém nas transportadoras NTS e TAG, e a participação majoritária (51%) na TBG. A empresa também se compromete a alienar sua participação acionária direta e indireta (através da Gaspetro) nas companhias estaduais de distribuição de gás.

O processo de desverticalização do transporte do resto da cadeia do gás é essencial para assegurar que as transportadoras tratem todos os carregadores de maneira isonômica. No segmento de distribuição, a saída da Petrobras poderia dinamizar o setor (efeito já visível com a entrada da Mitsui na Gaspetro), além de assegurar que as distribuidoras comprem seu gás do ofertante mais competitivo sem privilegiar seu próprio acionista.

A venda das participações da Petrobras nas empresas de transporte de gás não será suficiente para assegurar o acesso a terceiros no uso dos gasodutos, pois esta detém contratos para 100% da capacidade de transporte a longo prazo. Dessa maneira, o TCC também inclui o compromisso de indicar nos sistemas de transporte da NTS e da TAG quais são os volumes de injeção e retirada máxima em cada ponto de recebimento e zona de entrega, por área de concessão de cada companhia distribuidora local e consumos próprios, eliminando as flexibilidades e o congestionamento contratual existentes no cenário atual.

Ademais, a Resolução nº 16 estabelece que a Petrobras irá oferecer serviços de balanceamento e flexibilidade de rede, enquanto não houver outro agente capacitado a ofertar o serviço. A Petrobras será remunerada por esses serviços.

A Resolução nº 16 também reforça o que havia se estabelecido no Decreto 9.616/2018 em relação às condições de acesso de terceiros a infraestruturas essenciais (escoamento, UPGN e plantas de regaseificação). Esse é um importante passo para a otimizar o uso da infraestrutura já estabelecida, e facilitar o acesso ao mercado de novos fornecedores, sejam eles produtores ou importadores.

Outro ponto que pode gerar forte e rápido impacto na liberalização do mercado, é o compromisso da estatal de não contratar novos volumes de gás natural, de parceiros ou terceiros, a partir da data de assinatura do TCC. Isso significa que os produtores de gás que atualmente vendem seu gás a Petrobras, assim que expirem os contratos atuais, deverão buscar mercado e isso irá agilizar o processo de acesso às infraestruturas essenciais e de transporte e diversificar os agentes ofertantes.

OS ESTADOS E A SAÍDA DIFÍCIL

A segunda vertente de atuação diz respeito às concessões de distribuição de gás natural. Por ser uma questão na esfera estadual, a Resolução do CNPE não pode impor medidas sobre a distribuição, mas direciona o Ministério de Minas e Energia e o Ministério de Economia a incentivar os governos estaduais a seguirem as diretrizes estabelecidas no programa. No “Gás para Crescer”, o debate sobre a esfera estadual foi o mais delicado e o que gerou maior resistência e, certamente, não deverá ser diferente no âmbito do NMG.

Dentre as diretrizes a serem implementadas pelos governos estaduais de maneira voluntária, estão a de estabelecer princípios regulatórios modernos e transparentes, estabelecendo agências regu-

ladoras, no caso dos estados em que não existam; criando ou modificando a regulação sobre consumidores livres. A Resolução nº 16 também menciona que deverá ser promovida a adesão dos estados aos ajustes tributários definidos no Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ). Esse é um aspecto essencial para permitir o desenvolvimento de um mercado nacional de gás.

O ponto mais delicado dessa frente (e que pode encontrar mais resistência) está no requerimento que os Estados e o Distrito Federal privatizem as empresas concessionárias de distribuição de gás canalizado, e em privatizar essas empresas “avaliem a oportunidade e conveniência de definição de novo contrato de concessão”. Surgem aqui dois pontos de reflexão. Por um lado, a alienação da participação dos estados nas concessionárias estaduais pode trazer efeitos positivos se o novo acionista aporta novos recursos para os investimentos necessários na expansão das redes. Mas, ao mesmo tempo, é necessário que a atuação dos novos acionistas privados seja fiscalizada de maneira efetiva pelas agências de regulação estaduais, para não provocar um aumento desnecessário dos custos e das tarifas para o consumidor final. Neste sentido, é bem-vinda a recomendação que o Ministério de Minas, o Ministério da Economia, a ANP e a EPE se articulem para promover o apoio de treinamento e capacitação das agências reguladoras estaduais. O segundo ponto de reflexão diz respeito à modificação dos atuais contratos de concessão. Esse assunto é delicado pois os contratos atuais foram a base da avaliação do valor das distribuidoras que determinou a compra

de 49% da Gaspetro por parte da Mitsui em 2015. Qualquer modificação dos contratos terá que ser negociada com a Mitsui (e com os outros acionistas privados), podendo eventualmente gerar a exigência de compensações econômicas que podem ser inviáveis na atual situação fiscal dos estados.

CONCLUSÃO

O programa “Novo Mercado do Gás” traz novo fôlego a agenda de liberalização do mercado de gás. A Resolução nº 16 tem o mérito de identificar claramente as diretrizes e as orientações que o governo pretende seguir para liberalizar o mercado de gás. Entretanto, ainda existem diversos desafios a serem enfrentados nos próximos anos, que demandarão debates e diversas definições regulatórias. Ainda que seja um passo promissor, é preciso entender que tanto a Resolução como o TCC são apenas os primeiros passos de uma (ainda) longa jornada. A implementação das diretrizes dependerá de novas regulamentações a serem desenvolvidas pela ANP e pelas agências reguladoras estaduais, no âmbito das suas respectivas competências, e de diversas ações que deverão ser tomadas pela Petrobras. Todo esse processo pode se estender por muitos anos. Na avaliação talvez otimista do MME, a regulamentação secundária a ser implementada pela ANP demandará pelo menos 4 anos. Uma mensagem importante para o governo é que será preciso ter paciência e perseverança porque os resultados esperados podem demorar a se manifestar: na Europa, o processo de liberalização do mercado de gás demorou duas décadas e foram necessárias três Diretivas Europeias para chegar na situação atual.



Sylvie D'Apote
Fundadora e Sócia-Diretora da PRYSMA E&T CONSULTORES



Yanna Clara Prade
Consultora da PRYSMA E&T CONSULTORES



OPINIÃO

Rio Capital da Energia: competitividade, segurança e transição no setor elétrico nacional a partir dos novos projetos termelétricos a gás natural no Estado do Rio de Janeiro

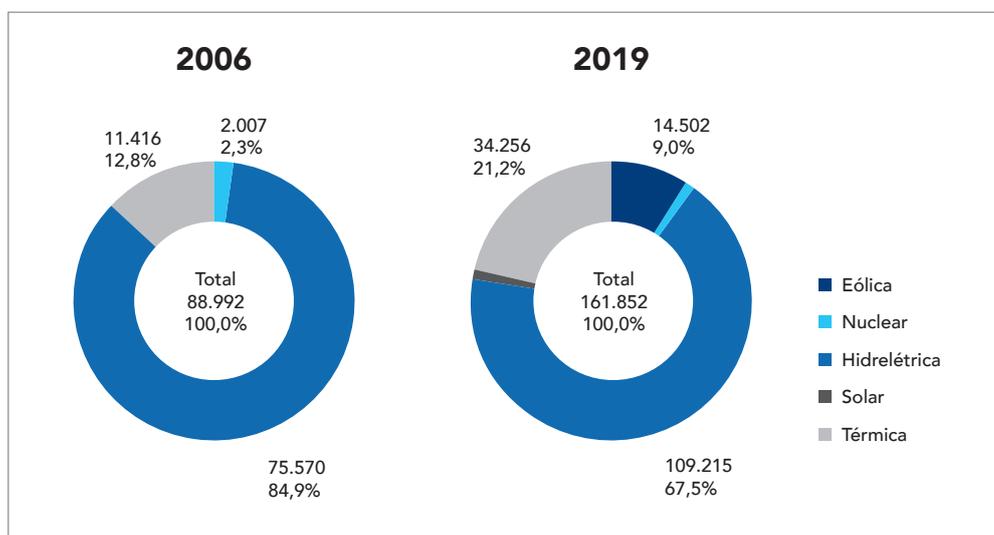
por Vanderlei Martins*

Para os próximos 10 anos, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) espera um incremento da capacidade de geração de energia elétrica da ordem de 55 GW, o que corresponde à potência de 4 hidrelétricas como Itaipu. Segundo o PDE 2027, as termelétricas a gás natural serão responsáveis por 23% dessa capacidade (12,4 GW), das quais 6,8 GW já foram contratadas nos leilões de energia e estão em fase de construção, com os outros

5,6 GW a serem leiloados nos próximos anos (EPE, 2018).

Desde o lançamento do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), a capacidade instalada térmica nacional triplicou nos últimos 13 anos (34,2 GW em 2019 ante 11,4 GW em 2006), para dar mais segurança ao sistema e regularizar as sazonalidades das fontes renováveis (Gráfico 1).

Gráfico 1: Capacidade Instalada do Setor Elétrico Nacional em 2006 e 2019 em MW.



Fonte: ONS, 2019.

Ainda que o Operador Nacional do Sistema (ONS, 2019) aponte um equilíbrio na geração de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN), com baixo risco de déficit graças ao aumento da expansão térmica, mais de 40% da capacidade instalada tem o Custo Variável Unitário - CVU¹ superior a R\$250/MWh, um valor exorbitante. A operação do setor elétrico determina que essas usinas (CVU>R\$250/MWh) sejam despachadas por mérito econômico somente em situações hidrológicas críticas.

De acordo com o INSTITUTO ILUMINA (2019), apenas 11 GW possuem CVU inferior a R\$250/MWh, e, ainda, 5GW são usinas a óleo combustível ou diesel que operam ao custo de R\$1.700/MWh.

Essas térmicas custosas esvaziam ainda mais os reservatórios das hidrelétricas, que são mais acionadas pelo seu baixo preço, provocando situação de hidrologia crítica e necessidade de mobilizar as

térmicas ainda mais caras, que elevam o custo do setor e reduzem a competitividade do país.

Nesse contexto, o Rio de Janeiro apresenta características chaves que constituem sua vocação natural para ser a Capital da Energia e um dos principais players termelétricos baratos do país, entre as quais se destacam:

- i. Concentra 53% da produção de gás natural do Brasil e está fisicamente próximo aos principais campos produtores offshore, os quais já têm projetos de construção de rotas de escoamento para o continente;
- ii. Tem conexão privilegiada à malha de gasodutos onshore do país e proximidade aos principais centros consumidores de gás;
- iii. Conta com infraestrutura portuária adequada para importação de GNL como forma de complemento à demanda nacional.

¹ O custo variável de operação de termelétrica é denominado de Custo Variável Unitário - CVU. Ele é composto do custo de combustível, custo de operação e manutenção variável, encargos e impostos.

Considera-se, também, como oportunidade para o Estado do Rio de Janeiro, a substituição prevista das térmicas a carvão que estão em processo de desativação. Atualmente, essas usinas representam 1,7 GW do sistema e possuem baixa eficiência térmica (em média 25%) na comparação com os projetos a gás natural ciclo combinado (em média 56%) em construção. Estas usinas são mais modernas e eficientes tanto pelo rendimento energético, como pela redução dos gases causadores do efeito estufa (GEE), além do maior controle da emissão de material particulado e NOx. Destaca-se, aqui, as usinas Marlim Azul (565,5 MW) e a GNA III (1,6 GW), ambas com tecnologia a gás ciclo combinado, em construção no Estado do Rio de Janeiro.

Além dos benefícios ambientais e operativos do setor elétrico, a construção de termelétricas tem o potencial de recuperar a competitividade da indústria no Rio de Janeiro e viabilizar as rotas de escoamento do pré-sal, aumentando a oferta e pressionando a redução no preço da molécula no Estado, sendo capaz de gerar 45 mil novos empregos e arrecadação anual de R\$ 2 bilhões em ICMS (EPE, 2018).

De acordo com o PDE 2027 (EPE, 2018), no curto e médio prazo, o gás natural liquefeito (GNL) importado representará o combustível padrão para o desenvolvimento de novas usinas. Em um segundo momento, com o desenvolvimento das reservas do Pré-Sal, a oferta de gás nacional será ampliada com preços mais competitivos, graças ao aumento da concorrência nacional e internacional e, portanto, provocará a redução desejada do custo de operação do setor elétrico.

Os leilões de geração de energia elétrica da ANEEL têm abrangência nacional e os empreendimentos vencedores são aqueles que apresentam o menor

custo-benefício (ICB) em R\$/MWh. Esse valor está diretamente relacionado ao volume do investimento (CAPEX) requerido para construção das termelétricas, os custos de O&M e também os encargos. Para isso, tornam-se cruciais as reformas e o redesenho do mercado de gás natural promovidos pelo governo.

Nessa direção, o Estado do Rio de Janeiro, por meio da Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro - AGENERSA (2019), realizou deliberação para instituir a figura do agente livre e aumentar a competitividade na indústria. Entre as medidas estão:

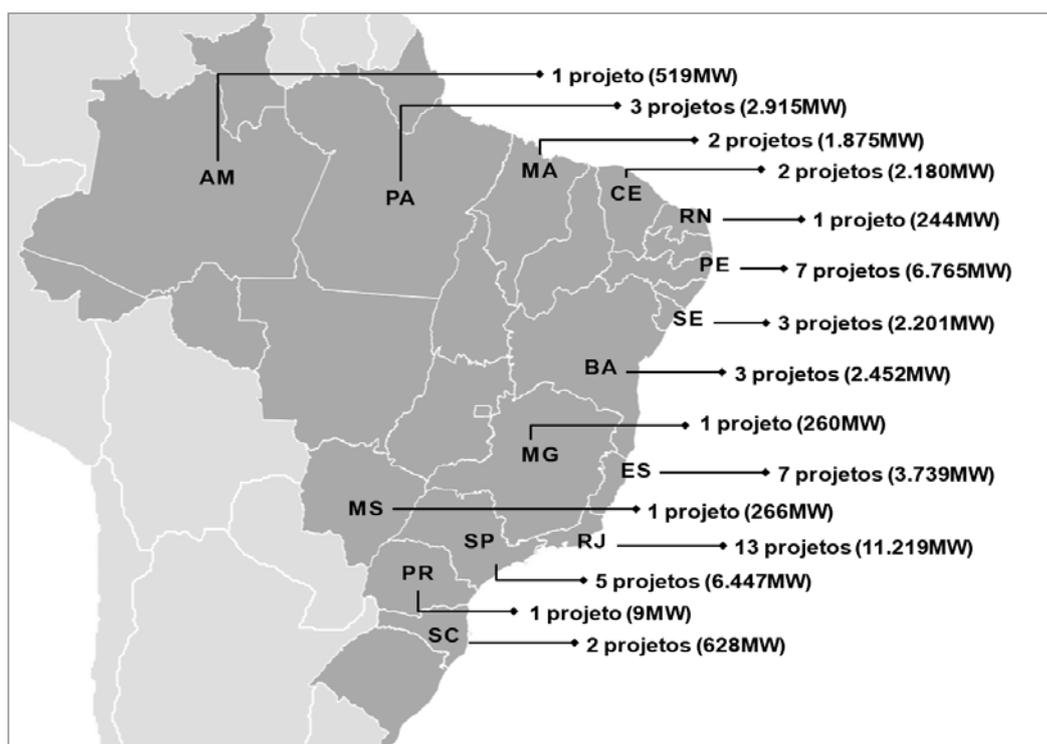
- a. O volume mínimo para caracterização de consumidor livre passou de 25 mil m³/dia para 300 mil m³/mês.
- b. Isonomia entre consumidor livre, autoprodutor e autoimportador.
- c. O ramal de uso dedicado poderá ser estendido aos agentes conectados ao mesmo gasoduto, desde que pertençam a empreendimento do mesmo grupo econômico, exercendo a mesma atividade econômica e situado em área contígua. Posterior conexão de ramais de terceiros ao gasoduto originalmente dedicado e exclusivo não implicará na perda de sua exclusividade para o consumidor original nem alterará o seu tratamento tarifário.
- d. A criação de tarifas para agentes livres: a TUSD-E que será específica para uso do sistema de distribuição para gasodutos dedicados e exclusivos e a TUSD-Termelétrica que os agentes do segmento termoelétrico terão direito a um desconto no fator R da metodologia de cálculo na margem de distribuição. Este valor será de até 22,5%, sendo atualizado anualmente a fim de compensar erros de projeção de demanda, não podendo ser maior do que o supracitado.

e. A construção de gasodutos que era exclusiva da concessionária estadual, passou para decisão do investidor por meio de três diferentes modelos.

Como reflexo positivo dessas mudanças, observa-se na Figura 1 o resultado do cadastro na EPE

dos empreendimentos que desejam participar do leilão de energia nova A-6 em 2019. O Rio de Janeiro foi o estado que mais recebeu propostas (13 projetos com 11,2GW) e obteve também o melhor resultado histórico comparado com leilões anteriores.

Figura 1. Empreendimentos Termelétricos a Gás Natural Cadastrados no Leilão A-6 de 2019 na EPE.



Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2019.

Ainda que o Rio de Janeiro tenha realizado mudanças significativas para aumentar a competitividade do gás no setor termelétrico, pelo menos outros 7 estados (BA, CE, ES, PA, PE, SE e SP) têm grandes projetos anunciados que poderão competir nesse e nos próximos leilões. Alguns desses estados apresentam regime tributário e de incentivos que os colocam numa posição competitiva artificialmente privilegiada, tornando o processo decisório mais acirrado frente aos 52 projetos distribuídos pelo Brasil (figura 1).

Os incentivos governamentais oferecidos por meio do ICMS incidente no gás e no CAPEX do projeto, a taxa de cobrança da TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), o AFRMM (Adicional do Frete para a Renovação da Marinha Mercante) e o IRPJ (Imposto de Renda – Pessoa Jurídica) são exemplos de itens que podem resultar em assimetrias competitivas entre os estados e definir o vencedor dos próximos leilões.

Embora o RJ tenha vocação natural e esteja à frente nas atualizações do mercado de gás, o estado possui um modelo tributário no setor termelétrico que precisa ser renovado. Como exemplo, está expirado o decreto no 45.308/2015, que fomentou os projetos das usinas de Marlim Azul (CVU R\$ 85,00/MWh) e GNA III (CVU R\$ 167/MWh), as quais apresentam os menores custos de operação térmica a gás natural do país (CCEE, 2019).

Percebe-se a importância de uma boa estratégia econômica para o setor termelétrico a gás natural no Estado do Rio de Janeiro, como uma grande oportunidade de viabilizar o valor do gás associado ao pré-sal e retomar a competitividade da indústria fluminense.

Nos próximos três anos, supondo que o Estado consiga capturar a totalidade da expansão térmica a gás natural anunciada pelo PDE 2027, o efeito multiplicador poderia alavancar um investimento estimado de R\$ 16 bilhões em infraestrutura, 16 mil novos empregos diretos e indiretos com renda média de R\$ 7,2 mil e aumento na arrecadação de ICMS estimado em R\$ 600 milhões por ano.

A avaliação de benefícios não se limita apenas à questão econômica estadual. Há vantagens estratégicas para o protagonismo do Rio de Janeiro como Capital da Energia do país, como: a ampliação da segurança na operação do SIN permitindo a entrada dos recursos renováveis, a geração mais próxima ao centro de carga com redução significativa das perdas e do investimento em transmissão, a mitigação do passivo ambiental frente ao uso de térmicas a óleo combustível, diesel ou carvão, bem como a expansão das hidrelétricas na Amazônia.

Estão previstas, também, contrapartidas para diversificação e transição energética estadual, ou seja, as termelétricas instaladas no Rio de Janeiro deverão investir em compensação energética². Os projetos instalados sob o decreto no 45.308/2015 deverão cumprir investimentos de 2% do custo do gás natural e pelo decreto no 41.318/2008 deverão investir 3% da capacidade instalada da usina em fontes renováveis e eficiência energética.

Diferentemente de outras tecnologias nascentes, as termelétricas no RJ já são realidade. Elas não precisam de subsídios para existir, tem potencial de geração firme na base do sistema, podem ser uma alternativa mais limpa entre os demais combustíveis fósseis e de baixo custo operativo, com aumento na oferta de gás no litoral fluminense a partir da exploração do pré-sal.

REFERÊNCIAS

AGENERSA – Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro. Deliberação AGENERSA no 3.862 de junho de 2019 sobre estudo e reformulação do arcabouço regulatório para autoprodutor, autoimportador e consumidor livre. Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, página 5ano XLV, no 117, parte I, 26 de junho de 2019.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. InfoLeilão. São Paulo, 2019. Disponível em: www.ccee.org.br. Acessado em 20 de julho de 2019.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão 2027. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publica->

² Compensação Energética Estado RJ: 2% para fontes alternativas e 1% para eficiência energética.

coes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027. Acessado em 20 de julho de 2019.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Informe do Cadastramento para o leilão A-6 de 2019. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-de-energia-nova-a-6-2019>. Acessado em 20 de julho de 2019.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Comparações de Preços de Gás Natural: Brasil e Países Selecionados. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-comparacoes-de-precos-de-gas-natural>. Acessado em 20 de julho de 2019.

INSTITUTO ILUMINA. Artigo Crise mais uma análise sobre o plano de operação energética 2019. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <http://www.ilumina.org.br/crise-mais-uma-analise-sobre-o-plano-de-operacao-energetica-2019/>. Acessado em 21 de julho de 2019.

ONS – Operador Nacional do Sistema. Histórico da Operação. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>. Acessado em 20 de julho de 2019.

ONS – Operador Nacional do Sistema. Plano de Operação Energética 2019-2023. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-energetico>. Acessado em 20 de julho de 2019.



Vanderlei Martins
Coordenador do Setor Elétrico no Governo do Estado do RJ e
pesquisador associado da FGV Energia

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



OPINIÃO

Abertura do Setor de Gás Natural: O Risco de Entrarmos no "Jogo de Erros e Acertos"

por Wagner Granja Victor*

O jogo de "erros e acertos" se torna um grande risco quando adotado na condução de políticas públicas, em especial em setores de infraestrutura, como na área de energia, onde as eventuais consequências dos erros podem trazer reflexos que mesmo com sua posterior correção não venham a compensar os benefícios dos acertos esperados. Nesse cenário de elaboração de novas Políticas Públicas, para buscar as melhores práticas, se torna fundamental conhecer um pouco da história, para replicar as ações positivas e não retornar em equívocos que, muitas vezes, até nos seduzem, em função de um discurso público salteado de objetivos legítimos, porém, tal como na engenharia tradicional, se forem erguidos com pilares não consistentes, poderão ruir com o tempo.

Não há como negar que o atual diagnóstico feito pelo Governo Federal de que o gás natural não tem sido um elemento alavancador de nossa economia, em especial de nossa indústria, é bastante consistente.

Não só pela limitada oferta geográfica, mas principalmente por seu elevado preço, principalmente quando parametrizado com outros energéticos disponíveis na matriz nacional, ou quando comparado aos preços praticados ao redor do mundo, inclusive em países que não são produtores de gás natural em escala.

Desta forma, o movimento adotado no sentido de ampliar a oferta de gás natural em bases mais competitivas, em especial para a indústria nacional, aproveitando inclusive as novas descobertas das reservas do pré-sal, é extremamente louvável. Contudo, como em qualquer política pública, o "remédio" aplicado, se feito de uma forma equivocada, pode até se transformar em "veneno" e aí estão as preocupações de muitos agentes que atuam no setor, já que algumas medidas especuladas poderão até aumentar os valores do gás natural para a grande maioria dos consumidores, incluindo indústrias de pequeno porte, residências e usuários de GNV.

HISTÓRIA RECENTE DO SETOR DE GÁS NATURAL

Para melhor entender o tema do ponto de vista histórico, existem diversas publicações que trazem o processo de introdução do uso do gás no Brasil, desde seus primórdios no século IX até os dias de hoje. Recomendo um livro que tive a oportunidade de produzir com a Concessionária CEG e que fiz a introdução, com o texto do Acadêmico Murilo Melo Filho e com prefácio do saudoso Carlos Heitor Cony, com o título “A História do Gás – do Rio de Janeiro para o Brasil”, que tem um enfoque muito interessante do ponto de vista do processo de inserção de gás natural no Brasil.

Voltando ao lado histórico e retornando especialmente ao Estado do Rio de Janeiro, que foi pioneiro no país na utilização do gás e onde sempre se encontraram as principais reservas nacionais, em função da Bacia de Campos. O processo é o principal case a se estudar, até em função do pioneirismo na privatização da sua distribuidora acontecido em 1997. A tradicional Companhia Estadual de Gás - CEG foi inicialmente transformada, por cisão, em duas concessionárias Regionais, CEG e Rio Gás (interior) com a simultânea instituição de uma Agência Reguladora Estadual, a então ASEP (atual AGENERSA). A partir destas concessionárias, foram formadas a CEG e a CEG-Rio. Atualmente, adotou-se o novo nome consolidado de NATURGY.

Fica bastante claro que em meados da década de 1990 o então modelo adotado de concessão/privatização pelo qual passava o país, e que ganhou bastante força no primeiro governo de Fernando Henrique Cardoso, foi derivado do sistema liberal inglês. Tais estudos referenciais para modelagem, elaborados pela então consultoria internacional *Coopers & Lybrand*, estabelecia uma modelagem

que privilegiava a obtenção do maior valor de bônus obtido na licitação e não um forte comprometimento da futura concessionária com os novos investimentos, já que estes na prática comprometiam o chamado NPV (*Net Present Value*) da concessão.

Tal modelagem para concessões fez com que, ao longo do tempo, diversas concessões no setor de energia, em especial do setor elétrico e no de gás, tivessem que ser compensadas em revisões e reequilíbrios contratuais futuros, impactando diretamente as tarifas finais ao consumidor. Aliás, tal efeito era óbvio de prever, em especial, para o setor elétrico e para a distribuição de gás natural, tendo em vista que tais segmentos na ocasião não estavam maduros e possuíam instalações restritas a grandes regiões metropolitanas.

O modelo que adotamos para corrigir tais distorções por concessão, no Estado do Rio de Janeiro, em especial a partir de 1999, surgiu a partir da criação, no então Governo Anthony Garotinho, da Secretaria de Estado e Energia, Indústria Naval e Petróleo (SEINPE) e que tive o prazer de ser seu titular por praticamente 8 anos. Foi desenvolvida em parceria com as Concessionárias de Distribuição de Gás Natural com apoio de grandes agentes institucionais, como FIRJAN, Associação Comercial do Estado do Rio de Janeiro (ACRJ), Fundação Getúlio Vargas, ABEGÁS entre outros.

Na ocasião, a então Secretaria de Energia, Indústria Naval e Petróleo, elaborou, em março de 1999, o primeiro “Plano de Gás Natural do Estado do Rio de Janeiro”, estruturado para a introdução do gás natural na Matriz Energética do Estado. Os resultados foram absolutamente significativos, já que foram obtidos sem qualquer rompimento institucional dos contratos firmados, e basicamente por sinergias de

ações e por políticas públicas afirmativas para o uso e a inserção do gás na Matriz Energética. Nunca é demais lembrar que a introdução do gás na Matriz Energética iniciou pelo Estado do Rio de Janeiro, em função da produção de gás em larga escala na Bacia de Campos. Em 1999, basicamente o gás só chegava a um município do Estado do Rio de Janeiro que era a Capital. Com um trabalho articulado, em oito anos, mais de 30 municípios, entre eles os principais municípios da região metropolitana onde se inclui a Baixada Fluminense, e também em muitos do interior do Estado, como alguns do Norte Fluminense, passaram a receber o gás natural através de dutos de distribuição.

A estratégia da política pública para a ampliação do gás natural na Matriz Energética Fluminense se deu por diversas ações. Foi ancorada inicialmente por uma redução de alíquota de ICMS aplicada ao gás natural pelo Governo do Estado para níveis de 12%, enquanto a alíquota de outros energéticos superava a ordem de 30%, em conjunto com uma ação articulada realizada pelo Governo do Estado por meio da Secretaria de Energia, Indústria e Petróleo (SEINPE), junto às concessionárias sem qualquer rompimento dos contratos de concessões vigentes.

CASO GNV

Um dos outros elementos âncora desenvolvidos na política para interiorização da infraestrutura da instituição do gás natural e sua maior capilaridade geográfica foi elaborada para a inserção do GNV (Gás Natural Veicular) na matriz de consumo veicular em todo o estado.

O GNV que até então patinava no Estado, e era praticamente inexistente em outros Estados da Federação, ostentava pífios números até 1999, com somente cinco mil veículos convertidos (basicamente parte dos

taxistas). Da mesma forma, em 1998, somente 19 postos abasteciam GNV no Estado, o que propiciava filas de mais de duas horas para os usuários, desestimulando o uso. Com uma política de incentivo fiscal por meio da redução de ICMS e uma ação decisiva de redução das alíquotas do IPVA dos veículos convertidos para GNV, de 4% para 1%, se induziu uma política pública afirmativa, inclusive com retorno em externalidades ambientais pela redução de emissões, que permitiu rapidamente, em oito anos, ampliar significativamente a quantidade de veículos convertidos para GNV para quase 600 mil veículos. Já o número de postos de abastecimento no Estado aumentou para 540 em 2007, interiorizando a oferta transformando no maior case mundial de inclusão do GNV e superando até o modelo argentino, visto como o *benchmarking* existente na ocasião.

O sistema de GNV permitiu dar escala para a construção de novos ramais de distribuição para o interior e, conseqüentemente, arrastando com isso mais consumidores residenciais e também industriais. Vale destacar que esse bom modelo para o GNV, a partir de 2007, após a extinção da Secretaria (SEINPE) perdeu significativamente a sua velocidade quando se permitiu que o abastecimento de municípios pudesse também ser realizado com gás natural levado em carretas (GNC) Isto foi feito sem estabelecer uma obrigação formal do “Termo de Compromisso” pelas concessionárias em levar, em prazo definido, os ramais de distribuição revogando uma Portaria da SEINPE existente até então. O GNC era somente permitido como sendo elemento de antecipação de mercado, estabelecendo para a distribuidora, em contrapartida, compromisso formal de construção de ramal físico em até três anos. Tal decisão de revogação deste mecanismo normativo foi adotada em uma falha clara de execução de Política Pública e merece ser corrigido.

Importante destacar, como externalidade, que tal programa de GNV permitiu que na greve nacional dos caminhoneiros, acontecida em 2018, que o Estado do Rio de Janeiro fosse um dos poucos estados que mantiveram sua normalidade de grande parcela do transporte de cidadãos pela não dependência plena de combustíveis líquidos (caminhões) em parte de sua frota.

Geração Elétrica a Gás Natural

No ramo de Geração Elétrica e aproveitando a grave crise de oferta de energia elétrica chamada de “apagão” de 2001 que fez com que fosse criado, pelo Governo Federal, o PPT (Programa Prioritário de Termoeletricidade), a partir desse processo o Estado do Rio de Janeiro lançou um forte programa de alavancagem desses projetos para o Estado. Foi implantado um programa de agressivos incentivos fiscais focados basicamente no diferimento, para o fim da vida útil da unidade da cobrança do ICMS dos ativos que compunham as termoeletricas, que era acumulado em créditos não aproveitáveis na geração de energia. Tal incentivo e também associado ao diferimento do ICMS incidente no gás natural que era usado como insumo, levava, pelos efeitos inflacionários, praticamente à eliminação da carga tributária estadual incidente no projeto. Além desses mecanismos tributáveis houve outra ação concreta do Governo do Estado, por meio do SEINPE, reduzindo, de forma crucial, em 75% as margens da distribuição inicialmente solicitadas pelas distribuidoras o que possibilitou atrair os principais investidores em geração para o Estado sem estabelecer mecanismo de *bypass*.

Tal processo Estadual que se destacou no País como ação referencial de Ação de Política Pública permitiu que investidores internacionais como EDF (Norte

Fluminense) em Macaé, EL Paso (Macaé Merchant – atual Usina Termelétrica Mario Lago) em Macaé, ENRON (Eletrobolt – atual Usina Termelétrica Barbosa Lima Sobrinho) em Seropédica, Petrobras (Termorio - atual Usina Termelétrica Governador Leonel Brizola) em Caxias e Furnas (óleo para gás natural em Santa Cruz), tenham transformado o Rio de Janeiro em um “cluster” de Geração Elétrica de fonte Térmica trazendo grandes benefícios ao Sistema Elétrico Interligado, em especial o Subsistema elétrico interligado Sudeste – Centro-Oeste. Foi proporcionada uma escala fantástica de demanda e conseqüentemente de arrecadação para as distribuidoras de gás natural e conseqüentemente gerando reflexos positivos para elevação possível das distribuidoras em outras linhas de consumo (residencial, industrial e GNV).

Uso na Petroquímica

Também articulado com um conjunto de ações reutilizadas pelo Governo do Estado com os agentes privados investidores na Petroquímica (os grupos Suzano, Unipar, Petrobras Química e BNDESPAR), foi iniciado, a partir de 2001, um conjunto de ações visando a implantação da primeira planta petroquímica à base de gás natural denominada “Polo Gás Químico”. O projeto implantado se viabilizou a partir de correntes ricas de gás natural da Bacia de Campos dando uma aplicação mais nobre ao gás e com a conseqüente produção de Polietileno utilizado como matéria prima básica para a indústria plástica. Tal projeto foi inaugurado em 23 de junho de 2005 e está em funcionamento até hoje.

OPORTUNIDADES E RISCOS PARA UM NOVO MODELO NO PAÍS

Dentro da nova política a ser implantada existe uma série de oportunidades e riscos que devem ser observados:

Riscos de rompimento institucional e legal

Por mais que sejam legítimos os objetivos da maior inserção do gás natural na Matriz Energética, conduzida atualmente pelo Governo Federal, não se pode minimizar o risco jurídico e consequente risco institucional de que novas modelagens sugeridas - em especial as que viabilizem o chamado *bypass* das distribuidoras estaduais - afastem o processo de regulação da distribuição pelos Estados, por meio de suas agências.

O *bypass* físico claramente fere o Artigo 25 da Constituição Federal de 1988, que determina a exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado pelos estados. Destaca-se que, tal como no Estado do Rio de Janeiro, muitos já estão desenvolvendo sua distribuição por modelagem de concessão com única participação de agentes privados e com contratos vigentes, derivados de processos de licitação ou concessão pública.

É claro que a eliminação de eventuais conflitos de interesse que existam em diversos Estados da Federação pode ser perseguida com a redução ou até a limitação de participação dos agentes públicos estaduais (Governos) e até de produtores de gás natural como a própria Petrobras e devem ser estudados e discutidos, caso a caso, como já inclusive celebrado pela Estatal com o Cade.

A forma, porém, de propor a simples eliminação ou redução do papel dos Governos Estaduais certamente estabelecerá uma interminável batalha jurídica, gerando uma maior instabilidade institucional para o setor e retirando ainda mais os investimentos privados em novos ramais de distribuição.

Riscos de aumentos tarifários do mercado de distribuição

A eventual retirada de grandes consumidores da matriz, executando o *bypass* sem qualquer remuneração por taxa de uso e passagem para as distribuidoras, poderá representar reflexos no preço final para consumidores de outros segmentos como gás residencial, GNV e para a pequena Indústria. Tais grandes clientes atualmente proporcionam o subsídio cruzado, para esses outros segmentos de baixo consumo, de maior alcance social e até com maior capacidade de geração de empregos. Para exemplificar, em São Paulo, os 10 maiores clientes da COMGÁS representam cerca de 20% do volume total e 35% do volume de gás natural consumido no Estado. Dados de junho de 2019 publicados pelo próprio governo do Estado de São Paulo indicam que a exclusão desses maiores clientes poderia gerar um aumento de cerca de 29% nas margens de distribuição praticadas pela própria Indústria, com reflexo tarifário de aumento de 6%. Este aumento se transformaria em uma medida com resultado diametralmente oposto ao esperado neste novo processo de abertura em discussão, em especial para a esmagadora maioria dos consumidores já existentes nas distribuidoras.

Oportunidades de redução dos custos do gás na origem

Talvez no segmento de cadeia de abastecimento do gás se encontre o maior desafio em uma nova política de gás natural, que é a redução do chamado preço do produto, também conhecido como “preço da molécula”.

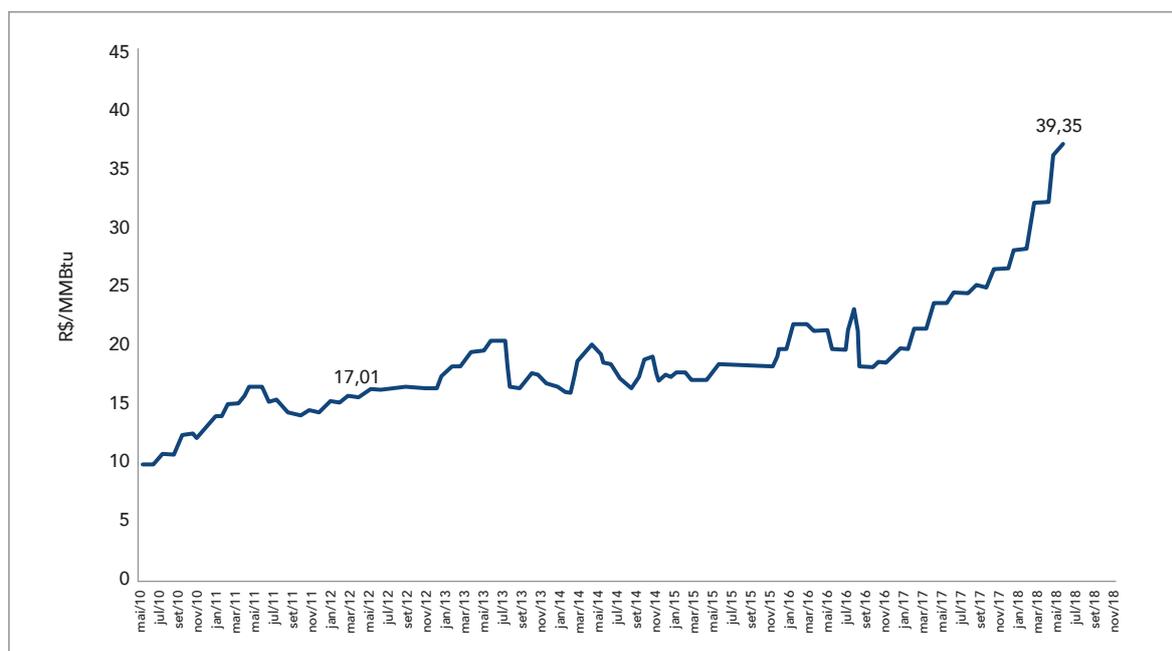
Para um melhor entendimento da cadeia de gás natural, o custo para o consumidor final basicamente

pode ser dividido em quatro componentes: preço da molécula, custo do transporte, margem da distribuidora e impostos.

Notadamente, temos tido nos últimos anos uma evolução do preço do gás na origem (preço da

molécula), tendo um crescimento significativo bastante acima da inflação. Os dados do Plenário de 24/06/2019 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) apresentam claramente tal evolução conforme pode-se ver no gráfico a seguir, dando uma clara dimensão dessa escalada:

Figura 1.1: Preço de venda da molécula de gás natural às distribuidoras (R\$/MMBTU).



Fonte: MME, 2019

Tal situação, portanto, merece ser revista sob o total foco, pois representa uma das principais razões do aumento tarifário do gás natural para os consumidores nacionais. Também merece atenção a crescente reinjeção do gás natural, que pode ser atestado por dados públicos da própria ANP. Atualmente cerca de um terço da produção nacional de gás natural é reinjetado.

Oportunidade da maior oferta e as novas bases para importação da Bolívia

No Brasil, a interligação existente entre os dutos de transporte a partir do fechamento do anel de gaso-

duto do Rio de Janeiro com o Espírito Santo, na prática forma uma importante malha que vai até o Sul e o Nordeste do país, onde acabam de ser descobertas reservas significativas de gás natural em Sergipe a Alagoas, integrando as grandes reservas nas Bacias do Espírito Santo, Bacia de Campos e em especial na Bacia de Santos com o pré-sal. Esta malha também se interliga ao sistema construído na década de 1990 para importação de gás da Bolívia, Gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL) que cruza o Centro Oeste. Tal malha integrada, existente atualmente, na prática elimina a retomada de projetos faraônicos, que foram especulados no passado, que

buscavam criar um inexplicável linhão de importação de Gás da Venezuela desde o Norte do país atravessando toda a costa brasileira até o Sul, impondo custos elevadíssimos ao consumidor brasileiro, e que criaria, além de riscos institucionais de dependência da Venezuela, novas impedâncias mercadológicas para o gás natural Brasileiro.

Nesse cenário, a nova discussão para a utilização do gás importado da Bolívia com as novas reservas nacionais se coloca em um novo patamar estratégico para o país, que não se torna mais dependente de um contrato que foi celebrado no início da década de 1990 em regime *Take or Pay* de cerca de 30 milhões de metros cúbicos diários e quando ainda tal demanda era incipiente. Portanto, diante da amortização da infraestrutura do GASBOL e da redução do valor de oportunidade da reserva Boliviana para o país, os novos contratos devem ser negociados em outras bases mais favoráveis tendo em vista sua histórica contaminação tarifária, inclusive afetando Estados produtores como o Rio de Janeiro e que foram contaminados pelo elevado custo da molécula para seus consumidores por décadas.

Da mesma forma, diversos projetos, em especial de termogeração a gás natural como o existente em Sergipe, continuarão a ser alavancados mesmo que por importação spot, por GNL (Gás Natural Liquefeito), essencial em terminais no Nordeste e Sul do país.

Riscos e Oportunidades no transporte de gás natural

Esse segmento da cadeia é onde existe a maior interface de infraestrutura com as distribuidoras que ficam sob concessão Estadual e que, por ser uma atividade de Regulação Federal, merece uma atenção especial. Os efeitos negativos de um monopó-

lio estatal, à medida que progressivamente se retire da Petrobras, não devem ser transferidos, nos seus aspectos negativos, para um eventual monopólio privado, já que tais atividades de transporte de gás natural têm características próprias de um monopólio natural.

Sistemas e regras claras para utilização de capacidade ociosa dos gasodutos, por cláusula de *open access*, devem ser fortemente acompanhados pelo órgão regulador (ANP). Em especial, de uma política de oferta na instalação rápida, desburocratizada, geograficamente adequada e principalmente viável para todas as distribuidoras dos chamados *city gates* que devem ter seus custos bastantes transparentes, adequados ao mercado, pois sua restrição de instalação ou elevado custo gera a inviabilidade de desenvolvimento de distribuição e a maior interiorização e capilaridade do gás natural.

OPORTUNIDADES NA MAIOR CAPILARIDADE DE OFERTA PELAS DISTRIBUIDORAS

O sistema de regulação de distribuição de gás natural, via de regra até então de forma equivocada, não tem exigido constantemente das distribuidoras uma maior oferta do ponto de vista da amplitude geográfica de novos investimentos em ramais de distribuição.

A exigência permanente de maior capilaridade nas áreas de concessão por investimentos em ramais de distribuição é altamente desejável para maior inserção do gás na Matriz Energética Nacional. Dessa forma, o gás chegaria a mais consumidores, em especial o industrial, aumentando a competitividade, e não como um elemento imperioso de locação, em que o consumidor deve se posicionar somente onde o gás já está instalado.

A visão de uma política pública adequada não é aquela em que mecanicamente o consumidor deva ir buscar se posicionar onde o gás natural já é oferecido, mas que a oferta de gás deva também chegar até onde esse consumidor já está instalado, para o desenvolvimento em bases mais competitivas, e com isso também interiorizar a oferta.

OPORTUNIDADES PARA NOVAS ÁREAS DE CONSUMO

É nítido que existem algumas áreas econômicas específicas de consumo industrial, como por exemplo o setor ceramista, em que se obtém até aumento na qualidade final dos produtos pelo maior controle de queima. Além disso, há as externalidades ambientais positivas, como a redução das emissões e do desmatamento irregular que derivam da atividade de muitas empresas.

Na área Petroquímica, a qualidade da composição das correntes químicas do gás natural produzido pelas reservas nacionais permite que a sua produção, como o do Polo Gás Químico do Rio de Janeiro, possa ser ampliada, e até replicada em outras regiões.



Wagner Granja Victor

Ex-Secretário de Estado de Energia, da Indústria Naval e do Petróleo do Rio de Janeiro

Da mesma forma, a geração de energia elétrica distribuída por meio de projetos de cogeração e consequente aproveitamento de calor para utilidades diversas, tanto industriais como comerciais, é segmento que ainda não se consolidou no país e que merece atenção em novas políticas públicas, inclusive no relacionamento normativo e institucional com outros segmentos e outras Agências Reguladoras como a própria ANEEL.

CONCLUSÃO

O processo de ampliação da oferta de gás natural em bases mais competitivas e com maior amplitude geográfica é extremamente desejável e necessário para o desenvolvimento da indústria nacional e realmente requer a ação direta de Poderes Públicos, em especial do Governo Federal e dos Estados. O aprendizado dos casos de sucesso, como no Estado do Rio de Janeiro no período de 1999 a 2007, é fundamental, para que não se cometam equivocadas medidas nas políticas públicas e principalmente não se estabeleçam novos riscos institucionais nesse segmento.

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



Petróleo

Por Pedro Neves*

A) PRODUÇÃO, CONSUMO INTERNO E SALDO COMERCIAL

Tabela 1.1: Contas Agregadas do Petróleo (Bbl/d).

Agregado	mai-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Produção	2.730.941,6	4,9%	393.401.796,0	0,3%
Consumo Interno	1.720.702,4	-0,4%	254.154.504,8	3,2%
Importação	225.580,7	104,8%	27.232.913,0	8,1%
Exportação	1.118.288,2	-31,8%	201.618.592,9	33,1%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

MoM – month over month

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O mês de maio/19 apresentou produção diária de 2,73 MMbbl/d, volume 4,9% superior aos 2,60 MMbbl/d produzidos em abril/19 (Tabela 1.1). Esse é um novo recorde para a produção nacional, superando o valor registrado em dezembro de 2016. Os maiores incrementos na produção ficaram no campo de Lula (em especial o FPSO Cidade de Angra dos Reis, com incremento de 42 Mbbbl/d, e a P-69, com aumento de 13 Mbbbl/d, em relação a abril), Búzios (ainda em *ramp up* das unidades, a P-74 teve uma variação mensal de 56%, alcançando média de 134,9 Mbbbl/d) e Sapinhoá (o FPSO Cidade de São Paulo produziu 14% mais petróleo do que em abril,

atingindo média de 116,6 Mbbbl/d). Já os destaques negativos ficaram com o campo de Mero (o FPSO Pioneiro de Libra teve redução de 22 Mbbbl/d em relação a abril) e o de Albacora (a P-25 teve sua produção zerada em maio).

A produção nacional terá a entrada de uma última unidade ainda em 2019. Com a liberação do IBAMA para início da produção da plataforma P-68, que produzirá no campo de Berbigão, a Petrobras concluirá o seu planejamento de entrada de operação de sistemas no ano. Embora tenha fechado recentemente grandes contratos para construção de

futuras unidades (FPSO Guanabara, Mero 2, Parque das Baleias), há uma expectativa de que a empresa lance, ainda em 2019, editais para os FPSOs de Mero 3, Itapu e Sergipe-Alagoas e para o início de 2020, o processo para Mero 4. Os sistemas terão capacidades de processamento diferentes (Mero 3 terá 180 Mbbl/d, enquanto Itapu terá 120 Mbbl/d) e modelos de contratação diferentes. Analisa-se o regime de BOT (*Build Operate Transfer*) para o FPSO de Sergipe Alagoas. Nessa modalidade, a afretadora constrói e opera por alguns anos a unidade, repassando a operação do campo para a contratante nos anos posteriores (BE Petróleo, 2019)¹.

Segundo dados da ANP, em maio/19, 96,3% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 83,8% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.107 poços, sendo 642 marítimos e 6.465 terrestres (*onshore*). Com relação ao pré-sal, em maio de 2019, sua produção foi oriunda de 97 poços e chegou a 1,674 MMbbl/d de óleo e 68,7 Mm³/d de gás natural, totalizando 2,11 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente por dia). O novo recorde de produção na camada foi o maior responsável para a marca histórica da produção nacional, totalizando 60,7% do total do país.

Em relatório recente publicado pela agência Argus, estima-se que a produção nacional deve aumentar para 4,8 MMbbl/d até 2028², com as exportações crescendo de 1 MMbbl/d exportados em 2018 para 2,8 MMbbl/d em 2028. Entretanto, esse cenário de aumento de exportações depende do desenvolvimento de importantes segmentos do setor de óleo

e gás, como infraestrutura e logística necessários às operações, bem como de ajustes regulatórios que minimizem o Custo Brasil, grande complicador de qualquer operação em território nacional. Até 2016, a maioria das operações de transbordo da produção ocorriam via Uruguai, mesmo com o país vizinho tendo condições climáticas adversas que dificultam as operações. Com a abertura e expansão de terminais como o do Açú (Petrobras, Shell e Equinor já tem contratos com o terminal) e a expectativa de construção de outros, como o Porto Central no Espírito Santo (deve entrar em operação até 2021), a logística nacional deve melhorar e a capacidade de exportar a produção futura será facilitada.

Existem, contudo, outras alternativas. Ainda há a opção de operações de *offloading* da produção excedente por meio de navios com posicionamento dinâmico que conectem o FPSO a um *Very Large Crude Carrier* (VLCC), que não possui posicionamento dinâmico. A alternativa pode economizar até US\$ 1 por barril³, o que para um FPSO típico de 150 Mbbl/d, significaria US\$ 1,6 milhão em apenas uma operação de *offloading*.

Quanto às rodadas de licitação de áreas, o processo de Oferta Permanente teve seu primeiro ciclo iniciado com a apresentação de interesse (acompanhada de garantia de oferta) de uma empresa num dos blocos ofertados. Dado início ao ciclo, as empresas inscritas poderão manifestar interesse em outros blocos ou áreas de acumulações marginais, respeitando o cronograma indicativo divulgado pela ANP. A sessão pública de apresentação de ofertas está agendada para o dia 10 de setembro.

¹ <https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/edital-do-fpso-de-mero-3-pronto-para-sair/>

² A projeção está próxima das estimativas da FGV Energia, que prevê uma produção nacional de cerca de 4,5 MMbbl/d em 2028.

³ <https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/novo-tipo-de-offloading-para-o-pre-sal/>

O leilão do excedente da cessão onerosa pode sofrer mudanças em seu cronograma. O certame ainda depende do aval do TCU para que seja realizado. Até agora, o órgão demandou esclarecimentos quanto a compensação que as empresas vencedoras deverão fazer à Petrobras pela fase exploratória já executada, e quanto a capacidade de gestão da PPSA em relação a venda do óleo dos ativos negociados. Caso o governo não apresente as devidas justificativas em tempo hábil, o leilão poderá ser postergado.

A atividade exploratória também tem sido acelerada no país. O consórcio responsável pelo bloco de Uirapuru⁴, adquirido na 4ª rodada de partilha, já está estudando a viabilidade de iniciar a perfuração de um poço ainda nesse ano. O bloco foi o mais disputado da 4ª rodada, com bônus de assinatura de R\$ 2,65 bilhões e oferta de excedente em óleo de 75,49%.

No tocante às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93,3% da produção, em maio/19 (Figura 1.1). A participação da Equinor Brasil aumentou para 2,4% em relação aos 2% de abril/19, com o acréscimo de 12,4 Mbbbl/d produzidos no campo de Peregrino. A Equinor começou a realizar os primeiros testes de formação na porção norte de Carcará, após a conclusão da perfu-

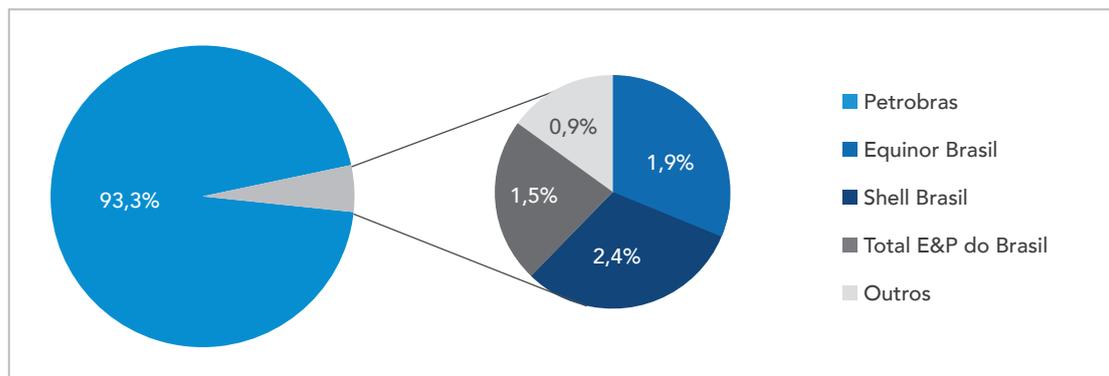
ração de três poços no bloco. A companhia reportou que os dados coletados confirmam as expectativas elaboradas pela área técnica. O objetivo é de que os primeiros poços de desenvolvimento do projeto sejam perfurados em 2021 para que o primeiro óleo ocorra entre 2023 e 2024.

A Shell aumentou a 1,5% o seu patamar de campos operados em maio/19 (frente a 1,4% em abril). O aumento na produção dos campos de Argonauta e Ostra, de 5,8 Mbbbl/d, foi mais representativo que a queda na produção de Bijupirá e Salema, de 2,5 Mbbbl/d. A empresa planeja perfurar ainda em 2019 seu segundo poço exploratório numa área do pré-sal. O primeiro deles, 3-SHELL-30-RJS, foi perfurado no bloco Sul de Gato do Mato (originário da 2ª rodada de partilha da produção) e o segundo será perfurado em Alto de Cabo Frio Oeste (arrematado na 3ª rodada por um consórcio liderado pela Shell com participação da CNOOC e QPI Brasil). Ambas as campanhas exploratórias serão feitas pelo navio-sonda Brava Star, da Constellation.

Por fim, a Total manteve sua parcela em maio/19 quando comparada a abril/19 em 0,9%. Apesar disso, houve ligeiro aumento na produção dos dois poços produtores do campo de Lapa.

⁴ O consórcio é formado por: Petrobras* (30%), Equinor (28%), ExxonMobil (28%) e Petrogal (14%). (*) = Operador.

Figura 1.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador (maio/19)



Fonte: ANP, 2019.

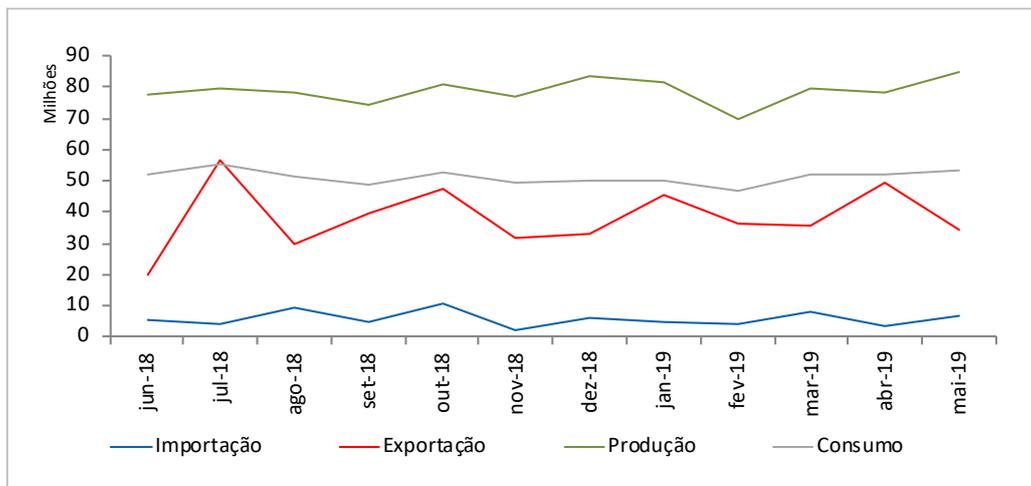
Com um avanço importante nas empresas independentes no país, a PetroRio anunciou seus números para o segundo trimestre do ano, contabilizando um aumento de 36% na sua produção total, saindo de aproximadamente 14,9 Mbbbl/d entre janeiro e março para 20,3 Mbbbl/d entre abril e junho. Os dados incluem a produção dos campos de Polvo, Manati e Frade. A empresa estuda iniciar, no próximo ano, uma campanha exploratória no campo de Frade para incrementar a produção do campo.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em maio de 2019, pode-se observar que a diferença entre produção e consumo aumentou, principalmente em função da produção recorde do país. Embora os preços internacionais e o câmbio não tenham tido variação substancial, a conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Impor-

tações, ficou mais enxuta. A exportação de petróleo voltou aos níveis que vinha registrando em meses anteriores, o que leva a crer que se optou por aproveitar cenários internacionais favoráveis para venda do excedente de óleo.

Apesar do registro mensal de redução, a expectativa para os próximos anos é de incremento consistente da exportação de óleo bruto do Brasil, principalmente advindo dos ativos do pré-sal. Se, por um lado, o país pode se tornar importante ofertante de petróleo no mercado internacional, o mesmo deve estar atento a uma série de restrições importantes: a adequação de infraestrutura e logística necessárias para viabilizar a exportação e os riscos de desalinhamento entre oferta (especificamente de óleo cru) e demanda, culminando com aumento das importações de derivados.

Gráfico 1.1: Contas Agregadas do Setor Petróleo, últimos 12 meses (MMBbl)



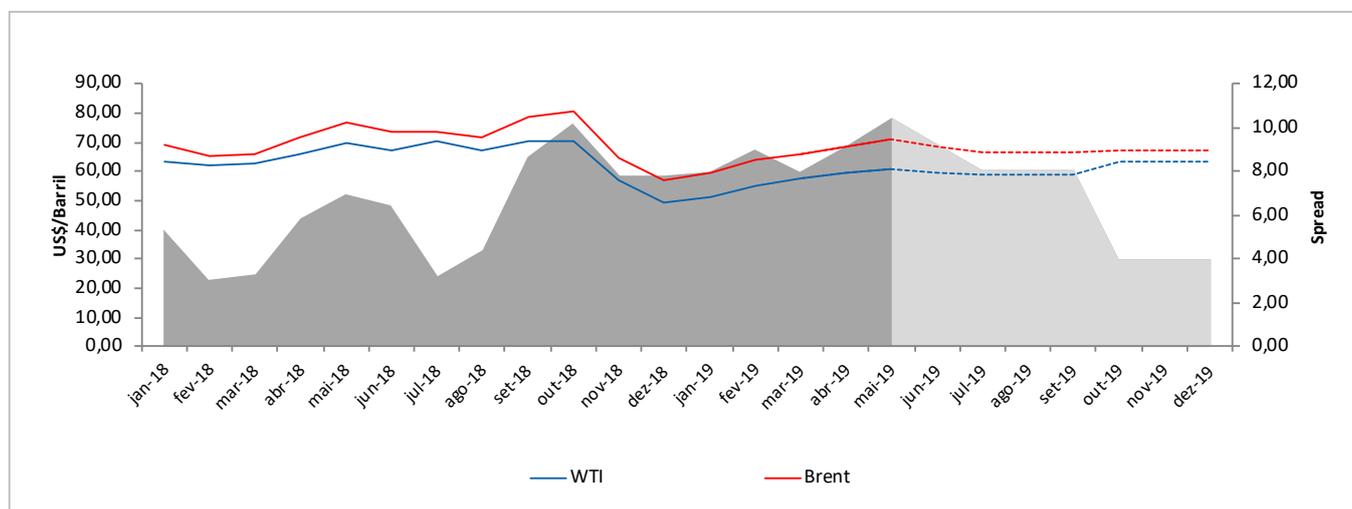
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration - EIA* (Gráfico 1.2), a média de preços do óleo tipo Brent registrou ligeiro aumento no mês de maio, atingindo o valor de US\$ 71,32/bbl. O WTI, por sua vez, registrou queda e chegou ao valor de US\$ 60,83/bbl em maio.

Em julho de 2019, os preços voltaram a subir. Os principais responsáveis foram a redução dos estoques norte-americanos a níveis abaixo do espe-

rado, as tempestades tropicais no Golfo do México (a tempestade Barry reduziu a produção *offshore* americana em 73%, mas aparentemente não houve registros de danos de longo prazo) e as tensões geopolíticas crescentes na região do Oriente Médio (principalmente entre o Irã e o Ocidente). Por outro lado, as projeções da EIA continuam apontando para uma redução dos preços nos próximos meses, diante de um mercado global em que a oferta superará a demanda.

Gráfico 1.2: Preço Real e Projeção (US\$/Bbl)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (Deflator - CPI US).

Voltando à produção brasileira, em maio de 2019, todos os estados do país que possuem exploração *onshore* apresentam déficit em relação a abril de 2019. No entanto, a expectativa da ANP é de que, nos próximos anos, a exploração em terra do país tenha uma reviravolta, apoiada principalmente no programa de desinvestimentos da Petrobras e na atuação do governo e das agências reguladoras. Como exemplo, a Petrobras divulgou mais uma oportunidade de desinvestimento em campos terrestres na Bahia, num polo conhecido como Tucano Sul⁵. A oportunidade inclui os 100% de participação que a empresa tem em todos os quatro campos, além das instalações de escoamento e tratamento de produção a eles vinculados. Os campos tiveram média de produção de 29 Mm³/d de gás (não houve produção de óleo).

Diametralmente, a produção *offshore* segue em trajetória ascendente, com incrementos na produção da Bahia, do Ceará, do Espírito Santo, de Sergipe, de São Paulo e, principalmente, do Rio de Janeiro. Ainda assim, a Petrobras também avalia oportunidades de desinvestimento em campos marítimos, procurando focar sua produção nos ativos do pré-sal e de águas profundas. Uma delas localiza-se no Espírito Santo, onde a empresa planeja vender 100% de sua participação na concessão BM-ES-21 e nos campos de Peroá e Congoá, incluindo as

instalações de produção, escoamento e o gasoduto até a Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC). A produção atual dos campos é de aproximadamente 900 Mm³/d de gás não-associado.

Outro ativo que já tem seu processo de desinvestimento um pouco mais avançado é o campo de Baúna, localizado no estado de São Paulo (Bacia de Santos). A melhor proposta apresentada pelo campo foi da australiana Karoon, que em 2016 já havia tentado comprar o campo. A produção do campo é feita, desde 2013, pelo FPSO Cidade de Itajaí (com capacidade de processamento de 80 Mbbl/d), afretada pelo consórcio Teekay/Ocyan.

Por fim, os polos Enchova e Pampo (que incluem os campos de Marimbá, Enchova, Bonito, Enchova Oeste, Bicudo, Piraúna, Pampo, Badejo, Linguado e Trilha), localizados na porção do Rio de Janeiro da bacia de Campos, devem ser vendidos a Trident Energy, que apresentou a melhor oferta para a Petrobras (em torno de US\$ 1 bilhão), detentora de 100% dos ativos dos polos. A transação ainda depende da aprovação em órgãos internos da Petrobras. Essa foi a terceira tentativa de venda das áreas, que já tiveram a Ouro Preto como licitante vencedor, mas cuja aprovação nos órgãos internos da estatal não foi autorizada. Juntos, os ativos totalizaram cerca de 15 MBbl/d de produção em maio de 2019.

⁵ O polo compreende os campos de Conceição, Fazenda Matinha, Fazenda Santa Rosa e Quererá.

Tabela 1.2: Produção por Estado (Bbl/d)

UF	Localização	mai-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
AL	Onshore	2.196	-6,3%	357.390	-8,4%
	Offshore	0	-100,0%	8.313	-52,3%
AM	Onshore	18.735	-1,8%	2.935.601	-6,7%
BA	Onshore	27.131	-0,2%	4.169.762	-6,4%
	Offshore	396	41,7%	55.064	-32,0%
CE	Onshore	864	-1,3%	133.813	-12,5%
	Offshore	4.220	3,6%	599.494	-5,0%
ES	Onshore	8.385	-2,4%	1.351.983	-15,1%
	Offshore	267.563	1,8%	41.285.454	-19,1%
MA	Onshore	2	-44,3%	1.184	-32,9%
RJ	Offshore	2.041.813	5,7%	288.933.735	5,9%
RN	Onshore	33.619	-1,3%	5.263.000	-3,3%
	Offshore	5.154	-5,5%	762.542	-10,3%
SP	Offshore	306.971	4,7%	45.334.335	-6,9%
SE	Onshore	10.682	-7,7%	1.727.711	-22,4%
	Offshore	3.211	7,8%	482.413	-36,8%
Total		2.730.942	4,9%	393.401.796	0,3%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 1.3 apresenta dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em maio de 2019, o consumo dos principais derivados de petróleo (gasolina A e diesel S10) recuou. No caso do diesel, houve aumento no preço interno de realização. Entretanto, para a gasolina, os preços reduziram e ainda assim

o consumo foi menor. Entretanto, em julho de 2019, ambos os derivados estão com preço de realização interna em trajetória de queda. O Gráfico 1.3 confronta os preços de realização interna com os de referência internalizados.

Tabela 1.3: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

Tabela 1.3: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

Combustível	Agregado	mai-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Gasolina A	Produção	393.637	-2,5%	61.114.965	-2,8%
	Consumo	465.048	-4,9%	71.298.420	-6,4%
	Importação	105.179	12,8%	12.761.979	19,0%
	Exportação	51.453	-7,7%	7.129.522	207,6%
Diesel S10	Produção	718.082	-1,9%	105.959.882	3,9%
	Consumo	875.918	-0,3%	443.924.596	265,1%
	Importação	222.684	3,0%	27.826.328	-20,5%
	Exportação	842	9,1%	93.506	-98,4%
GLP	Produção	125.582	1,2%	18.374.631	-4,1%
	Consumo	230.099	0,8%	33.300.306	0,8%
	Importação	88.658	35,2%	2.748.400	154,7%
	Exportação	11	-43,4%	1.445	-73,4%
QAV	Produção	114.620	16,8%	16.627.434	-7,1%
	Consumo	111.550	-3,9%	18.471.942	1,1%
	Importação	10.472	-	3.228.983	121,6%
	Exportação	32.847	-0,8%	6.033.554	3916,2%
Óleo Combustível	Produção	187.858	17,0%	28.850.611	-0,6%
	Consumo	31.936	-8,4%	5.268.761	-8,5%
	Importação	0	-	68	-100,0%
	Exportação	175.562	23,6%	19.527.025	104,0%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.

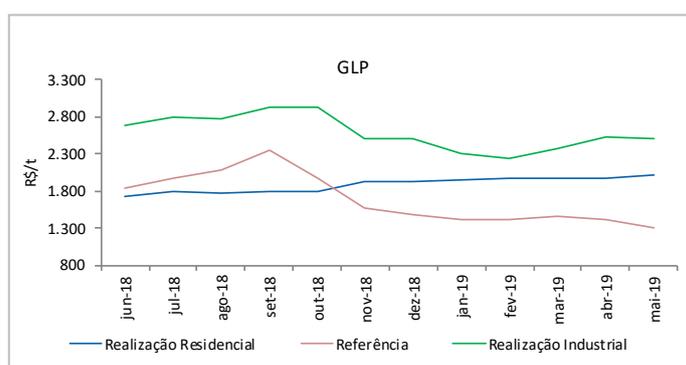
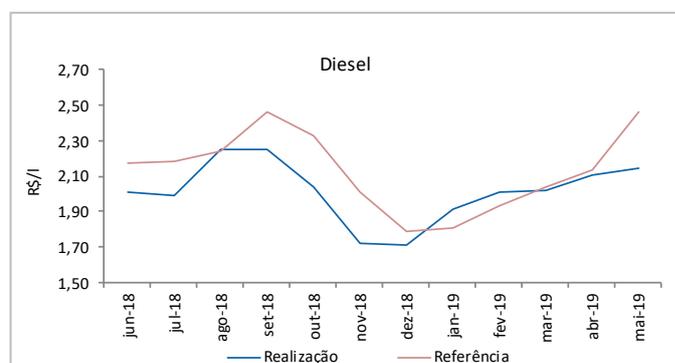
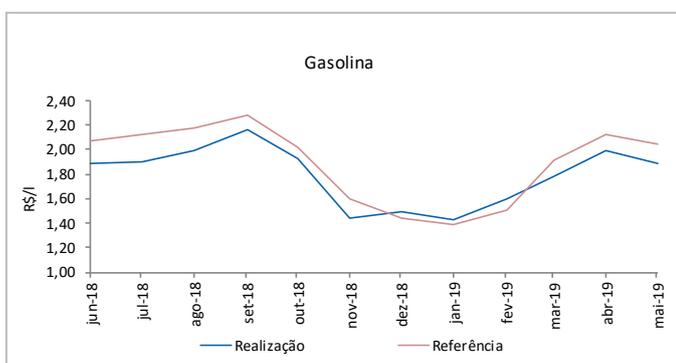
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A ANP publicou resolução (795/2019) relativa a transparência de preços para derivados de petróleo nos segmentos de produção, importação e distribuição. A expectativa da agência é de redução da assimetria de informações e proteção dos interesses do consumidor, promovendo a livre concorrência. Entre os principais destaques, estão: o tratamento igualitário entre os agentes regulados, a transparência total e imediata dos preços vigentes para o produtor e o importador, flexibilidade total para indicação dos

preços por parte dos agentes e agilidade na alteração das condições de preço contratuais.

Com relação ao mercado de GLP, a ANP publicou nova resolução (797/2019) que trata da verticalização das atividades de distribuição e revenda do derivado. A expectativa é que as mudanças possibilitem a venda direta de GLP a consumidores finais, simplifiquem procedimentos, diminuam o custo regulatório e garantam a livre concorrência.

Gráfico 1.3: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R\$/l)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Sobre o mercado de downstream, o processo de desinvestimentos da Petrobras segue firme na atual gestão da empresa. Ela anunciou, em julho de 2019, a venda de ações em uma de suas principais subsidiárias, a BR distribuidora. O conselho de administração da empresa aprovou a venda do lote principal e adicional ofertados, totalizando 30% das ações da BR ou R\$ 8,56 bilhões. Há, ainda, a possibilidade de venda do lote suplementar ofertado, que reduziria a participação da Petrobras na empresa para 37,5%. Em termos monetários, o montante total chegaria a R\$ 9,6 bilhões. Já em termos institucionais, a BR deixará de ser controlada pela estatal e tornar-se-á uma empresa de capital aberto, implicando em mudanças substanciais em sua administração.

A Petrobras também trabalha na cessão de participação em ativos no exterior. A empresa divulgou recentemente o início da fase não vinculante de sua participação na empresa argentina Compañia

MEGA, hoje de 34%. A MEGA possui uma planta de processamento e uma de fracionamento de gás natural. São sócias da Petrobras no ativo a YPF (estatal argentina) e a Dow Argentina.

Um Termo de Compromisso de Cessação (TCC) foi assinado entre a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) no dia 08 de julho. O acordo determinou que a estatal terá que vender sua participação remanescente em todas as empresas de transporte e distribuição de gás do país, incluindo a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A (TBG) (a empresa detém 51% da participação na TBG), os 10% remanescentes da TAG e da NTS e sua participação acionária nas distribuidoras estaduais. A Petrobras deverá efetuar os desinvestimentos até dezembro de 2021. As diretrizes estão em linha com o processo de abertura do mercado de gás natural divulgado pelo governo federal em junho.

⁶ Hoje a empresa é classificada como companhia controlada de sociedade de economia mista.



Gás Natural

Por Daniel Lamassa*

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

No mês de abril/2019, a produção bruta de gás natural foi de 112,9 MMm³/dia. Esse volume foi 1,3% maior do que o mês de março/2019 e 3,8% superior ao mesmo mês do ano anterior (abril/2018). No mês de abril/2019, 99,9% da produção nacional ficou concentrada em dez concessionárias, sendo a Petrobras responsável por 78% do total. Entre os dez maiores campos de produção de gás natural no Brasil, que juntos representaram 77% da produção nacional neste mês de análise, apenas um é de gás não associado – Mexilhão.

Apesar do aumento da produção nacional, a oferta ao mercado foi reduzida. A produção indisponível em abril/2019 foi de 62,0 MMm³/dia,

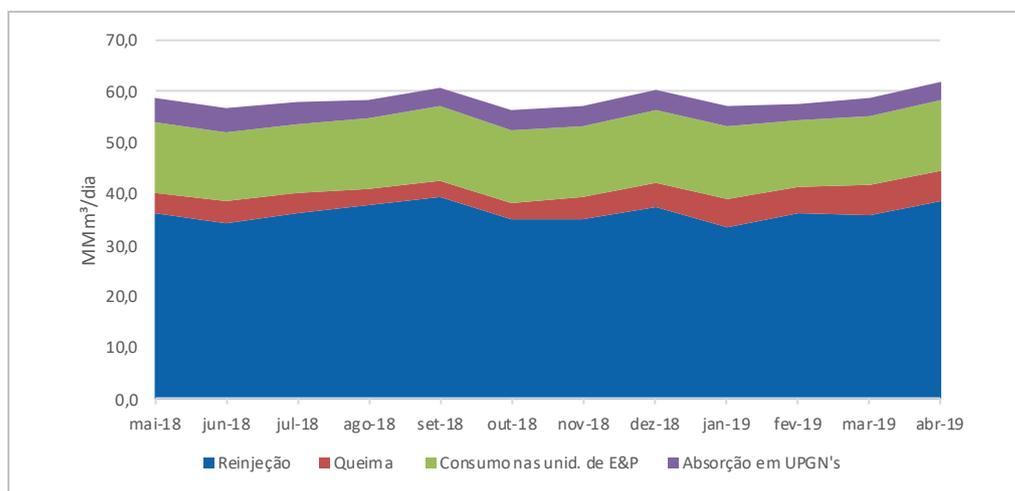
5,7% superior a março/2019 e 14,0% maior do que abril/2018. A reinjeção de gás natural, que foi a maior parcela da produção indisponível e está relacionada com a redução da oferta, apresentou acréscimo de 7,9% em relação a março/2019. De acordo com o MME, somente no Estado do Rio de Janeiro, a reinjeção aumentou de 20,2 para 24,0 MMm³/dia. Observou-se um aumento da queima de gás natural de 2,7% em comparação com o mês anterior (março/2019), e aumento de 76,6% em relação ao mesmo mês de abril de 2018. As maiores queimas ocorreram nos campos de Búzios, Lula e Roncador, com os maiores volumes vindo das plataformas Petrobras 76, Petrobras 77 e Petrobras 67, respectivamente.

Tabela 2.1: Produção e importação de Gás Natural (em MMm³/dia)

	abr-19	abr-19/mar-19	abr-19/abr-18	média-19	média-19/média-18
Produção Nacional Bruta	112,9	1,3%	3,8%	447,8	2,2%
Produção Indisponível	62,0	5,7%	14,0%	235,5	8,6%
Reinjeção	38,7	7,9%	18,4%	144,2	10,5%
Queima	6,0	2,7%	76,6%	22,7	36,7%
Consumo interno em E&P	13,5	1,6%	-0,4%	53,6	-0,4%
Absorção em UPGN's	3,8	4,1%	-20,0%	15,0	-20,3%
Oferta de gás nacional	50,9	-3,6%	-6,3%	212,3	-4,9%
Oferta nacional/Prod. Bruta	45%	-4,8%	-9,8%		
Importação	22,3	-6,3%	0,2%	99,4	3,1%
Gasoduto	12,4	-5,2%	-37,9%	67,8	-28,5%
GNL	9,8	-7,6%	340,8%	31,7	70,7%
Oferta de gás nacional + Importação	73,2	-4,4%	-4,4%	311,7	-2,4%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 2.1: Produção indisponível de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O volume de gás nacional ofertado ao mercado em abril/2019 foi de 50,9 MMm³/dia, 45% da produção nacional bruta, ficando 3,6% abaixo do mês de março/2019 e 6,3% abaixo do mesmo mês em 2018.

A queda da demanda no mês de abril de 2019 – que será visto na subseção a seguir, impactou diretamente na oferta de gás natural importado, sendo importados 22,3 MMm³/dia, 6,3% inferior a março/2019. O volume importado via gasoduto da Bolívia, 12,4 MMm³/dia, registrou decréscimo de 5,2% em relação ao mês anterior. Em relação a abril/2018 houve decréscimo de 37,9% da importação via gasoduto.

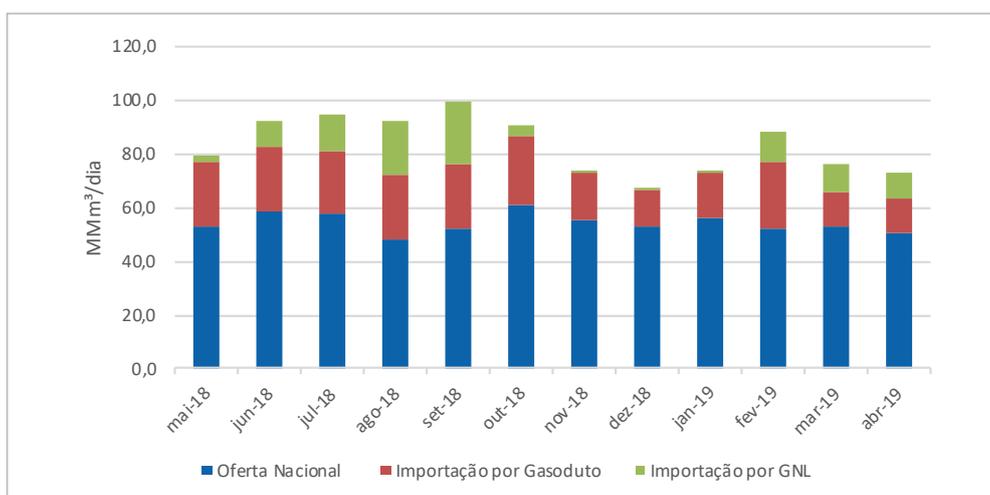
Seguindo a queda da demanda, a importação de gás via GNL obteve uma variação negativa em relação a março/2019, diminuindo 7,6%, porém obteve um expressivo aumento se comparado ao mesmo período de 2018, aumentando a sua participação no volume em 340,8%. É válido considerar a possibilidade de armazenamento de parte da carga de GNL no navio regaseificador, logo o volume importado não necessariamente corresponde ao volume ofertado. De acordo com o MME, tradicionalmente, o valor do GNL no mercado internacional supera o preço do gás natural importado da Bolívia, assim em um cenário de menor demanda do segmento termelétrico a

tendência era de redução inicialmente da importação via GNL e posteriormente de gás da Bolívia, porém nos meses de março e abril essa tendência não se verificou, possivelmente em função da redução do preço do GNL utilizado no país.

A oferta total de gás natural, somando produção nacional e importada, em abril de 2019, foi de

73,2 MMm³/dia, caindo um total de 4,4% em relação ao mês anterior. Vale destacar que no ano de 2019, 68% do volume total de gás natural ofertado ao mercado foi de origem nacional, e similarmemente 68% do gás importado para o país foi de origem boliviana. No Gráfico 2.2 pode-se analisar o volume da oferta nacional junto ao volume importado (Bolívia e GNL) nos últimos 12 meses.

Gráfico 2.2: Oferta nacional e importada de gás natural (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

B) CONSUMO

A demanda de gás natural, em abril/2019, foi de 64,9 MMm³/dia, apresentando um decréscimo de 6,7% em relação ao mês anterior (março/2019). Essa queda foi impactada pela diminuição da demanda do segmento termoeletrico, indicado pela geração de energia elétrica (GEE) (Tabela 2.2).

A demanda industrial consumiu 36,1 MMm³/dia, com uma pequena variação negativa de 0,8% em relação a março/2019. Quanto à geração de energia elétrica (GEE), houve consumo de 17,8 MMm³/dia, representando um decréscimo de 17,5% de março/2019 para abril/2019, devido à queda do custo marginal de operação (CMO) médio que passou de 158 para 89 R\$/MWh. As usinas com maior redução da gera-

ção foram a Termopernambuco (PE), Baixada Fluminense (RJ) e Leonel Brizola (RJ).

O setor automotivo caiu em 0,2% no consumo de gás natural em relação a março/2019, chegando a 6,1 MMm³/dia. Já a demanda residencial teve um acréscimo de 2,5% em relação ao mês anterior (março/2019) e comparando ao mesmo período do ano de 2018, houve um aumento de 12,0%. O consumo para cogeração diminuiu 17,5% em relação ao mês de março deste ano, consumindo 2,9 MMm³/dia. Os segmentos industrial, termoeletrico e GNV correspondem por 93% do consumo de gás natural no país.

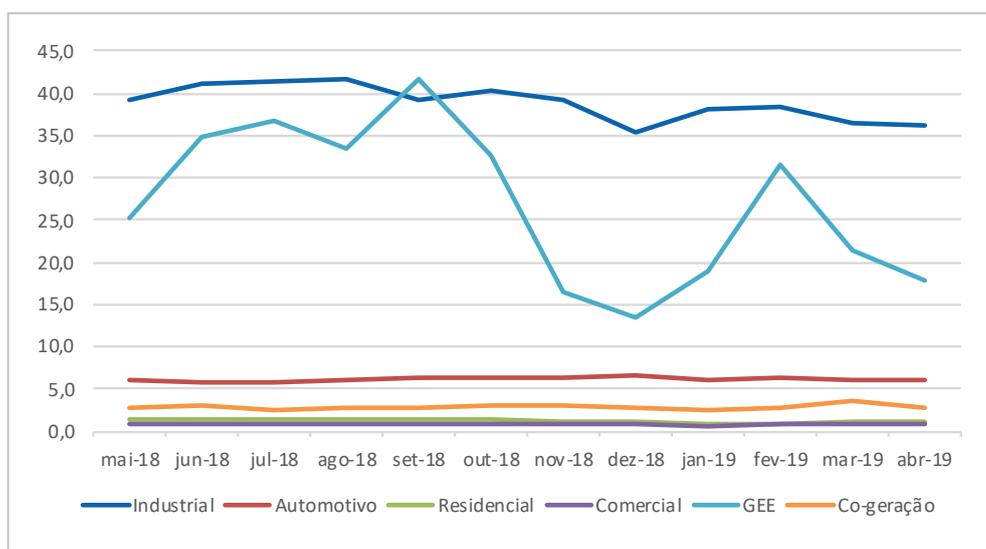
No Gráfico 2.3 pode-se analisar o consumo de gás natural no Brasil nos últimos 12 meses.

Tabela 2.2: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	abr-19	abr-19/mar-19	abr-19/abr-18	média-19	média-19/média-18
Industrial	36,1	-0,8%	-9,1%	149,0	-5,7%
Automotivo	6,1	-0,2%	4,4%	24,8	7,7%
Residencial	1,2	2,5%	12,0%	4,1	-1,0%
Comercial	0,9	-4,3%	10,0%	3,5	11,5%
GEE	17,8	-17,5%	-14,2%	89,9	-6,4%
Cogeração	2,9	-17,5%	12,1%	11,6	2,9%
Total	64,9	-6,7%	-8,2%	283,0	-4,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 2.3: Consumo de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

C) PREÇOS

O preço do gás *Henry Hub*, referência do mercado dos Estados Unidos, foi de 2,7 US\$/MMBTU, apresentando uma desvalorização de 10,0% em relação a março/2019. Mesmo que este boletim trate dos dados de abril, vale destacar que o *Henry Hub* foi negociado a 2,40 US\$/MMBTU em junho/2019.

Em relação ao gás nacional, o preço GNL internalizado no Brasil foi de 6,0 US\$/MMBTU, mostrando

uma queda de 20,8% em relação a março/2019. Já o gás boliviano obteve uma queda no preço comparado ao mês anterior (março/2019), caindo 1,2% e sendo precificado a 8,6 US\$/MMBTU, porém 21,3% acima comparado ao mesmo período do ano de 2018. De acordo com o MME, a recente queda do preço do GNL no mercado internacional indica a possível competição com o gás natural importado da Bolívia.

Tabela 2.3: Preços Nacionais e Internacionais (em US\$/MMBTU)

	abr-19	abr-19/mar-19	abr-19/abr-18
Henry Hub	2,7	-10,0%	-5,8%
GNL no Japão	10,3	-9,3%	1,9%
NBP ¹	4,7	-14,5%	-28,1%
GNL no Brasil ²	6,0	-20,8%	-36,2%
Gasoduto Brasil-Bolívia ³	8,6	-1,2%	21,3%
PPT ⁴	4,2	-0,1%	-5,4%
City Gate	9,2	-1,8%	17,7%
Preço das Distribuidoras ao consumidor final (ref.: Brasil)			
GNV	21,8	-1,8%	62,9%
Indústria - 2.000 m ³ /dia ⁵	18,0	-1,8%	3,8%
Indústria - 20.000 m ³ /dia ⁵	15,7	-1,8%	3,2%
Indústria - 50.000 m ³ /dia ⁵	15,4	-1,8%	5,2%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial. Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha; CPI Rússia

¹ National Balancing Point (UK) ² Preço FOB ³ Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)

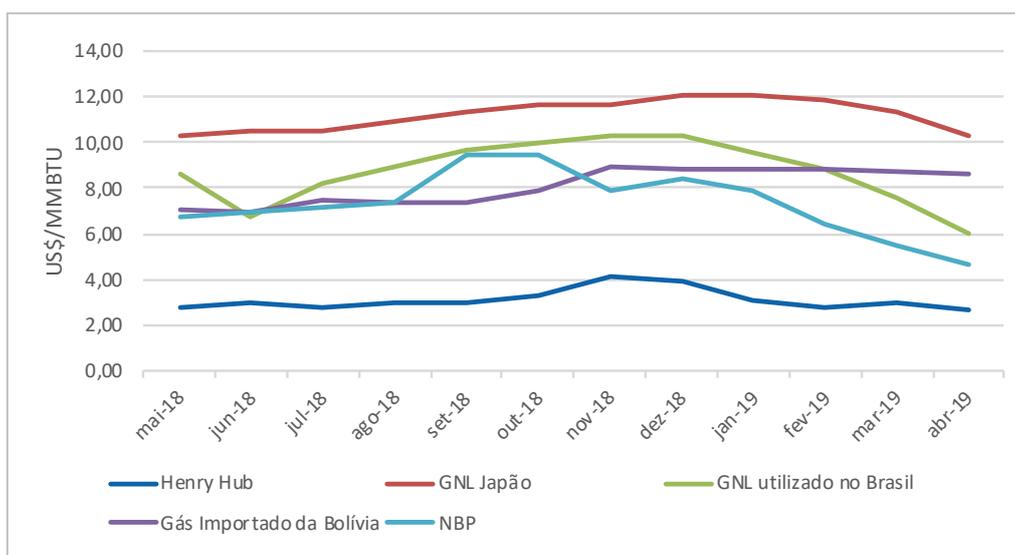
⁴ não inclui impostos ⁵ Preço com tributos

A Tabela 2.3 mostra os preços do gás natural das distribuidoras ao consumidor final, apresentando a queda do preço do Gás Natural Veicular (GNV), que caiu 1,8% em relação ao mês anterior (março/2019), fechando em 21,8 US\$/MMBTU e 62,9% acima do valor de abril/2018. Houve uma queda de 1,8% no preço do gás que é fornecido para as indústrias nas três faixas de consumo

deste boletim, 2.000 m³/dia, 20.000 m³/dia e 50.000 m³/dia, no qual o valor foi de 18,0 US\$/MMBTU, 15,7 US\$/MMBTU e 15,4 US\$/MMBTU, respectivamente.

No Gráfico 2.4 é possível analisar os valores comparativos dos últimos 12 meses, tanto do gás nacional quanto do importado.

Gráfico 2.4: Histórico comparativo de preço de gás natural (em US\$/MMBTU)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial

D) CONSIDERAÇÕES SOBRE O NOVO MERCADO DE GÁS

Em uma ação para tentar baratear o preço do gás natural ao consumidor final, o governo lançou o Novo Mercado de Gás. O projeto, que é uma continuação do Gás para Crescer, conta com medidas para acabar com o monopólio da Petrobras no setor de gás, abrindo espaço para outros players, criando assim maior competitividade.

O programa é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e desenvolvido em parceria com o Ministério da Economia, ANP¹, Cade² e EPE³. O programa está ancorado em quatro pilares básicos: a promoção da concorrência, a integração do gás natural com os setores elétrico e industrial, a harmonização das regulações estaduais e federal e a remoção de barreiras tributárias. Com estes pilares, o programa deseja criar acesso às infraestruturas essenciais⁴, aperfeiçoar o sistema de transporte e criar medidas de estímulo à competição, concluindo com a liberalização do mercado⁵. Algumas medidas foram criadas⁶:

- A Resolução nº 16/2019⁷, do CNPE⁸, que estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas que visam à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural;

- O TCC (Termo de Compromisso de Cessação) entre a Petrobras e o Cade, que obriga a estatal a vender sua participação nas empresas de distribuição e transporte de gás natural; negociar acesso a terceiros em suas infraestruturas essenciais; ceder capacidade contratada e ociosa nos gasodutos de transporte; e arrendamento do Terminal de Regaseificação no estado da Bahia. Vale constar que em troca, o Cade irá arquivar processos vigentes contra a Petrobras, por supostas práticas anticompetitivas no mercado de gás natural⁹;
- Regulação elaborada pela ANP, permitindo a entrada e operação de múltiplos agentes nos diversos elos da cadeia de gás natural, com diretrizes como o *unbundling*¹⁰ e a criação de leilões de venda de gás;
- Incentivos a melhorias na regulação estadual do serviço de gás canalizado, por meio de programas Federais como o Programa de Equilíbrio Fiscal (PEF) e o Programa de Fortalecimento das Finanças Estaduais (PFE), programas tais que buscam promover o equilíbrio fiscal e o fortalecimento dos estados;
- Proposição de temas ao Congresso Nacional para o aprimoramento legislativo do marco setorial; e
- Ajustes tributários, entre eles o SINIEF, visando alterar o ICMS¹¹.

¹ Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

² Conselho Administrativo de Defesa Econômica.

³ Empresa de Pesquisa Energética.

⁴ Escoamento, processamento e terminais de GNL.

⁵ Ministério de Minas e Energia (MME).

⁶ Para maiores informações: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/Apresenta%C3%A7%C3%A3o+Power+Point+Novo+Mercado+de+G%C3%A1s+CNPE.pdf/ae5ad6d9-06be-40de-9e31-052edfa9e4c8?version=1.0>

⁷ Para maiores informações: http://www.mme.gov.br/documents/10584/3342640/1.+Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNPE_16_2019.pdf/c66fb3a3-6265-427f-a56a-f6730e6a80de

⁸ Conselho Nacional de Política Energética.

⁹ Para maiores informações: <http://www.cade.gov.br/noticias/cade-e-petrobras-celebram-acordo-para-venda-de-ativos-no-mercado-de-gas-natural>

¹⁰ Separação de serviços.

¹¹ Para maiores informações: <https://static.poder360.com.br/2019/07/nota-tecnica-conjunta-rumo-novo-mercado-gas.pdf>

Para além da abertura do mercado, o programa coaduna com a estratégia da Petrobras de desinvestimentos de áreas e competências que trazem menor rentabilidade, para incrementar seu caixa e focar no setor de *upstream*. No gás natural, a estratégia anunciada pelo presidente Roberto Castello Branco é sair de maneira integral do transporte e da distribuição. A venda de ações da BR Distribuidora, do gasoduto Brasil-Bolívia, de 10% da NTS e da TAG fazem parte desse pacote, além da venda das refinarias, porém continuando a fazer parte do setor, mas não de forma dominante.

E) INFORMAÇÕES RELEVANTES PARA O SETOR

- A YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) empresa estatal de petróleo da Bolívia, planeja licitar uma participação na TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.), acionista em 51% no gasoduto Gasbol. Por conta do Termo de Compromisso de Cessação (TCC) entre o Cade e a Petrobras, a companhia estatal brasileira necessita vender uma série de ativos, incluindo a TBG, como uma medida de abertura de mercado e atração de investimentos¹². Porém o diretor geral da ANP, Décio Oddone, se manifestou dizendo que a compra não poderá ser realizada, pois pela nova política de gás, o produtor não poderá ser também o transportador, evitando assim conflito de interesses¹³.
- Ainda sobre a petrolífera boliviana, a YPFB fechou um acordo para fornecer gás para à futura unidade no Brasil da empresa de fertilizantes russa Acron. A estatal boliviana irá vender 2,2 milhões de m³/dia de gás natural, começando em 2023. O acordo é válido por 20 anos. As empresas russa e boliviana, Gazprom e YPFB, respectivamente, selaram também um contrato para exploração de um reservatório de gás natural na área de Vitiacua, na Bolívia. O reservatório tem reservas estimadas em 2,13 trilhões de pés cúbicos (60 bilhões de m³)¹⁴.
- No mês de agosto, será relançado o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (Reate 2020), que pretende, entre as suas estratégias, elaborar subsídios técnicos para fomentar a exploração e produção de gás natural onshore, incluindo *tight gas* e *shale gas*. O programa será lançado pelo MME e contará com um comitê para discussão com representantes da indústria, Cade, ANP, entre outros¹⁵.
- Vale ressaltar que o Governador do Paraná, Ratinho Júnior (PSD), sancionou uma lei que proíbe definitivamente para o estado do Paraná a produção de gás natural não convencional por meio de fraturamento hidráulico. A Bacia do Paraná possui potencial ainda não explorado para produção de *shale gas*¹⁶. A ANP irá entrar na justiça contra tal lei, argumentando que a legislação estadual invade a competência da União para o tema¹⁷.

¹² Para maiores informações: <https://www.opetroleo.com.br/bolivia-pretende-comprar-a-participacao-da-petrobras-no-gasoduto-para-o-brasil/>

¹³ Para maiores informações: <http://www.gasnet.com.br/conteudo/20639/Diretor-da-ANP-se-manifesta-sobre-interesse-da-Bolivia-em-comprar-gasoduto-da-Petrobras>

¹⁴ Para maiores informações: <https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKCN1U630O-OBRBS>

¹⁵ Para maiores informações: <https://epbr.com.br/producao-de-shale-gas-na-nova-agenda-do-governo-para-a-industria-onshore/>

¹⁶ Para maiores informações: <https://epbr.com.br/governador-do-parana-sanciona-lei-que-proibe-fraturamento-hidraulico-no-estado/>

¹⁷ Para maiores informações: <https://epbr.com.br/anp-vai-a-justica-contralei-sancionada-por-ratinho-junior/>

- A Câmara dos Deputados aprovou o Projeto de Lei 10.985, que estabelece novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. O PL retira recursos do fundo social do pré-sal para a cons-

trução de gasodutos por empresas privadas, criando o Fundo de Expansão dos Gasodutos de Transporte e de Escoamento da Produção, o Brasduto. A PL agora espera apreciação pelo Senado Federal¹⁸.

¹⁸ Para maiores informações: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2186621>



Biocombustíveis

Por Tamar Roitman*

A) PRODUÇÃO

Tabela 3.1: Produção de biocombustíveis no Brasil (Milhões de litros)

Biocombustível	mai-19	acum-19	mai-19/abr-19	mai-19/mai-18	acum-19/acum-18
Etanol Anidro	1.189,4	1.922,7	180,3%	3,4%	-5,7%
Etanol Hidratado	2.742,8	5.449,4	48,9%	2,2%	-6,1%
Total Etanol	3.932,2	7.372,1	73,5%	2,6%	-6,0%
Biodiesel	448,4	2.237,1	-3,6%	17,0%	14,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Etanol

No segundo mês da safra de cana-de-açúcar 2019/20 da região Centro-Sul, foram produzidos quase 4 bilhões de litros de etanol (anidro e hidratado), como mostra a Tabela 3.1. O volume representa um aumento de 73,5% em relação aos 2,3 bilhões de litros produzidos em abril/19 (primeiro mês da safra), e de 2,6% em relação ao mesmo mês do ano passado (maio/18), quando foram produzidos 3,8 bilhões de litros do biocombustível.

No acumulado de janeiro a maio, no entanto, a produção registra queda de 6,0% em relação ao ano

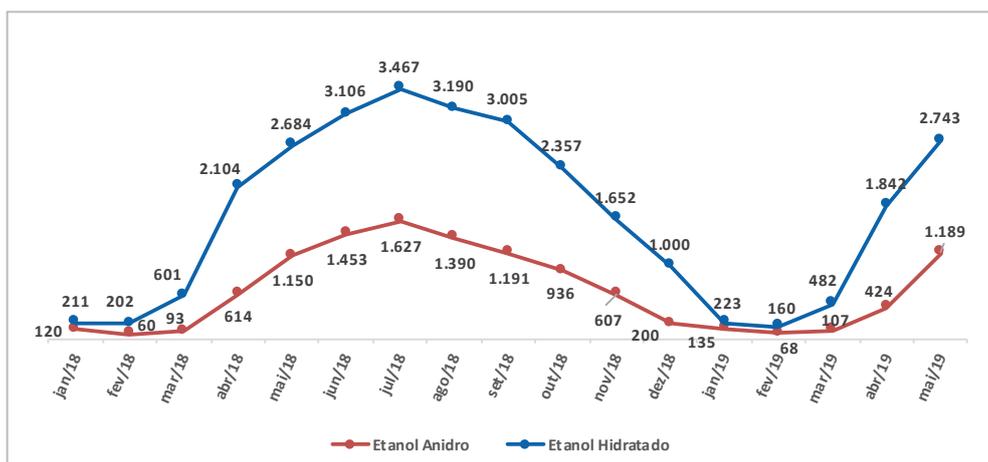
passado. Segundo a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (Unica), as chuvas registradas no começo da safra atrasaram a colheita. Nos meses de abril e maio, 245 empresas registraram moagem, contra 249 unidades industriais em igual período de 2018. Para a primeira quinzena de junho, a expectativa é de que 10 empresas devam iniciar o processamento na safra 2019/2020.

Segundo a Unica, apesar da redução na oferta de matéria-prima em virtude das condições climáticas adversas que alteraram a programação de

início das unidades produtoras, a safra segue mais alcooleira do que no último ciclo. No acumulado desde o início da safra, 66,59% da cana foi direcio-

nada à produção de etanol, confirmando a expectativa de maior atratividade do biocombustível frente ao açúcar.

Gráfico 3.1 – Produção mensal de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Etanol de milho

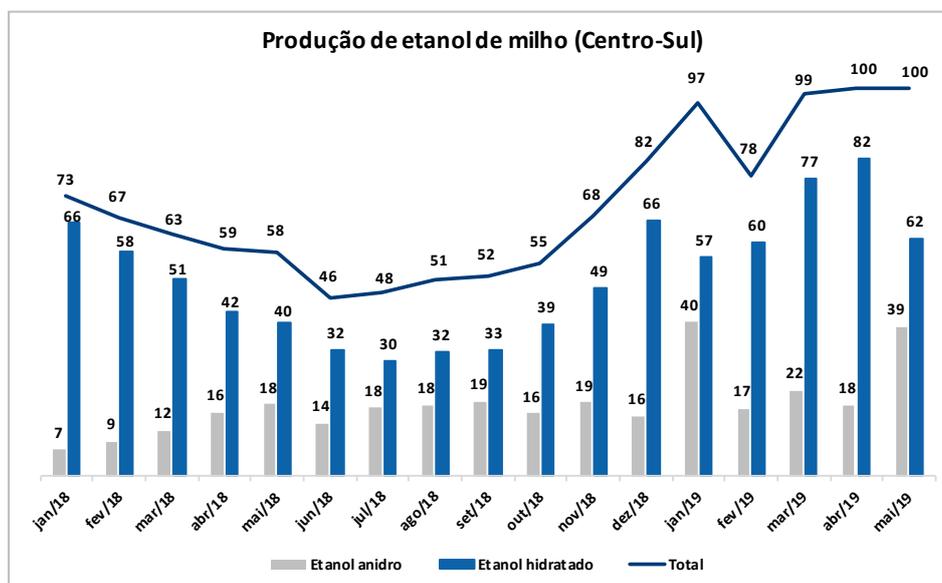
A produção de etanol de milho tem crescido significativamente, no Brasil, como mostra o Gráfico 3.2. Em maio/19, foram produzidos 100 milhões de litros, mesmo volume produzido no mês anterior, e quase o dobro dos 58 milhões de litros produzidos em maio de 2018.

Segundo a Conab, há uma perspectiva favorável em relação ao produto, com aumento de unidades de produção denominadas *flex* (hábeis em manejar cana-de-açúcar e milho), além da consolidação das unidades de produção do tipo *full* (destinadas somente ao processamento do grão), com a proje-

ção de novas indústrias nesse formato. O menor custo de produção e a boa perspectiva futura do mercado para o grão são alguns dos motivos pelos quais as indústrias têm aderido ao novo modelo de negócio. Atualmente são três os estados que se destacam na produção desse tipo de biocombustível: Mato Grosso, Goiás e Paraná.

Na safra 2018/19, foram produzidos 791,4 milhões de litros de etanol a partir do grão, o que representa um aumento de 51,8% em relação ao ciclo 2017/18. Para o ciclo iniciado em abril/19, a Conab estima que serão produzidos 1,4 bilhão de litros na região Centro-Sul do país.

Gráfico 3.2 – Produção mensal de etanol de milho em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Unica

Biodiesel

No mês de maio/19, foram produzidos 448,4 milhões de litros de biodiesel, registrando uma queda de 3,6% em relação ao mês anterior (Tabela 3.1). Na comparação com o mesmo mês do ano passado (maio/18), a oferta aumentou 17,0%, enquanto no acumulado de janeiro a maio, a produção do biocombustível, em 2019, está 14,3% acima de 2018.

O 66º Leilão da ANP envolveu a negociação de 928,5 milhões de litros para os meses de maio e junho de 2019, volume 5,0% inferior ao negociado no leilão anterior. Para os meses de julho e agosto, foram adquiridos 984,4 milhões de litros de biodiesel no 67º Leilão, o que representa um aumento de 6,0% em relação ao 66º Leilão.

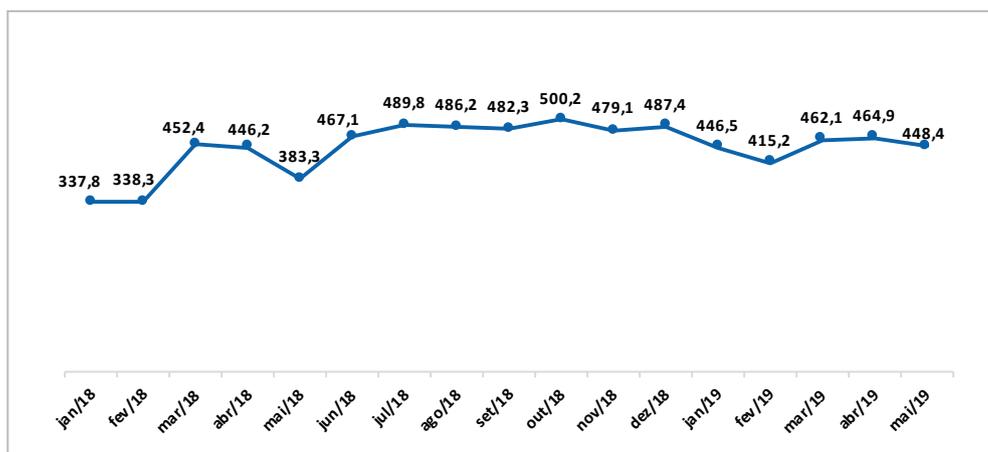
Em novembro de 2018, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a alteração

da mistura obrigatória de biodiesel no diesel, que passaria de 10% (B10) para 11% (B11), o que ainda não ocorreu. De acordo com o MME¹, a implantação da mistura B11 será feita após estudos de curta duração sobre aditivação do biodiesel no Instituto Nacional de Tecnologia (INT). A partir da conclusão dos testes, a ANP revisará a especificação do biodiesel, para aumentar o requisito de “estabilidade à oxidação” do biodiesel, de 8 para 12 horas, com o objetivo de atingir no mínimo 20 horas de estabilidade na mistura com o diesel e, assim, aumentar a vida útil do combustível em todas as etapas de comercialização. No dia 28 de junho, a agência publicou uma Consulta Pública², que ficou disponível por 10 dias, com o objetivo de obter subsídios e informações adicionais para a proposta de alteração do limite mínimo para a característica “estabilidade à oxidação” no biodiesel, prevista na Resolução ANP nº 45, de 25 de agosto de 2014.

¹ Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/ministro-lanca-frente-parlamentar-do-biodiesel-e-anuncia-avancos-para-a-mistura-b11-de-biodiesel

² Disponível em: <http://www.anp.gov.br/consultas-audiencias-publicas/concluidas/5245-cap-n-15-2019>

Gráfico 3.3 – Produção mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

B) PREÇOS

Etanol

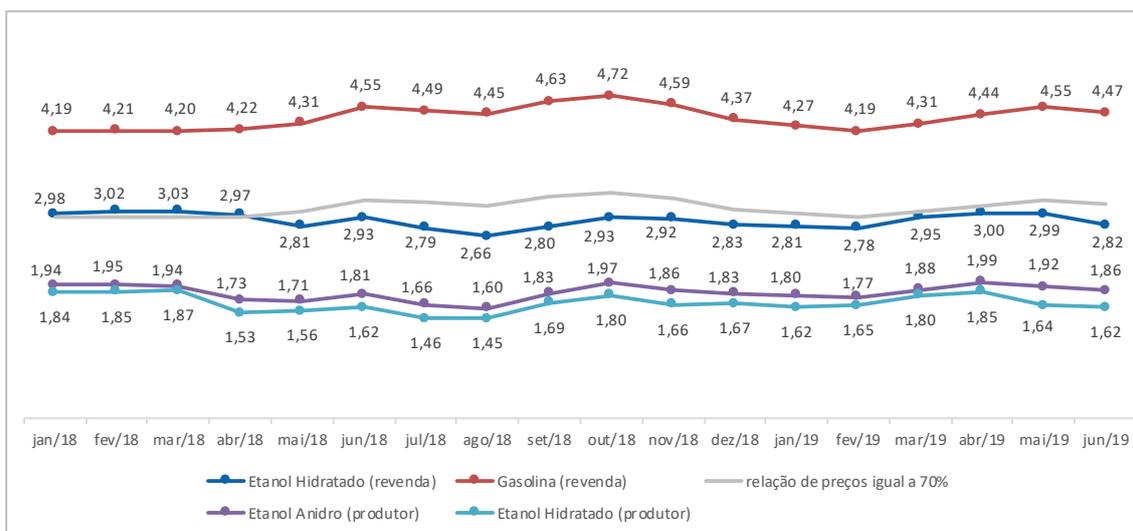
Após atingir R\$ 3,00, em abril, e se manter em R\$ 2,99, em maio, o etanol hidratado registrou preço médio ao consumidor de R\$ 2,82 em junho, o que representa uma queda de 5,7% ante o mês anterior (Gráfico 3.4). Entre maio e junho, a gasolina também registrou queda, porém menos intensa que a do etanol, de 1,8%, saindo de R\$ 4,55 para R\$ 4,47. Com isso, a relação entre os preços reduziu de 65,7%, em maio, para 63,1%, em junho, aumentando a competitividade do biocombustível.

Nas usinas, a cotação do anidro caiu de R\$ 1,92, em maio, para R\$ 1,86 em junho (-3,5%), enquanto o hidratado baixou de R\$ 1,64 para R\$ 1,62 (-1,5%), de acordo com o Indicador Cepea/Esalq.

Segundo o Cepea/Esalq³, nos três primeiros meses da safra 2019/20 (de abril/19 a junho/19), os preços dos etanóis anidro e hidratado em São Paulo estão respectivamente, 1,13% e 0,42% menores frente aos de igual período da temporada anterior (2018/19), em termos reais (valores deflacionados pelo IGP-M de junho/19).

³ Disponível em: <https://www.cepea.esalq.usp.br/br/diarias-de-mercado/etanol-cepea-quantidade-de-hidratado-negociado-cai-48-em-junho.aspx>

Gráfico 3.4 – Preços de etanol ao produtor e de etanol hidratado e gasolina ao consumidor final (média Brasil), em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e Cepea/Esalq

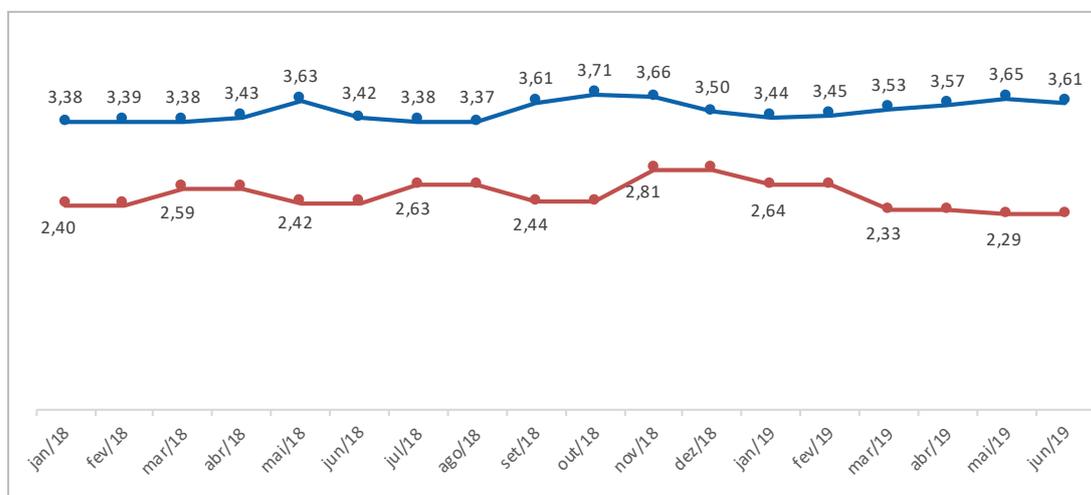
Biodiesel

No 66º Leilão de biodiesel da ANP, no qual foram negociados volumes para os meses de maio e junho de 2019, o biocombustível foi adquirido ao preço médio de R\$ 2,29, sendo o valor mais baixo dos últimos 11 leilões, apesar do volume negociado (928,5 milhões de litros) ter sido inferior ao do

certame anterior (977,5 milhões de litros). Já no 67º Leilão, o biocombustível foi adquirido ao mesmo preço médio dos meses de março e abril (R\$ 2,33).

No caso do óleo diesel, o preço ao consumidor registrou queda de 1,1%, passando de R\$ 3,65, em maio, para R\$ 3,61, em junho.

Gráfico 3.5 – Preços de biodiesel negociados nos Leilões da ANP e de diesel ao consumidor final (média Brasil), em R\$/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

C) CONSUMO

Tabela 3.2: Consumo de biocombustíveis no Brasil em milhões de litros

Biocombustível	mai-19	acum-19	mai-19/abr-19	mai-19/mai-18	acum-19/acum-18
Etanol Anidro	847,7	4.193,5	-1,8%	2,4%	-6,4%
Etanol Hidratado	1.869,7	9.031,4	2,9%	42,2%	37,0%
Total Etanol	2.717,4	13.224,9	1,4%	26,8%	19,4%
Biodiesel	479,7	2.277,6	3,1%	27,1%	14,9%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Etanol

As vendas de etanol hidratado pelas distribuidoras somaram 1,87 bilhão de litros, em maio/19, o que representa um crescimento de 2,9% em relação ao mês anterior (abril/19) e de 42,2% na comparação anual (maio de 2019 contra maio de 2018). No acumulado de janeiro a maio, a demanda pelo hidratado, em 2019, supera em 37,0% o mesmo período de 2018. O crescimento da oferta e a redução dos preços do etanol em maio favoreceram a procura pelo biocombustível. A demanda pelo etanol hidratado está ainda mais aquecida do que no ano passado, em função da sua competitividade de preços frente à gasolina. É importante mencionar que em maio do ano passado, a paralisação dos caminhoneiros impactou o mercado de combustíveis, logo parte do aumento do consumo na comparação anual está relacionada com a redu-

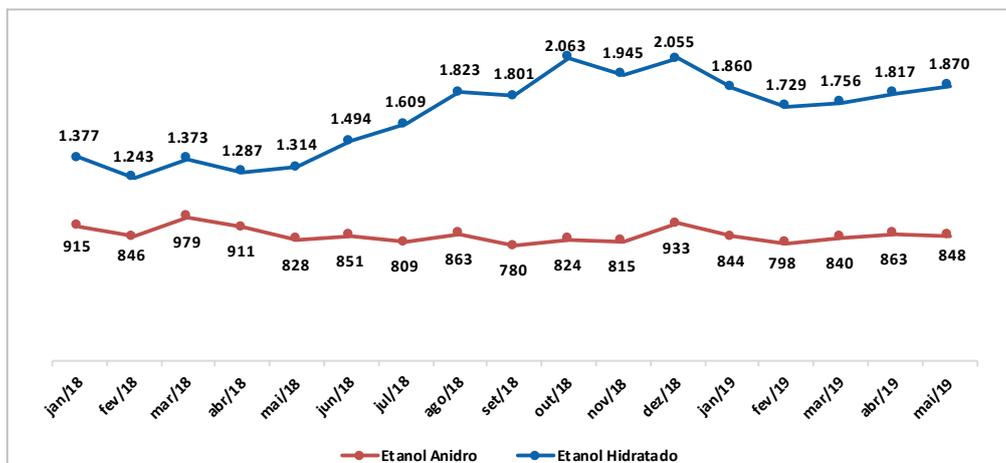
ção do consumo no mês de maio de 2018.

Já a demanda por gasolina caiu 1,8%, saindo de 3,20 bilhões de litros, em abril, para 3,14 bilhões em maio. Nesse cenário, a demanda de combustíveis leves (soma das vendas de gasolina e de etanol hidratado, em gasolina equivalente) reduziu ligeiramente, de 4,47 para 4,45 bilhões de litros, entre abril e maio, com um aumento da participação do etanol hidratado de 28,5% para 29,4%.

Segundo o Cepea/Esalq⁴, com o avanço da moagem da safra 2019/20 e a proximidade do pico de colheita, as distribuidoras têm diminuído o ritmo de compras de etanol, adquirindo apenas volumes pontuais. Esses agentes estão atentos ao possível aumento da oferta nas próximas semanas.

⁴ Disponível em: <https://www.cepea.esalq.usp.br/br/diarias-de-mercado/etanol-cepea-baixa-procura-reduz-liquidez-e-pressiona-valores.aspx>

Gráfico 3.6 – Consumo mensal de etanol em milhões de litros



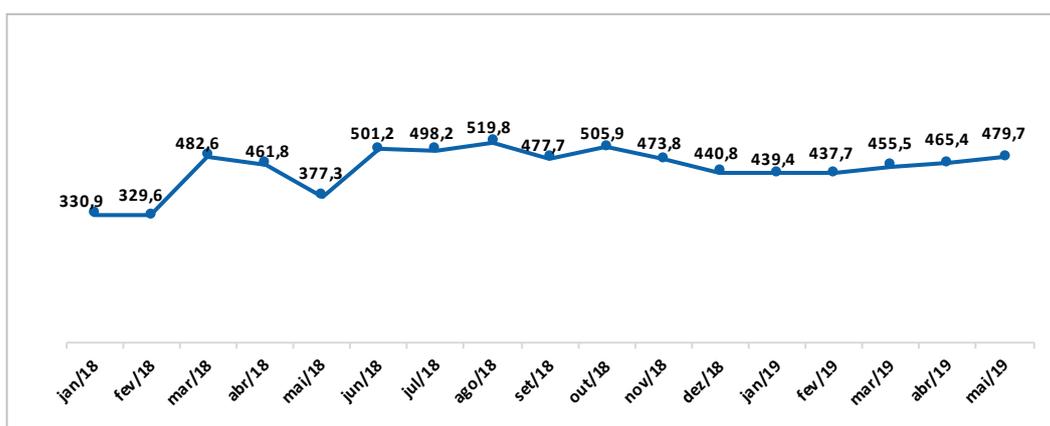
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Biodiesel

O consumo de biodiesel registrou alta de 3,1% em maio/19, em comparação ao mês anterior (abril/19), com 479,7 milhões de litros adicionados ao óleo diesel (Tabela 3.2). Na comparação com o mesmo mês do ano passado (maio/18), a demanda aumentou 27,1%, e, no acumulado dos cinco primeiros meses

do ano, a demanda deste ano supera em 14,9% a do mesmo período do ano passado. O crescimento da demanda por biodiesel reflete a recuperação das vendas de óleo diesel, mas também está relacionada à redução do consumo de diesel em maio de 2018, em decorrência da greve dos caminhoneiros.

Gráfico 3.7 – Consumo mensal de biodiesel em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

D) IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ETANOL

Tabela 3.3: Importação e exportação de etanol (anidro e hidratado) em milhões de litros

Etanol	mai-19	acum-19	mai-19/abr-19	mai-19/mai-18	acum-19/acum-18
Importação	182,5	809,4	-20,9%	76,7%	-29,6%
Exportação	161,4	532,3	3856,1%	76,2%	27,8%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

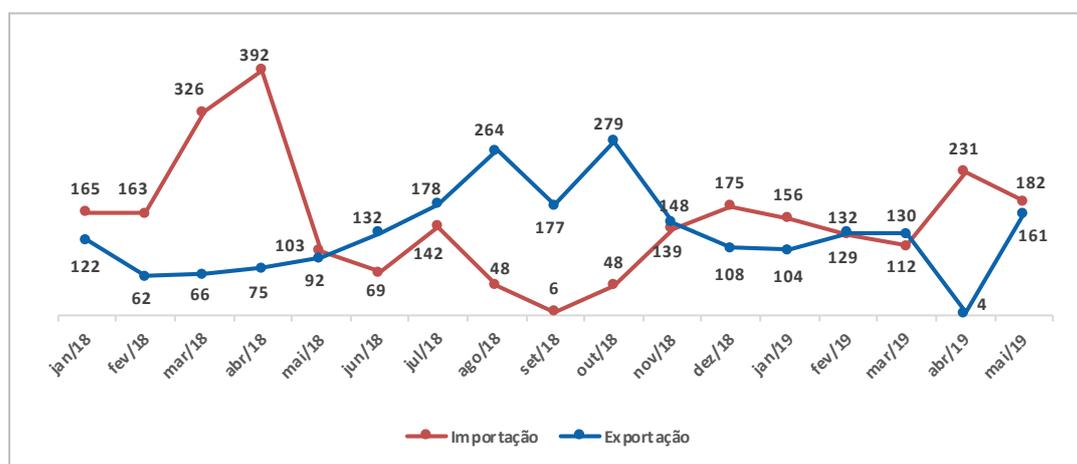
O Brasil importou 182,5 milhões de litros de etanol em maio/19, volume 20,9% inferior ao importado no mês de abril/19. Na comparação anual, a internalização do biocombustível foi 76,7% maior do que a de maio de 2018. No acumulado de janeiro a maio, os 809,4 milhões de litros importados em 2019 estão 29,6% abaixo do 1,15 bilhão de litros importados no mesmo período de 2018. Com o aumento da produção nacional após o início da safra/2019/20, a entrada de etanol estrangeiro tende a diminuir. Além disso, a Conab aponta que as importações brasileiras de etanol têm estado desfavorecidas pelo recente aumento dos preços do etanol nos Estados Unidos e pela desvalorização do real em relação ao dólar.

Apesar do aumento da demanda interna, as vendas

ao exterior estão acima do ano passado, em decorrência do aumento da produção nacional. Em maio/19, o Brasil exportou 161,4 milhões de litros de etanol, registrando crescimento de 76,2% em relação ao mesmo mês do ano passado (maio/18). No acumulado de janeiro a maio, as exportações de 2019 estão 27,8% acima de 2018.

No mês de maio/19, as importações superaram as exportações de etanol em 21,1 milhões de litros, e, no acumulado de janeiro a maio, foram importados 277,2 milhões de litros a mais do que o enviado ao exterior. Em termos monetários a balança comercial do biocombustível, que estava superavitária até o mês de março, registra um déficit de US\$ 52,7 MM (US\$ FOB) no acumulado dos cinco primeiros meses do ano.

Gráfico 3.8 – Volumes mensais de importação e exportação de etanol em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

E) DECISÕES RECENTES QUE AFETAM O SETOR

No dia 24 de junho de 2019, o CNPE publicou a Resolução nº 15⁵, que define as metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis, em unidades de Créditos de Descarbonização (CBIOs). Conforme o cronograma publicado, as metas têm início em 2019, a obrigatoriedade de aquisição de 16,8 milhões de CBIOs, e

estão definidas até o ano de 2029, quando a quantidade chegará em 95,5 milhões de CBIOs. Uma vez que o programa tem início no dia 24 de dezembro de 2019, a comprovação das metas do mesmo ano por parte das distribuidoras, em quantidade proporcional ao número de dias de sua vigência, isto é, observada a fração 8/365, poderá ser realizada cumulativamente com a sua meta individual referente ao ano de 2020.

⁵ Disponível em: https://www.biodieselbr.com/pdf/09072019120716_20190709_ResolucaoCNPE15.pdf

Setor Elétrico

Por Carlos Eduardo Paes
e Gláucia Fernandes

A) DEMANDA

Tabela 4.1: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	mai-19	mai-19/abr-19	mai-19/mai-18	Tendências*	abr-19	mai-18
SE/CO	39.086,42	-3,34%	4,75%		40.437,28	37.314,27
S	11.198,40	-4,28%	4,22%		11.699,10	10.745,43
NE	11.092,06	-0,28%	5,78%		11.123,72	10.485,82
N	5.608,13	2,70%	6,23%		5.460,65	5.279,25
SIN	66.985,01	-2,53%	4,95%		68.720,75	63.824,77

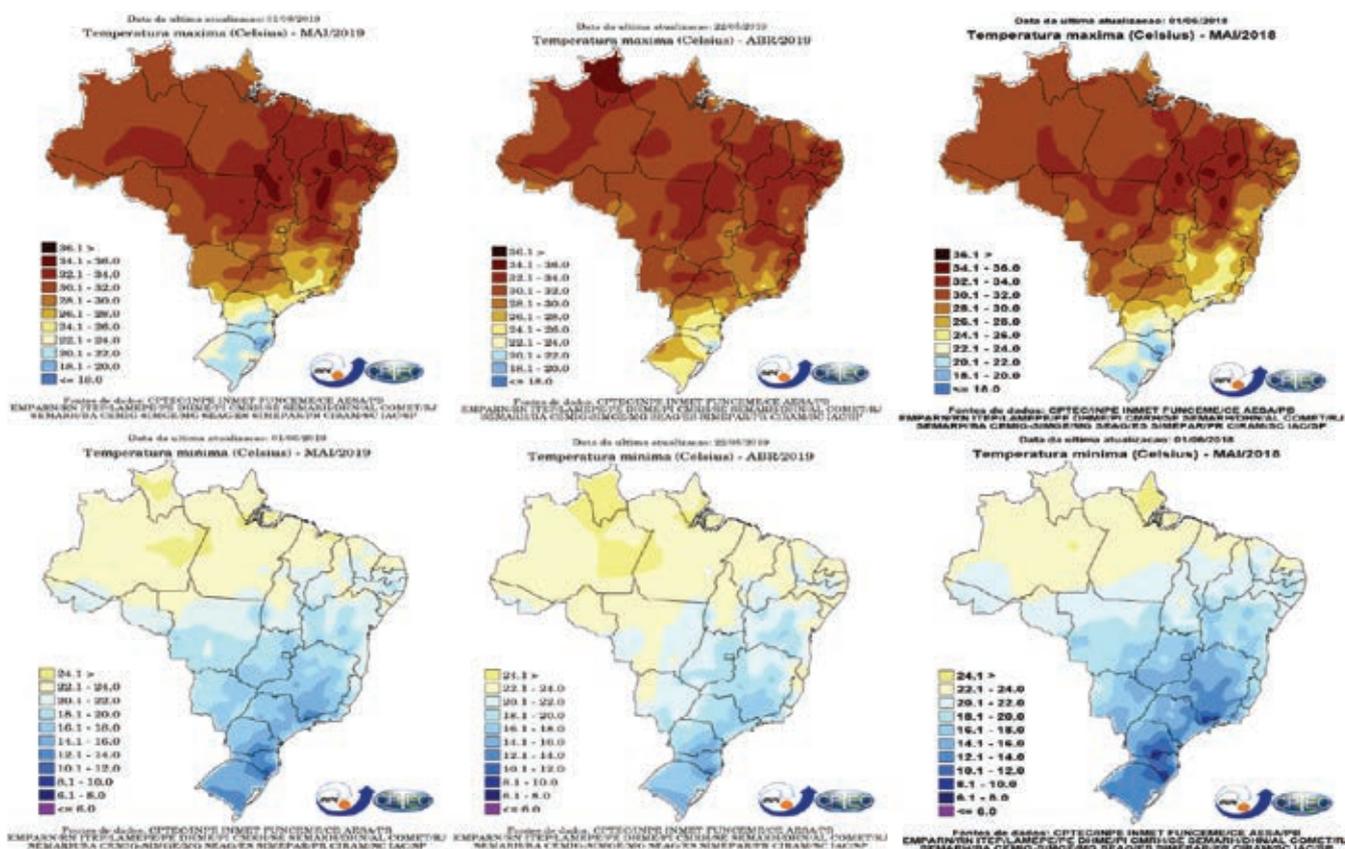
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Em maio de 2019, o consumo de energia total do SIN reduziu 2,53%, quando comparado ao mês anterior. Como pode ser observado na Tabela 4.1, a carga diminuiu em todos os subsistemas com exceção do Norte. A maior redução ocorreu no S, 4,28%. Esta redução do consumo provavelmente está associada às temperaturas que estão diminuindo com o início do inverno, como apresentado na Figura 4.1.

Na comparação anual, no entanto, houve crescimento do consumo do SIN. O crescimento total observado foi de 4,95%. Todos os subsistemas aumentaram seu consumo de energia entre os meses de maio de 2018 e 2019. O maior aumento anual foi observado no N, 6,23%. Em seguida aparece o NE com 5,78%.

Figura 4.1: Mapas de Temperatura Máxima e Mínima no Brasil para mai/19, abr/19 e mai/18



Fonte: CPTEC/INPE

B) OFERTA

Conforme apresentado na Tabela 4.2, entre os meses de abril e maio de 2019, a geração total de energia diminuiu 3,93%. A geração hidráulica, que constitui a principal fonte geradora de energia no Brasil, teve uma diminuição total de 7,79%, possivelmente devido ao período de secas. Observou-se aumento da geração das usinas térmicas em 7,48%. Contudo, em termos de geração nuclear, ocorreu um decréscimo de 30,12%, um decréscimo extremamente relevante devido à troca de combustível que fez com que a usina Angra 2 voltasse a operar

somente no final do mês. A geração eólica aumentou 6,73%, enquanto que a geração solar teve um pequeno aumento de 0,65%.

Na comparação anual, observa-se um aumento de 15,18% na geração total do SIN. A geração solar teve um crescimento de grande expressão, com um aumento de 56,95% em relação ao mês de abril do ano passado. Apenas as fontes térmica e nuclear tiveram redução na geração em relação ao ano passado, reduzindo respectivamente 10,09% e 48,34%.

Tabela 4.2: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

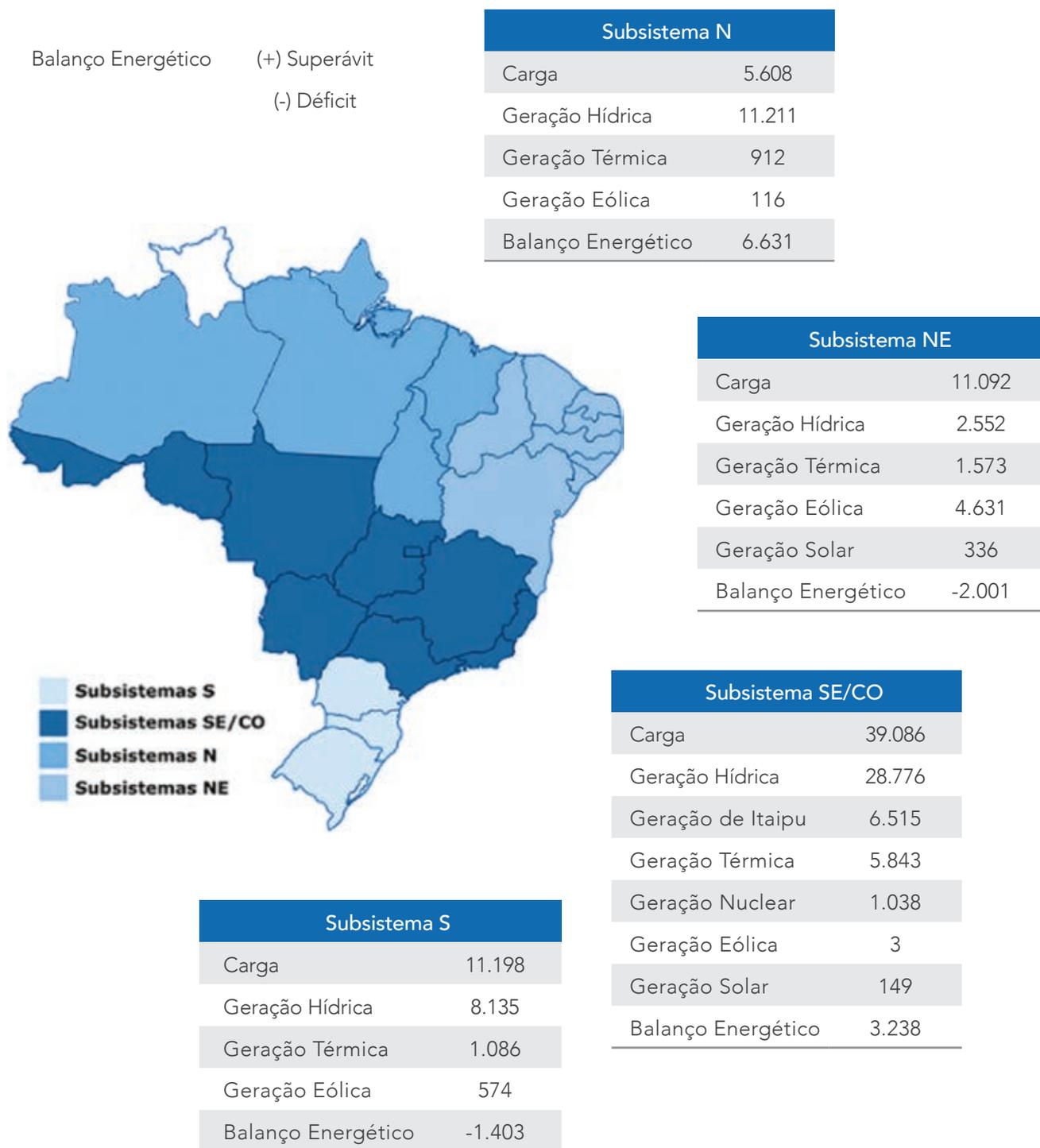
		mai-19	mai-19/abr-19	mai-19/mai-18	Tendências*	abr-19	mai-18
SE/CO	Hidráulica	28.776,00	-11,41%	41,26%		32.480,86	20.370,48
	Nuclear	1.038,01	-30,12%	-48,34%		1.485,50	2.009,17
	Térmica	5.842,92	24,87%	-13,59%		4.679,05	6.761,75
	Eólica	3,50	-16,81%	-74,17%		4,20	13,53
	Solar	149,47	-2,74%	45,58%		153,68	102,67
	Total	35.809,90	-7,71%	22,40%		38.803,29	29.257,60
S	Hidráulica	8.135,49	6,11%	46,56%		7.667,31	5.551,10
	Térmica	1.085,80	14,96%	-3,83%		944,54	1.129,05
	Eólica	573,78	13,06%	-11,25%		507,49	646,49
	Solar	0,24	-30,43%	-35,92%		0,35	0,38
	Total	9.795,31	7,41%	33,69%		9.119,68	7.327,02
NE	Hidráulica	2.552,44	2,14%	36,25%		2.499,07	1.873,32
	Térmica	1.572,79	-29,60%	-10,23%		2.234,21	1.752,04
	Eólica	4.630,58	47,87%	8,30%		3.131,43	4.275,53
	Solar	335,58	2,23%	62,12%		328,25	206,99
N	Total	9.091,38	10,97%	12,13%		8.192,96	8.107,89
	Hidráulica	11.210,81	-3,20%	10,71%		11.581,78	10.126,60
	Térmica	912,08	1,23%	10,34%		900,96	826,63
	Eólica	116,43	88,68%	120,13%		61,71	52,89
	Solar	1,34	-	-		1,22	0,00
Itaipu	Total	12.240,66	-2,43%	11,22%		12.545,67	11.006,12
	Hidráulica	6.514,59	-16,42%	-19,29%		7.794,00	8.071,25
	Nuclear	1.038,01	-30,12%	-48,34%		1.485,50	2.009,17
	Térmica	9.413,60	7,48%	-10,09%		8.758,76	10.469,48
	Eólica	5.324,28	43,71%	6,73%		3.704,82	4.988,45
SIN	Solar	486,62	0,65%	56,95%		483,50	310,04
	Total	73.451,84	-3,93%	15,18%		76.455,60	63.769,88

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

C) BALANÇO ENERGÉTICO

Figura 4.2: Mapa de Balanço Energético dos Subsistemas do SIN



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS

Conforme os dados apresentados na Figura 4.2 e na Tabela 4.3, no mês de maio de 2019, apenas nos subsistemas N e SE/CO a geração foi maior do que o consumo de energia. A carga no submercado SE/CO foi de aproximadamente 39.086 MWmed enquanto que sua geração foi cerca de 42.324 MWmed, resultando num balanço energético de 3.238 MWmed, menor do que o mês anterior. O balanço energético positivo dos

submercados N e SE/CO foi importante para suprir o balanço negativo dos subsistemas NE e S que precisaram importar respectivamente 2.001 MWmed e 1.403 MWmed. Apesar da necessidade de importação, tais valores são menores do que no mês anterior, indicando que esses subsistemas conseguiram atender a partir de energia gerada dentro de si próprios uma maior porcentagem da sua demanda neste mês.

Tabela 4.3: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	mai-19	mai-19/abr-19	mai-19/mai-18	Tendências 12 mes	abr-19	mai-18
S - SE/CO	-1.355,34	46,22%	59,70%		-2.520,27	-3.363,52
Internacional - S	47,75	-19,11%	-13,01%		59,03	54,89
N - NE	1.824,43	-28,77%	-11,83%		2.561,45	2.069,21
N - SE/CO	4.808,10	6,29%	31,45%		4.523,56	3.657,66
SE/CO - NE	176,25	-52,27%	-42,91%		369,30	308,72

* Tendências nos últimos 12 meses
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

D) DISPONIBILIDADE

Tabela 4.4: Energia Natural Afluyente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	mai-19		mai-19/abr-19	mai-19/mai-18	Tendências*	abr-19		mai-18	
	Mwmed	MLT				Mwmed	MLT	Mwmed	MLT
SE/CO	38.067,00	96,71%	-26,77%	23,86%		51.981,00	96,55%	30.734,00	78,36%
S	14.381,00	161,13%	108,97%	360,49%		6.882,00	100,81%	3.123,00	36,12%
NE	3.928,00	55,30%	-39,84%	52,13%		6.529,00	55,70%	2.582,00	36,03%
N	17.987,00	90,57%	-29,54%	8,06%		25.528,00	97,66%	16.645,00	83,45%
SIN	74.363,00	-	-18,21%	40,09%		90.920,00	-	53.084,00	-

* Tendências nos últimos 12 meses
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

A Tabela 4.4 apresenta informações acerca da Energia Natural Afluyente (ENA). Entre os meses abril e maio de 2019, a disponibilidade hídrica total do SIN diminuiu 18,21%. Continuou em ritmo de queda, provavelmente devido ao início do período seco. A ENA aumentou em apenas um subsistema, S, em que a variação foi de mais de 100%. Apesar de indicar um aumento exorbitante, ele foi

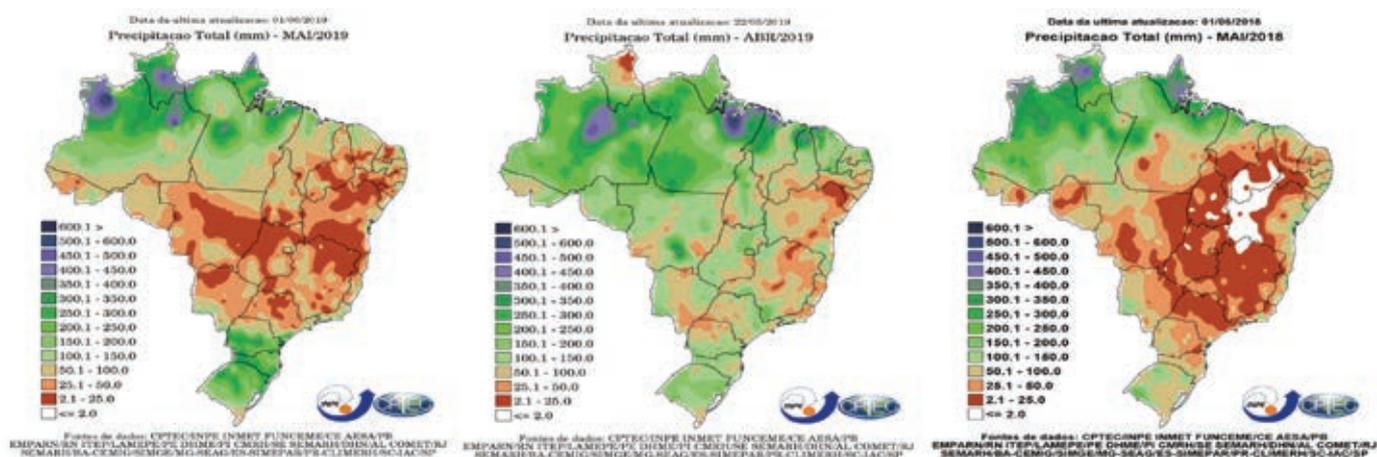
um pouco menos de 1/3 da variação ocorrida no mesmo período do ano passado. Essa diferença pode ser observada a partir dos dados de precipitação mostrados na Figura 4.3, que mostra um maior índice de chuvas em relação ao ano passado na região Sul. O maior decréscimo ocorreu no NE (com um decréscimo de 39,84%), seguido do N (com um decréscimo de 29,54%) e do SE/CO (com

¹ A Energia Natural Afluyente em função da MLT indica, em termos percentuais, o quão próximo da média histórica a ENA de determinado mês está.

um aumento de 26,77%). Contudo, vale destacar que as ENAs de dois dos quatro submercados (SE/CO e N) estão bem próximas de suas respectivas médias históricas (relação ENA e MLT¹). NE e S são os únicos em que ocorre um distanciamento considerável de suas respectivas MLT's.

Na comparação anual, foi possível observar um aumento na ENA total do SIN. A variação observada foi de 40,09%. Interessante observar que todos os subsistemas tiveram uma variação positiva, com destaque para o Sul em que ocorreu uma variação de mais de 350%.

Figura 4.3: Mapas de Ocorrência de Pluviosidade no Brasil para mai/19, abr/19 e mai/18.

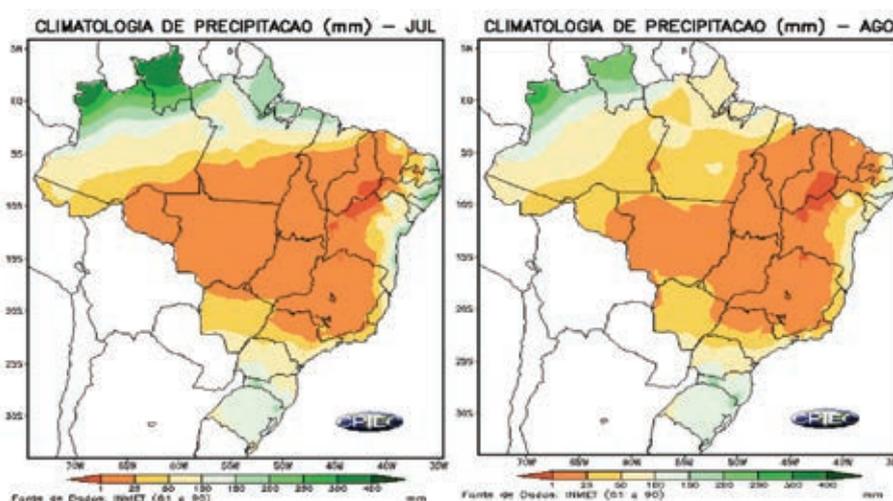


Fonte: CPTEC/INPE

A Figura 4.3 apresenta a precipitação total para os meses analisados. Além dessa, a Figura 4.4 apresenta a pluviosidade média para os meses de junho e julho de 2019, onde é possível observar uma redução da expectativa de precipitação com a chegada

do período seco em grande parte do território nacional. Segundo a Figura 4.4, apenas as regiões Sul e uma pequena parte do extremo Norte do país e da costa da região Nordeste devem manter suas precipitações médias acima de 100 mm.

Figura 4.4: Mapas de Pluviosidade Média no Brasil para julho e agosto de 2019



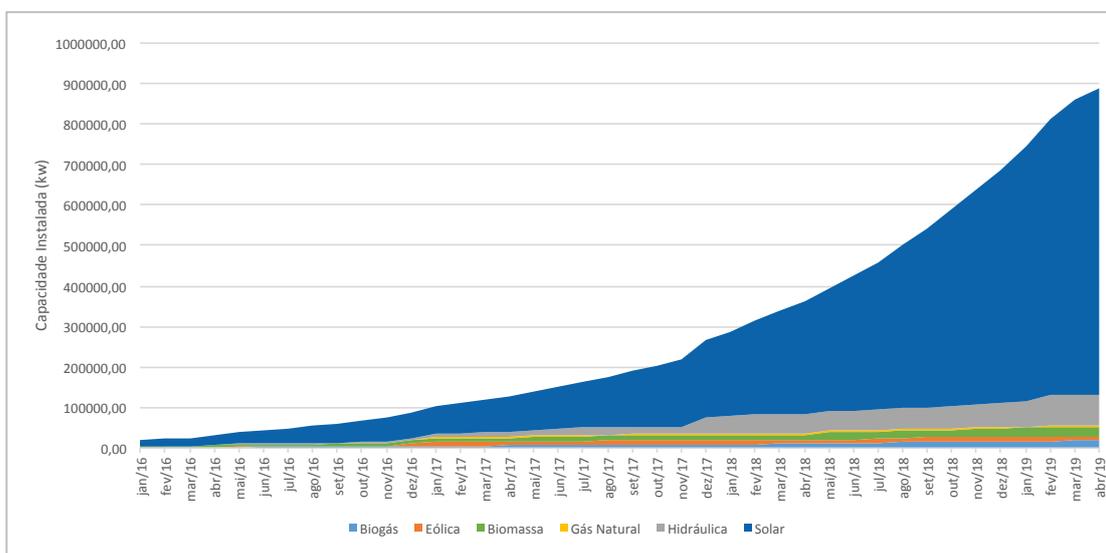
Fonte: CPTEC/INPE

E) MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em termos de MMGD (Micro e Mini Geração Distribuída), respaldada na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, nos meses de maio e junho, novamente o crescimento se deu principalmente devido à fonte solar fotovoltaica. Em junho, o montante de capacidade instalada atingiu aproximadamente 1.070 MW, considerando todas as fontes e modalidades,

conforme mostra o Gráfico 4.1. Desse montante, em torno de 87% é representado pela fonte solar fotovoltaica. Já as outras fontes não apresentam uma participação tão significativa, estando a segunda posição ocupada pela fonte hidráulica na forma de CGH's (Centrais Geradoras Hidrelétricas), representando atualmente aproximadamente apenas 8% da MMGD total.

Gráfico 4.1: Histórico da Capacidade Instalada da Micro e Minigeração Distribuída (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Em junho, a MMGD ultrapassou a marca de 1GW de capacidade instalada. Esse momento foi celebrado com destaque em diversos canais de notícia pela internet, com direito a nota de publicação da própria ANEEL. Segundo o diretor-geral da agência, André Pepitone, a marca de 1 GW é resultado do trabalho da ANEEL para viabilizar o empoderamento do consumidor de energia elétrica. As Resoluções Normativas 482/2012 e 687/2015 permitiram o consumidor a gerar sua própria energia elétrica e, como agência reguladora, a ANEEL está sempre se preocupando em incorporar novas tecnologias,

ao mesmo tempo em que preza pela manutenção do equilíbrio do sistema, como diz o diretor. Ainda segundo ele, “a geração distribuída equivale, no setor elétrico, à revolução do smartphone nas telecomunicações”².

Outro diretor da ANEEL, Rodrigo Limp, relator da revisão da norma, comentou que essa marca é fruto do grande potencial brasileiro para a exploração de fontes renováveis e também da confiança do marco regulatório, indicando que é previsto para os próximos anos um crescimento ainda mais robusto, o que

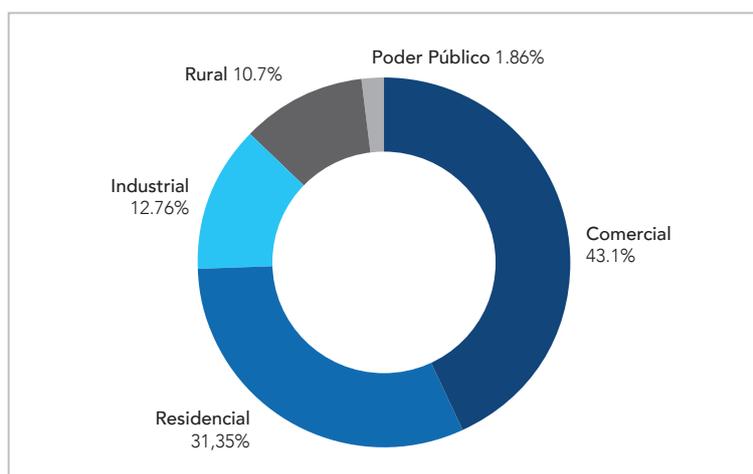
² http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdmFhRE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877

torna ainda mais relevante e necessário o debate acerca da revisão da Resolução nº 482.

Dentre os estados da federação, Minas Gerais é o que mais aderiu à MMGD, superando 16 mil unidades de geração e mais de 200 MW de potência instalada. Em seguida, temos os estados de São Paulo e Rio Grande do Sul com um pouco mais de 14,5 mil e 12 mil unidades cada, respectivamente. Contudo, é importante ressaltar que a maior parte da potência instalada de MMGD está aplicada

ao setor comercial, com um pouco mais de 40%, seguida do setor residencial, com um pouco mais de 30%, como mostra o Gráfico 4.2. Os dois juntos chegam a quase 75% da capacidade total de MMGD no país, o que indica ainda pouca aderência em zonas rurais, onde a MMGD pode ser de extrema utilidade quando se trata de localidades com difícil acesso à rede elétrica, necessitando possivelmente de mais estudos e incentivos que fomentem a micro e minigeração distribuída em locais mais afastados dos centros urbanos.

Gráfico 4.2: Capacidade Instalada Acumulada de MMGD por Classe (em kW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

F) ESTOQUE

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWhês)

	mai-19		mai-19/abr-19	mai-19/mar-18	Tendências*	abr-19		mai-18	
	EAR	% Reservatório				EAR	% Reservatório	EAR	% Reservatório
SE/CO	95.753	47,10%	4,42%	10,54%		91.704	45,11%	86.626	42,60%
S	14.989	72,83%	65,28%	46,58%		9.069	44,07%	10.226	50,88%
NE	29.990	57,86%	0,00%	45,83%		29.991	57,86%	20.565	39,69%
N	11.074	73,60%	3,83%	4,03%		10.666	70,89%	10.645	70,75%
SIN	151.806	52,21%	7,34%	18,54%		141.430	48,64%	128.062	44,11%

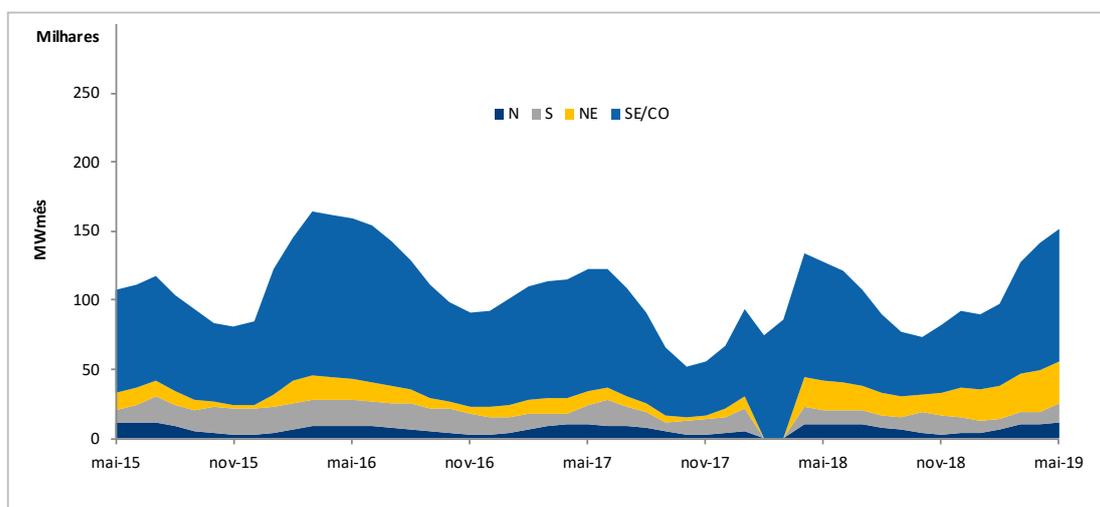
* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS

Como pode ser observado na Tabela 4.5, entre os meses de abril e maio de 2019, a Energia Armazenada (EAR) total do SIN aumentou 7,34%, atingindo 52,21% da capacidade total dos reservatórios. Em quase todos os quatro subsistemas a variação foi positiva. A capacidade dos reservatórios do NE permaneceu inalterada. O S foi o subsistema com a maior

variação observada, 65,28%. Em seguida aparecem os SE/CO com 4,42%, o N com 3,83% e por fim o NE com redução nula. Na comparação anual é possível perceber que a EAR aumentou 10,54%, 46,58%, 45,83% e 4,03% no SE/CO, S, NE e N, respectivamente. Essas variações contribuíram para que a EAR total do SIN aumentasse 18,54% em um ano.

Gráfico 4.3: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWhmês)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

G) CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO – CMO

Como pode ser observado na Tabela 4.6, em maio de 2019 o Custo Marginal de Operação (CMO) reduziu nos submercados SE/CO e S, quando comparados ao mês anterior. Destaque para os CMOs do N e do NE que foram iguais à R\$ 16,09, resultado

de variações hidrológicas. Os CMOs do SE/CO e S foram de R\$ 124,92, o que representa uma redução de 27,76%, comparados ao mês anterior. Na comparação anual pode-se perceber que o CMO reduziu em todos os submercados.

Tabela 4.6: CMO Médio Mensal – (R\$/MWh)

	mai-19	mai-19/abr-19	mai-19/mai-18	Tendências*	abr-19	mai-18
SE/CO	124,92	-27,76%	-59,77%		172,93	310,54
S	124,92	-27,76%	-59,77%		172,93	310,54
NE	16,09	66,20%	-90,63%		9,68	171,78
N	16,09	0,00%	-84,19%		0,00	101,73

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS

H) TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao longo do último período, foram verificados os processos de reajuste tarifário de 4 concessionárias. A Tabela 4.9 apresenta as tarifas médias para baixa e alta tensão, além do efeito médio para o consumidor, a data de entrada em vigor do reajuste e o número de unidades consumidoras atendidas pela concessão.

Como pode ser observado na Tabela 4.7, a Ceris teve um reajuste médio para a baixa tensão de 10,01% enquanto que para a alta tensão o reajuste foi de 9,88%, resultando num efeito médio para o consumidor final de 10%.

A Energisa Sul Sudeste também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de 1,30%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiveram reajustes médios positivos, 0,16% e 4,10%, respectivamente. Segundo a ANEEL, os gastos com encargos setoriais colaboraram para reduzir o índice de reajuste tarifário

em -3,91%, enquanto que o impacto da bandeira tarifária reduziu o reajuste em -4,42%.

A ENEL também teve sua tarifa reajustada. O efeito médio para o consumidor foi de 7,03%. Tanto a baixa quanto a alta tensão tiveram reajustes médios positivos, 6,48% e 8,46%, respectivamente. Segundo a ANEEL, pagamento do empréstimo da Conta ACR contribuiu para redução de -4,58% no reajuste.

Por fim, a ANEEL ainda aprovou o reajuste da ETO. A ETO teve um reajuste médio para a baixa tensão de -0,36%, enquanto que para a alta tensão foi de -0,20%, resultando num efeito médio para o consumidor final de -0,33%. Segundo a ANEEL, os gastos com encargos setoriais colaboraram para reduzir o índice de revisão tarifária em aproximadamente -4,08%. Também, o pagamento do empréstimo da Conta ACR e ajustes da CDE contribuíram no cálculo do reajuste com aproximadamente -3,97%.

Tabela 4.7: Reajustes Tarifários

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa tensão (em média)	Alta tensão (em média)	Efeito médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras
Ceris	Cooperativa de Eletrificação da Região de Itapecerica da Serra	SP	10,01%	9,88%	10,00%	11/jul	6 mil
Energisa Sul Sudeste	Energisa Sul Sudeste	SP, MG e PR	0,16%	4,10%	1,30%	12/jul	790 mil
ENEL	ENEL São Paulo (ex-Eletropaulo)	SP	6,48%	8,46%	7,03%	04/jul	7,2 milhões
ETO	Energisa Tocantins – Distribuidora de Energia S.A.		-0,36%	-0,20%	-0,33%	04/jul	592 mil

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

I) EXPANSÃO

Tabela 4.8: Expansão prevista para o SIN por fonte (Quantidade de Usinas).

Sigla	Concessionária	Estado	Baixa Tensão (em média)	Alta Tensão (em média)	Efeito Médio para o consumidor	Data	Número de unidades consumidoras atendidas
Celpe	Centrais Elétricas do Pará	PA	6,30%	-6,56%	3,16%	07/ago	2,6 milhões
Elektro	Elektro Redes S/A	SP	-11,21%	-2,92%	-8,37%	27/ago	2,6 milhões
EDP	EDP-ES	ES	-6,79%	-6,35%	-6,66%	07/ago	1,5 milhão

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

Conforme apresentado na Tabela 4.8, de 2019 até o final de 2024, a expansão prevista, considerando apenas projetos sem graves restrições para entrada em operação, é de aproximadamente 479 usinas. Desse total, as eólicas (EOL) irão contribuir com o maior percentual, 54,1%. Em seguida aparecem as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) com 26,6%, as termelétricas (UTE) com 9,2%, a solar (UFV) com 6,4% e as hidrelétricas (UHE) e as centrais geradoras hidráulicas (CGH) com 1,8% cada.

Vale destacar que as termelétricas irão representar cerca de 81,9% de toda a expansão em 2019. Em 2020, esse percentual cai para 9%. A partir de 2020 pode-se perceber uma redução significativa, agregando ao sistema apenas 37 usinas até o final de 2024.

Ainda de acordo com a Tabela 4.8, em 2019 a expectativa é que a capacidade de geração do sistema seja incrementada em 127 usinas, sendo aproximadamente 2,4% em hidrelétrica, 81,9% em termelétrica, 7,9% em solar, 4,7% em eólica, 1,36% em PCH e 0,8% em CGH.

J) LEILÕES

A ANEEL realizou no dia 28/6/19, em parceria com a CCEE, o Leilão de Geração A-4 deste ano, com o objetivo de contratar energia proveniente de novos empreendimentos de geração de fontes hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica a biomassa, com início do suprimento a partir de janeiro de 2023.

Foram negociados Contratos de Comercialização em Ambiente Regulado (CCEARs) por quantidade, com prazo de suprimento de 30 anos, para empreendimentos hidrelétricos. Também houve contratos por disponibilidade, com prazo de suprimento de 20 anos, para usinas a biomassa e contratos por quantidade, com prazo de 20 anos, diferenciados por

fontes, para empreendimentos a partir das fontes eólica e solar fotovoltaica. Para este leilão, o sistema de cadastramento da EPE recebeu 1.581 projetos, totalizando 51,2 mil MW de potência instalada.

O Leilão de Geração A-4 registrou deságio médio de 45% no preço da energia e vai gerar investimentos de R\$ 1,892 bilhão na construção de novas usinas. O certame contratou 401,6 MW de potência e teve preço médio de R\$ 151,15 por MWh. O deságio médio em relação aos preços-teto estabelecidos representa uma economia de R\$ 2,166 bilhões para os consumidores de energia.

Os projetos hidrelétricos tiveram deságio de 31,2%, negociados a R\$ 198,12/MWh, enquanto os empreendimentos eólicos chegaram ao preço de R\$ 79,9 por MWh (deságio de 61,5%). Os projetos a energia solar negociaram seus contratos por R\$ 67,48/MWh, com deságio de 75,6% e termelétricas a biomassa venderam energia por R\$ 179,87/MWh, com deságio de 42,2%.

Foram contratados 15 empreendimentos de geração, sendo 5 PCHs (81,3 MW), 1 UTE movida a biomassa (21,4 MW), 3 usinas EOL (95,2 MW) e outras 6 usinas UFV (203,7 MW). Os estados beneficiados com a contratação de projetos foram Ceará (5), Piauí (2), Santa Catarina (2), Minas Gerais (2), Rio Grande do Norte (1), Paraná (1), Mato Grosso (1) e Mato Grosso do Sul (1). Os investimentos nas usinas devem gerar 4,5 mil empregos.

De acordo com dados da ANEEL para o período de 2005 a 2019, o volume de investimentos do Brasil em geração de energia superou a marca dos R\$ 312 bilhões, com o acréscimo de 86 gigawatts de potência ao SIN a criação de 1,2 milhão de empregos diretos.

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

S E T O R Ó I L E O E G Á S	Objeto	ANP - 6ª Rodada de Partilha de Produção	
	Rodadas de Partilha de Produção	Publicado o pré-edital e as minutas de contrato de partilha de produção. Deverão ser avaliados os parâmetros dos prospectos de Aram, Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter e Bumerangue, todos na Bacia de Santos.	
		Etapa	Data
		Realização da rodada	Segundo semestre de 2019
	Objeto	ANP - 7ª Rodada de Partilha de Produção	
	Rodadas de Partilha de Produção	Deverão ser avaliados os parâmetros técnicos-econômicos das áreas denominadas Esmeralda e Ágata, localizadas na Bacia de Santos, e Água Marinha, localizada na Bacia de Campos.	
		Etapa	Data
		Realização da rodada (Previsão)	2020
	Objeto	ANP - 8ª Rodada de Partilha de Produção	
	Rodadas de Partilha de Produção	Deverão ser avaliados os parâmetros técnicos-econômicos das áreas denominadas Tupinambá, Jade e Ametista, localizadas na Bacia de Santos, e Turmalina, localizada na Bacia de Campos.	
		Etapa	Data
		Realização da rodada (Previsão)	2021
	Objeto	ANP - 16ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Rodadas de Partilha de Blocos	Publicado o pré-edital e a minuta do contrato de concessão. Serão disponibilizados blocos das bacias de Pernambuco-Paraíba (setor SPEPB-AP3), de Jacuípe (setor SJA-AUP), de Camamu-Almada (setor SCAL-AUP), de Campos (águas ultraprofundas fora do polígono do Pré-sal nos setores SC-AUP3 e SC-AUP4) e de Santos (setor SS-AUP5).	
		Etapa	Data
		Realização da rodada	Segundo semestre de 2019
	Objeto	ANP - 17ª Rodada de Licitações de Blocos	
	Rodadas de Partilha de Blocos	Serão disponibilizados blocos em águas rasas, profundas e ultraprofundas. A relação contempla um total de 14 setores, sendo quatro em Campos (SC-AP1, SC-AP3, SC-AUP1 e SC-AUP2), três na Foz do Amazonas (SFZA-AP2, SFZA-AR3 e SFZA-AR4), SFZA-AP3 e SFZA-AP4), três em Pelotas (SP-AR1, SP-AP1 e SPAUP1), dois em Santos (SS-AP4 e SS-AUP4), um em Potiguar (SPOT-AP2) e um no Pará-Maranhão (SPAMA-AUP1).	
		Etapa	Data
		Realização da rodada (Previsão)	2020
Objeto	ANP - 18ª Rodada de Licitações de Blocos		
Rodadas de Partilha de Blocos	Serão disponibilizados blocos em três bacias: Ceará, com SCE-AP1, SCE-AP2 e SCE-AP3; Espírito Santo, com SES-AUP2, SES-AUP3 e SES-VT; e		
	Etapa	Data	
	Realização da rodada (Previsão)	2021	
Consulta Pública	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 11/2019		
Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais para a redação final da Resolução que Regulamenta as regras que estabelecem as definições, diretrizes e normas para a aplicação de recursos a que se referem às Cláusulas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, presentes nos Contratos para Exploração Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural, bem como as regras para comprovação das atividades de P,D&I e respectivas despesas realizadas pelas Empresas Petrolíferas em cumprimento às referidas cláusulas contratuais.		
	Etapa	Data	
	Prazo limite para colaboração	04/06/19	
Consulta Pública	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 13/2019		
Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais sobre o pré-edital e a minuta do contrato da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa.		
	Etapa	Data	
	Prazo limite para colaboração	05/07/19	
Consulta Pública	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 15/2019		
Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais para a proposta de alteração do limite mínimo para característica estabilidade à oxidação no biodiesel prevista na Resolução ANP nº 45, de 25 de agosto de 2014.		
	Etapa	Data	
	Prazo limite para colaboração	16/07/19	
Consulta Pública	ANP - Consulta e Audiência Públicas nº 14/2019		
Consulta Pública	Obter subsídios e informações adicionais para a proposta de revisão da Resolução ANP nº 40, de 25 de outubro de 2013 que estabelece as especificações e regras de controle da qualidade das gasolinas de uso automotivo comercializadas em todo o território nacional.		
	Etapa	Data	
	Prazo limite para colaboração	03/09/19	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

S E T O R E L É T R I C O	Objeto	ANEEL - Consulta nº 003/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios para a Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) da regulação por incentivos do segmento de distribuição de energia elétrica, avaliando o ambiente regulatório quanto à utilização de tecnologias na melhoria do serviço, na eficiência energética e no desenvolvimento do negócio (item nº 31 da Agenda Regulatória da ANEEL 2018/2019).	
	Etapas		Data
	Prazo para colaboração		De 25/02/2019 a 30/06/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 011/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios acerca da metodologia de Cálculo dos Custos Operacionais Regulatórios, a ser aplicada, a partir de 2020, aos processos de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica.	
	Etapas		Data
	Prazo para colaboração		20/05/2019 à 18/07/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 012/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios para avaliação da necessidade de aprimoramento dos requisitos de serviços auxiliares dos Procedimentos de Rede.	
	Etapas		Data
	Prazo para colaboração		23/05/2019 à 21/06/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 013/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios para contratação de Serviço de atendimento multicanal, abrangendo todos os recursos necessários à sua implantação e operacionalização, destinadas à Central de atendimento da Ouvidoria Setorial da ANEEL.	
	Etapas		Data
	Prazo para colaboração		06/06/2019 à 21/06/2019
	Objeto	ANEEL - Consulta nº 015/2019	
	Consulta Pública	Obter subsídios para o aprimoramento das disposições relacionadas ao fornecimento de energia elétrica para o serviço público de iluminação pública, atividade 6 da Agenda Regulatória 2019/2020.	
	Etapas		Data
	Prazo para colaboração		26/06/2019 à 26/08/2019
Objeto	ANEEL - Consulta nº 016/2019		
Consulta Pública	Obter subsídios para consolidação da regulamentação relacionada ao acesso ao sistema de distribuição, atividade 5 da Agenda Regulatória 2019/2020.		
Etapas		Data	
Prazo para colaboração		26/06/2019 à 26/08/2019	
Objeto	ANEEL - Consulta nº 017/2019		
Consulta Pública	Obter subsídios para incorporar novos instrumentos de incentivo à inovação no setor elétrico e outras medidas, visando o avanço dos resultados do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (PROP&D)".		
Etapas		Data	
Prazo para colaboração		28/06/2019 à 27/08/2019	
Objeto	ANEEL - Consulta nº 018/2019		
Consulta Pública	Obter subsídios para avaliação da necessidade de atualização dos parâmetros dos submódulos 2.2/2.2 A (Receitas Irrecuperáveis) e 2.6 (Perdas de Energia) do Proret.		
Etapas		Data	
Prazo para colaboração		03/07/2019 à 05/08/2019	
Objeto	ANEEL - Consulta nº 019/2019		
Consulta Pública	Obter subsídios para consolidação do acesso, referente aos temas classificação das instalações de transmissão, condições de acesso e conexão ao sistema de transmissão.		
Etapas		Data	
Prazo para colaboração		15/07/2019 à 28/08/2019	
Objeto	MME - Consulta Pública nº 72		
Consulta Pública	Portaria - Revisão de Cálculo dos Montantes de Garantia Física de Energia de Usinas Solares Fotovoltaicas. A minuta de Portaria com o objetivo de estabelecer os Procedimentos e as Metodologias para Cálculo e Revisão dos Montantes de Garana Física de Energia de Usinas Solares Fotovoltaicas, cujos documentos e informações pertinentes podem ser obdos na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico www.mme.gov.br , Portal de Consultas Públicas.		
Etapas		Data	
Prazo previsto		30/04/2019 à 17/06/2019	
Objeto	ANEEL - Audiência nº 013/2019		
Audiência Pública	Obter subsídios para os aprimoramentos normativos decorrentes do processo de reavaliação da Resolução Normativa nº 673/2015, que estabelece os requisitos e procedimentos para obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamento de potencial hidráulico com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH, e respectiva Análise de Impacto Regulatório – AIR.		
Etapas		Data	
Prazo limite para colaboração		De 11/04/2019 a 12/06/2019	

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

► Continuação

S E T O R E L É T R I C O	Objeto	ANEEL - Audiência nº 014/2019		
	Audiência Pública	Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório acerca da revisão da Resolução Normativa nº 709/2016, que estabelece disposições relativas ao desenvolvimento de atividades operacionais e de holding pelas concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica.		
	Etapas		Data	
		Prazo limite para colaboração	De 11/04/2019 a 24/06/2019	
	Objeto	ANEEL - Audiência 061/2018		
	Audiência Pública	Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR referente à regulamentação da geoespacialização das instalações de transmissão.		
	Etapas		Data	
		Prazo limite para colaboração	27/06/2019 a 25/08/2019	
	Objeto	ANEEL - Audiência 022/2018		
	Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento da metodologia de definição dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD		
	Etapas		Data	
		Prazo limite para colaboração	29/05/2019 a 02/08/2019	
	Objeto	ANEEL - Audiência 024/2018		
	Audiência Pública	Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de Revisão Tarifária Periódica da Elektro Eletricidade e Serviços S.A., com vigência a partir de 27 de agosto de 2019, e com vistas a definir os correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC, para os anos de 2020 a 2023		
	Etapas		Data	
		Prazo limite para colaboração	04/06/2019 a 19/07/2019	
	Objeto	ANEEL - Audiência 025/2018		
	Audiência Pública	Obter subsídios à proposta de aprimoramento da regulamentação da Conta de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, da Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo – MCP, dos Demais Componentes Financeiros e das Regras de Repasse dos Preços dos Contratos de Compra de Energia.		
	Etapas		Data	
		Prazo limite para colaboração	21/06/2019 a 04/08/2019	
Objeto	ANEEL - Audiência 026/2018			
Audiência Pública	Obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de revisão dos requisitos do regime de operação das instalações de transmissão e de geração de energia elétrica estabelecidos nos Procedimentos de Rede.			
Etapas		Data		
	Prazo limite para colaboração	26/06/2019 a 09/08/2019		
Objeto	ANEEL - LEILÃO DE GERAÇÃO Nº 001/2019			
Leilão de Geração	Aquisição de Energia e Potência Elétrica de agente vendedor, disponibilizadas por meio de Solução de Suprimento para o atendimento ao mercado consumidor do Estado de Roraima, denominado "Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas", de 2019, nos termos da Portaria MME 512, de 21/12/2018.			
Etapas		Data		
	Realização	a definir		
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-4			
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.			
Etapas		Data		
	Prazo previsto	27/06/19		
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6			
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.			
Etapas		Data		
	Prazo previsto	26/09/19		
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-4			
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.			
Etapas		Data		
	Prazo previsto	23/04/20		
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6			
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.			
Etapas		Data		
	Prazo previsto	24/09/20		
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-4			
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.			
Etapas		Data		
	Prazo previsto	29/04/21		
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-6			
Leilão de Compra de Energia Nova	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.			
Etapas		Data		
	Prazo previsto	30/09/21		

ANEXO - CRONOGRAMA DE LEILÕES E CONSULTAS PÚBLICAS

▷ Continuação

S E T O R E L É T R I C O	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-1		
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.		
	Etapas		Data	
	Prazo previsto		06/12/19	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-2		
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.		
	Etapas		Data	
	Prazo previsto		06/12/19	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-1		
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.		
	Etapas		Data	
	Prazo previsto		04/12/20	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-2		
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.		
	Etapas		Data	
	Prazo previsto		04/12/20	
	Objeto	ANEEL - Leilão nº A-1		
	Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.		
Etapas		Data		
Prazo previsto		03/12/21		
Objeto	ANEEL - Leilão nº A-2			
Leilão de Compra de Energia Existente	Cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN.			
Etapas		Data		
Prazo previsto		03/12/21		
Consulta Pública	MME - Consulta Pública nº 72			
Consulta Pública	Portaria - Revisão de Cálculo dos Montantes de Garantia Física de Energia de Usinas Solares Fotovoltaicas. A minuta de Portaria com o objeto de estabelecer os Procedimentos e as Metodologias para Cálculo e Revisão dos Montantes de Garana Física de Energia			
Etapas		Data		
Prazo limite para colaboração		30/04/2019 à 17/06/2019		

Conheça as
publicações
FGV Energia



PUBLICAÇÕES DISPONÍVEIS NO SITE:

www.fgv.br/energia

A SUA ENERGIA É NEGOCIAR O MELHOR PARA SUA EMPRESA?

NÓS SABEMOS O QUANTO É IMPORTANTE PARA VOCÊ ESCOLHER AS MELHORES SOLUÇÕES PARA O SEU NEGÓCIO. No Mercado Livre, você pode negociar o pacote de energia que melhor se encaixa na sua empresa. Na hora de ingressar nessa modalidade, escolha a credibilidade e inovação da Enel.

**Acesse enelenergialivre.com.br
ou ligue: (85) 98194.5177 | (21) 99601.4925**

Seja qual for a sua energia, existe uma solução da Enel para sua empresa.

What's your power?



enel



Usina Hidrelétrica de Furnas
Resende - RJ

Transparência & sustentabilidade

**Furnas representa um complexo de 19 Usinas Hidrelétricas,
68 subestações e 43 parques eólicos.**

- 40% da Energia do Brasil passa por Furnas.
- Energia para mais 60% dos domicílios brasileiros.
- 24.000 km de linhas de transmissão que interligam o Brasil.
- 100% na geração de energia limpa para o Brasil.



Ministério de
Minas e Energia



NA NATUREZA, NADA SE PERDE. TUDO SE TRANSFORMA.

ITAIPU GERA MAIS DO QUE A ENERGIA LIMPA QUE VEM DAS ÁGUAS DO RIO PARANÁ. Desenvolve também várias iniciativas na área de energias renováveis, como a utilização do biometano obtido a partir dos dejetos de animais e de resíduos orgânicos das propriedades rurais da região. Com isso, combate as emissões de gases do efeito estufa, protege a natureza ao evitar que dejetos cheguem aos rios e proporciona uma alternativa de renda aos produtores locais, além de desenvolver a tecnologia dos veículos movidos com esse biocombustível. Hoje, Itaipu já conta com 36 deles e, em breve, ampliará ainda mais a sua frota a biometano. Resultado da economia já comprovada e fator de geração de renda e desenvolvimento sustentável, para todo o seu território de atuação.



Para saber mais, acesse www.cibiogas.org



**O NOVO
NÃO ESTÁ
A CAMINHO.
ELE É APLICADO
AGORA.**

Veja como usamos hoje a inovação
e o profundo conhecimento de indústria
nos reais desafios empresariais.
Acesse accenture.com.br

NEW APPLIED NOW



Mantenedores FGV Energia

Premium (Elite)

Master

