
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Setembro/Outubro de 2018 – Ano 18 – n.4

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados seis artigos:

Uma transição política e nacional, por Ronaldo Bicalho

As transformações em curso e esperadas nos projetos de exploração e produção em águas profundas: o papel das inovações disruptivas, por Helder Queiroz

Aguardando o incêndio, por Roberto Pereira d' Araujo

A indústria do gás natural na Venezuela: analisando a experiência recente, por William Adrian Clavijo.

O futuro da política de preços de derivados no Brasil, por Edmar de Almeida, Niágara Rodrigues, Luciano Losekann

O Desenvolvimento da infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil: oportunidades e desafios, por Edmar de Almeida

Equipe:

Editor: Ronaldo Bicalho

Conselho Editorial: Edmar de Almeida, Helder Queiroz, José Vitor Bomtempo, Luciano Losekann, Marcelo Colomer, Ronaldo Bicalho

Secretária executiva: Jacqueline G. Batista Silva

Contatos: economia.energia@ie.ufrj.br

Autores

Edmar de Almeida

Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Federal de Minas Gerais; Mestre em Economia Industrial pela Universidade Federal do Rio de Janeiro; Doutor em Economia Aplicada pelo Institut d’Economie et de Politique de l’Energie – IEPE – da Universidade Pierre Mendes-France, França; Professor Associado do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e membro do Grupo de Economia de Energia do IE/UFRJ.

Helder Queiroz

Doutor em Economia Aplicada (1993) pelo Instituto de Economia e Política de Energia/Universidade de Grenoble, França. É Professor Associado no Instituto de Economia (IE) da UFRJ e é membro do Grupo de Economia da Energia do IE/UFRJ.

Luciano Losekann

Possui graduação em Ciências Econômicas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1996) e doutorado em Economia da Indústria e da Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2003). Atualmente é professor adjunto da Universidade Federal Fluminense e Pesquisador Associado do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ.

Niágara Rodrigues

Doutora em Economia pela Faculdade de Economia da Universidade Federal Fluminense.

Roberto Pereira d’Araujo

Mestre em engenharia de sistemas e controles pela PUC/RJ e Diretor do Ilumina – Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico

Ronaldo Bicalho

Doutor pelo Instituto de Economia da UFRJ; Professor e Pesquisador do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

William Adrian Clavijo Vitto

Doutorando do Instituto de Economia da UFRJ.

Uma transição política e nacional

Por Ronaldo Bicalho

O tema central da política energética contemporânea é a transição energética. Dessa forma, discutir política energética no mundo de hoje passa inexoravelmente pela discussão da transição energética.

Nesse sentido, a transição energética pode servir como elemento estruturante de uma análise das transformações em curso no mundo energético atual.

A transição energética é um tema complexo e exige uma abordagem cuidadosa, de forma a evitar a perda de foco diante de um fenômeno que apresenta múltiplas dimensões.

A dimensão política

A própria definição do fenômeno apresenta sutilezas que não devem ser subestimadas.

A primeira delas é que a transição energética não é movida essencialmente por fatores energéticos, mas por fatores ambientais. Em outras palavras, o estímulo primário da transição não é energético, mas ambiental.

Portanto, o impulso vital que acarreta transformações profundas no mundo energético advém da esfera ambiental, portanto é exógeno em relação a esse mundo energético.

A forma pela qual esse impulso básico impacta as atividades energéticas é via restrições institucionais que resultam de ações na esfera política e, em particular, da política ambiental.

Assim, se o elemento que gera a onda da transição é de natureza ambiental, a intensidade e a extensão com que ele atinge as praias da energia são definidas por elementos de natureza política.

Nesse sentido, não seria um equívoco afirmar que, no limite, a transição energética é um fenômeno que se origina a partir de elementos ambientais e políticos. De maneira que os drivers originários da transição energética são político-ambientais.

Radicalizando nessa abordagem, não seria um absurdo afirmar que a transição energética é um fenômeno de forte caráter político. Sem que com isso se subestime os elementos tecnológicos, econômicos e organizacionais fortemente nele presentes.

Por isso privilegiar a abordagem política nas análises da transição energética pode ser uma boa opção para estruturar uma visão integrada do conjunto de causas e efeitos desse fenômeno; sem que isso implique subestimar as

dimensões econômica, tecnológica e organizacional nela envolvidas. Implica apenas olhar essas dimensões sob a perspectiva institucional como recurso de organização e estruturação da análise.

A dimensão nacional

Um sistema energético é uma combinação complexa que reúne elementos técnicos, econômicos e político-institucionais. Obter a energia necessária ao desenvolvimento econômico e ao bem-estar da sociedade envolve o manejo de uma ampla gama de recursos, dos naturais aos culturais, fortemente marcada pelas especificidades locais.

Tomando o exemplo do setor elétrico, Hughes (1983, p.2) afirma que “os sistemas elétricos incorporam os recursos simbólicos, intelectuais e físicos da sociedade que os constrói. Portanto, na explanação das mudanças na configuração dos sistemas elétricos, o historiador precisa examinar as mudanças nas aspirações e nos recursos das organizações, grupos e indivíduos. Sistemas elétricos feitos em diferentes sociedades – assim como em tempos diferentes – envolvem certas conexões e componentes técnicos básicos, contudo, variações nas características essenciais, em geral, revelam variações nos recursos, tradições, arranjos políticos e práticas econômicas de uma sociedade para outra e de um tempo para outro. Neste sentido, os sistemas elétricos, igual a qualquer outra tecnologia, são, ao mesmo tempo, causas e efeitos da mudança social”.

Nesse sentido, discutir política energética implica incorporar essas especificidades, com sua forte carga de localismo em termos de recursos naturais, técnicos, econômicos, organizacionais, institucionais, etc.

Pensar política energética em termos genéricos, traduzidos em receitas de bolo passíveis de serem replicáveis de forma generalizada, independentemente do local e do tempo, constitui exercício de serventia limitada.

Seguindo esse raciocínio, estudar a transição energética implica não apenas entender o processo global, mas identificar impactos, desafios e oportunidades diferenciados para cada espaço socioeconômico distinto.

No nosso caso particular, o desafio é analisar a transição energética sob uma ótica brasileira, levando em conta as nossas especificidades e idiosincrasias, tanto em seus aspectos positivos quanto negativos. E a partir daí, poder arrancar uma agenda positiva na qual a transição esteja no centro de um projeto de reconstrução do país.

Desse modo, no difícil desafio de entender as grandes mudanças em curso no mundo energético contemporâneo, não se deve subestimar as dimensões política e nacional presentes no fenômeno de transição energética; sob o risco de se subestimar o papel daqueles elementos essenciais à explicação da origem e das consequências dos eventos em curso no presente cenário energético mundial.

Referências:

Hughes, T. P. (1983) – Networks of Power: Electrification in western Society, 1880-1930. Baltimore, MD, e Londres: Johns Hopkins University Press.

As transformações em curso e esperadas nos projetos de exploração e produção em águas profundas: o papel das inovações disruptivas

Por Helder Queiroz

Recentemente, o Instituto de Economia da UFRJ coordenou, em parceria com o Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), o estudo intitulado Indústria 2027[1]. O objetivo da pesquisa consistiu numa avaliação dos impactos de um conjunto de novas tecnologias com alto potencial transformador sobre a competitividade da indústria nacional no horizonte 10 anos e procurou fornecer subsídios para o planejamento corporativo de empresas e para a formulação de políticas públicas em dez sistemas produtivos[2].

No caso particular do denominado Sistema Produtivo de Petróleo e Gás, o foco setorial tratou dos aspectos técnico-econômicas do segmento de Exploração e Produção em águas profundas. Este texto apresenta as principais conclusões da pesquisa para o setor de petróleo e gás natural[3].

De pronto cabe sublinhar que a atividade de exploração e produção (E&P) de petróleo tem sido orientada para novas fronteiras, com destaque para os denominados recursos não convencionais (como *shale gas*, *shale oil* e *tight oil*) –em especial na América do Norte – e para a exploração em águas profundas e ultraprofundas – em especial o pré-sal no Brasil. Isto se deve a dois fatores principais:

- A preocupação histórica com sustentabilidade e disponibilidade de recursos petrolíferos vis-à-vis a dependência da economia mundial aos hidrocarbonetos (petróleo e gás natural), amparada em análises e cenários indicativos de rápido esgotamento;
- Os custos crescentes do acesso a jazidas de petróleo e gás natural devido à raridade cada vez maior das grandes descobertas de reservas de mais baixo custo.

Viabilizar tal reorientação, porém, demanda que a indústria petrolífera mundial supere desafios tecnológicos de modo a desenvolver os recursos associados ao óleo não convencional e em águas profundas e trazê-los ao mercado. A década de preços elevados 2004-2014 favoreceu o início da expansão dessas fronteiras, porém com a recente queda dos preços internacionais, a busca de vetores de redução de custos se tornou crucial.

Historicamente, as inovações tecnológicas no sistema produtivo de petróleo e gás sempre permitiram ampliar as fronteiras de exploração e produção. As soluções tecnológicas atuais buscam não apenas superar os desafios técnicos de acesso e recuperação de óleo e gás natural em ambientes mais difíceis, mas também propiciar mecanismos de apropriação da renda petrolífera via redução

de custos de E&P, a fim de assegurar a viabilidade econômica e a competitividade para as reservas dessas novas fronteiras de produção.

Apesar do foco principal do estudo ter se concentrado no segmento E&P, também foi possível examinar alguns dos desdobramentos da adoção de novas tecnologias para o segmento de refino. A indústria de refino também tem enfrentado uma série de transformações estruturais, mesmo antes da queda de preços de 2014 – e, de fato, os riscos inerentes à atividade tendem a ser crescentes. Pelo lado da oferta, o *mix* de derivados produzido nas refinarias ainda não é flexível a ponto de maximizar ou priorizar a produção de correntes de um derivado específico. Tal rigidez produz desequilíbrios para o ajuste, a médio e longo prazos, com a demanda de derivados.

A questão se torna cada vez mais grave na medida em que a demanda de derivados passa por mudanças estruturais substantivas em todo o mundo. Após um período importante de crescimento da capacidade de processamento de petróleo bruto nas refinarias até o fim dos anos 1990, observa-se uma mudança significativa a partir de 2000, desde quando empresas de vários países e regiões têm encerrado a atividade.

Para ilustrar este argumento, vale destacar que a capacidade da União Europeia, que em 2006 era de 16 milhões de barris por dia, caiu para 13,9 milhões em 2016 (BP, 2017). Para o conjunto dos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), observa-se o mesmo movimento: redução de 45,4 para 44,1 milhões de barris por dia. Por outro lado, cabe notar que a capacidade de refino cresceu na China, a Índia e o Oriente Médio – basicamente a Arábia Saudita. Assim, do aumento total da capacidade mundial de refino entre 2010 e 2016 – 4,84 milhões de barris por dia –, a China sozinha é responsável por 53,1%, com um acréscimo de 2,6 milhões barris por dia. Este aumento, por si só, equivale à capacidade do Brasil inteiro.

Nessas circunstâncias, é imperativo que os países que dispõem de recursos petrolíferos e as empresas que compõem o sistema produtivo de petróleo e gás natural reduzam o tempo de execução dos projetos, estendam a vida útil dos campos produtores e, conseqüentemente, reduzam os custos tanto nas despesas de capital (*capital expenditures* – CAPEX) quanto nas operacionais (*operational expenditures* – OPEX).

Para alcançar tais objetivos, é cada vez mais recorrente a adoção de novas ferramentas de gestão e soluções tecnológicas, especialmente nas áreas de novas fronteiras de exploração e produção. Assim, a expansão setorial se vincula fortemente à introdução de inovações e soluções tecnológicas que permitam ampliar os ganhos de produtividade e as diferentes fontes de redução de custos.

No que concerne à situação brasileira, a característica principal deste sistema produtivo ao longo das últimas décadas diz respeito à capacitação e especialização no desenvolvimento de recursos petrolíferos *off shore*. Os aspectos-chave que envolvem as estruturas de mercado e as estratégias competitivas são predominantemente caracterizados pelo mesmo fator central: ampliação da cooperação industrial entre empresas petrolíferas e para-petrolíferas.

Esse modelo, com intensa participação das para-petrolíferas na geração de soluções e inovações tecnológicas, pode contribuir para a superação dos desafios técnicos e geológicos enfrentados pelas operadoras petrolíferas.

Face aos desafios de acesso às novas fronteiras de exploração e à necessidade de reduzir custos, algumas soluções tecnológicas específicas para têm sido adotadas nesse sistema produtivo. Desse modo, o estudo identificou como os *clusters* tecnológicos mais relevantes para a exploração em águas profundas são: inteligência artificial (IA), *big data*, computação em nuvem, materiais avançados e nanomateriais e robótica autônoma.

Tais transformações emergem da busca por padronização de novas soluções, reunindo elementos de digitalização, *data-driven operations* e IA, e usando cada vez mais robótica IMR (Inspeção, Manutenção e Reparo), sistemas modulares e híbridos, interpretação de imageamentos, gráficos 3D, *machine learning*, realidade aumentada, sensores para ambientes hiperbáricos e sistemas de navegação avançada para veículos subaquáticos autônomos (*autonomous under water vehicles*– AUV) com sensoriamento integrado.

O vetor de tendência, entretanto, que mais chama a atenção nas atividades *offshore* é a crescente expansão dos equipamentos instalados no leito submarino (*subsea*), que aumenta e multiplica as unidades chamadas *subsea factories* (fábricas submarinas). Tais soluções, inicialmente voltadas ao aprimoramento da interligação dos poços aos sistemas de produção, visam atualmente reduzir as restrições de peso e espaço dos navios FPSO e plataformas *offshore*. Porém, as referidas soluções tecnológicas foram se tornando cada vez mais complexas, requerendo a integração de um conjunto de diferentes tecnologias de suporte, conexão, monitoramento e geração de informações.

Neste sentido, os novos projetos *offshore* têm hoje uma concepção muito diferente daqueles cujo desenvolvimento foi iniciada há cerca de uma década atrás. No caso brasileiro, em particular, a Petrobras estima que hoje a incorporação de inovações tecnológicas submarinas a um projeto *offshore* reduziria em 35-40% seus custos por comparação a projetos similares concebidos em 2010. Para tal, uma série de soluções tecnológicas, com incorporação de ferramentas digitais, tem sido privilegiada para superar os desafios de locação de equipamentos, sistemas de produção e acesso a jazidas em águas ultraprofundas. Destacam-se nesse contexto alguns vetores-chave de inovação e redução de custos:

- papel da robótica autônoma e colaborativa;
- uso crescente de novos materiais (especialmente fibras de carbono), nanomateriais, compósitos, nanopolímeros e mecatrônica;
- propriedade compartilhada de produtos, equipamentos e processos;
- integração de novas tecnologias e com demais processos industriais;
- aperfeiçoamento das tecnologias de imageamento e sísmica para melhoria do processo de decisão de locação de poços e da capacidade de interpretação de dados e modelos geológicos sobre geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos;

- desenvolvimento de algoritmos com interpretação da sísmica com dados livres de ruído, para identificação de zonas permoporosas de melhor qualidade e alcance das melhores áreas de acumulação (*cream do sweetspot*);
- completção[4] inteligente de poços através de monitoramento e gerenciamento de reservatórios em tempo real;
- aperfeiçoamento das tecnologias de tratamento do gás natural e de separação de dióxido de carbono (CO₂);
- padronização e modularidade dos componentes *subsea* para ganhos de escala e custos reduzidos de novas locações;
- integração de *hardware/software* e novos modelos de gerenciamento de dados, informações e novas rotinas, para tomada de decisão através do uso de IA.

O grande desafio das empresas nesse contexto diz respeito à capacidade de selecionar soluções tecnológicas melhores e mais adequadas. O desenvolvimento e a ampliação exponencial da capacidade de processamento e gerenciamento de dados e informações são inexoráveis. Esse uso inteligente de dados, aliado às novas rotinas de análise e decisão ancoradas em sistemas de IA, constituem, portanto, uma das principais fontes de competitividade.

Face a um contexto de transformações tão importantes e profundas, é mister examinar as implicações em matéria de políticas públicas, em particular as de PD&I (pesquisa, desenvolvimento e inovação). No sistema produtivo de petróleo e gás natural do Brasil, a política de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) foi desenhada para um contexto muito diferente daquele que hoje preside a indústria petrolífera em escala mundial e nacional.

À época, tratava-se do que poderíamos denominar “regime tecnológico estável”, caracterizado pela busca de incorporação de inovações incrementais para resolver problemas de acesso às jazidas e otimização de reservatórios. Seus principais instrumentos foram desenhados para uma indústria anterior à descoberta do pré-sal e se confundiam com a própria estratégia tecnológica da Petrobras.

Estimular e acelerar a adoção desse amplo conjunto de soluções tecnológicas demanda, atualmente, uma nova visão sobre instrumentos de política setorial de inovação e regulação. A meta necessária a médio e longo prazos, assim, deveria ser consolidar a liderança na produção mundial *offshore*, criando condições políticas, institucionais e econômicas para soluções tecnológicas e programas de PD&I para águas ultra-profundas. Para tal, cabe fortalecer o sistema setorial de inovação a partir da elaboração de uma agenda ou mapa tecnológico.

Com a experiência já acumulada pelas relações tradicionais de cooperação entre empresas de petróleo, para-petrolíferas, a cadeia de fornecedores e as instituições de pesquisa, o que se coloca em tela é o aperfeiçoamento dos mecanismos já existentes e sua orientação para a integração acelerada das novas soluções tecnológicas, com uso intensivo de ferramentas digitais. Até porque, devido a obrigações constantes nos contratos de exploração e produção, não há

propriamente um problema de escassez de recursos financeiros para a adequação e desenvolvimento do sistema setorial de inovação.

Ante as mudanças estruturais, econômicas e tecnológicas observadas na indústria em escala mundial, o crescimento da produção *offshore* e, em particular, do pré-sal depende fundamentalmente dos ganhos de produtividade e dos vetores de redução de custos, a fim de que essa fronteira de exploração petrolífera possa ser mundialmente competitiva.

As prioridades para mecanismos de incentivo em meio às mudanças estruturais, econômicas e tecnológicas, já largamente destacadas, passam por:

- soluções tecnológicas novas e em curso para o ambiente do pré-sal, mas também ampliação de tecnologias de sísmica e perfuração para áreas pós-sal e em terra;
- adoção de tecnologias disruptivas e arquitetura de projetos radicalmente distintas, com forte componente tecnológico e custos reduzidos;
- atração das empresas de bens, equipamentos e serviços tecnológicos;
- capacitação produtiva e tecnológica de fornecedores de equipamentos e serviços adaptados à dinâmica tecnológica setorial, preferencialmente com incentivos diferentes para oportunidades de escala e oportunidades com foco em inovação;
- fortalecimento de *clusters* de fornecedores de componentes e serviços *subsea* em entrada no país com a criação de mecanismos de incentivo a redes de inovação integrando empresas nacionais e estrangeiras;
- modernização do parque de refino mediante incentivos à adoção de soluções baseadas no conceito de *smart manufacturing*.

Os desafios associados à adoção destas novas tecnologias, portanto, delineiam duas grandes diretrizes para o sistema produtivo de petróleo e de gás natural no Brasil. Primeiro, superar a tendência de mera adaptação de tecnologias estabelecidas e consagradas rumo à busca de soluções inovadoras a partir do potencial de alcance e consolidação de uma liderança mundial de soluções tecnológicas *subsea* em águas ultraprofundas. Segundo, aproveitar a oportunidade definida pelos referidos desafios para fomentar o desenvolvimento da indústria parapetrolífera brasileira.

Notas:

[1]O projeto foi uma iniciativa da Confederação Nacional da Indústria (CNI) e da Mobilização Empresarial pela Inovação (MEI), coordenada pelo Instituto Euvaldo Lodi (IEL), com execução técnica dos Institutos de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp).

[2]A saber: agroindústria, insumos básicos, química, petróleo e gás, bens de capital, complexo automotivo, aeroespacial e defesa, tecnologias da informação e da comunicação (TICs), farmacêutico e bens de consumo. Todos os produtos do Projeto Indústria 2027 estão acessíveis no site cujo link é:

<http://www.ie.ufrj.br/index.php/gic/projeto-industria-2027#produtos>.

[3]Para ter acesso ao estudo completo do Sistema Produtivo de Petróleo e Gás Natural, ver

http://www.ie.ufrj.br/images/nota_tecnica_-_petroleo_e_gas_0588b.pdf

[4]A completação compreende uma série de operações técnicas de preparação dos poços que serão perfurados de modo a tornar a exploração do petróleo segura e econômica.

Aguardando o incêndio

Por Roberto Pereira d'Araujo

Por incrível que pareça, há certos dilemas brasileiros que exigem um retorno ao básico da geografia. Portanto, permitam-me lembrar que latitude terrestre é a medida do ângulo na superfície da terra medida a partir do equador: zero no equador e 90° nos polos. Qual é o território com maior diferença de latitude? É o Brasil, que do ponto mais ao norte até o mais ao sul tem 39°. A Rússia é o segundo colocado com 36°. Esse nosso ângulo de latitude significa 4.000 km norte-sul, cerca de 20% da distância entre os dois polos! Pouca coisa? Só uma curiosidade? Óbvio que não. Por conta dessa “liderança”, temos quatro tipos de clima. O equatorial úmido no Norte, o tropical no Sudeste e Centro-oeste, o tropical semiárido no Nordeste e o subtropical úmido no Sul.

Como o Brasil é líder mundial em recursos hídricos, a nossa base hidroelétrica sempre foi uma obviedade, mesmo com algumas desvantagens, pois temos hidrologias com grandes variações. Nas vazões anuais dos rios do Sudeste, é possível ter diferenças de 3 para 1. Ou seja, um certo ano pode ter vazões o triplo de outro ano. No Sul essa diferença chega a ser de 8 para 1. Essas incertezas, felizmente, não são coincidentes. Quando não chove numa região, por sorte, chove em outra.

Hoje, a palavra conectividade parece ser algo muito novo, mas o desenvolvimento do nosso extenso sistema de transmissão foi um grande precursor de conectividade. Ao contrário de exemplos de outros países, as linhas, que se estendem por alguns milhares de quilômetros, organizam a reserva hídrica evitando que uma região chuvosa desperdice essa exuberância transferindo energia para outra região, que passa a guardar água. Se fossemos identificar que partes do sistema participam da quantidade de oferta de energia no Brasil, os fios teriam que ser incluídos! Se não fosse dimensionado para reorganizar a reserva hídrica, a oferta de energia seria menor! Portanto, é possível afirmar que o nosso sistema é singular e sempre esteve “patenteado” pela nossa geografia.

Apesar desse ganho tecnológico, implantamos um modelo mercantil que resolveu “individualizar” o conexo sistema que construímos no passado. A individualização da garantia foi a opção adotada a partir de 1995. As usinas, térmicas inclusive, ganharam um “certificado” denominado “garantia física” que pretende ser a parcela do total que cabe a cada uma. A coisa é estranha mesmo! Enquanto outros sistemas constroem o total pela soma das partes, aqui, o total é definido previamente às partes!

Entretanto, nosso histórico de vazões só tem 80 anos; escasso a nível climático. Como as variações são grandes, qualquer medida estatística sofre de uma amostragem insuficiente. Resumindo, a incerteza é alta. Portanto, num sistema singular como o brasileiro, era óbvia uma estratégia integral que contemplasse o sistema como um todo. A individualização de um valor fixo de energia por usina é uma decisão arriscada. Mas, assim como na fiação dos museus, foi a determinação que prevaleceu.

Seria tudo perfeito se não fosse o tempo. O consumo aumenta, novas usinas são construídas, novas linhas e novos critérios de operação redefinem o total. A nossa capacidade de reserva hídrica, que amortece as grandes variações da hidrologia, não tem como se expandir acompanhando nosso consumo, pois isso significaria ampliá-la em 50% a cada dez anos. Seria equivalente a construir todo o sistema de usinas do Rio Grande e São Francisco a cada década. Simplesmente não há mais tantos potenciais que permitam esses reservatórios.

Evidentemente, as garantias físicas antigas refletiam uma situação mais confortável e isso faz com que a soma desses certificados superavaliem a segurança do sistema. Solução à brasileira: Criar um encargo (custo extra) que contrata usinas para remendar essa superavaliação, a energia “de reserva”. Ao contrário do que o nome pode sugerir, não são usinas que cobram apenas quando geram. São uma garantia extra criada pela individualização, que deveria ser revista, mas não foi por sua ligação com interesses comerciais. De 2008 até 2017 consumiu R\$ 150 bilhões das contas de luz.

Analisando os dados, temos um setor privado que nunca teve a pujança, empreendedorismo e independência que se imagina. Privatizar selecionando os potenciais de lucro para o mercado e absorvendo no Estado os prejuízos sempre foi a filosofia adotada nos últimos 20 anos por governos de partidos que se dizem adversários. Foi assim nas estradas, aeroportos e no setor elétrico.

A Eletrobrás foi obrigada a absorver distribuidoras deficitárias rejeitadas pelo mercado na década de 90. Também foi obrigada a ter seus contratos reduzidos a partir de 2003, apesar de mais baratos. Gerou uma enorme quantidade de energia que foi liquidada no mercado livre a preços irrisórios, esse sim, o verdadeiro “Luz para Todos”.

Quem já examinou a evolução do consumo e a arriscada “garantia” percebe que, de 2008 até 2012 ultrapassamos o limite. Só não tivemos racionamento porque a Eletrobrás ofereceu as parcerias em que ela é minoritária e absorve prejuízos. São Pedro também ajudou a esconder a crise com hidrologias excepcionais. O consumidor pagou por fora a garantia.

Resumindo, além dos subsídios do BNDES, outras vantagens foram necessárias para que o setor privado investisse. Para terminar, como golpe de misericórdia, a Eletrobrás foi obrigada a bancar uma redução tarifária como se fosse a única responsável pela elevação ininterrupta de preços. Foi o único “extintor” para uma tarifa incendiária. Como não quebrar?

Assim, estamos assistindo a uma tragédia tão anunciada como o incêndio do Museu Nacional do Rio de Janeiro. Tarifas explosivas, hidráulicas comprando energia de térmicas, ambiente setorial fragmentado e judicializado, custos extras de dezenas de bilhões caindo sobre a economia brasileira agravando ainda mais a frágil situação. As soluções apresentadas pelos candidatos são, de um lado, o simplório “privatiza tudo” sem considerar que temos frágeis agências reguladoras. Do outro lado, a manutenção da Eletrobrás sem qualquer consideração sobre o desmonte que ela sofreu. Sobre o incompatível modelo, ninguém sequer cita as incongruências acumuladas com a nossa geografia.

Aguardemos o incêndio.

A indústria do gás natural na Venezuela: analisando a experiência recente

Por William Adrian Clavijo

Historicamente, o *core business* da Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) sempre se concentrou em petróleo. Devido as características dos recursos petrolíferos venezuelanos, na sua maioria de petróleo pesado e ultra pesado, PDVSA e suas empresas associadas precisam destinar mais de 60% do gás natural produzido no país em reinjeção, combustíveis e outras atividades relacionadas com a produção petrolífera [1]. Por esse motivo, além de questões associadas a ideias nacionalistas e às restrições no fluxo de caixa da PDVSA, a estatal nunca encontrou nos recursos de gás natural não associado uma oportunidade de negócio nem pensando no mercado local. De fato, o foco das preocupações com a indústria do gás natural na Venezuela sempre esteve na produção de recursos suficientes para atender a produção de petróleo e satisfazer o consumo nacional em outros setores além do petrolífero.

Essa visão entorno ao gás natural mudou no final da década de 1990. Apesar da relutância das visões mais nacionalistas, no final da década de 1990, a administração da PDVSA se propôs o desenvolvimento de indústria do gás natural no país com uma sólida visão estratégica pensada para inserir a Venezuela na era do gás, principalmente, a partir da abertura da indústria para o investimento privado nas áreas com recursos de gás natural não associado. Quase vinte anos depois da formulação desses planos, resulta interessante analisar qual é o real potencial dos recursos de gás natural não associado da Venezuela e, o que foi feito nesse setor até o momento atual.

O potencial de recursos e os planos

De acordo com dados da BP Statistical Review, para final 2017, as reservas provadas de gás natural na Venezuela eram da ordem dos 6,4 Trilhões de Metros Cúbicos (TMC) equivalente a 78% das reservas existentes na América do sul e América central. Com essa quantidade de recursos, Venezuela ocupa o segundo lugar com as maiores reservas do continente americano, somente atrás dos Estados Unidos, e o oitavo lugar em escala mundial (WEC, 2016).

O volume das reservas de gás natural encontra-se desigualmente distribuído entre as bacias de Maracaibo-Falcón (23,6%), Barinas-Apure (0,37%), Oriental (68,8%) e Carupano (7%) (PDVSA, 2016). Das reservas provadas totais, 82% encontram-se associadas ao petróleo, e somente 18% (ao redor de 1,1 TMC) são compostas por recursos de gás não associado, localizadas, principalmente, em áreas offshore [2]. Por esse motivo, quase a totalidade da produção de gás natural do país sempre se concentrou em mais de 70% nas áreas de petróleo com gás associado, razão pela qual, a PDVSA nunca teve os incentivos necessários para desenvolver os recursos de gás não associado, que aliás, se encontram localizados em áreas onde a empresa possui pouca experiência.

No entanto, somente o volume de reservas provadas de gás não associado é superior as reservas dos demais países produtores de gás da região. Também, essas reservas possuem uma localização estratégica para mercados de exportação como a Colômbia e as plantas de liquefação de Trinidad y Tobago. E, adicionalmente, a localização desses recursos encontram-se em águas rasas, implicando riscos menores para seu desenvolvimento.

Consciente do potencial desses recursos, no final de 1990, a administração da PDVSA formulou o plano 2000-2009, tendo entre seus objetivos estratégicos, alavancar a produção e a industrialização do gás natural para satisfazer a demanda interna e tornar a Venezuela um país exportador. Considerando as condições financeiras e o *core business* da PDVSA, focado em petróleo com ênfase nos recursos da Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), o plano estabeleceu abrir a indústria do gás para o investimento privado. Para isso, foi promulgada a lei de Hidrocarbonetos Gasosos de 1999, permitindo a concessão de licenças de exploração e produção de gás não associado e a operação dos demais segmentos da cadeia de produção do gás a agentes privados nacionais e estrangeiros. Adicionalmente, a lei estabeleceu um regime fiscal para as operações de E&P de gás não associado com menores participações governamentais (VENEZUELA, 1999). Nessas condições, o plano 2000-2009 foi lançado tendo as seguintes orientações estratégicas para o setor de gás natural:

- Produção de 5,8 MB diários de petróleo em 2008;
- Promover a máxima participação do setor privado em: gás natural, petroquímica, industrializações das correntes de refinarias, orimulsión e carvão;
- Desenvolver gás não associado com participação do setor privado;
- Conformar empresas mistas de transporte e distribuição para a expansão da infraestrutura e o desenvolvimento do negócio;
- Promover a exportação (GNL, líquidos de gás natural, gasodutos);
- Produção da 311,5 Mm³ diários de gás para 2008.

A decisão de abrir a indústria do gás natural ao capital privado, excetuando as áreas de gás associado, foi em decorrência dos imensos custos econômicos do desenvolvimento dessas reservas para o Estado venezuelano. De acordo com Caro e Hernandez (2013), para desenvolver 2,0 TMC de reservas de gás natural é necessário um volume de investimentos de US\$ 44,2 bilhões. Nesse contexto, desembolsar essa quantidade de recursos por esforço próprio da PDVSA era uma tarefa virtualmente impossível. Por esse motivo, a administração da empresa estatal estabeleceu como corolário a implementação de um programa de desenvolvimento acelerado de projetos, através da assinatura acertada de esforços e recursos orientados ao desenvolvimento do país e o aproveitamento de outros mercados (CARO e HERNANDEZ, 2013) (ver figura 1).

Figura 1. Visão de longo prazo do plano 2000 – 2009



Fonte: PDVSA apud. Caro e Hernandez, 2013.

Em 2005, uma nova administração da PDVSA, com um viés mais nacionalista e estatista, reformulou os planos de 2000 adequando-os dentro da nova filosofia de participação e de ingerência do Estado nos assuntos petrolíferos. Em 2005 foi lançado o plano “*Siembra Petrolera*” para o período 2006-2012 visando para o setor de gás natural as orientações estratégicas seguintes:

- Melhorar a composição da base de recursos incorporando novas reservas por exploração, estudos integrados e análises de certificação (Projeto Magna Reserva);
- Desenvolver integralmente a “*Faja Petrolífera del Orinoco*” alinhada com o desenvolvimento de gás não associado, ambos com possibilidades de exportação para mercados não tradicionais do contexto geopolítico internacional;
- Produção de 5,8 MB diários para 2012;
- Produção de 311,5 Mm³ diários de gás para 2012.

O plano 2005-2012 manteve as metas do plano anterior, mas resgatando o papel do Estado nas operações das distintas etapas da indústria e o uso dos hidrocarbonetos como suporte social e arma geopolítica em concordância com a filosofia do socialismo do século XXI. Para alcançar as metas no segmento de gás natural, uma parte do aumento da produção seria realizada pela PDVSA Petróleo e empresas associadas à estatal nos projetos de petróleo com gás associado. A segunda parte do esforço seria focada no desenvolvimento das áreas de gás não associado. Para isso PDVSA Gás estabeleceu nove projetos principais para serem executados por esforço próprio, através de *Joint Ventures* ou por empresas privadas, e planejou investimentos de US\$ 16 bilhões até 2012 tendo por meta, alavancar a produção de gás natural não associado para a faixa dos 200 MMC/d (ver quadro 1).

Quadro 1. Principais projetos no segmento de gas natural no plano Siembra Petrolera

Projeto	Objetivo	Tipo	Investimento em milhões de US\$
Plataforma Deltana	Produção de 42 MMC/d	Desenvolvimento Gás	3.810
Mariscal Sucre	Produzir 34 MMC/d	Desenvolvimento Gás	2.700
Rafael Urdaneta	Produzir 28 MMC/d	Desenvolvimento Gás	2.900
Gas Anaco	Produzir 68 MMC/d	Desenvolvimento Gás	2.433
Criogenico de Occidente	Extração de 62 mb/d de etano	Processamento	926
Jose 250	Incremento da capacidade de fraccionamento de LGN	Processamento	664
Interconexão centro oriente-ocidente (ICO)	Subministro de gás para o ocidente do país	Transporte	530
Sistema Nororiental	Gestão do gás natural offshore	Transporte	1.066
Gasificacion Nacional	Subministro de gás natural para 2.6 milhões de famílias	Distribuição	2.334
GNV	Subministro de gás a 450 mil veículos	Distribuição	921

Fonte: PDVSA apud. Caro e Hernandez, 2013.

Nas áreas *onshore*, o projeto destaque teve por objetivo a expansão da capacidade de produção dos campos de Anaco, no Estado Anzoategui. A partir do projeto Gas Anaco, esperava-se aumentar a produção dos 42,4 MMC/d para 68 MMC/d entre 2005 y 2007. Entretanto, a novidade dos projetos de gás não

associado esteve nas áreas *offshore* do país, a partir dos quais, PDVSA esperava desenvolver capacidade para produzir 104 MMC/d, por meio dos projetos da Plataforma Deltana, o projeto Mariscal Sucre e o projeto “Rafael Urdaneta (ver figura 1).

Figura 2. Principais projetos de E&P de gás natural não associado em áreas offshore da Venezuela



Fonte: PDVSA 2018.

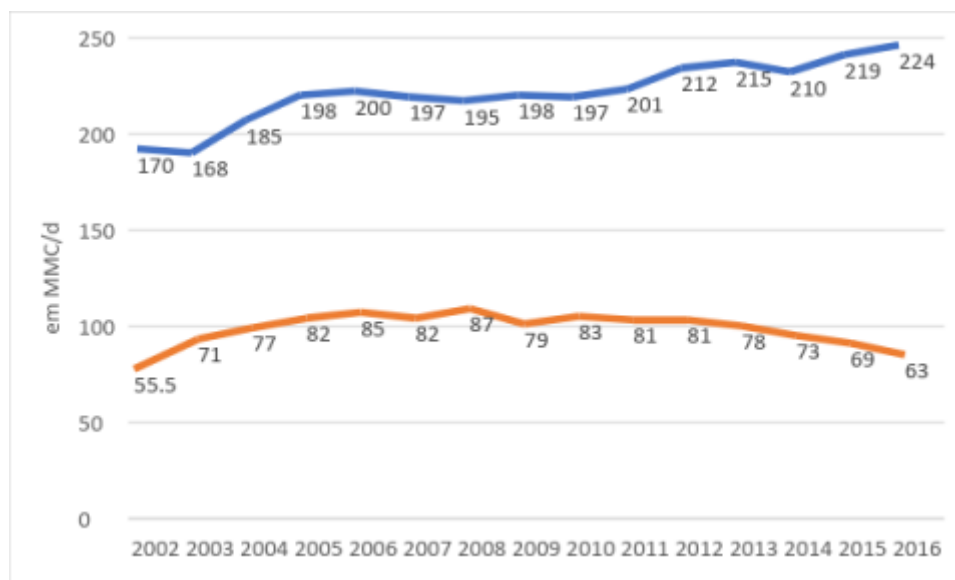
Adicionalmente, foi projetada expansão da capacidade de processamento do gás natural, assim como, da rede de gasodutos para o transporte e distribuição do energético pelo país. Nesse segmento, foi projetado o Complexo Industrial “Gran Mariscal de Ayacucho” (CIGMA), desenhado para ser construído no Estado Sucre, com objetivo de servir no processo de desenvolvimento e de industrialização do gás natural proveniente dos projetos da costa oriental, como a Plataforma Deltana e Mariscal Sucre. Os volumes de gás natural processado seriam destinados para abastecer os requerimentos do mercado interno e os excedentes seriam exportados como Gás Natural Liquefeito (GNL) (PDVSA, 2006). Dessa forma, a PDVSA estabeleceu um plano ambicioso até 2012.

Os resultados

Na prática, a administração da PDVSA optou por reafirmar seu papel monopolista nas operações da indústria do gás, evidenciando seu desinteresse em abrir a indústria para a concorrência de agentes privados, mesmo perante a falta de experiência nas operações de áreas *offshore* e das restrições de caixa para arcar com os custos desses projetos por ela mesma. Desde o ano 2000, a estatal somente realizou uma rodada de licitação de blocos exploratórios – em 2001 -, deixando a participação de agentes privados sob a discricionariedade da empresa. Até 2012, a estatal somente tinha concedido 21 licenças de E&P para áreas de gás não associado, 9 delas para áreas *onshore* e 12 para áreas *offshore* (CARO e HERNANDEZ, 2013).

De acordo com dados da PDVSA, a produção de gás natural aumentou de 170 MMC/d para 224 MMC/d entre 2000 e 2016, representando um crescimento da produção de 24% (ver gráfico 1). No entanto, esse crescimento foi impulsionado, quase totalmente, pelos campos de petróleo com gás associado, operados por PDVSA Petróleo e suas associadas, chegando a aportar mais do 80% do gás natural produzido no país em 2016.

Gráfico 2. Evolução da produção e do consumo de gás natural na Venezuela durante o período 2002 – 2017



Fonte: elaboração própria a partir de dados da PDVSA.

Nas áreas de gás natural não associado, a queda da produção dos projetos em operação, os problemas de fluxo de caixa e os atrasos no desenvolvimento dos projetos planejados, obrigaram a PDVSA a reformular suas metas de produção para 2019. Em 2012, nenhum dos grandes projetos de gás offshore tinha entrado em operação. No caso do projeto gás Anaco, a meta de produção não só não foi atingida, a produção da área que chegou a alcançar os (47 MMC/d) em 2005, caiu de forma sustentada até a faixa dos 18 MMC/d em 2016 (ver quadro 2).

Quadro 2. Metas de produção e resultados das principais áreas de gás natural não associado na Venezuela

Produção de Gás PDVSA (Milhões de Metros Cúbicos por dia)		
	Meta 2012	para Produção 2016
Terra		
PDVSA Gas Anaco	68	19,4
Offshore		
Mariscal Sucre	34	0
Plataforma Deltana	42	0
Rafael Urdaneta	28	14,3

Fonte: elaboração própria a partir de PDVSA.

Por outro lado, tal como mostra o gráfico 1, a produção de gás não experimentou um crescimento constante durante o período estudado. De fato, entre 2007 e 2014, a produção experimentou períodos de queda e foi insuficiente para satisfazer a demanda nacional. Essa situação obrigou a Venezuela a importar gás natural da Colômbia através do gasoduto binacional Antonio Ricaurte. O acordo entre os países era que a Colômbia exportaria gás natural até o ano 2015, quando a entrada em operação dos projetos de gás offshore, principalmente o projeto Rafael Urdaneta, permitissem a Venezuela recuperar a autossuficiência e vender o gás excedente para Colômbia.

Em 2015, a primeira fase do projeto Cardon IV, consorcio criado pela ENI e a Repsol, integrante do projeto Rafael Urdaneta, entrou em operação, permitindo adicionar 4 MMC/d ano e 14,3 MMC/d em 2016 (PDVSA, 2015; 2016). A partir desse ano, a Venezuela parou de importar gás natural colombiano e, para conseguir satisfazer o consumo doméstico, vinha substituindo parte do gás que antes era utilizado nas operações da indústria do petróleo, por óleos leves de alto valor de exportação. Essa substituição de recursos, permitiu compensar um déficit de oferta de gás natural de 56 MMC/d (HERNANDEZ, 2016).

Também em 2015, PDVSA assinou um convenio com a empresa Rosneft para constituir uma empresa mista encargada da produção de gás natural do projeto Mariscal Sucre nos campos de patão e mejillones. Inicialmente programado para entrar em operações em 2009, o projeto passou por diferentes propostas de desenvolvimento de parte de empresas internacionais, que não madureram por causa dos temas relacionados com o preço do gás produzido. Por esse motivo, PDVSA resolveu desenvolver o campo de Dragon com recursos

próprios. De acordo com informação da PDVSA, a primeira fase do projeto no campo de Dragon, deveria entrar em operações até 2020, e o gás produzido seria destinado ao mercado de Trinidad e Tobago devido aos elevados custos de produção e transporte até o complexo de Jose, no estado Anzoategui da Venezuela. No entanto, esse convenio foi realizado sem a aprovação da Assembleia Nacional, tal como estabelecido pela constituição da Venezuela.

Reflexões finais

Dessa forma, após a breve análise das últimas duas décadas, pode-se dizer que o balanço dos esforços para desenvolver uma indústria do gás natural na Venezuela, foi negativo. Comparando as metas de 2005 com os dados disponíveis para 2016, pode-se dizer a PDVSA atingiu 72% da meta de produção estabelecida. Esse resultado constitui um dado bastante curioso, dado que a produção de gás natural, proveniente de áreas de petróleo com gás associado, aumentou durante o mesmo período em que a produção venezuelana de petróleo tem se reduzido para quase um terço do que produzia a começo da década de 2000. No entanto, quando analisadas as metas de alavancagem da produção a partir do desenvolvimento de projetos de gás não associado a petróleo, a meta estabelecida pela PDVSA somente atingiu pouco mais de 7%. Isso sem contar a queda da produção dos campos de Anaco, em quase a metade do que era produzido em 2005.

Para inícios da década de 2000, a antiga administração da PDVSA tinha um bom plano orientado a desenvolver o potencial do gás não associado, uma área que, evidentemente, nunca foi prioridade nos negócios da estatal. Sem fluxo de caixa suficiente e sem a expertise necessária para operar projetos em áreas offshore, o mais sensato era continuar focando no negócio do petróleo e promover a participação privada nos distintos segmentos da cadeia do gás natural.

Em consequência, as metas de produção das áreas de gás não associado, não só não foram atingidas, pois as áreas tradicionais como os campos do distrito de Anaco, apresentaram uma queda constante da produção durante o período analisado. Nesse quadro, o único caso de sucesso ocorreu no projeto Cardon IV, parte integrante do projeto Rafael Urdaneta, no golfo da Venezuela, operado pelo consorcio da ENI e a Respol, e desmontando o viés ideológico negativo sobre a participação privada na indústria de petróleo e gás no país.

Entretanto, no momento atual, as possibilidades de a PDVSA alavancar a produção de natural no país por esforço próprio, estão totalmente descartadas. O colapso econômico do país, a abrupta queda da produção de petróleo e o elevado nível de endividamento da estatal, fazem impossível essa possibilidade.

No entanto, o marco regulatório e fiscal que regula as atividades de E&P de gás não associado oferecem maiores incentivos para a participação de privados no negócio. Em um cenário de recuperação econômica e da indústria petrolífera venezuelana, o aumento da produção de gás e de líquidos de gás proveniente de áreas de gás não associado, impulsionada pela concorrência privada, pode ser de muito benefício, uma vez que o país está tendo que destinar óleos leves de

alto valor de exportação, e, até importar esse óleo, para poder satisfazer o consumo interno de gás no país.

Dessa forma, para conseguir abrir a indústria do gás e incentivar a entrada de novos investidores, o país deve avançar na solução de múltiplos problemas de índole política e econômica que hoje afetam a atração de investimentos para o setor. Nesse sentido, o país precisa trabalhar na estabilização macroeconômica e na recuperação da confiança perdida pelos investidores. Especificamente na indústria do gás, a PDVSA deveria se focar no negócio do petróleo e trabalhar para acabar o monopólio natural que exerce no setor de gás natural criando condições para a entrada de novos atores nos seus distintos segmentos.

Referências bibliográficas

BP (2017). BP Statistical Review 2017.

CARO R. e HERNANDEZ N. (2013). Una Mirada a la Industria del Gas Natural en Venezuela (1998 – 2012). Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat. Caracas.

HERNANDEZ, Nelson (2018). PDVSA REMATA EL GAS DESTINADO PARA EL DESARROLLO NACIONAL. Disponível em: <https://venezuelaunida.com/pdvs-remata-el-gas-destinado-para-el-desarrollo-nacional/>. Consulta em: 13 de setembro de 2018.

PDVSA (2006). Informe de gestión 2006. Caracas.

_____ (2008). Informe de gestión 2007. Caracas.

_____ (2011). Informe de gestión 2011. Caracas.

_____ (2012). Informe de gestión 2012. Caracas.

_____ (2014). Informe de gestión 2014. Caracas.

_____ (2015). Informe de gestión 2015. Caracas.

_____ (2016). Informe de gestión 2016. Caracas.

_____ (2018). Costa Afuera. Cuadernos de Soberanía Petrolera. Caracas.

Venezuela (1999). Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos. Disponível em: http://www.pdvs.com/images/pdf/marcolegal/LEY_ORGANICA_DE_HI_DROCARBUROS_GASEOSOS.pdf. Consulta em 01 de setembro de 2018;

World Energy Council (2018). Venezuela. Disponível em: <https://www.worldenergy.org/data/resources/country/venezuela/gas/>. Consulta em 02 de setembro de 2018.

Notas

[1] O volume elevado de recursos de petróleo pesado e ultrapassado nas reservas venezuelanas é uma variável de impacto sobre a viabilidade da indústria do gás no país. No caso da FPO, o desenvolvimento dos recursos dessa prolífica área precisam da importação de gás natural de outras bacias sedimentares para conseguir sua produção e seu melhoramento. De acordo com Hernandez (2013), A relação gás – petróleo (RGP: relação de volume de gás natural por cada barril de petróleo) para áreas tradicionais da Venezuela é de 50.1 metros cúbicos por barril, enquanto para a FPO é de 8.06 metros cúbicos por barril. Entretanto, por cada barril de óleo produzido e melhorado na FPO, são necessários 56.6 metros cúbicos, precisando importar 42,04 MC de outras áreas de produção de gás. Por esse motivo, a produção das reservas de gás natural na Venezuela sempre foi pensada para apoiar as operações de produção de óleo.

[2] Das reservas associadas a óleo, somente 33% encontram-se localizadas na área da “faja petrolífera del Orinoco (FPO)”, responsável por 90% das reservas totais de petróleo do país.

O futuro da política de preços de derivados no Brasil

Por Edmar de Almeida, Niágara Rodrigues, Luciano Losekann

O novo governo eleito em 2018 terá pela frente um enorme desafio de política energética, que é a definição de uma estratégia para a estruturação do segmento de refino com implicações sobre a precificação de derivados. O novo presidente terá que decidir por dois caminhos possíveis: i) manutenção do quase-monopólio da Petrobras na oferta; ii) promoção da competição no mercado de combustíveis no Brasil. Esta decisão política será essencial para enquadrar o debate sobre as opções regulatórias quanto a precificação de combustíveis no Brasil. Cada um dos caminhos irá implicar em formas de atuação totalmente diferentes no mercado de combustíveis nacional.

No primeiro caso, o debate regulatório que seguirá esta decisão é como defender o interesse dos consumidores em relação à carestia e à volatilidade dos preços dos derivados. Mais particularmente, qual será o papel da Petrobras neste processo. O governo terá que decidir se irá utilizar o caixa da empresa para estabilizar preços, ou se irá buscar novos instrumentos de intervenção nos preços como impostos flexíveis e, ou fundos de estabilização dos preços.

No segundo caso, o debate político e regulatório que se seguirá deverá ser orientado para formas de promover a efetiva competição no mercado de combustíveis. Ou seja, o foco do debate será orientado mais para questões relativas à promoção e defesa da concorrência. Nesse caso, é preciso destacar que a concorrência não é uma construção automática. E mecanismos de estabilização podem ser interessantes no processo de transição para um mercado com concorrência intensa.

Não podemos deixar de considerar estas duas alternativas básicas quando analisamos o debate sobre preços de combustíveis que se desenvolve neste momento. Após a greve dos caminhoneiros e a aprovação da lei que implementou os subsídios nos preços do diesel até o fim de 2018, a ANP e o CADE se mobilizaram num esforço de melhorar a transparência de preços e reduzir barreiras à competição no mercado de combustíveis no Brasil. As principais propostas apresentadas por estes órgãos foram:

- (i) permitir que produtores de álcool vendam diretamente aos postos;
- (ii) repensar a proibição de verticalização do setor de varejo de combustíveis;
- (iii) extinguir a vedação à importação de combustíveis pelas distribuidoras;
- (iv) fornecer informações aos consumidores do nome do revendedor de combustível, de quantos postos o revendedor possui e a quais outras marcas está associado;

(v) aprimorar a disponibilidade de informação sobre a comercialização de combustíveis para o aperfeiçoamento da inteligência na repressão à conduta colusiva.

A última proposta (v) é tema de consulta e audiência pública nº20/2018 realizada no dia 03 de outubro pela ANP. A proposta de resolução busca conferir transparência na formação dos preços dos combustíveis, biocombustíveis e gás natural tanto no varejo (como destacado em Rodrigues e Losekann (2018)) quanto no atacado.

No que tange à política de preços, o centro do debate associado com as propostas apresentadas pela ANP é a exigência para os ofertantes dominantes de derivados de petróleo apresentarem uma fórmula paramétrica de preços.

Todos os produtores e importadores de petróleo estariam obrigados a enviar à ANP informações de preço de todos os produtos à venda, em cada ponto de entrega, sempre que houver reajuste de preços e, ou alteração dos parâmetros da fórmula. No caso dos agentes dominantes a ANP publicaria imediatamente as mesmas informações no seu site. Os agentes econômicos que possuem participação de mercado regional, por produto, igual ou superior a 20% seriam obrigados a publicar, em seu próprio site na internet, a fórmula paramétrica utilizada para precificação do produto e o preço de lista. Para os demais casos, a ANP publicaria anualmente as informações com defasagem mínima de 24 meses. O preço efetivamente praticado não poderá divergir do calculado mediante fórmula prevista em contrato.

A minuta estabelece que o preço parametrizado dos derivados [1] deve seguir fórmula que contenha, no mínimo, as seguintes parcelas:

$$P_t^{c;b} = [(PI_{t-x}^c + (CLI^{c;b} \times FC1)) \times FC2] \times TC_{t-x} + CLD^{c;b} + M^{c;b} + T$$

onde:

$P_t^{c;b}$ = preço praticado para o combustível “c”, no ponto de entrega “b”, no período “t”, em reais por m³

PI_{t-x}^c = preço de referência no mercado internacional para o combustível “c” no período “t - x”, em dólares por galão

$FC1$ = fator de conversão de preço por barril em preço por galão = 0,0238095

$FC2$ = fator de conversão de preço por galão em preço por metro cúbico = 264,172

TC_{t-x} = taxa de câmbio reais/dólar divulgada pelo Banco Central do Brasil, no período “t - x”

$CLI^{c;b}$ = custos logísticos internacionais para o combustível “c”, no ponto de entrega “b”, em dólares por barril

$CLD^{c;b}$ = custos logísticos domésticos para o combustível “c”, no ponto de entrega “b”, em reais por m³

$M^{c;b}$ = margem de comercialização para o combustível “c”, no ponto de entrega “b”, em reais por m³

T = tributos federais, em reais por m³

Mecanismo semelhante foi praticado no período de transição de uma estrutura de monopólio para uma estrutura de mercado liberalizada em todos os segmentos da indústria. Com a promulgação da Lei do Petróleo (Lei n.º 9.478/1997), uma nova estrutura de preços de petróleo e derivados foi estabelecida. No período de transição (1997 – 2002), foi estabelecido fórmula paramétrica para o cálculo do preço do querosene de aviação (Portaria MF/MME n.º 51/93), e determinação do preço de asfalto nas refinarias (Portaria DNC n.º 13/97). Além disso, foi determinado um preço de realização [2] inicial, P_0 , definido para cada derivado, refletindo o custo operacional da empresa e uma margem de lucro.

Esse preço de realização foi calculado a partir dos custos alternativos de importação dos derivados pela Petrobras. Para cada derivado, utilizou-se a seguinte fórmula paramétrica: P_0 = Preço FOB nos mercados tidos como referência + frete marítimo de longo curso + seguro + imposto de importação + AFRMM (Adicional de Frete para a Renovação da Marinha Mercante).

Apesar dos quinze anos passados desde essa transição, o resultado é ainda um mercado não concorrencial, em razão da presença dominante da Petrobras, que possui um monopólio de fato no refino de petróleo. Ainda que as importações de derivados tenham relevância, como ocorreu no período recente, essas não são suficientes para evitar o exercício de poder de mercado da empresa líder.

A fixação de uma fórmula de preços é uma política condizente com a primeira estratégia de organização do mercado de refino, ou seja, a manutenção do quase-monopólio da Petrobras. Neste cenário, a fórmula poderia contribuir para

proteger a empresa de interferência política que poderia obriga-la a vender derivados com preços desalinhados das referências do mercado internacional. Ao mesmo tempo, protegeria os consumidores de abusos de poder de mercado da empresa.

Por outro lado, numa visão de promoção da concorrência, o papel da transparência é o de viabilizar o monitoramento do mercado pelos órgãos de defesa da concorrência, na identificação de abusos de poder de mercado pela empresa líder do mercado, em particular no que tange à prática de preços predatórios para barrar novos entrantes. Neste caso, o fundamental não é saber como os preços foram formados, mas qual é o preço praticado pelos agentes nos principais submercados de combustíveis. A ANP e o CADE teriam acessos aos preços praticados pelos agentes no mercado atacadista, da mesma forma que agências de monitoramento de preços (Argus, Platts), que por sua vez divulgariam a média dos preços praticados por submercado aos seus clientes. Em mercados efetivamente competitivos, como o Norte-americano as ações de defesa da concorrência são pautadas pelo acompanhamento contínuo das condições de mercado, que permitem a identificação de práticas abusivas.

Além de políticas de promoção da competição, existe ainda a possibilidade de introdução de instrumentos regulatórios de mitigação da volatilidade e da carestia que não distorcem o funcionamento dos mercados de derivados. Este seria o caso de uma política de impostos flexíveis que busquem atingir uma meta de arrecadação no setor, e que contribuam ao mesmo tempo para reduzir a volatilidade dos preços.

No entanto, a adoção de fórmula paramétrica não seria adequada nesse cenário. A divulgação de estratégia de precificação da empresa dominante limitaria a efetividade da competição, já que a líder perderia a possibilidade de a empresa responder no curto prazo às ações de concorrentes. A tendência seria um comportamento conservador da empresa líder, com a definição de preços que prevenissem a entrada de rivais.

Bibliografia

ANP (2001). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2001.

Rodrigues, N., Losekann, L. (2018) Infopreço: transparência de preços de combustíveis e impactos no bem estar social. Boletim Infopetro, Julho/Agosto, Ano 18, n. 3.

Notas:

[1] Fórmula paramétrica de preços de gasolina A, óleo diesel A, óleo diesel marítimo, OCTE, querosene de aviação e gasolina de aviação pelos agentes dominantes na produção.

[2] Preço de Realização representa a receita unitária líquida da refinaria com a venda no mercado interno dos derivados básicos produzidos e importados

(exceto QAV, nafta e óleo combustível), cujos preços seguem uma fórmula paramétrica que os mantém alinhados com os valores vigentes no mercado internacional, de acordo com a sistemática introduzida pela Portaria Interministerial n.º 3/98, atualizados pela Portaria MME/MF n.º 404/99 (ANP, 2001).

O Desenvolvimento da infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil: oportunidades e desafios

Por Edmar de Almeida

A indústria de gás natural Brasileira encontra-se em um momento decisivo do seu desenvolvimento. Ao mesmo tempo em que o rápido desenvolvimento do Pré-sal descortina um enorme potencial para produção doméstica de gás, o modelo de desenvolvimento da infraestrutura de transporte ancorado nos investimentos da Petrobras alcançou o seu limite. Desde a construção do Gasene e da inauguração do gasoduto Coari-Manaus há quase 10 anos atrás, nenhum outro investimento significativo em transporte de gás ocorreu no país. A rede de transporte de gás está concentrada na costa e grande parte do território nacional não tem acesso ao gás natural. Por outro lado, a demanda de gás vem crescendo principalmente no segmento de geração termelétrica. Esta expansão se baseou principalmente na oferta de GNL importado para suprimento de térmicas localizadas nos portos de importação, sem criar uma demanda para o transporte de gás natural no país.

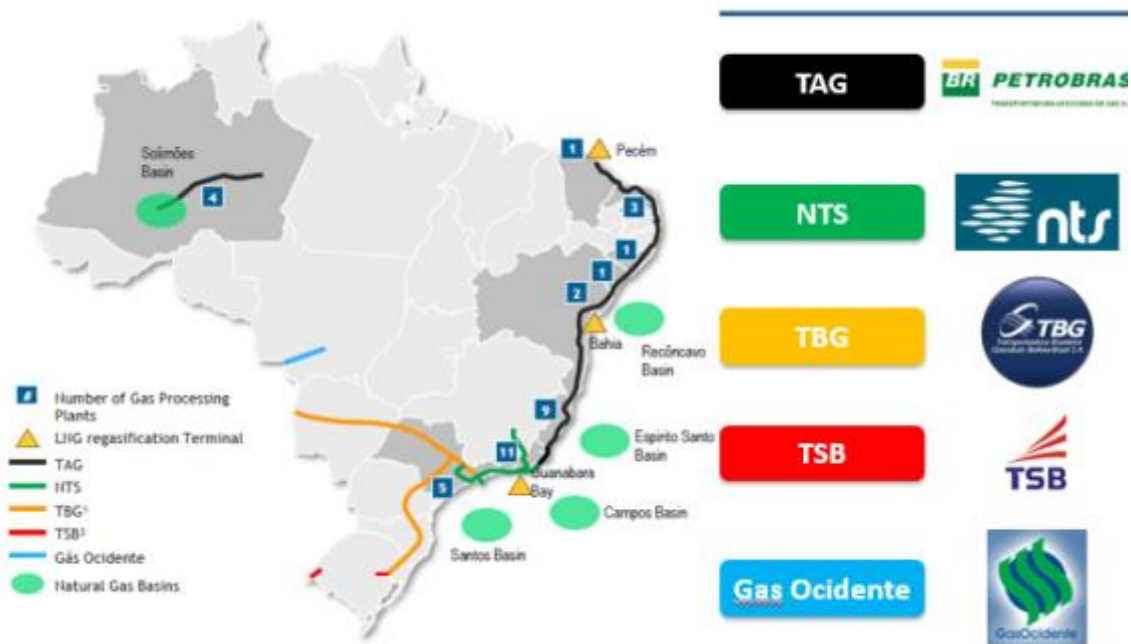
Diante do exposto acima, o país caminha para uma situação na qual o grande potencial de expansão da produção de gás pode ser frustrado pela ausência de demanda por falta de uma política adequada de expansão da infraestrutura de escoamento e transporte. Esta seria uma situação esdrúxula onde o país continuaria a importar gás (GNL) e deixaria aproveitar todo o seu potencial produtivo por falta de uma política e um modelo de desenvolvimento do setor. Para evitar este paradoxo, é fundamental avançar com a reforma da indústria de gás nacional, de maneira a criar um modelo para expansão do setor.

A reforma deve partir do reconhecimento que o setor de gás nacional já é formado por uma grande diversidade de atores. Assim, o objetivo da reforma deve ser a criação um novo arcabouço regulatório para viabilizar um ambiente de mercado concorrencial. Para isto, o processo de desinvestimento da Petrobras deve ser visto como um instrumento para o desenho do novo mercado de gás. O Programa Gás para Crescer implementado durante o Governo Temer permitiu a construção de um consenso entre aos atores quanto ao desenho de mercado de gás almejado, bem como quanto aos principais obstáculos para a implementação deste novo desenho, tais como as regras tributárias para a comercialização do gás e a falta de integração entre os mercados de gás e eletricidade.

Infelizmente, o governo Temer não teve capital político necessário para a aprovação da nova Lei do Gás, que permitiria a criação do novo arcabouço regulatório. Entretanto, o MME, a ANP e a ANEEL vêm trabalhando numa agenda regulatória identificada pelo programa Gás para Crescer que busca justamente implementar gradativamente medidas para o desenvolvimento de um mercado mais competitivo para o gás natural.

O segmento do transporte de gás é justamente onde a nova agenda regulatória vem avançando mais rapidamente. Primeiramente, é importante apontar que o processo de venda de ativos da Petrobras no setor permitiu uma completa reestruturação patrimonial do setor. Atualmente, o país já conta com 5 empresas de transporte de gás diferentes. A recente venda da NTS para um grupo de investidores liderados pela Brookfield e a venda ainda em andamento da TAG permitiram atrair para o Brasil grupos investidores no segmento de transporte (Figura 1). Ou seja, o setor não terá dificuldades para financiar sua expansão. O problema agora é implementar um modelo regulatório e desenvolver projetos para expansão do setor.

Figura 1- Empresas do Segmento de Transporte de Gás no Brasil



Fonte: elaboração própria

A partir do diagnóstico realizado pelo programa Gás para Crescer, podemos identificar uma agenda para o segmento de transporte. No curto prazo é necessário definir a metodologia tarifária para o setor de transporte. A ANP já decidiu implementar a metodologia tarifária tipo Entrada e Saída, onde o serviço de transporte deixa de ser contratado ponto a ponto, passando a ser definido como serviço de injeção (entrada) e de retirada (saída). A adoção desta nova metodologia tarifária permitirá reduzir os custos de transação para os serviços de transporte de gás, já que com um mesmo contrato de entrada um carregador pode vender o gás para todos os pontos de retirada. Da mesma forma, esta metodologia tarifária permite melhorar a eficiência do uso da capacidade de transporte.

Os novos contratos de transporte de gás devem obrigatoriamente adotar a metodologia Entrada-Saída. Os detalhes desta metodologia tarifária serão definidos para o concurso aberto de alocação de capacidade no gasoduto Bolívia

Brasil, cujo contrato vence em 2019. Uma vez definida a metodologia tarifária, será necessário um esforço regulatório e de negociação entre a Petrobras e as empresas transportadoras para migrar os atuais contratos de transporte de gás da metodologia ponto a ponto para a entrada e saída. Feito isto, será a vez de se avançar na definição de um *Network Code* para o segmento de transporte no Brasil. É necessário fixar regras claras sobre diversos temas relativos ao mercado de capacidade de transporte, tais como regras para balanceamento da rede, acordos de interconexão de sistemas de transporte diferentes; regras para definição de responsabilidades quanto ao investimento em gargalos de transporte, etc.

A aprovação de um *Network Code* deve ser acompanhada pelo avanço da regulação do mercado de capacidade. Ou seja, a ANP deve fixar regras claras sobre a contratação e a revenda total e/ou parcial da capacidade de transporte contratada. Estas ações regulatórias permitiriam o início do desenvolvimento de um mercado de capacidade de transporte de gás, sem o qual é impossível o surgimento de novos comercializadores de gás no país.

A agenda descrita acima é desafiadora uma vez que esbarra em muitos interesses econômicos estabelecidos, além de exigir muita capacitação técnica dos agentes e dos reguladores para avançar. Por isso, é importante reconhecer estes desafios e buscar uma abordagem incremental. Ou seja, é importante começar com modelos regulatórios para o transporte mais simples e transparentes e à medida que o mercado de gás se desenvolva, pode-se partir para abordagens mais complexas. Por exemplo, temas como a inclusão da distância como critério tarifário de transporte de gás tendem a criar muito conflito regulatório. Talvez começar com uma tarifa postal ou uma tarifa com um peso menor da distância seja uma estratégia mais adequada para o contexto atual do mercado de gás.

Por fim, uma vez estabelecido uma boa regulação para o transporte é necessário conceber e implementar uma política para a expansão do transporte de gás. A indústria do gás não tem como expandir sem que o Estado brasileiro defina o papel do gás na matriz energética nacional. Desta forma, a política e regulação do setor elétrico será fundamental para o futuro do mercado de gás no Brasil. Existe uma cadeia de decisões de política energética que precisa ser tomada: i) é necessário definir o papel das térmicas no setor elétrico nacional; ii) para usar gás nacional essencialmente associado ao petróleo, será necessário ter parte das térmicas despachando na base do sistema elétrico; iii) se houver interesse em expandir o sistema de transporte de gás, será necessário criar incentivos locais para que as novas térmicas sejam âncoras da expansão da rede de gasodutos.

A agenda regulatória e de política energética descrita acima representa um grande desafio para o próximo governo. É muito importante que as autoridades energéticas entendam que é necessário senso de urgência na implementação desta agenda. A demora do governo em cumprir o seu papel levará os agentes a tomarem decisões que podem criar uma situação de *lock-in* para o gás do Préal. Aliás, esta situação já não é mais teórica uma vez que existem agentes adiando decisões sobre desenvolvimento de grandes descobertas de gás, além de agentes pensando em exportar gás natural através de plantas de GNL, pela falta de

perspectiva para a demanda de gás no país. Ou seja, enquanto muitas empresas veem o Brasil como um grande mercado potencial para o GNL americano, produtores nacionais não sabem como levar o gás ao mercado doméstico.

Desta forma, é urgente avançar na reforma do mercado de gás no Brasil, e em particular na política e regulação do transporte de gás. Se a política energética nacional criar condições de demanda adequadas para a expansão da rede de gasodutos, certamente haverá empresas interessadas em investir no setor.