

INTERESSE NACIONAL



A **Revista Interesse Nacional** oferece o seu conteúdo impresso na plataforma tablet. Essa inovação digital beneficia o leitor, pois permite o acesso aos artigos com total mobilidade e interatividade.

A atualização no formato é necessária para acompanhar nossos leitores onde eles estiverem. Para nós, o importante é a qualidade do conteúdo, sem descuidar dos recursos visuais inovadores.

INTERESSE NACIONAL

Ano 6 • Número 22 • Julho-Setembro de 2013

Editora

Maria Helena Tachinardi

Editor Responsável

Rubens Antonio Barbosa

CONSELHO EDITORIAL

| | |
|------------------------------|---------------------------------------|
| André Singer | José Luis Fiori |
| Berta Becker | Leda Paulani |
| Carlos Eduardo Lins da Silva | Luiz Fernando Figueiredo |
| Cláudio Lembo | Luiz Bernardo Pericás |
| Claudio de Moura Castro | Luiz Carlos Bresser Gonçalves Pereira |
| Daniel Feffer | Raymundo Magliano |
| Demétrio Magnoli | Renato Janine Ribeiro |
| Eugênio Bucci | Ricardo Carneiro |
| Fernão Bracher | Ricardo Santiago |
| Gabriel Cohn | Ronaldo Bianchi |
| João Geraldo Piquet Carneiro | Roberto Pompeu de Toledo |
| Joaquim Falcão | Sergio Fausto |

INTERESSE NACIONAL é uma revista trimestral de debates
focalizada em assuntos de natureza política, econômica e social.
Copyright © dos trabalhos publicados pertence a seus autores.

Direitos reservados à

ASSOCIAÇÃO INTERESSE NACIONAL
Av. Brigadeiro Faria Lima, 2413, sobreloja, cj. B
01452-000 • São Paulo • SP • Brasil
Tel. (11) 3039-6330 • fax (11) 3039-6334

CIRCULAÇÃO

DPA Cons. Editorial Ltda.
dpacon@uol.com.br • Tel. (11) 3935-5524

ASSINATURAS

Brand Member Marketing Direto
editorial@interessenacional.com • Tel. (11) 3971-4372

ARTE E PRODUÇÃO GRÁFICA

Via Corporativa Comunicação • viacorporativa@viacorporativa.com.br • Tel. (11) 4327-1000

DISTRIBUIÇÃO NACIONAL

Fernando Chinaglia Comercial e Distribuidora

PUBLICIDADE



atendimento@lemidia.com • (11) 3078-5840

Printed in Brazil 2013

www.interessenacional.com • ISSN 1982-8497

Imagem da capa: Fotografia de Alex Sikim (www.sxc.hu)

Sumário



ANO 6 • NÚMERO 22 • JULHO-SETEMBRO DE 2013

5 Apresentação

ARTIGOS

7 A Exploração e Produção de Petróleo no Brasil - 15 Anos de Abertura

ALVARO A. TEIXEIRA

A abertura da exploração petrolífera no país, há 15 anos, depois de quase meio século de monopólio estatal, conduzido com muita competência pela Petrobras, é internacionalmente reconhecida como exemplar. Esse fato, associado às favoráveis perspectivas petrolíferas de um país de dimensões continentais, detentor de imensas áreas sedimentares ainda pouco exploradas, atraiu o interesse dos investidores nacionais e internacionais, tornando-se um caso de sucesso no mercado mundial. O artigo aborda os fatos políticos mais importantes que marcaram a abertura da exploração de petróleo no país e a sua consolidação.

14 Petrobras – Excelência, Vanguarda e Modernização

ADRIANO PIRES / MARCIO BALTHAZAR DA SILVEIRA

Com a abertura do mercado, em 1997, a Petrobras foi superando, sucessivamente, os próprios recordes internacionais na busca de óleo em águas profundas. Passou a ser reconhecida internacionalmente como uma corporação integrada de excelência tecnológica em óleo e gás natural. Nos últimos anos, o mercado e os acionistas da Petrobras passaram a perceber a utilização da companhia como complemento de política econômica e a verificar um distanciamento das ex-

pectativas que os levaram a investir após a abertura de 1997. A Petrobras precisa promover uma alteração no foco dos seus negócios, defendem os autores.

21 Os Desafios do Mercado Brasileiro de Gás Natural

MARCO TAVARES

O mercado de gás natural passa por uma revolução no mundo com a produção competitiva de reservas de gás não convencional, por meio da utilização de novas tecnologias de perfuração. Essa corrida do ouro apenas está começando. Neste artigo, o autor faz propostas de política energética para que o Brasil se torne competitivo e possa participar da “Era de Ouro do Gás Natural”. Uma das sugestões é a estratégia de organizar *clusters* de consumos âncora de gás natural, que viabilizassem a primeira infraestrutura de gás natural dos novos produtores.

32 O Brasil e as Rodadas de Licitação para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

MAGDA CHAMBRIARD

No início da década de 2020, deveremos produzir mais de 4 milhões de barris por dia de petróleo e exportar mais de 1 milhão de barris por dia. Para que tudo isso ocorra, é preciso um sofisticado nível de planejamento e um montante muito elevado de investimentos. Estima-se que a aquisição de bens e serviços será de cerca US\$ 400 bilhões até lá. O Brasil dobrou sua produção e suas reservas de petróleo cru nos últimos 15 anos. O país detém cerca de 25% da exploração e produção em águas profundas do mundo, e 78 diferentes concessionários já atuam no Brasil.

34 Pré-Sal: Desafios e Oportunidades

(Um Sonho Possível)

MAURO YUJI HAYASHI

Até chegar ao estágio atual do pré-sal, onde as reservas potenciais descobertas em apenas quatro anos são equivalentes a todo volume de petróleo produzido no Brasil, nos últimos 60 anos, o corpo técnico da Petrobras foi desafiado a trilhar uma difícil jornada. Hoje, o pré-sal brasileiro já é uma realidade. A produção de petróleo já supera os 300 mil barris diários com apenas 17 poços produtores e dois injetores. O petróleo do pré-sal é bastante competitivo em relação às demais áreas em desenvolvimento no mundo, com custo final em torno de US\$ 45 por barril. As atuais estimativas para os não convencionais apontam para custos em torno de US\$ 70 por barril.

41 O Pré-Sal e a Nova Geografia Econômica

JORGE ARBACHE / FERNANDO ARBACHE

No campo da energia, grandes mudanças já apontam no horizonte. Os Estados Unidos estão se transformando numa grande potência em hidrocarbonetos por meio de novas tecnologias que estão viabilizando a exploração do gás e do óleo de xisto. A nova geografia econômica já está redesenhando a economia mundial, e as consequências para o Brasil serão significativas. A queda do preço da energia nos EUA já está deslocando investimentos brasileiros intensivos em energia para aquele país sob a alegação de que o custo do gás no Brasil é ao menos quatro vezes maior. Como o Brasil figura na nova geografia econômica? O artigo explora, em particular, o caso do pré-sal.

49 A Hora da Virada: Promovendo

Investimentos com a Política de Conteúdo Local no Setor de Petróleo

ELOI FERNANDEZ Y FERNANDES / ERNANI TEIXEIRA TORRES FILHO

A política que obriga as empresas concessionárias de petróleo a comprar bens e serviços no Brasil está completando 15 anos. Essas medidas foram implantadas em 1999, como parte da nova regulação que substituiria o modelo de monopólio, que já vigorava

há mais de quatro décadas. Entre as várias medidas regulatórias adotadas, a mais importante foi o compromisso de os futuros concessionários comprarem localmente um percentual de seus investimentos. Diferentemente de 1999, o problema da indústria nacional, hoje, não é mais a ociosidade, mas a falta de capacidade de oferta e de competitividade – o que apenas pode ser superado com a aceleração dos investimentos na rede de fornecedores de petróleo e gás.

55 A Guerra entre Petróleo e Etanol

ROGÉRIO CÉZAR DE CERQUEIRA LEITE / MANOEL

REGIS LIMA VERDE LEAL / MARCELO PEREIRA CUNHA

O atual caminho trilhado pelo setor energético mundial e as projeções de continuidade de sua rota são claramente insustentáveis, como mostram a AIE e o IPCC. A atual taxa de crescimento do consumo de energias fósseis levaria a um aumento de temperatura média do planeta em torno de 6 graus centígrados no longo prazo, que resultaria em mudanças climáticas e suas sérias consequências. Os dois pilares fundamentais para a correção de curso que leve as mudanças climáticas de longo prazo para níveis suportáveis são a eficiência energética e as energias renováveis. O etanol de cana-de-açúcar é o único biocombustível de primeira geração que sobreviverá no longo prazo.

64 A Política de Petróleo e a Indústria de Etanol no Brasil

ELIZABETH FARINA / LUCIANO RODRIGUES /

EDUARDO LEÃO DE SOUSA

O artigo descreve a relação entre a política do petróleo e a indústria de etanol de cana-de-açúcar no Brasil. A presença de externalidades positivas associadas à produção e uso dos biocombustíveis exige políticas públicas para induzir o seu desenvolvimento, dado que o mercado, de forma autônoma, não é capaz de incorporar no sistema de preços o valor dessas externalidades positivas. No Brasil, a motivação principal das políticas de estímulo ao desenvolvimento de energias renováveis nem sempre foi predominantemente ambiental. Pelo contrário, na maior parte das vezes, o motivo esteve associado à segurança energética.

Apresentação



Especialistas em petróleo, gás natural, pré-sal e etanol escrevem nesta edição temática. O Conselho Editorial pediu a eles que, em nove artigos, expusessem ao leitor os principais problemas, desafios e oportunidades que se apresentam ao Brasil diante da nova geografia da produção e da inovação. O intuito desta revista, ao escolher os articulistas e os assuntos do presente número, é contribuir para o debate nacional.

O geólogo Alvaro Teixeira, assessor especial do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), coordenou cinco artigos, os quais dão ao leitor uma visão prospectiva da complexa e estratégica indústria do petróleo, que experimentou extraordinário desenvolvimento a partir da abertura de mercado, em 1997. Hoje, essa indústria é responsável por investimentos da ordem de US\$ 40 bilhões anuais, que contribuem com uma participação no PIB de 12%.

Adriano Pires, do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), e Marcio Balthazar da Silveira, da NatGas Economics, recordam que a Petrobras, por sua excelência, sempre teve um papel de protagonismo na indústria, no período do monopólio e na atual fase de mercado aberto e competitivo. Eles elogiam o foco dos investimentos no segmento de exploração e produção, mas recomendam o desinvestimento e a busca de parcerias em determinadas atividades do downstream.

O consultor Marco Tavares, fundador do Grupo Gas Energy, analisando o mercado mundial, prevê uma “explosão do uso do gás natural”

no país, nos próximos anos, como energético ou matéria-prima. Para isso, considera importante criar condições para o desenvolvimento de um mercado competitivo no transporte e distribuição de gás, a exemplo do Reino Unido e da Argentina, por meio do desinvestimento de ativos nas mãos da Petrobras. Trata-se uma proposta ousada e, talvez, prematura, face à conjuntura atual.

Alvaro Teixeira descreve o sucesso na área de exploração e produção nos 15 anos de abertura, com a participação privada no segmento. Nesse período, as reservas e a produção de petróleo duplicaram e os investimentos praticamente decuplicaram. Além disso, houve a descoberta de imensas reservas do pré-sal. A futura sustentabilidade do segmento, entretanto, vai depender da continuidade dos leilões de blocos exploratórios. De acordo com Teixeira, o sucesso da primeira rodada do pré-sal sob o novo regime de partilha, em outubro próximo, está condicionado à atratividade das condições contratuais e à mitigação da insegurança dos potenciais contratistas diante do excessivo poder do governo nas decisões.

Em seu artigo sobre os desafios e oportunidades do pré-sal, o engenheiro Mauro Yuji, gerente de planejamento da Petrobras, responsável pelo plano desenvolvimento da Bacia de Santos, menciona a “transformação de um sonho em realidade”. Usa o simbolismo para ressaltar o sucesso da empresa ao vencer os grandes desafios tecnológicos enfrentados, inicialmente, no desenvolvimento das reservas do pré-sal, cuja exploração

permitirá dobrar a produção nacional de petróleo até o final desta década. A grande demanda pelo pré-sal alavancará o crescimento da indústria nacional de bens e serviços.

O artigo do engenheiro Eloi Fernandez y Fernandez, diretor da ONIP, em coautoria com o economista Ernani Torres, professor da UFRJ, aborda a política de conteúdo local nos contratos de exploração e produção. Essa política busca agregar valor aos investimentos, por meio de obrigações assumidas pelos contratistas na ocasião dos leilões, de forma a utilizar uma determinada porcentagem de bens e serviços de origem nacional. A política de conteúdo local foi bem-sucedida numa primeira fase, quando a indústria apresentava capacidade ociosa. Porém, com o crescimento vertiginoso dos investimentos, é recomendável uma atualização dos instrumentos dessa política, visando converter as pesadas multas decorrentes de inadimplência em investimentos para a efetiva ampliação da capacidade e da competitividade dos fornecedores nacionais.

As rodadas de licitação para a exploração e a produção de petróleo e gás natural são analisadas pela engenheira civil e diretora-geral da ANP, Magda Chambriard. Ela lembra que a licitação de “Libra”, a 1ª rodada do pré-sal, acontecerá em 21 de outubro, certame que será “único”, pelo fato de já haver descoberta testada e, também, pela excepcional dimensão da produção que se espera da área.

“Pré-sal e a nova geografia econômica” é o tema do assessor econômico da presidência do BNDES, Jorge Arbache, e do sócio e diretor de P&D da Arbache Games, Fernando Arbache. Para eles, o verdadeiro ouro negro que poderá emergir do pré-sal não é o petróleo nem os royalties, mas sim as soluções para os desafios científicos e tecnológicos, logísticos e de equipamentos e materiais requeridos pela cadeia produtiva do setor e os impactos potenciais na produtividade e competitividade internacional.

Rogério César de Cerqueira Leite, professor emérito da Unicamp e membro do Conselho Nacional de Ciência e Tecnologia, Manoel Regis

Lima Verde Leal, do Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia do Bioetanol (CTBE), e Marcelo Pereira Cunha, do Instituto de Economia da Unicamp, são os autores do artigo “A Guerra entre Petróleo e Etanol”. Eles sustentam que o etanol de cana-de-açúcar é o único biocombustível de primeira geração que sobreviverá no longo prazo, mesmo depois da entrada em cena dos biocombustíveis de segunda geração. Assim, não parece ter sentido a postura de que, com a exploração do petróleo do pré-sal, a importância de etanol ficará diminuída, porque o Brasil será um exportador de petróleo.

Escrevem sobre “Política de Petróleo e Indústria de Etanol” os especialistas da União da Indústria da Cana-de-Açúcar (Unica) Elizabeth Farina, presidente, Luciano Rodrigues, gerente de economia e de análise setorial, e Eduardo Leão de Sousa, diretor-executivo. O caso brasileiro de produção e consumo em larga escala de etanol, ao longo de mais de quatro décadas, tornou-se um exemplo mundial. O Brasil conseguiu desenvolver o maior programa de substituição de combustíveis fósseis por renováveis. Não há outro país que tenha uma frota de quase 20 milhões de veículos leves, que possa rodar com qualquer combinação de gasolina e etanol de cana-de-açúcar que o consumidor deseje.

A desregulamentação do setor sucroenergético e a nova configuração no mercado de petróleo, associadas à mudança tecnológica que permitiu ao consumidor decidir o tipo de combustível a ser utilizado no momento do abastecimento, exigiram transformações na esfera regulatória relacionada ao setor de combustíveis. Isso fez do Brasil um caso único no mundo, não apenas pelo uso do etanol hidratado em larga escala e pela presença dos veículos flex, mas também por contemplar dois combustíveis substitutos – etanol e gasolina – com sistema de produção e estrutura de mercado completamente distintos, convivendo em um ambiente de livre mercado.

OS EDITORES

A Exploração e Produção de Petróleo no Brasil - 15 Anos de Abertura

.....

ALVARO A. TEIXEIRA

1 - Introdução

A abertura da exploração petrolífera no país, há 15 anos, depois de quase meio século de monopólio estatal, conduzido com muita competência pela Petrobras, é internacionalmente reconhecida como exemplar, por sua transparência e estabilidade regulatória. Esse fato, associado às favoráveis perspectivas petrolíferas de um país de dimensões continentais, detentor de imensas áreas sedimentares ainda pouco exploradas, tanto em sua extensão terrestre como em sua margem atlântica, atraiu o interesse dos investidores nacionais e internacionais, tornando-se um caso de sucesso no mercado mundial.

Nesses 60 anos de atividades sistemáticas de exploração, o Brasil passou de marginal para um importante produtor de petróleo, alcançou a virtual autossuficiência e, até o fim da presente década, deverá se tornar um grande exportador mundial.

O presente artigo abordará os fatos políticos mais importantes que marcaram a abertura da exploração de petróleo no país e a sua posterior consolidação, com o sucesso dos contratos de concessão; a descoberta do pré-sal e seu impacto na regulamentação; e as perspectivas e desafios futuros.

.....
ALVARO A. TEIXEIRA, ex-secretário executivo do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), é atualmente assessor sênior da entidade e consultor na área de petróleo. É membro e ex-Presidente da Seção Brasil da SPE (Society of Petroleum Engineers, Dalas).

2 - Antecedentes da Abertura

Na década de 1970, dois fatos tiveram impactos importantes na política petrolífera nacional e, de alguma maneira, foram precursores da abertura ocorrida quase 30 anos depois. O primeiro foi a criação da Petrobras Internacional- Braspetro, em 1971, com o objetivo maior de ajudar a garantir o suprimento nacional de petróleo, cuja importação representava cerca de 80% do consumo. Foi também uma escola para seus profissionais, treinando-os a trabalhar do outro lado da mesa do negócio internacional de exploração e produção de petróleo, agora como contratistas de risco. O segundo fato, consequência da primeira crise de petróleo, em 1974, foi a atração de empresas privadas nacionais e internacionais com o objetivo de complementar os esforços exploratórios da Petrobras, por meio de contratos de serviço com cláusula de risco, firmados no final da década de 1970. Importantes para ampliar o conhecimento geológico do país, os resultados dos 243 contratos firmados com 33 empresas internacionais e seis nacionais foram pífios. Descobriram-se o pequeno campo de gás de Merluza, na Bacia de Santos, no offshore de São Paulo, e seis pequenos campos de óleo na Bacia Potiguar, no Rio Grande do Norte.

Com a segunda crise de petróleo, em 1979, e a explosão dos preços de petróleo no mercado mundial, o início da década de 1980 foi marcado por uma séria crise cambial e econômica no país, que gerou um perverso ciclo de estagflação, só

debelado em 1994, com o Plano Real. Em meados de 1980, a Petrobras, apesar do grande sucesso nas operações marítimas na Bacia de Campos, onde alcançou a produção de cerca de 500 mil barris de petróleo por dia, sofria sérias restrições financeiras para bancar os pesados investimentos necessários para expandir a produção marítima. O governo controlava os preços de seus produtos, com o intuito de amenizar a inflação que corroía a economia do país, situação que, em escala menor, voltou hoje a afetar as finanças da empresa.

Nessa época iniciou-se um movimento mundial de abertura e globalização dos mercados, na busca pela eficiência econômica. Isso aconteceu também no mercado de petróleo, com um movimento de desmonopolização e abertura da produção no mundo ocidental que, posteriormente, com a queda do Muro de Berlim, se estendeu também aos países até então sob o domínio da ex-União Soviética. Na América Latina, apenas dois países, o Brasil e o México, continuavam a adotar o regime do monopólio estatal na exploração e produção de petróleo.

No Brasil, apesar do tremendo passo atrás dado em relação ao resto do mundo, com a incorporação do monopólio estatal de petróleo na Constituição de 1988, essa situação começou a se reverter a partir de 1990, com a consolidação da abertura política, a eleição direta dos governantes e, em paralelo, com a política de privatização de outros setores da economia (eletricidade, siderurgia, telecomunicações, mineração e outros), então operados diretamente por órgãos governamentais.

3 - A Abertura do Mercado Nacional de Petróleo

A abertura da produção de petróleo no país começou efetivamente com a promulgação da Emenda Constitucional nº 9, de novembro de 1995, que alterou o Art. 177 da Constituição Federal, flexibilizando o monopólio da Petrobras. Paralelamente, outras medidas importantes

foram aprovadas, como a que instituiu o Plano Real, que garantiu estabilidade econômica, fundamental para os projetos offshore, caracterizados por elevados investimentos e longa maturação; e a que estendeu o regime jurídico de empresa nacional àquelas de capital estrangeiro estabelecidas no país.

Depois de dois anos de tramitação no Congresso, após o compromisso formal do presidente Fernando Henrique de não privatizar a Petrobras, em agosto de 1997, foi finalmente sancionada a Lei 9478/97 – a Nova Lei do Petróleo, que estabeleceu as bases jurídicas e tributárias dos futuros contratos de concessão para a exploração e produção, a serem firmados tanto com empresas privadas nacionais como com empresas privadas e estatais estrangeiras vencedoras de licitações internacionais. Na mesma lei foram criados o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão interministerial secretariado pelo ministro de Minas e Energia (MME), de assessoramento à Presidência da República na elaboração da política energética do país; e a Agência Nacional de Petróleo – ANP, autarquia especial ligada ao MME que, operacionalizando as políticas aprovadas pelo CNPE, é responsável por regular, promover (através de licitações), aprovar e fiscalizar todas as operações afetas ao setor de exploração e produção.

A Nova Lei do Petróleo estabeleceu pilares alinhados com os regimes regulatórios mais avançados da indústria mundial de petróleo, comuns aos países com estabilidade política e econômica, bem como dotados de instituições jurídicas, tributárias e financeiras consolidadas. Adotou-se o modelo típico das economias mais desenvolvidas.

Os pilares relevantes da Lei são os seguintes:

1. Contrato de Concessão, no qual os contratados, além dos impostos ordinários, pagam à União as chamadas participações governamentais, constituídas por 5% a 10% de regalias (royalties) sobre a renda da produção de petróleo e a denominada Participação Especial, variando de 0 a 40%

- em função da produtividade do campo (espécie de *wind fall profit*), que confere estabilidade econômica aos contratos;
2. Livre disposição do óleo e gás produzidos;
 3. Preços do petróleo alinhados aos preços negociados no mercado internacional;
 4. Política de incentivo a programas de pesquisa, desenvolvimento e inovação tecnológica; e
 5. Licitações internacionais competitivas para a outorga dos contratos de concessão.

Obviamente, todos os riscos e investimentos são da responsabilidade dos contratados, passíveis de recuperação apenas no caso de sucesso econômico nos investimentos exploratórios.

Na elaboração e posteriores aperfeiçoamentos do contrato de concessão e dos editais de licitação, bem como nas questões tributárias, de licenciamento ambiental e de segurança operacional, o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (BP), representando suas empresas de petróleo associadas, vem desempenhando um importante papel junto às entidades governamentais envolvidas com o setor, através de um sistemático diálogo, travado em clima de confiança e colaboração e sempre seguindo as melhores práticas observadas na indústria internacional.

4 - O Contrato de Concessão

Implantada pelo Decreto 2.455 de 14 de janeiro de 1998, a ANP iniciou imediatamente os trabalhos para a elaboração do contrato de concessão e das necessárias portarias para regulamentação da lei, instrumentos necessários para firmar os primeiros contratos com a Petrobras, que ficou com o direito de pleitear a retenção das áreas (blocos) nas quais tivessem campos de petróleo em produção e trabalhos avançados de avaliação ou exploração. No dia 6 de agosto de 1998, foram firmados com a Petrobras 397 contratos de concessão, da chamada “Rodada Zero”, cobrindo uma área de 456 mil km², ou 7,1% das áreas geologicamente prospectáveis do território nacional de cerca de 6,4 milhões de quilômetros quadrados.

Era o início de uma nova era da indústria nacional de petróleo, em que empresas do setor, inclusive a Petrobras, se vencedoras das licitações, poderiam explorar e produzir petróleo nas condições estabelecidas em contratos firmados por estas com o órgão regulador da atividade, a ANP, em nome da União.

O Repetro

Porém, ainda havia uma importante questão a solucionar, da qual dependia o sucesso das licitações na atração de investimentos para o setor. Era a questão dos impostos indiretos (PIS, Cofins, IPI, ICMS), que chegavam a ter um peso de 40% nos investimentos. O Brasil talvez seja um dos poucos países do mundo que taxe os investimentos, o que é crucial para o setor de petróleo, dada a natureza de seus projetos – que exigem elevados investimentos e são de longa maturação. Isso sem falar nos investimentos de exploração, que são de risco e poderão não ser recuperados em caso de insucesso nas operações.

Essa questão tributária, relevante para a atratividade do setor, foi finalmente solucionada em 1999, com a aprovação do regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados às atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural (Repetro), que é válido para a duração do contrato de exploração e produção. Muito criticado pelas associações de fabricantes nacionais, o Repetro, na realidade, proporciona uma exoneração isonômica tanto para bens importados como para os de fabricação nacional, por meio da chamada exportação com saída ficta (exportação sem saída do país) e o regime da admissão temporária. O Repetro foi sancionado para uma vigência de três anos, posteriormente estendida até dezembro de 2020.

Com a edição do Repetro, a Petrobras logrou fechar os acordos de parceria com 34 empresas nacionais e internacionais, com as quais vinha negociando desde 1996 a cessão parcial de direitos (*farm-out*, na linguagem petroleira) em 40 dos 86 contratos de exploração que tinha recém-firmado com a ANP.

As Rodadas de Contratos de Concessão

Concluídas as negociações com a Petrobras e já dispondo de todos os instrumentos legais e regulatórios necessários, a ANP promoveu, nos dias 15 e 16 de junho de 1999, a primeira licitação internacional, com 27 grandes blocos exploratórios, da qual participaram a Petrobras e 13 empresas internacionais. Seguiram-se nove licitações anuais (as chamadas “rodadas”), realizadas continuamente até 2008. Vale recordar que a 8ª rodada, realizada em 2006, foi suspensa por força de liminares e, posteriormente, cancelada pelo CNPE. Nessas nove rodadas, foram outorgados 765 contratos de concessão com 78 empresas, metade das quais de capital nacional. Em paralelo às 4ª e 5ª rodadas, foram adjudicados, em leilões específicos para as pequenas empresas, 15 contratos para o rejuvenescimento de campos marginais.

Um fato importante ocorrido em 2007, às vésperas da realização da nona rodada, foi a intempestiva decisão do CNPE de retirar 41 blocos da Bacia de Santos, constantes do edital de licitação. A justificativa foi a necessidade de uma reavaliação do regime contratual para as áreas marítimas, face às excepcionais perspectivas petrolíferas reveladas no ano anterior, com a descoberta da prolífica província petrolífera do pré-sal no local. Uma décima rodada ainda foi realizada no final de 2008, porém, só contemplando blocos nas bacias terrestres.

A 11ª Rodada

Seguiram-se cinco anos sem licitações nas bacias marítimas e, por força da cláusula, usual nos contratos de risco, de devolução das áreas sem descobertas após três a sete anos de trabalhos, a maior parte das empresas de petróleo presentes no país ficou com seus portfólios de exploração praticamente exauridos. A situação afetou mais duramente as pequenas empresas nacionais, por não terem a capacidade econômica de buscar oportunidades de investimentos fora do país. Essa interrupção da exploração em novas áreas vai impactar os fabricantes nacionais nos próxi-

mos cinco a sete anos, pela falta da demanda de bens para os projetos de desenvolvimento da produção de campos que poderiam ter sido descobertos nesses últimos cinco anos. O governo também deixará de receber receitas oriundas de bônus de assinatura das licitações não realizadas, bem como os impostos e participações que poderiam ter sido geradas pela produção postergada.

Felizmente, esse jejum do setor foi finalmente quebrado no dia 14 de maio passado, com a realização da 11ª rodada, em 11 bacias situadas fora do polígono do pré-sal, cujo resultado ultrapassou as expectativas mais otimistas e mostrou a atratividade dos contratos de concessão. Foram arrematados 142 blocos (87 em terra e 55 no mar) por 30 empresas (12 nacionais e 18 estrangeiras). A rodada foi um grande sucesso, tanto em termos do montante do bônus de assinatura (recorde de R\$ 2,8 bilhões) como do valor dos investimentos mínimos ofertados para a fase de exploração (recorde de R\$ 6,8 bilhões) e na dispersão geográfica dos trabalhos exploratórios em terra e no mar.

Os maiores investimentos da rodada continuaram a cargo da Petrobras, que participou na outorga de 34 blocos. Entretanto, merece destaque a forte participação das empresas internacionais (Total, BG, Statoil, BP e o retorno da ExxonMobil) e das empresas nacionais, como a Queiroz Galvão, OGX e Petra, bem como de novos entrantes, como Ouro Preto e Nova Petróleo.

5 - O Pré-sal e o Contrato de Partilha

As relevantes descobertas de petróleo no pré-sal, em 2006, foram resultado das primeiras perfurações exploratórias realizadas em blocos em águas ultraprofundas da Bacia de Santos, outorgados na 2ª (2002) e na 3ª (2003) rodadas.

A província do pré-sal tem sua gênese associada aos movimentos tectônicos responsáveis pela separação dos continentes sul-americano e africano, processo iniciado há 130 milhões de anos para a formação do Protoatlântico Sul. Foi uma evolução geológica favorável ao desenvol-

vimento de grandes campos de petróleo, devido à criação de um ambiente propício à formação de excelentes rochas geradoras e reservatórios (os calcários do pré-sal), estes, por sua vez, capeados por espessas camadas de sal, que constituem um selo perfeito para a integridade das acumulações petrolíferas formadas.

Os trabalhos de exploração e avaliação realizados na Bacia de Santos, no chamado “cluster” do pré-sal, já comprovaram a descoberta de cerca de 30 bilhões de barris de petróleo equivalente (boe, que inclui o gás natural) em 11 acumulações, sendo que a maior delas, denominada Libra, poderá ter reservas de mais de 8 a 12 bilhões de boe, ou seja, mais da metade das atuais reservas provadas brasileiras. Em testes de longa duração, essas descobertas já estão produzindo mais de 300 mil barris por dia (bopd), prevendo-se que alcance mais de 2 milhões até 2020. Essa produção contribuirá para mais que dobrar a atual produção nacional, com o país assumindo uma importante posição exportadora no mercado mundial.

O Novo Marco Regulatório

Tendo em vista o enorme potencial petrolífero revelado pelos trabalhos de exploração e produção realizados, a alta rentabilidade dos prospectos levou o governo a tomar a decisão de rever o marco regulatório, para buscar uma maior participação do Estado na renda petroleira nos campos do pré-sal, bem como delimitar a sua extensão. Essa época coincidiu com a explosão dos preços do petróleo no mercado internacional

Novamente o IBP buscou colaborar com as autoridades, mostrando que o contrato de concessão poderia ser mantido também para o pré-sal, bastando o aumento da participação especial para se alcançar o desejado incremento da participação governamental. Era também a fórmula legalmente mais simples e rápida, pois poderia ser implementada por decreto presidencial, evitando o receio da indústria de uma longa interrupção dos leilões.

Apesar dos esforços despendidos pelo IBP nas esferas do Executivo e do Legislativo – seja

apresentando estudos e propostas em debates públicos organizados por formadores de opinião, seja em artigos na mídia, mostrando a maior conveniência dos contratos de concessão, tipicamente utilizados nos países desenvolvidos – o governo preferiu introduzir no país um novo regime regulatório para o pré-sal, o modelo chamado de Contrato de Partilha da Produção (PSA, em inglês). Encaminhado ao Congresso, o novo modelo foi aprovado e sancionado pela Presidência da República no dia 22 de dezembro de 2010, por meio da Lei 12.351/10. Nessa mesma lei foi aprovado o Fundo Social, a ser capitalizado com as rendas da União provindas das participações governamentais, tanto dos contratos de concessão vigentes no pré-sal como dos futuros contratos de partilha.

Completando o aparato jurídico para a implantação do regime de partilha, foram sancionadas as leis 12.304/10, que criou a PPSA (Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A.); e 12.276/10, que aprovou a capitalização da Petrobras. Essa capitalização foi instrumentada com a cessão onerosa à Petrobras de 5 bilhões de boe, a serem produzidos do campo de Franco e acumulações adjacentes menores, dentro do chamado “cluster” de Santos. Essa cessão, valorada pelo governo em US\$ 42,5 bilhões, foi coberta com o lançamento de novas ações no mercado pela Petrobras. Ainda hoje é a maior capitalização já registrada no mercado acionário mundial.

O Contrato de Partilha

Criados na Venezuela na década de 1940, os contratos de partilha (PSA) tornaram-se correntes na Indonésia. Na sua concepção original, depois de recuperar todos os investimentos feitos com o recebimento de parte do óleo produzido (o chamado óleo de custo ou *cost oil*), o contratista partilhava com o governo a produção restante (o chamado óleo excedente ou *profit oil*). A parte recebida pelo contratista do *profit oil* era livre de impostos e de outras participações governamentais, como royalties. Essa estrutura do PSA tem

evoluído, passando também a serem cobrados do contratista os impostos e os royalties. O contrato de partilha é bastante difundido no mercado mundial, sendo frequente naqueles países produtores cujos governos querem um maior controle sobre os recursos petrolíferos e que, geralmente, não dispõem de legislação jurídica e fiscal consolidada e estável.

O Modelo Brasileiro

O modelo brasileiro de PSA tem duas particularidades não encontradas nos contratos vigentes no mercado mundial. Uma delas é a criação de uma nova empresa estatal – a PPSA –, que vai gerir os interesses do governo e será detentora de poderes excessivos nas decisões de investimentos tomadas pela Comissão de Operação, na qual terá 50% dos votos e a presidência, com direito a voto de qualidade e poder de veto. Este ponto, mais o fato de a Petrobras ser operadora única em todos os contratos, detentora de pelo menos 30% dos interesses, quaisquer que sejam as condições apresentadas pelo consórcio vencedor, criam um ambiente de incerteza aos potenciais participantes em futuras licitações previstas para o pré-sal.

Nos futuros leilões de partilha, a ANP fixará para cada bloco ofertado todos os parâmetros hoje utilizados nos leilões de concessão para valorar as propostas, a saber: bônus de assinatura, programa exploratório mínimo e compromisso de conteúdo local, ficando como o único critério de seleção da oferta vencedora a porcentagem do *profit oil* oferecido ao governo.

A Disputa para Nova Repartição da Renda Petroleira

A tramitação da proposta do governo no Congresso não foi tranquila, pois foi objeto de acaloradas disputas, não relacionadas a aspectos legais ou técnicos do regime, mas por emendas articuladas pelos representantes dos estados não produtores, propondo aumento substancial de seus quinhões nas participações governamentais, em detrimento dos estados produtores, tanto nos

futuros contratos do pré-sal como para os contratos de concessão vigentes. Vitoriosa por esmagadora maioria no Congresso, a tese acabou sendo vetada pelo governo na sanção da Lei 12.351/10.

Com a posterior anulação do veto presidencial pelo Congresso, a questão continua a ser objeto de discussão aberta entre os poderes, pois, paralelamente, os estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo entraram com ações judiciais no Supremo Tribunal Federal contra mudanças na atual repartição dos royalties e participações especiais, consideradas inconstitucionais, obtendo uma liminar que suspendeu a questão até uma decisão definitiva pelo plenário do tribunal. Como ainda não há uma solução de consenso entre os estados produtores e não produtores, e segue pendente a decisão final do Supremo, o assunto preocupa as empresas do setor, que temem sofrer, no caso de uma derrota, a imposição de compensações tributárias pelos estados produtores.

Embora ainda pendente de uma solução para a repartição da renda petroleira, o CNPE decidiu realizar a primeira licitação para o pré-sal ainda neste ano, marcando-a para outubro. Estabeleceu, ainda, que será ofertado apenas um único bloco, cobrindo a já mencionada descoberta de Libra. Para isso, será preciso aprovar com urgência os termos do contrato de partilha e as respectivas portarias regulatórias.

6 - Considerações Finais

Nesses 15 anos de abertura do mercado, a indústria nacional de petróleo experimentou um notável desenvolvimento, tendo sua participação no PIB passado de pouco mais de 2%, em 2007, para valores atualmente estimados em 12%. Os recursos petrolíferos do país praticamente dobraram, com as reservas atingindo 15 bilhões de barris e a produção média alcançando 2 milhões de barris diários de óleo (bopd). Isso sem contar com os futuros prolíficos recursos em desenvolvimento no pré-sal, onde já foram descobertos mais de 30 bilhões de barris, cujo de-

envolvimento deverá contribuir com a metade dos mais de 5 milhões bopd previstos para estarem sendo produzidos até 2020. São estimativas que colocarão o país entre os grandes atores do mercado mundial de petróleo: entre os dez maiores em reservas e os cinco maiores em produção.

Como mencionado, sob o marco do regime de concessão foram realizados até o momento, incluída a 11ª rodada, dez leilões internacionais, que resultaram na assinatura de mais de 900 contratos de exploração e produção, que contribuíram aos cofres públicos com mais de R\$ 205 bilhões com as participações governamentais (royalties, participação especial, bônus de assinatura e aluguéis com retenção de área).

Quanto aos investimentos em exploração e produção, estes passaram de cerca de US\$ 3 a 4 bilhões anuais, em 1997, para os US\$ 40 bilhões atuais, dos quais aproximadamente 75% realizados pela Petrobras e o restante por outros investidores, cuja participação deverá ser crescente no futuro. De todo esse esforço dois importantes marcos exploratórios foram alcançados em 2006: a autossuficiência nacional em petróleo e a descoberta do pré-sal. A estes devem ser acrescentadas as políticas bem-sucedidas, visando ao desenvolvimento tecnológico e à expansão da base industrial nacional, com o objetivo de atender à enorme demanda de bens e serviços necessários para o desenvolvimento da produção de petróleo e para a geração de trabalho e renda.

Por sua parte, a Petrobras se liberta dos grilhões de um mercado fechado e controlado. Beneficiada pelos preços de seus produtos – equiparados aos do mercado internacional – e por sua liderança mundial na produção em águas profundas, a estatal ganhou musculatura financeira e se transformou em uma das maiores empresas de petróleo do mundo. Essa posição foi abalada pelo controle de preços dos derivados imposto pelo governo

ante o espectro de retorno da inflação, situação que se espera que seja conjuntural e passageira.

É sempre oportuno enfatizar que, além da prospectividade petrolífera de nossas bacias sedimentares, sobretudo as situadas na margem continental, vários fatores contribuíram para esse sólido crescimento: um contrato de concessão moderno e mutuamente atrativo às partes envolvidas, poder concedente e concessionário, realização de licitações transparentes e competitivas, regras estáveis e de pleno respeito às condições contratuais pactuadas, e estabilidade da moeda – fato extremamente importante em projetos de longa maturação e de pesados investimentos.

Este ano, além da 11ª rodada, que acabou de ocorrer, estão previstos mais dois leilões: em outubro, como mencionado, a primeira rodada para o pré-sal e, em novembro, a 12ª rodada, visando à descoberta de gás nas bacias terrestres para, entre outros usos, o futuro reforço da geração termelétrica.

A primeira rodada do pré-sal será um teste para o novo regime, cujo sucesso poderá se converter, pela magnitude das reservas de petróleo envolvidas, em referência na indústria mundial de petróleo. Isso, desde que o contrato venha a oferecer condições econômicas atrativas e consiga mitigar os dois pontos já mencionados, que preocupam e trazem insegurança aos potenciais investidores: o operador único e o excessivo poder da PPSA.

Finalmente, o jejum de quase cinco anos entre a 10ª e 11ª rodadas deixou claro que só a continuidade dos leilões dará a necessária sustentabilidade ao setor nacional de exploração e produção, pelos seus reflexos diretos na saúde de todos os atores do segmento – os investidores e os fornecedores nacionais de bens e serviços –, além de aportar importantes recursos para o desenvolvimento nacional.

Petrobras – Excelência, Vanguarda e Modernização

.....

ADRIANO PIRES / MARCIO BALTHAZAR DA SILVEIRA

Agora, nossa prioridade é a exploração do óleo”, disse, recentemente, a presidente da Petrobras, Graça Foster, ao apresentar o Plano de Negócios da companhia.

Nos anos 1960, quando o petróleo era barato, a Petrobras adotou a estratégia de agregar valor com a produção de derivados e petroquímicos e substituir importações de tais produtos. A Petrobras, então importadora de derivados, direcionou sua estratégia para o investimento na ampliação de sua capacidade de refino e produção de petroquímicos e expansão da frota de petroleiros, com o objetivo de importar óleo e refiná-lo internamente e, com isso, tornar-se autossuficiente na produção de derivados. Atuando como monopolista, cabia à companhia a missão de garantir o abastecimento nacional. Essa foi a estratégia adotada nos anos 1960 e início da década de 70.

O aumento nos preços do óleo, a partir do primeiro e do segundo choque do petróleo, em 1973 e 1979, respectivamente, resultou na intensificação da atividade de prospecção em novas regiões do planeta e no conseqüente aumento na demanda por tecnologia para viabilizar tais projetos. A nova realidade proporcionou à indústria petrolífera novos parâmetros de risco e remuneração e levou à maior concentração das companhias de petróleo nas atividades de E&P, em particular no mar.

Ao valor do óleo foi incorporado outro fator de produção mais relevante: tecnologia, cujo

controle e intensidade foram decisivos para a viabilização física e econômica das novas áreas, em especial Mar do Norte, Golfo Americano, Costa da África e Bacia de Campos.

Para a Petrobras, a conjuntura de preços de petróleo elevados, o prognóstico de escassez e a missão de garantir o suprimento de combustíveis ao País, foram os elementos determinantes na estratégia de intensificar o direcionamento dos recursos para engenharia e tecnologia e para o desenvolvimento da prospecção nas novas áreas offshore, com o propósito de ampliar a independência em relação ao suprimento externo. Esse foi um momento de mudança de estratégia, e os investimentos passaram a ser quase na sua totalidade aplicados na atividade de E&P e praticamente zerados na área de refino.

Mais do que acompanhar uma nova tendência, o sucesso exploratório da Petrobras surpreendeu o mundo, e a companhia passou a liderar a fronteira tecnológica de E&P em águas profundas. A estratégia definida por seu acionista controlador, a União, ainda num período em que exercia o monopólio, consolidou a atuação da Petrobras em um mercado de grandes dimensões, como o do Brasil.

A Abertura do Mercado em 1997

Com a abertura do mercado em 1997, a Petrobras foi superando, sucessivamente, os próprios recordes internacionais na busca de óleo em águas profundas. Deixou de ser vista como

.....
ADRIANO PIRES é diretor do CBIE (Centro Brasileiro de Infraestrutura)

MARCIO BALTHAZAR da Silveira é sócio da NatGas Economics

mais uma empresa nacional, passando a ser reconhecida internacionalmente como uma corporação integrada de excelência tecnológica em óleo e gás natural.

Os sucessivos recordes da Petrobras em E&P ocorreram com a empresa atuando dentro do modelo de concessão. Esse modelo definiu as regras e condições necessárias à participação também de agentes privados no upstream (parte da cadeia produtiva que antecede o refino e abrange as atividades de exploração, desenvolvimento, produção e transporte para beneficiamento) da indústria, atividade que até então era desempenhada exclusivamente pela Petrobras. O ingresso de novas empresas, isoladamente ou em parceria com a Petrobras, trouxe não somente capital, mas também aceleração ao desenvolvimento do conhecimento tecnológico.

Em paralelo, promoveu-se a reestruturação da atuação do Estado no setor de petróleo com a criação de uma agência reguladora para o setor, a Agência Nacional do Petróleo, Gas Natural e Biocombustíveis (ANP). A agência regularia o setor dentro de parâmetros de autonomia administrativa e financeira.

Coube à ANP organizar e promover as Rodadas de Licitações de Blocos de Exploração e assinar os contratos de concessão, em nome da União. Nos últimos 15 anos, o sucesso da atuação da ANP pode ser aferido, nesse segmento, com a promoção de 11 rodadas de licitações, em que foram concedidos cerca de 627 mil km² em 893 blocos de exploração. A ANP arrecadou para a União um total de aproximadamente R\$ 8,3 bilhões em bônus de assinatura, sendo que a Petrobras foi responsável por 24,4% desse total.

A Petrobras obteve, em média, 47% de participação nos blocos, sendo 23% em parceria em consórcios e 24% isoladamente. É importante notar que, mesmo nas parcerias, a Petrobras participou da maior parte dos consórcios como operadora, devido a sua reconhecida experiência e excelência em águas profundas no Brasil.

A estratégia de ingresso da Petrobras nas rodadas de licitação levou a um intenso período de

exploração e produção, especialmente na fase em que os poços entraram em desenvolvimento, em meados da década de 2000.

Isto pode ser observado pela evolução no volume de investimentos em exploração e produção (E&P) nos Planos de Negócios da Petrobras sucessivamente anunciados a cada ano, e que aumentaram 816%, do Plano de Negócios 2004-2009 (US\$ 16,1 bilhões) para o Plano de Negócios 2013-2017 (US\$ 147,5 bilhões).

Aumento da Produção

Para o Brasil, as novas descobertas contribuíram para aumentar as reservas de petróleo nacionais de 9,8 bilhões de barris, em 2002, para 15,1 bilhões, em 2013. A produção de petróleo do país aumentou 146% de 1997 para 2012 (6,2% a.a), de 841 mil barris por dia (bpd) para 2,1 milhões de bpd, sendo que mais de 80% da produção vêm da Bacia de Campos. O mesmo se deu em relação ao gás natural, cuja produção aumentou de cerca de 43 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d), em 2002, para 77 milhões de m³/d em 2013 (média de janeiro a março), um crescimento de 79% ou 5,4% ao ano. Evidentemente, todo este sucesso alcançado pela Petrobras, sozinha ou em parceria com outras empresas, na extração de óleo e gás natural offshore, em águas profundas e ultraprofundas, trouxe como corolário virtuoso uma expressiva mudança de paradigmas em tecnologia na indústria nacional e internacional.

Com o rápido aumento na disponibilidade de óleo e gás natural no litoral brasileiro, a Petrobras buscou também investir e estimular a ampliação do mercado doméstico de gás natural e prover infraestrutura para o seu desenvolvimento. Era impositiva a intervenção da companhia na implantação de dutos de transporte, na ampliação da capacidade de processamento de gás natural e no apoio à criação de concessionárias estaduais de gás canalizado e de programas visando à difusão do uso do gás natural. E, mais uma vez, a companhia mostrou capacitação ao rapidamente consolidar conhecimento para a

operação do mercado de gás natural dentro de padrões internacionais.

No segmento de refino já consolidado, fruto do ciclo anterior de investimentos, tratava-se agora apenas de otimizar e adequar as unidades para processamento do petróleo a ser produzido no litoral brasileiro.

Em reconhecimento à excelência da atuação e da liderança e pioneirismo no potencialmente promissor mercado brasileiro, a Petrobras recebeu a atenção dos agentes financeiros internacionais e passou a ter suas ações procuradas também em bolsas externas. Seguindo a tendência mundial de manter uma relação de transparência em suas atividades com os mercados financeiros, semelhante aos grandes conglomerados empresariais, submeteu-se às melhores práticas de governança corporativa internacional.

O que Explica o Sucesso da Petrobras após a Abertura?

O processo de abertura trouxe mudanças importantes à estrutura corporativa da Petrobras. Nota-se, principalmente a partir de 1998, um esforço de elevar a profissionalização dos quadros executivos, a responsabilização por resultados, a autonomia e a transparência dentro da empresa. Tratava-se de transformar a Petrobras em uma corporação internacional, com o foco na rentabilidade e uma ampla base de investidores nacionais e estrangeiros. Estas novas diretrizes eram, também, necessárias, na medida em que a empresa teria de competir em segmentos até então protegidos pelo monopólio legal.

A introdução de procedimentos que aprimoravam a governança corporativa representava, por outro lado, uma mudança na postura do governo em relação à Petrobras. O Estado passava a utilizar menos a empresa como instrumento de política de governo e buscava mais beneficiar-se dos fluxos de lucros, dividendos, impostos e participações governamentais pagos pela companhia¹.

.....
1 No primeiro trimestre de 2003, a Petrobras contribuiu, através de impostos, taxas, contribuições sociais e participações governamentais, com um total de R\$ 11, 7 bilhões – Petrobras (2003a) pp 1.

Esta nova fase da Petrobras foi acompanhada por uma crescente racionalização nas operações da empresa, com reduções de custos tanto no refino como na extração de petróleo, no Brasil e no exterior. O custo do refino no Brasil caiu 43% entre 1998 e 2002, enquanto o custo de extração vem reduzindo desde 2000, apesar da expansão da empresa para áreas mais profundas da plataforma continental². A produção de petróleo, por sua vez, aumentou cerca de 50% entre 1998 e 2002, passando de 1 milhão bpd para 1,5 milhão de bpd.

Em paralelo, a elevação do preço do petróleo no mercado internacional, entre 1999 e 2002, elevou fortemente os lucros da Petrobras. Os lucros da empresa passaram de um patamar de cerca de R\$ 2 bilhões, em 1999, para um nível próximo de R\$ 9 bilhões, em 2002. No primeiro trimestre de 2003, a empresa registrou lucro líquido de R\$ 5,5 bilhões, 540% maior do que o verificado no primeiro trimestre de 2002.

Observa-se, também, um considerável aumento no fluxo de investimentos realizados pela empresa. O total de investimentos passa de 0,66% do PIB, em 1998, para cerca de 1,43% do PIB, em 2002³. Para tanto, a Petrobras lançou mão de instrumentos alternativos para captação de recursos, tais como o lançamento de debêntures e operações de *project finance*.

Com a abertura, o processo de internacionalização das operações da empresa ganhou maior dimensão, com uma série de aquisições e permutas de ativos, principalmente na Ar-

.....
2 Entre 1998 e 2002, o custo do refino caiu de US\$ 1,65/b para US\$ 0,94/b, no Brasil. No exterior, os custos caíram de US\$ 1,46/b para US\$ 0,98/b, entre 2001 e 2002. Os custos de extração, no Brasil, (sem participações governamentais) eram de US\$ 3,19/b em 1999, passaram para US\$ 3,26/b, em 2001, e caíram para US\$ 3/b, em 2002. No exterior, os custos de extração caíram de US\$ 2,61/b, em 2000, para US\$ 2,08/b, em 2002 – Petrobras (2002), Petrobras (2001) Petrobras (2000), Petrobras (1999) e Petrobras (1998).

3 Os dados incluem investimentos (consolidados) no Brasil e no exterior e foram extraídos de Petrobras (2002) e Petrobras (1999).

gentina e na Bolívia⁴. Em 1998, a Braspetro (70%) e Pérez Companc (30%) adquiriram duas refinarias bolivianas. Em 2000, a Petrobras concluiu um contrato de permuta de ativos com a Repsol-YPF, em que a empresa passou a controlar a EG3, proprietária de uma refinaria e cerca de 700 postos de revenda na Argentina⁵. Em 2002, a Petrobras adquiriu o controle da PeCom Energia S.A., detentora de inúmeros ativos ao longo da cadeia de petróleo, gás natural e energia elétrica na Argentina e em outros países da América Latina. No mesmo ano, a empresa comprou a Petrolera Santa Fé, filial argentina da Devon Energy Corporation, ampliando a carteira de ativos na área de exploração e produção na Argentina.

O forte aumento dos investimentos, a elevação da competitividade e o crescente processo de internacionalização da Petrobras consistem em uma das principais marcas do processo de abertura, iniciado em 1997. Contrabalançar este fortalecimento da empresa com a necessidade de maior concorrência no setor de petróleo e gás natural representa o desafio fundamental da regulação da indústria no Brasil.

A Situação Presente da Petrobras

Nos últimos anos, em particular a partir de 2008, o mercado em geral e os acionistas da Petrobras passaram a perceber a utilização da companhia como complemento de política econômica e a verificar um distanciamento das expectativas que os levaram a investir após a abertura de 1997. Questiona-se entre os investidores e acionistas o custo que a Petrobras paga

4 Note que, desde a década de 1970, a Petrobras atua em diversos países da América Latina, Caribe, África, e nos EUA no segmento de exploração e produção de petróleo. O recente processo de internacionalização destaca-se pela maior ênfase em ativos a jusante da cadeia e no segmento de geração de energia elétrica.

5 Em contrapartida, a Petrobras cedeu à Repsol-YPF: 30% na subsidiária Alberto Pasqualini - REFAP S.A.; direitos contratuais de titularidade da BR de fornecimento de combustíveis a cerca de 250 postos e 10% dos direitos de concessão para exploração do campo de Albacora Leste, na Bacia de Campos.

para manter-se de forma hegemônica, verticalizada e horizontalizada, atuando de forma monopolista em praticamente todos os segmentos da indústria.

Cada vez mais cautelosos, os investidores avaliam a capacitação financeira da companhia diante dos compromissos que resultam da Lei 12.351/2010 que determina que a Petrobras seja sócia com pelo menos 30% de participação em todas as atividades exploratórias ligadas ao pré-sal e como operadora única. Ao mesmo tempo, a empresa assume tantos compromissos ligados à sustentação de sua posição de hegemonia no suprimento de gás natural e derivados de petróleo no país. Isso sem falar da recente inserção da companhia no segmento dos biocombustíveis.

De acordo com as estimativas iniciais, a exploração e o desenvolvimento do campo de Libra, o primeiro a ser leiloado no pré-sal, podem consumir entre US\$ 200 bilhões e US\$ 500 bilhões em investimentos, um montante altíssimo, mesmo diante do porte de grandes empresas da indústria do petróleo. De acordo com a lei, a Petrobras atuará como operadora e terá, no mínimo, 30% do consórcio. Assumindo-se que o bônus de assinatura se situe no piso das expectativas (em torno de R\$10 bilhões), a Petrobras teria que pagar R\$ 3 bilhões apenas em bônus. Quanto aos investimentos, a empresa deverá arcar com, no mínimo, R\$ 60 bilhões para a exploração e desenvolvimento do campo, o que representa um acréscimo de 25% no seu Plano de Investimentos anunciado para o período 2013-2017.

Um exemplo do elevado custo pago pela empresa, por ser usada como instrumento de política econômica, é a perda financeira com importação de derivados para abastecer o mercado interno e o custo de oportunidade por vender gasolina e diesel a preços abaixo do mercado internacional, uma política de preços determinada por questões que não estão intrinsecamente relacionadas as suas atividades em óleo e gás natural. Entre 1998 e 2001, os primeiros

anos da abertura do mercado, houve um período de transição em que os preços de todos os derivados de petróleo eram atualizados no início do mês conforme variações dos preços internacionais e do câmbio. Ou seja, os produtos do petróleo eram tratados como commodities, e a Petrobras e seus acionistas vivenciavam o que verdadeiramente ocorria no mercado internacional. No entanto, desde 2003, isso terminou, e a política de controle de preços imposta à Petrobras sob a inspiração do governo federal, tem levado a perdas com defasagem que afetam o caixa e reduzem o valor das ações e a capacidade de investimento da companhia. Estima-se que a perda que resulta desta defasagem é tão expressiva que, levando-se em consideração apenas o consumo de gasolina e diesel, se adotados preços internacionais desde 2003, a companhia teria colocado a mais no caixa o montante de R\$ 30,7 bilhões no período 2003-2013.

A estratégia de congelamento dos preços no segmento de downstream contribuiu para um prejuízo de R\$ 34,2 bilhões em 2012, o que ajudou a empresa a ter um lucro líquido de apenas R\$ 21,2 bilhões em 2012, inferior ao de 2011. Em 2011, a importação, apenas, de gasolina e diesel já havia contribuído para um prejuízo de R\$ 14,5 bilhões no balanço da estatal.

Com o crescimento da demanda de derivados, impulsionado pela política econômica de incentivo à venda de carros e mesmo pelo crescimento da economia brasileira sustentado pela exportação de commodities, a Petrobras, no segundo governo Lula, foi obrigada, pelo fato de ser monopolista, a se antecipar a seus prognósticos de demanda, voltando a realizar grandes investimentos na construção de refinarias Premium, o que não ocorria desde os anos 1960 e início dos anos 1970. Mais recentemente, já no governo Dilma, nos dois últimos Planos de Negócios, agora na gestão Graça Foster, a construção das novas refinarias Premium I e II, no Ceará e no Maranhão, respectivamente, foram colocadas sob avaliação, em razão de atrasos ou mesmo de adiamentos indefinidos de projetos.

Confusões Penalizam Acionistas

Um caso emblemático foi o da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), no estado de Pernambuco, cuja inauguração foi adiada de 2010 para final de 2014, e onde se viu o custo do projeto ser elevado em quase dez vezes, de US\$ 2,3 bilhões para US\$ 20,1 bilhões. Recentemente, o projeto mais ambicioso da Petrobras neste segmento, o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) foi adiado, inicialmente, em 18 meses, de abril de 2015 para agosto de 2016, devido a mudanças em relação ao projeto inicial. Isso sem falar da grande confusão que se tornou a compra da Refinaria de Pasadena, nos Estados Unidos, em função do valor pago pela Petrobras por essa planta.

Todo este questionamento e essas confusões que só penalizam o acionista, que envolve a defasagem dos preços de combustíveis, bem como investimentos quase que obrigatórios em refinarias, mostra, de forma inequívoca, que um ciclo se encerrou e, com ele, a missão da Petrobras de formular uma política e garantir o abastecimento de combustíveis e de gás natural no Brasil. Essas atribuições precisam ser desempenhadas de fato por outros organismos nas esferas federal ou estadual de governo, que devem assumir a responsabilidade de definir parâmetros de concorrência e elaborar a política energética.

A Petrobras, também, não precisa e não deve atuar em atividades em que o monopólio natural regulado pelas agências oficiais, sejam agências federais ou estaduais, restringe as margens, e sim buscar parâmetros internacionais de eficiência e de resultado. É o caso do transporte por oleodutos, gasodutos, empresas distribuidoras de gás natural e termelétricas.

Qual a razão de investir nestes ativos regulados, se a companhia já garante o fluxo de caixa do empreendimento? Não há porque comprometer recursos que seriam empregados em E&P, com retornos mais interessantes, em segmentos que proporcionam margens satisfatórias para investidores com perfil mais conservador e menos avesso a risco.

A Petrobras controla 100% dos ativos em transporte de óleo e gás na Transpetro e Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG). Admitir o capital privado sem que se perca o controle não pode ser entendido como um processo de privatização, mas de capitalização dessas companhias e da própria Petrobras.

Não há, fundamentalmente, nenhuma diferença entre a atuação em parceria com outras companhias em E&P e a oferta de participação acionária para capitalizar a Transpetro ou a TAG, ou mesmo compor o capital das atuais ou das novas refinarias ou das plantas de regaseificação.

Se as concessionárias estaduais de gás canalizado já têm garantido o monopólio da distribuição no estado e, em sua maioria, as empresas já se encontram consolidadas, qual o sentido de a Petrobras se manter sócia? Indutora do crescimento? Prêmio adicional?

Com uma menor participação da Petrobras nessas empresas, poderiam ser reduzidas as tensões sobre as decisões ligadas à gestão de empreendimentos downstream que, frequentemente, são alvos de uma maior interferência política. A Petrobras irá ganhar mais independência, força e agilidade econômica e financeira, sem necessariamente perder o controle e a eficiência na sua operação.

Conclusão

O plano de negócios da estatal prevê investimento de US\$ 236,7 bilhões até 2017 e dá prioridade ao aumento da extração de petróleo. É um desafio que envolve agilidade e prioridades na gestão dos recursos e redução de custos.

Do ponto de vista de gestão corporativa, a Petrobras precisa promover uma alteração no foco dos seus negócios, mirando o retorno aos seus acionistas, aí incluída a sociedade brasileira na figura do Estado, como forma de assegurar a sustentabilidade de crescimento, característica essencial para uma empresa de petróleo. O Conselho de Administração da companhia precisa ser uma legítima composição do corpo de

acionistas e não um legitimador das decisões de governo. Não há o menor sentido em se ter como presidente do Conselho de Administração o ministro da Fazenda, seja ele quem for, cuja ótica é algo diverso dos interesses objetivos a serem discutidos naquele fórum. Seria identicamente desejável a nomeação de uma diretoria executiva pelo critério da meritocracia. A identificação de interferências de coloração partidária na indicação dos principais executivos ofende o corpo técnico de carreira há mais tempo comprometido com a empresa, além de fornecer sinais equivocados aos funcionários mais jovens. Serão estes profissionais mais antigos que terão a atribuição, dentre outras, de transferir o conhecimento e a cultura da companhia aos mais jovens.

Outro campo a ser atacado é a política de desinvestimento. O desinvestimento deveria começar pela venda pura e simples de ativos que não possuem qualquer explicação de racionalidade econômica para fazer parte do portfólio da Petrobras ou que têm uma rentabilidade incompatível com o porte da empresa. Nesse sentido, a prioridade deveria ser a venda de ativos do downstream e não do upstream, no Brasil e no mundo.

Não se vê uma política racional estratégica para a venda de ativos de upstream no Golfo e, principalmente, na África, uma das maiores fronteiras para novas descobertas de petróleo e de gás natural.

A venda de ativos vem sendo tentada pela empresa, porém, de uma forma muito tímida. Além de vender ativos no exterior como refinarias e mesmo blocos de petróleo, no mercado interno, a empresa deveria se desfazer de ativos que não fazem parte de seu foco de negócio, como a sua participação em distribuidoras de gás natural, bem como qualquer tipo de empresa geradora de energia elétrica. O negócio principal da Petrobras, e onde estão as maiores taxas de rentabilidade, é nos segmentos de exploração e produção de petróleo e de gás natural.

Adicionalmente, a Petrobras poderia intensificar a sua política de parcerias com petroleiras

em outros segmentos da indústria, tanto no exterior como no mercado interno. A internacionalização de mercados de derivados indica que a política de preços de derivados tem que estar alinhada ao mercado internacional. Nessas condições, passaria a fazer sentido o estabelecimento de parcerias em refinarias.

A capitalização das empresas ou a formação de novas com a participação da companhia no transporte de gás e óleo, em dutos de escoamento da produção, de transporte de gás natural e de derivados e nas plantas de regaseificação poderia abrir espaço para um novo ciclo de melhoria na eficiência e de retornos financeiros para os acionistas.

Com a reestruturação da gestão corporativa, com os desinvestimentos e com as mudanças no marco regulatório impostos pela Lei da Partilha, estariam criadas as condições essenciais para que a Petrobras volte a ser uma das mais valiosas petroleiras do mundo.

É que, por ter uma das maiores e mais promissoras reservas de petróleo do mundo, tendo um quadro de funcionários de alta capacitação técnica, sendo líder em pesquisa e tecnologias de exploração offshore, a empresa possui todas as condições estruturais para alcançar o total sucesso.

A Petrobras está diante de duas alternativas distintas: reencontrar a trajetória da eficiência perdida e retomar o ciclo virtuoso do lucro e do investimento ou transformar-se num mero braço político-econômico do governo.

Comparada sempre às grandes empresas do setor de petróleo com atuação multinacional, a Petrobras terá de deixar o cacoete de empresa nacional, do qual já se havia distanciado, e voltar a ser capaz de gerar riqueza tecnológica. A missão da empresa diante da sociedade brasileira advém da saúde econômica que promove conhecimento tecnológico, que gera lucros e desenvolvimento para o País. Seu compromisso deixa de ser com os governos que se sucedem, para ser com os acionistas, aí incluído o Estado brasileiro.

Os Desafios do Mercado Brasileiro de Gás Natural

.....
MARCO TAVARES

Introdução

O mercado de gás natural passa por uma revolução no mundo com a produção competitiva de reservas de gás não convencional, por meio da utilização de novas tecnologias de perfuração, que tornaram viáveis reservas antes conhecidas e ainda não exploradas, notadamente nos Estados Unidos. Hoje, o mundo já conhece mais reservas provadas de gás natural do que reservas provadas de petróleo em energia equivalente, quadro que se acentuará nas próximas décadas. Essa corrida do ouro apenas está começando.

Empresas tradicionais como Shell, já produzem, hoje, mais gás natural do que petróleo em barris equivalentes, sinalizando uma revolução no campo energético, com mudanças drásticas na matriz de produção de energia elétrica até o setor de transportes, onde caminhões leves e pesados começam a circular com gás natural em vez de diesel nas estradas americanas.

Estas mudanças atingem também o setor químico e petroquímico, já que o gás natural é matéria-prima para a produção de químicos

básicos fundamentais, como a amônia, o metanol, o eteno e o hidrogênio, viabilizadores de cadeias de produtos que atingem os segmentos mais importantes do setor produtivo industrial e agrícola.

O Brasil, país que passou muitos anos deslocado deste movimento, com um setor de gás natural pequeno, concentrado e pouco competitivo, vê-se frente a uma revolução que está mexendo com o crescimento econômico e as perspectivas futuras das nações industrializadas. Não podemos ficar fora desta revolução, o que exigirá fortes e profundas mudanças estruturais nesta indústria, no Brasil.

Neste texto, descortinamos a situação atual e as perspectivas deste setor no mundo e no Brasil e concluímos com propostas factíveis de política energética que possam alterar a dinâmica competitiva do gás em nosso País, para que possamos participar da revolução chamada pela Agência Internacional de Energia (AIE) de a “Era de Ouro” do Gás Natural.

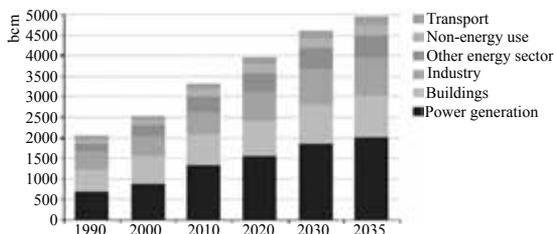
Mercado Mundial de Gás Natural

O mercado mundial de gás natural tem apresentado crescimento significativo tanto na oferta quanto na demanda. Em 2011, o gás natural representou 24% da matriz mundial de energia primária. As projeções de demanda das fontes de energia no mundo mostram que o gás natural será a que mais crescerá até 2035.

.....
MARCO TAVARES é sócio-fundador do Grupo Gas Energy, cuja principal missão é prestar assessoramento a empresas, instituições e governos nas áreas de petróleo, gás natural e energia em toda a América Latina. Atualmente, preside o Conselho de Administração da empresa de Consultoria Gas Energy S.A. e, desde 2008, é o executivo responsável pela área de negócios do Grupo Gas Energy, por meio da empresa South Energy.

Conforme avaliação da AIE, o setor termoeletrico será o grande impulsionador da demanda mundial de gás natural, indicado no gráfico a seguir.

PROJEÇÃO DA ESTRUTURA DA DEMANDA MUNDIAL DE GÁS



O *Shale Gas* americano está sendo o responsável pela mudança no cenário do mercado mundial de gás natural. O esgotamento das reservas americanas de gás convencional obrigaram os Estados Unidos (EUA) a importar cada vez mais Gás Natural Liquefeito (GNL). *Shale Gas* ou gás de folhelho é um dos tipos de gás não convencional, assim chamado porque as técnicas de recuperação são diferentes das usuais, devido às características próprias das rochas onde se encontram o óleo (*Shale Oil*) e o gás natural. Normalmente, são rochas de baixa permeabilidade que tornam difícil a extração dos produtos. Os outros tipos conhecidos de gás não convencional são o *Tight Gas/Oil* (gás ou petróleo de reservatórios de baixa permeabilidade) e o *Coal Bed Methane* (gás das camadas de carvão).

A perspectiva de dependência de importação de gás nos Estados Unidos, a partir da queda de produção das reservas tradicionais, e

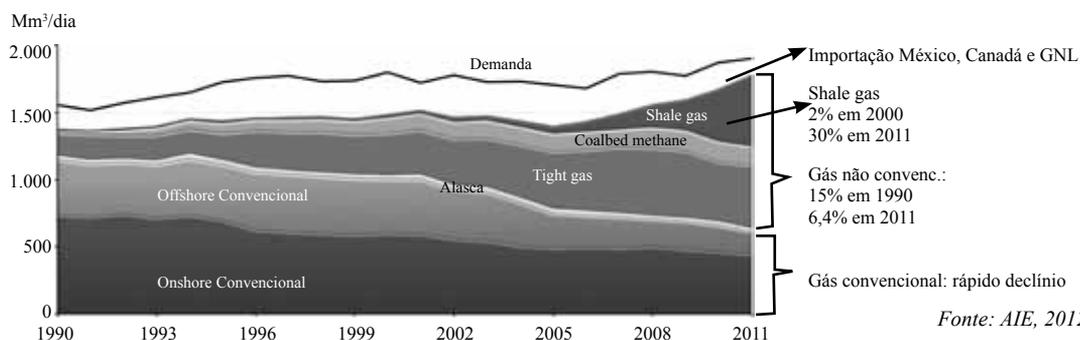
a existência de reservas abundantes de gás não convencional incentivaram o desenvolvimento de tecnologias de extração a custo competitivo. Os EUA possuem um aspecto muito favorável que é sua logística e infraestrutura de petróleo e gás bastante desenvolvidas. Somam-se a tudo isso, o incentivo do governo à produção desse tipo de gás e petróleo, a facilidade de negociação direta com proprietários das terras (direito sobre o subsolo é do proprietário das terras nos EUA) e linhas de crédito para os produtores de pequeno porte.

A produção do gás não convencional já está influenciando positivamente o balanço de oferta e demanda de gás natural e petróleo nos EUA, porém, algumas questões ambientais e tecnológicas ainda estão em discussão. De qualquer modo, a consolidação do *Shale Gas*, associado ao *Shale Oil*, torna os EUA um país com potencial para exportar gás natural e para ser autossuficiente em energia em um horizonte de 20 anos.

Após o sucesso americano, outros países vêm tentando repetir este modelo. A China, por exemplo, colocou em seu plano de desenvolvimento um crescimento de quase 200 mm³/dia adicionais até 2020 na produção de gás não convencional (produz, hoje, cerca de 30 mm³/d de gás não convencional, segundo a International Gas Union - IGU).

O Brasil também está procurando desenvolver a exploração do gás não convencional. O governo noticiou para o último trimestre de 2013 a realização de uma rodada de licitações com foco na busca de gás, tanto convencional como não convencional em bacias onshore.

PROJEÇÃO DA OFERTA DE GÁS NOS EUA



Estrutura da Indústria de Gás no Brasil e seus Principais Atores

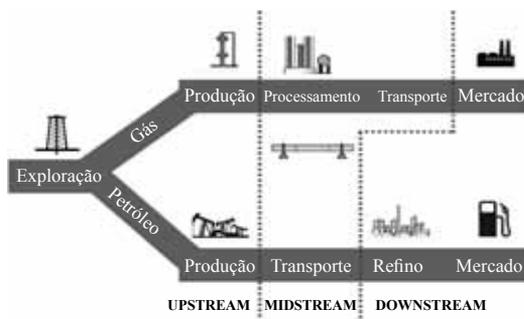
A Lei 9.478/1997, mais conhecida como a Lei do Petróleo, foi fundamental para o setor de petróleo e gás natural no Brasil, pois, além de quebrar o monopólio legal da Petrobras, dispôs sobre a Política Energética do País, criando o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

O CNPE é responsável pela proposição da política energética nacional, em coordenação com as demais políticas públicas, é vinculado à presidência da República e presidido pelo ministro de Minas e Energia. O Ministério de Minas e Energia (MME) é responsável pela formulação e implementação das políticas para o setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis, de acordo com os princípios e objetivos da política energética nacional. Esses órgãos, juntamente com a presidência da República, são considerados os “formuladores de políticas” do setor.

Já a ANP é uma autarquia em regime especial, vinculada ao MME. Suas principais responsabilidades são: regulamentar, estabelecendo regras por meio de portarias, instruções normativas e resoluções; contratar, promovendo licitações; celebrar contratos em nome da União com os concessionários em atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural; autorizar as demais atividades sob ação regulatória da ANP que não sejam concedidas; e fiscalizar as atividades do setor, incluindo a defesa do consumidor e a implementação da Política Energética Nacional.

Já a cadeia de valor do gás natural é dividida em competências legais. Enquanto o upstream (exploração, produção, importação e exportação) e o midstream (processamento e transporte) são regulados no âmbito federal pela ANP, o downstream (distribuição e comercialização) é regulado no âmbito estadual pelas agências reguladoras estaduais. A figura a seguir ilustra a cadeia.

A CADEIA DE VALOR DO GÁS NATURAL E DO PETRÓLEO



Fonte: Petrostrategies, Gas Energy

Apesar de não haver mais um monopólio legal com relação à atuação da Petrobras na indústria de petróleo e gás natural, desde 1997, a empresa exerce seu poder de líder do mercado, especialmente, no setor de gás natural. Ela é responsável por mais de 95% da produção de gás natural do país e por 99% da comercialização, por 100% da regaseificação, por 100% da malha de gasodutos domésticos e por 51% do gasoduto Brasil-Bolívia. A Petrobras está presente em 21 das 27 distribuidoras estaduais de gás natural, sendo que em duas detém o controle (Oeste de São Paulo e Espírito Santo), e possui mais de 50% da capacidade termoelétrica instalada a gás natural, que corresponde a 80% do gás usado no setor termoelétrico, volume que atinge 95% do total quando consideramos os contratos de gás com as térmicas que não são controladas.

A abertura do upstream do setor de petróleo e gás no Brasil, associada à dinâmica gerada pelas rodadas de licitações das áreas (blocos) para exploração de petróleo e gás, organizada pela ANP, proporcionaram uma situação inédita na história da indústria e uma configuração envolvendo novos entrantes (nacionais e internacionais), em sua maioria, empresas do setor de petróleo que já atuavam no downstream.

A nova configuração do upstream brasileiro envolveu, inicialmente, a Petrobras e mais de 40 empresas estreantes no segmento. Os novos entrantes começaram a marcar posição, buscando ampliar reservas, integrar a cadeia, alcançar novos mercados, consolidar participação no continente, entre outros

motivos. A participação da Petrobras nas rodadas foi, até o momento, maior do que a soma de todas as companhias reunidas. No entanto, o cenário do upstream brasileiro começa a dar sinais de mudanças. Hoje, são mais de 70 grupos empresariais que atuam em 278 blocos em exploração, 74 em desenvolvimento e 351 em produção.

É importante ressaltar que a maioria das empresas está associada à Petrobras de algum modo, seja na operação, seja no processamento e no transporte. São poucas as empresas realmente independentes. Um exemplo é a OGX, especificamente, na exploração do gás na Bacia do Parnaíba. Espera-se que os novos *players* tragam mais competitividade ao setor, com atuações independentes. A retomada das rodadas da ANP indica oportunidades para a mudança desse cenário.

A importação de gás natural, tanto via gasoduto da Bolívia, quanto via terminais de GNL, é totalmente controlada pela Petrobras. O contrato Bolívia-Brasil (GSA) foi firmado em 1999, com validade até 2019, podendo ser estendido até 2020-2021, devido aos volumes pagos, mas não retirados. O volume contratual é de 30 mm³/dia com uma cláusula de Take or Pay (ToP) de 80%. É esperado que o contrato venha a ser renovado, no entanto, é possível que, devido aos grandes volumes de produção nacional, sejam revistas as cláusulas de compromisso de volume e/ou preços. Existe um contrato paralelo de fornecimento da Bolívia para Cuiabá para atendimento majoritariamente da Usina Térmica Mario Covas e também do mercado ainda pouco desenvolvido no estado.

Brasil Prioriza o GNL

Após os movimentos de estatização na Bolívia, ocorridos em 2006, o governo brasileiro tomou a decisão de priorizar o GNL como fonte de suprimento para as importações adicionais de gás natural. A partir dessa decisão, a Petrobras investiu inicialmente em duas plantas de regaseificação flutuantes, localizadas no Porto de Pecém (CE), com capacidade de 7 mm³/dia, e uma segunda com 14 mm³/dia, localizada na Baía de

Guanabara, no Rio de Janeiro. Em 2013, a capacidade do terminal da Baía de Guanabara foi expandida para 20 mm³/dia. Ao contrário do que ocorre em outros países, que possuem terminais de regaseificação fixos (onshore), os terminais contratados pela Petrobras são unidades flutuantes, que podem ser realocadas caso necessário e requerem menor infraestrutura portuária.

Além das duas plantas de regaseificação existentes com capacidade instalada de 27 mm³/dia, existe mais uma planta em construção na Bahia (14 mm³/dia) com previsão de início em 2014 e mais duas em fase de projeto: uma da Petrobras (Barra do Riacho—14 Mm³/dia, com início em 2020) e o primeiro terminal independente da Petrobras no Brasil, no Rio Grande do Sul, com capacidade de 6 mm³/dia para 2016.

A infraestrutura de transporte e de processamento do gás, como comentado anteriormente, está concentrada nas mãos da Petrobras. Hoje, a malha de gasodutos de transporte compõe-se de 9.160 quilômetros de extensão e de 18 unidades de processamento de gás natural, localizados em áreas próximas aos campos produtores.

Desde a promulgação da Lei do Gás (11.909/09) e o Decreto que a regulou, foi estipulado o livre acesso à infraestrutura. Os gasodutos de transporte existentes e/ou com licenciamento ambiental possuem um período de exclusividade de dez anos. Após esse período, é facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte existentes ou a serem construídos, com exceção dos gasodutos de escoamento, instalações de tratamento ou processamento de gás natural e de terminais de liquefação e regaseificação.

O downstream do gás natural no Brasil é regulado no âmbito estadual a partir da Constituição de 1988. A maioria dos estados brasileiros só possui uma distribuidora de gás natural, com exceção de São Paulo e Rio de Janeiro que possuem três e duas distribuidoras, respectivamente. Nos dois estados, as áreas de atuação de cada empresa não se sobrepõem.

Hoje, existem 27 companhias licenciadas para distribuir gás natural no Brasil (nem todas estão

efetivamente ativas, pois algumas regiões não possuem oferta de gás), sendo a Petrobras a maior acionista privada no país, com participação minoritária em 19 companhias e controladora em duas. A Mitsui é o segundo maior acionista privado em distribuição de gás, com participação menor em sete distribuidoras, seguida da CS Participações, com seis (Gas do Pará, PA, Cigas, AM, Gasmar, MA, Gasap, AP, Gaspisa, PI, e Rongas, RO). O fornecimento de gás natural das distribuidoras pode ser somente de gás natural doméstico, boliviano ou uma combinação dos dois.

O gás importado via terminais de regaseificação não é vendido contratualmente às distribuidoras, e sim utilizado nas termoeletricas, mas a Petrobras pode, tecnicamente, complementar a oferta de gás para as distribuidoras com os volumes vindos do exterior.

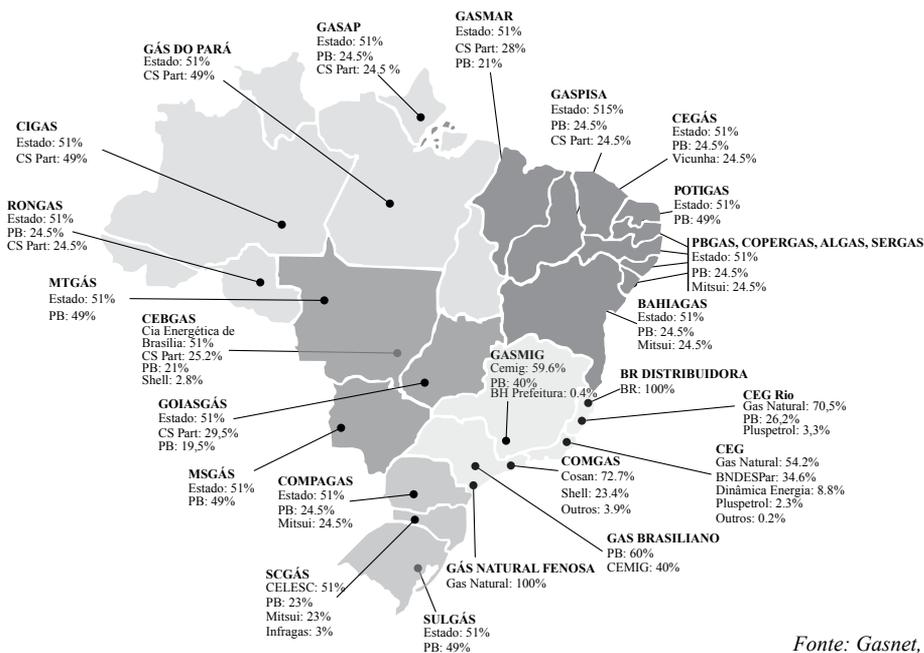
A figura abaixo apresenta as distribuidoras de gás canalizado do Brasil.

A malha de gasodutos de distribuição, hoje, está em 23.174 quilômetros. São Paulo e Rio de Janeiro são os maiores mercados e, juntos, possuem cerca de 75% da rede de distribuição nacional. São Paulo tem mais de 11.820 quilô-

metros de distribuição, enquanto o Rio de Janeiro, em torno de 5 mil quilômetros. Da mesma forma, os dois estados são os que possuem o maior número de clientes, sendo que São Paulo tem um perfil mais industrial, enquanto o Rio de Janeiro tem maior quantidade de clientes automotivos e termoeletricos.

Entretanto, apesar dos esforços em prol da criação de um mercado de gás natural competitivo, o Brasil ainda observa a indústria dominada por um único agente verticalmente integrado que tem os elementos necessários para praticar abuso de posição dominante nos diferentes segmentos em que atua. Do ponto de vista regulatório, este é um cenário significativamente ineficiente que exigiria um controle regulatório pleno, com o estabelecimento de regras isonômicas e claras, evitando a eventual ação de posição dominante, como, por exemplo, subsídios cruzados nos diferentes níveis da cadeia do gás natural. Entretanto, a criação de um mercado competitivo não ocorre de maneira instantânea. A experiência internacional mostra que a evolução até um mercado competitivo exige tempo e determinação político-econômica.

MAPA COM A DISPOSIÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS NATURAL NO BRASIL



Fonte: Gasnet, Gas Energy

Histórico da Oferta e Demanda de Gás Natural no Brasil

O desenvolvimento do mercado nacional de gás natural pode ser dividido em duas fases: a fase anterior à inauguração do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), em 1999, e a fase após a inauguração do Gasbol. Antes de 1999, o consumo de gás natural era pequeno e limitado às regiões próximas aos principais campos produtores. A produção era, em sua maioria, de gás associado à produção de petróleo proveniente da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, e das bacias do Recôncavo Baiano e de Sergipe-Alagoas, no Nordeste.

Estendendo-se por 2.953 quilômetros em território nacional e com um contrato de fornecimento de 30 mm³/dia com duração até 2019, a inauguração do Gasbol marcou uma mudança radical na indústria gasífera brasileira, permitindo uma maior difusão do gás natural em mercados mais afastados das regiões produtoras, como a Região Sul do país.

O mercado brasileiro de gás natural pode ser analisado por meio de uma divisão em quatro submercados: Sul/Sudeste/Centro-Oeste/Nordeste, estado do Maranhão e Norte. Até o mês de abril de 2010, cada um desses sistemas permanecia isolado e sem a possibilidade de escoamento de gás entre eles. Entretanto, a conclusão do Gasoduto de Integração Sudeste-

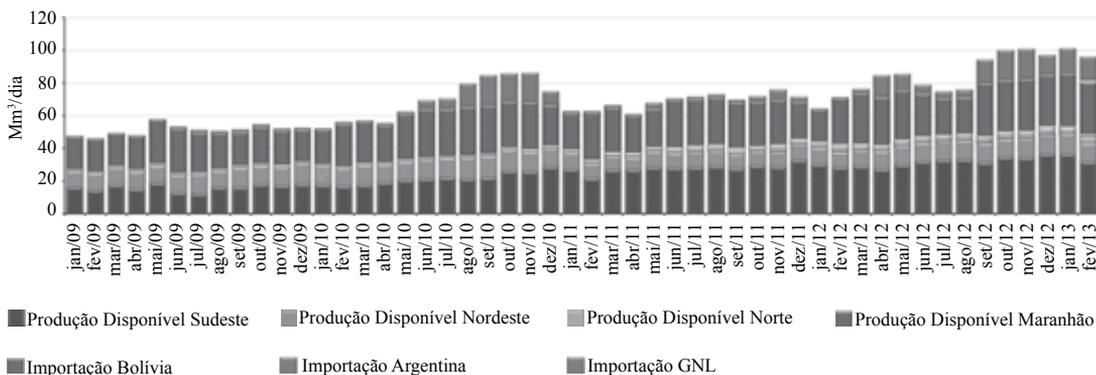
-Nordeste (Gasene) viabilizou a interligação entre as regiões Sudeste/Sul/Centro-Oeste e Nordeste, mantendo apenas a região Norte e o estado do Maranhão (produção e consumo do gás pelo grupo EBX) isolados da rede nacional integrada de gasodutos.

Do mesmo modo, podemos identificar as diferentes fontes de oferta atuais no Brasil: produção das Regiões Sudeste, Nordeste e Norte, produção do Maranhão, importação da Bolívia, importação de GNL no Rio de Janeiro e no Ceará e a reativação do ramal de importação da Argentina para a UTE de Uruguaiana, no Rio Grande do Sul. O histórico de oferta de gás no Brasil pode ser visto abaixo.

A demanda de gás natural no Brasil é extremamente concentrada na Região Sudeste, em especial no estado de São Paulo, onde atuam as distribuidoras Comgás, Gás Natural Fenosa e Gás Brasileiro, e no Rio de Janeiro, onde as distribuidoras são CEG e CEG Rio. Já no Nordeste, somente a Bahia se destaca no consumo do energético. O Maranhão vem ganhando espaço com o início da operação das usinas termelétricas Maranhão IV e V. Enquanto isso, o Norte tem a sua demanda baseada no segmento termelétrico.

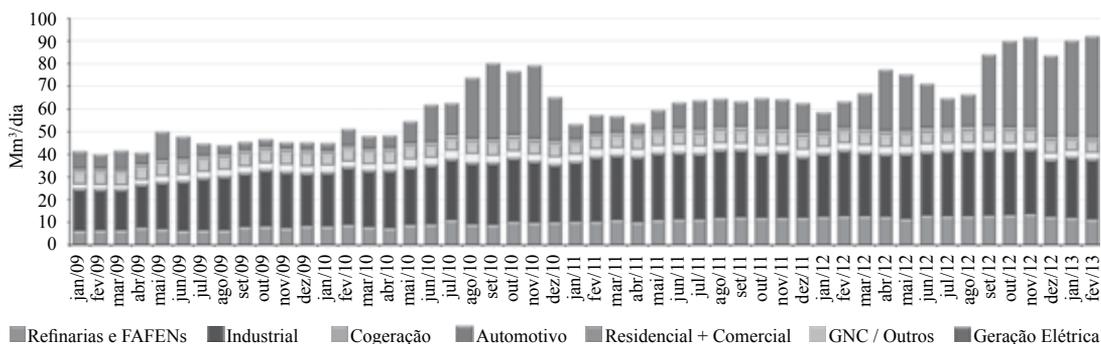
Em linhas gerais, é possível afirmar que a demanda de gás natural no Brasil é baseada no segmento industrial e termelétrico, este último somente ocorrendo quando as plantas são despachadas por insuficiência de chuvas. A política

HISTÓRICO DE OFERTA DE GÁS NATURAL NO BRASIL



Fonte: Dados ANP, Elaboração Gas Energy

HISTÓRICO DE DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL



Fonte: Dados Abegas, Elaboração Gas Energy

de geração de energia elétrica brasileira coloca as usinas termoeletricas como backup para a geração hidrelétrica, ou seja, nos momentos em que é necessário poupar os reservatórios das Unidades Hidrelétricas (UHEs). Nesses momentos, as fontes de suprimento nacional e via importação da Bolívia não são suficientes para suprir as necessidades do energético, sendo necessário recorrer à importação de GNL.

No gráfico anterior, pode-se destacar também que o mercado industrial de gás natural no Brasil está estabilizado desde 2007, não acompanhando o crescimento da indústria do País no mesmo período. Isto é causado pela falta de competitividade do gás natural frente aos combustíveis tradicionais da geração de energia na indústria: óleo combustível, carvão, coque verde de petróleo, energia elétrica e biomassa de uma forma geral, incluindo a lenha. Neste cenário, o Brasil vem desprezando a geração de energia distribuída e a cogeração, dois espaços tradicionais do gás natural que aumentam a eficiência energética e a produtividade industrial e que são largamente utilizados nos países desenvolvidos.

Dinâmica Competitiva no Brasil e o Exemplo de Outros Países

Um setor relativamente novo, que se iniciou, efetivamente, a partir da entrada do gás boliviano, em 1999, com uma estrutura contratual,

de logística e de produção que ainda carrega os resíduos de um modelo monopolista anteriores à Lei do Petróleo de 1998, fez com que chegássemos a 2013 com uma situação de mercado estruturalmente problemática. Essa situação deve ser enfrentada na busca de um modelo de competição, fundamental para o desenvolvimento das indústrias de transformação e agroindustrial brasileiras, dependente desse energético. A figura a seguir resume com boa acuidade os problemas estruturais herdados por este mercado:



Para olhar quais seriam as soluções estruturais para a organização de uma indústria saudável, confira abaixo um quadro da organização do gás natural em países de referência no setor.

* OC = Óleo Combustível

Na avaliação detalhada desses exemplos pode-se depreender que:

- Os processos de *unbundling* (separação) societário foram fundamentais para garantir as bases para a criação de um mercado competitivo de gás e a participação de novos agentes na cadeia;
- Da mesma forma, a desverticalização tende a tornar o serviço de transporte de gás mais eficiente e a ampliar os investimentos;
- Tais processos foram os principais elementos facilitadores da criação de uma competição de gás-gás, que, por sua vez, na condição de oferta abundante, tendem a reduzir o preço final do energético; e
- O Brasil tem a oportunidade de “aprender” com os erros e acertos das experiências internacionais.

A Gas Energy realizou intensos estudos sobre este tema, notadamente aqueles utilizados no projeto +Gás Brasil, liderados pela Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia (Abrace) e que contou com a participação de várias outras associações empresariais, tais como a Abiquim (indústria química), a Abrafarma (indústria farmacêutica) e a Abividro (indústria do vidro).

A própria ANP tem estudos extensos nesta área que apresentam diagnóstico semelhante, infelizmente, não utilizados pelo Brasil na elaboração da Lei do Gás (11.909/09) e que careceria de urgente remodelação.

Como uma mudança desta lei envolve um processo longo e de negociação complexa, cremos que o governo federal, atuando na condição de acionista controlador da Petrobras, poderia tomar decisões de desinvestimento em ativos da cadeia de gás natural que, além de ajudar a Petrobras a executar seu extenso programa de investimentos na exploração do pré-sal, resultariam em impacto imediato na capacidade de atração de novos investidores na produção de gás no Brasil.

Perspectivas para o Gás Natural no Brasil

Será que teremos nova oferta de gás no Brasil para tornar esse mercado competitivo? Essa dúvida recorrente permeia as discussões do setor e sobre a mesma temos posição bastante clara.

O mercado de gás natural terá uma explosão de crescimento nos próximos anos no Brasil. O

| | Brasil | Argentina | Espanha | Reino Unido |
|---|---|--------------------|---|--|
| Estrutura da Indústria - Comercialização | Monopólio (<i>de facto</i>) | Competitiva | Competitiva | Competitiva |
| Números de Agentes Comercializadores | 01 | -30 | -30 | |
| Consumo per capita (m³/há/ano - 2011) | 136 | 1.142 | 696 | 1.278 |
| Precificação Molécula | Indexado ao OC | Regulado | Livres ligados aos contratos de importação via Gasodutos ou GNL | Livres Competição Gas Gas NBP - Hub Virtual |
| Tarifas Transporte | Tarifa Máxima | Tarifa Máxima | Tarifas Reguladas | Tarifas Reguladas |
| Integração ao longo da cadeia | Verticalizada | Desverticalizada | Desverticalizada | Desverticalizada |
| Padrão <i>Unbundling</i> | Jurídica | Societária (60%) | Societária | Societária |
| Marco Regulatório | Lei 11.909 de 2009 | Lei 24.076 de 1992 | A Lei 34 de 1998 | The Gas Act de 1995 |
| Acesso a infraestrutura de transporte | Livre Acesso após período de exclusividade Maior parte dutos após 2018 | Livre Acesso | Livre Acesso | Livre Acesso |

pré-sal, rico em gás natural associado ao petróleo, necessitará enviar para a costa o equivalente a 50 mm³/d até 2017/2018, superior aos 41 mm³/d disponibilizados hoje por todas as outras bacias produtoras, sendo que 40% estarão na mão de novos *players*.

Adicionalmente, os novos volumes de gás que vêm sendo descobertos, e os ainda a descobrir, poderão elevar a participação dos novos produtores para 25% no total de gás disponibilizado ao mercado, mudando drasticamente o ambiente deste setor no Brasil. A rodada 11, já realizada, e a rodada 12, da ANP, esta última com foco nas bacias em terra e no gás não convencional, prevista para dezembro próximo, e também a primeira grande rodada no pré-sal, irão incorporar novos *players* e reservas, ampliando o potencial de negócios neste setor.



Já no *front* externo, os grandes volumes de gás não convencional pressionarão fortemente o setor industrial brasileiro por competitividade e trarão muitas novas tecnologias para transporte, processamento e, também, na conversão de gás natural em derivados químicos e outros combustíveis. Por outro lado, as oportunidades geradas com a regulamentação da Lei do Gás, e também a defasagem vigente na infraestrutura do setor, permitem antever um forte crescimento nos investimentos ao longo

da cadeia: produção e transporte de gás, distribuição de gás por dutos e por gás natural comprimido (GNC), Small LNG (gás natural liquefeito produzido em plantas menores) e LNG Lite (tecnologia nova de liquefação do gás natural), geração de energia, cogeração e geração distribuída, uso químico do gás natural, GTL (gas to liquids, ou produção de gasolina, diesel e querosene, principalmente a partir do gás natural) e Small GTL (GTL em pequenas plantas e outra tecnologia), entre outros.

Para entender o impacto destas variáveis, olhamos o cenário de projeção para a oferta e a demanda de gás natural no Brasil.

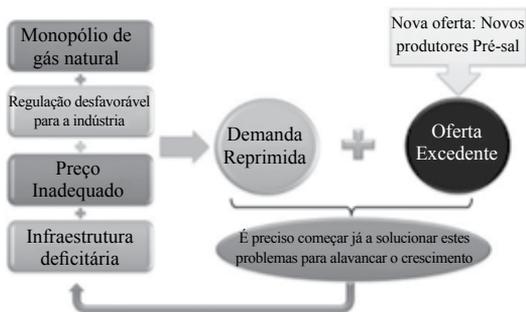
O cenário de projeção de oferta de gás natural no Brasil até o ano de 2025 foi desenvolvido em cinco grandes grupos: produção ex-pré-sal; *cluster* de Santos do pré-sal; sistemas isolados do Norte e estado do Maranhão; blocos em exploração; e as importações da Bolívia e de GNL. Essa metodologia indica o potencial existente de oferta no país.

Para chegarmos ao volume de oferta disponível de gás ao mercado são retirados os consumos típicos de absorção de gás nas próprias Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) e uma porcentagem de perda nos dutos de transporte.

Tendo em vista a ainda baixa participação do gás natural na matriz energética nacional, pode-se afirmar que existe um grande potencial para a expansão da demanda de gás natural no Brasil. Entretanto, a realização plena deste potencial depende substancialmente de algumas mudanças na política energética do país e na estruturação de um plano para o setor do gás.

Para a projeção da demanda, seguimos premissas, também, para cinco diferentes grandes grupos: demanda industrial; elétrica; refino/petroquímica; GNV e outros.

Entretanto, estas perspectivas positivas ainda enfrentam tremendas barreiras para se consolidarem, com um verdadeiro dilema *Chicken and Egg* (o ovo ou a galinha), que inviabiliza as ações tanto dos produtores como de consumidores, conforme mostra a figura abaixo.



Propostas para a Criação de um Mercado Competitivo de Gás Natural

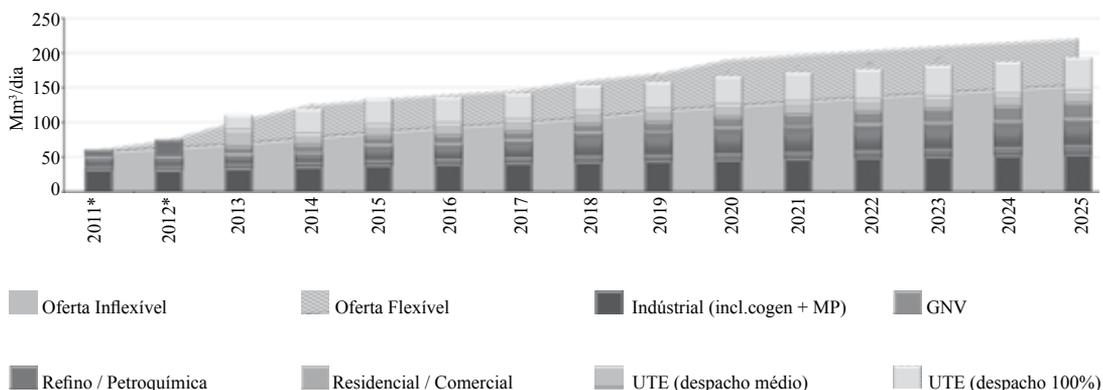
Para uma estrutura ótima de mercado competitivo de gás natural, conforme nos mostra a experiência de outros países, deveríamos trilhar um caminho que combinasse medidas tanto de ajuste regulatório e ações de política energética como de alguns mecanismos de indução e organização do mercado.

Que medidas de política energética e ações regulatórias poderíamos vir a tomar?

Sem querer esgotar o tema, que é intenso na polêmica e no debate, poderíamos recomendar alguns ajustes fundamentais que se baseiam nos modelos de sucesso de mercado competitivo de gás natural em outros países:

1. Governo indeniza a Petrobras pelos ativos de transporte distribuição (ex-dívidas);
2. Governo indeniza a Petrobras pelos ativos de regaseificação;
3. Petrobras vende as participações nas distribuidoras de gás canalizado, e novos produtores não poderiam ter mais do que 25% de participação e não poderiam ser operadores destas concessões;
4. Governo licita os ativos de transporte e regaseificação existentes e que foram indenizados à Petrobras em, por exemplo, cinco companhias transportadoras (Sul; SP, RJ/MG, NE e NO/CO) pela menor tarifa;
5. Obrigações de expandir a rede em xx% em cinco anos e yy% em dez anos e obrigações de livre acesso;
6. ANP controla a operação, interconexões e *swaps* de gás para buscar a otimização e a competitividade do sistema;
7. Negociação com estados para “*by pass físico*” (acesso direto aos gasodutos de transporte) dos grandes consumidores em troca de recursos da CDE para gasodutos a serem instalados nos estados, com o objetivo de interiorizar a rede de transporte do Brasil;

BALANÇO DE OFERTA E DEMANDA DA PROJEÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL



Elaboração: Gas Energy

8. Petrobras e os demais produtores passariam a cobrar somente pela molécula;
9. Petrobras fica proibida de comprar gás de terceiros produtores enquanto detiver mais do que 50% da comercialização de gás natural;
10. Petrobras é obrigada a repassar para comercializadores e/ou distribuidores 50% dos direitos dos contratos de importação porventura existentes até a data;
11. Petrobras reduz participação vertical em térmicas e plantas de fertilizantes para menos do que 49%;
12. Leilões de *clusters* na costa e nas regiões potenciais produtoras de gás onshore para atrair os novos produtores;
13. Licitação do serviço de armazenagem de gás (subterrânea);
14. Novas rodadas da ANP voltadas para gás em terra com incentivos fiscais e compromissos de investimento em gasodutos troncais caso houvesse descobertas relevantes de gás natural (acima de 30 bilhões de m³ de gás natural, aproximadamente 1 trilhão de pés cúbicos).

Detalhando um pouco o que enxergamos como uma solução para a quebra do dilema *Chicken and Egg*, colocada no item 12 acima, a sugestão é uma estratégia de organizar *clusters* de consumos âncora de gás natural, que viabilizassem a primeira infraestrutura de gás natural dos novos produtores.

O “pacote” incluiria:

- Construção de infraestrutura para trazer gás offshore (do mar) para a costa;
- Dutos de transferência offshore, Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN’s), logística de escoamento dos lí-

quidos, dutos de transferências radiais na produção onshore;

- Demanda de gás ancorada em:

Projetos térmicos a serem indicados pelo setor elétrico;

Projetos químicos e petroquímicos, considerando estratégia de complexos;

Grandes projetos estruturantes (mineração, siderurgia, alumínio, etc.) próximos à costa ou à produção onshore futura; e

- Preços de gás obtidos por meio de leilões com participação de vários produtores e esquemas organizados de *backup* de gás (solução para eventuais problemas operacionais de suprimento de gás).

Considerações Finais

O Brasil tem uma enorme oportunidade para desenvolver uma indústria competitiva de gás natural. Os elementos estão dados – oferta potencial e demanda potencial.

Precisamos buscar um **choque de oferta** do gás natural no Brasil, para não perdermos a competitividade industrial frente aos movimentos internacionais que estão se consolidando a partir da nova realidade de gás não convencional (EUA, China, Austrália, etc.).

Não são simples as medidas a serem tomadas, mas o diagnóstico do setor há tempos está feito, e o que não parece haver no momento é uma política energética que esteja em execução, nem o diagnóstico correto e, conseqüentemente, nem as medidas em implementação.

Está na hora de entrarmos nesta corrida para participarmos da era de ouro do gás natural (*The Golden Age of Natural Gas*—Agência Internacional de Energia).

O Brasil e as Rodadas de Licitação para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

.....
MAGDA CHAMBRIARD

O governo federal aprovou para 2013 a realização de três rodadas de licitação: uma com foco no Norte e Nordeste do país, uma voltada para o pré-sal e uma terceira visando gás natural em terra.

A primeira rodada de licitações deste ano, ocorrida em maio último, e formalmente denominada 11ª rodada de licitações da ANP (R11), licitou áreas em 11 estados brasileiros, dez deles no Norte e Nordeste. Seu resultado foi comemorado por todos os que torciam pelo sucesso da retomada das licitações.

A disponibilização na R11 de áreas para exploração e produção resultou dos estudos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que apontavam para muito boas possibilidades de óleo na chamada Margem Equatorial Brasileira, que vai do Amapá ao Rio Grande do Norte e, adicionalmente, de áreas com boas perspectivas de gás natural em terra. Para o leilão de maio de 2013, a ANP habilitou 64 empresas, oriundas de 21 países (mais precisamente de 18 países e três territórios ultramarinos) e, desse total, 30 grandes empresas foram habilitadas a operar em águas profundas. Saíram vencedoras do certame 30 empresas, das quais 12 de capital nacional e 18 de capital estrangeiro, provenientes de 11 países.

.....
MAGDA CHAMBRIARD é engenheira civil e diretora-geral da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

A apuração dos bônus de assinatura e o compromisso exploratório mínimo superaram as expectativas mais otimistas, ultrapassando US\$ 1,4 bilhão e US\$ 3,4 bilhões, respectivamente. A transparência e o profissionalismo do procedimento licitatório, levado a termo em R11, foram amplamente reconhecidos pela imprensa e por agentes econômicos, nacionais e estrangeiros.

No Brasil, um país de dimensões continentais e com necessidade de diminuir desigualdades regionais, explorar petróleo e gás de Norte a Sul do país, no mar e em terra, não é apenas tecnicamente viável, como também atende, conforme orientação da presidenta Dilma Rousseff, a interesses nacionais de descentralizar a atividade exploratória e de criar empregos e atividade econômica em regiões menos desenvolvidas do País.

No mês de junho, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) emitiu resolução indicando como área a licitar em outubro próximo, sob regime de partilha de produção, a área informalmente denominada “Libra”. Trata-se de área localizada no polígono do pré-sal, cerca de 170 quilômetros da costa do Estado do Rio de Janeiro, em lâmina d’água de mais de 2 mil metros. “Libra” contém, conforme estimado pela ANP, um volume recuperável de 8 a 12 bilhões de barris de óleo de aproximadamente 27º API.

A licitação de “Libra”, a 1ª rodada do pré-sal, acontecerá em 21 de outubro. Dois motivos

fazem esse certame ser único: o fato de já contar com descoberta testada e, também, a excepcional dimensão da produção que se espera da área. Nessa licitação, a ANP espera a participação de todas as grandes empresas qualificadas como aptas a operar em águas profundas na 11ª rodada, além de outras do mesmo porte que não compareceram à R11. O edital da 1ª rodada do pré-sal determinará o bônus de assinatura, o compromisso exploratório mínimo e o compromisso de aquisição de bens e serviços na indústria brasileira.

Conforme já definido em lei, o operador será a Petrobras, que terá participação mínima obrigatória de 30% e poderá, é claro, aumentar esse percentual mínimo, participando da licitação em consórcio com outras empresas ou até mesmo sozinha. Como é um leilão sob o regime de partilha, o vencedor será quem ofertar a maior parcela do óleo produzido para o Estado brasileiro. Essa licitação, pelo seu porte, deverá atrair a atenção das grandes petroleiras do mundo, e a concorrência será intensa.

Mercado Multibilionário

A terceira rodada de licitações de 2013 será realizada em novembro, ocorrerá sob o regime de concessão e terá foco em áreas terrestres para exploração e produção de gás natural. Nessa rodada, a 12ª da ANP (R12), serão disponibilizadas áreas em bacias interiores, em mais um claro esforço de descentralização do investimento exploratório. Em se mantendo o interesse das empresas no mesmo nível do manifestado em maio último e o interesse das empresas pelo gás natural, seja ele convencional ou não convencional, pelo menos cerca de duas dezenas de empresas disputarão essas áreas.

Qualquer um diria que isso, por si só, é muita coisa. No entanto, as três rodadas de 2013 dizem respeito à exploração e produção de petróleo e gás em menos de 5% da imensa área sedimentar brasileira. Ou seja, 5% de uma área gigantesca,

que tem indícios de petróleo e/ou gás de Norte a Sul, de Leste a Oeste.

Estudos realizados pela ANP apontam para o potencial de óleo leve da margem equatorial brasileira, para boas perspectivas na margem Leste (do Rio Grande do Norte ao Rio Grande do Sul) e para o potencial de gás natural nas bacias sedimentares interiores.

Assim, o Brasil trabalha para dobrar sua produção e reservas de petróleo cru e de gás natural na próxima década, contando com o grande auxílio das descobertas do pré-sal.

No início da década de 2020, deveremos produzir mais de 4 milhões de barris de petróleo por dia e exportar mais de 1 milhão de barris por dia. Para que tudo isso ocorra, é preciso um sofisticado nível de planejamento e um montante muito elevado de investimentos. Estima-se que a aquisição de bens e serviços será de cerca US\$ 400 bilhões até lá. Trata-se de investimento extremamente relevante para fornecedores de bens e serviços de todo o mundo e de uma excelente oportunidade para acelerarmos o desenvolvimento da indústria nacional.

É legítimo que o Brasil pretenda participar, com bens e serviços, desse mercado multibilionário que está sendo criado aqui. Temos uma imensa capacidade de absorção de bens e serviços, um excelente nicho de mercado para fornecedores locais e para empresas estrangeiras que queiram se estabelecer no país e excelentes oportunidades para acelerar o crescimento da indústria brasileira.

O setor petróleo/gás natural cresce em importância para o Brasil a cada ano e comprova nossa capacidade de tornar realidade projetos relevantes e sofisticados. Em caso de dúvida, lembremos que nosso país dobrou sua produção e suas reservas de petróleo cru nos últimos quinze anos; o Brasil detém cerca de 25% da exploração e produção em águas profundas do mundo; 78 diferentes concessionários já atuam no Brasil, quatro deles brasileiros aptos a operar em águas profundas.

Com todas essas possibilidades, trabalhando nesse setor, não há como não estar otimista!

Pré-sal: Desafios e Oportunidades (Um Sonho Possível)

.....
MAURO YUJI HAYASHI

1. O Pré-sal: Transformando o Sonho em Realidade

Sonhar mais um sonho impossível

Lutar quando é fácil ceder

Vencer o inimigo invencível

Negar quando a regra é vender

(“The Impossible Dream”, de Joe Darion e Mitch Leigh,

versão de Chico Buarque de Hollanda e Ruy Guerra)

A descoberta e a produção de petróleo no chamado pré-sal brasileiro é uma bela história para ser contada. O que hoje é uma realidade que impressiona a todos na indústria mundial de petróleo era apenas uma ideia até sete anos atrás. Tal ideia já vinha sendo debatida há décadas entre os geocientistas da Petrobras e consistia na possibilidade de haver acumulações de petróleo abaixo da extensa camada de sal existente no subsolo do Oceano Atlântico, a cerca de 300 quilômetros da costa sudeste do Brasil e em lâminas de água superiores a 2 mil metros. Entretanto, por muito tempo, essa ideia foi considerada um

.....
MAURO YUJI HAYASHI é engenheiro mecânico pela UFPR, com especializações em engenharia de petróleo e engenharia de reservatórios pela Petrobras, gestão de negócios pela UFPE e Gestão de Riscos pelo IBMEC-RJ. Desde setembro de 2008, é o gerente de planejamento da Petrobras/E&P-Presal, tendo como principais atividades a coordenação da elaboração do Plano Diretor de Desenvolvimento Integrado do Pré-Sal, Bacia de Santos (Plansal).

“sonho impossível” pelo conjunto de desafios tecnológicos que se apresentavam, a começar em como realizar sísmica em profundidades tão elevadas, em como interpretar os dados sísmicos na qual a extensa camada de sal introduzia distorções, em como perfurar poços de grande extensão, atravessando a extensa camada de sal e, finalmente, em como projetar sistemas de produção, viáveis economicamente, em acumulações contidas em rochas reservatórios, compostas por carbonatos microbiais, que contam com poucos similares e histórico de produção no mundo.

Desta forma, até chegar ao estágio atual do pré-sal, onde as reservas potenciais descobertas em apenas quatro anos são equivalentes a todo volume de petróleo que foi produzido no Brasil nos últimos 60 anos, o corpo técnico da Petrobras foi desafiado a trilhar uma difícil jornada, a qual só foi bem-sucedida porque os inúmeros obstáculos foram ultrapassados, um a um, por meio de uma combinação de coragem, inovação e excelência tecnológica, totalmente apoiada pela visão estratégica e pela ousadia empresarial da Petrobras. Em seu conjunto, é uma demonstração inquestionável da competência técnica dos brasileiros e da capacidade de realização da indústria nacional.

Em 2013, apenas sete anos após a sua descoberta, em 2006, o *play* geológico do pré-sal já é reconhecido como uma das mais prolíficas, de menor risco e de melhor economicidade dentre as novas fronteiras exploratórias de petróleo no

mundo. E isto ocorre em um contexto em que as maiores empresas de petróleo no mundo, as chamadas *majors*, encontram sérias dificuldades para a reposição das suas reservas e que, por esta razão, sinalizam com tendência de estagnação ou mesmo de redução dos seus níveis de produção para os próximos anos. Desta forma, por questão de sobrevivência, hoje, o mundo está ávido por novas áreas produtoras de petróleo e, em consequência, assistimos à intensificação da produção de petróleo a partir de concepções tecnológicas cada vez mais complexas e ambientalmente impactantes, tais quais os chamados reservatórios não convencionais (*shale gas, tight oil, tar sands*, etc.) e, também, em áreas com geografias muito mais adversas, como o Ártico e as águas ultraprofundas no Oceano Atlântico.

Hoje, o pré-sal brasileiro já é uma realidade. A produção de petróleo já supera os 300 mil barris diários com apenas 17 poços produtores e dois injetores. Tal nível de produtividade inicial é impressionante. Para efeito de comparação, seriam necessários centenas ou até milhares de poços para se ter o mesmo nível de produção em reservatórios convencionais nos campos terrestres brasileiros e, da mesma forma, nos reservatórios não convencionais dos projetos no *shale gas* ou *tight oil* norte-americano. É importante destacar que os níveis de investimentos são diferentes, sendo mais elevados no pré-sal. Entretanto, no balanço econômico final, o petróleo do pré-sal revela-se bastante competitivo em relação às demais áreas em desenvolvimento no mundo, com custo final em torno de US\$ 45 por barril. As atuais estimativas para os não convencionais apontam para custos em torno de US\$ 70 por barril. O potencial do Ártico ainda é prospectivo, sem nenhuma descoberta significativa até o momento. Entretanto, em caso de sucesso, o custo de produção deverá ser elevado, em função das difíceis condições climáticas no Polo Norte.

A continuidade do desenvolvimento da produção do pré-sal colocará o Brasil em uma po-

sição competitiva muito vantajosa, pois, com o aumento da produção projetado para os próximos sete anos, será possível reconquistar a autossuficiência brasileira em petróleo cru, assim como mantê-la por muitos anos. Em 2020, a Petrobras estará produzindo 4,2 milhões de barris diários, sendo 50% deles oriundos da camada pré-sal.

2. A Realidade: Transformando Desafios em Oportunidades

É minha lei, é minha questão

Virar este mundo, cravar este chão

Não me importa saber

Se é terrível demais

Quantas guerras terei que vencer

("The Impossible Dream", de Joe Darion e Mitch Leigh, versão de Chico Buarque de Hollanda e Ruy Guerra)

Em conjunto, os hidrocarbonetos de petróleo e gás natural são as principais fontes de energia da civilização moderna, sendo responsáveis pelo atendimento de aproximadamente 57% da demanda mundial. A mesma dependência se repete no Brasil, se bem que em menor escala, onde cerca de 50% das necessidades energéticas nacionais são supridas por estes hidrocarbonetos. Isto, apesar de o País contar com outras opções com grande potencial para geração de energia, principalmente, a hidroeletricidade e a bioenergia.

A preponderância adquirida pelos hidrocarbonetos é fruto das suas vantagens competitivas em relação às demais fontes de energia. Em poucas palavras: é uma fonte de energia mais barata e que gera mais valor, pois permite a produção de inúmeros outros produtos secundários, que vão de plásticos até fertilizantes. Além do mais, os projetos são intensivos em investimentos e de longa maturação, frequentemente ultrapassando 25 anos, o que possibilita o desenvolvimento de uma extensa cadeia de fornecedores. Como consequência, propicia um impacto multiplicador muito positivo na economia, o qual facilmente ultrapassa o próprio valor econômico do petróleo produzido.

Desta forma, nos últimos 150 anos, o mundo assistiu a uma verdadeira explosão no consumo do petróleo. A história relevante do petróleo se iniciou em 1859, quando o coronel Edwin Drake foi bem-sucedido na perfuração do primeiro poço de petróleo, no interior da Pensilvânia. Esse poço apresentava uma produção de apenas dez barris diários e representou o marco tecnológico que viabilizou o início da extração de petróleo em escala industrial.

Em 2013, cerca de 150 anos depois do poço do coronel Drake, a produção mundial já está em torno de 90 milhões de barris diários, os quais, no entanto, são obtidos a partir de poços localizados em geografias muito mais desafiadoras do que aquela enfrentada pelo coronel Drake, assim como através do emprego de tecnologias infinitamente mais complexas. Qualquer análise mais detalhada facilmente identificará o papel indutor decisivo que o petróleo desempenhou para o desenvolvimento científico e industrial dos países que souberam planejar, de forma inteligente, a exploração desse recurso, privilegiando o desenvolvimento harmônico da economia como um todo.

Para os próximos 20 anos, as projeções mais conservadoras indicam que a demanda mundial continuará crescendo e ultrapassará a barreira dos 100 milhões de barris diários, sendo que os maiores potenciais para o aumento da produção se encontram em localizações cada vez mais adversas, tais como o Ártico e as águas ultraprofundas do Oceano Atlântico, onde está incluso o pré-sal brasileiro, assim como para a implantação de projetos mais complexos, em que se destacam o *shale gas* e o *tight oil* norte-americano, as areias canadenses, o óleo pesado venezuelano, etc..

O fato de o petróleo continuar sendo a principal fonte de energia do mundo significa que a civilização moderna ainda não foi capaz de encontrar uma nova fonte de energia que o substitua, mesmo com toda a polêmica sobre aquecimento global e a redução das emissões de carbono. Em uma visão pragmática, será muito difícil fazer esta transição. A civilização moderna é o que é hoje em função do avanço científico-tecnológico e da maior pro-

ductividade dos meios de produção, esta última tendo sido fortemente ancorada pela abundância de energia barata proporcionada pelo petróleo. Há 150 anos, a população mundial era de 1,3 bilhão de pessoas e, hoje, já somos mais de 7 bilhões habitando o mesmo planeta. Nesta trajetória de 150 anos, o petróleo desempenhou papel decisivo na construção de um modelo produtivo, que tornou possível absorver tal escala de crescimento, através do fornecimento de energia na forma necessária para a disseminação da mecanização do preparo e da colheita das plantações, para a industrialização e o transporte dos alimentos em longas distâncias, para o aumento da produtividade das lavouras através dos fertilizantes, para a mobilidade das pessoas e cargas, etc.

De certa forma, a sociedade moderna se acostumou com um modo de vida que só é possível com abundância de petróleo e, assim, continuamos vivendo como se tal fonte de energia fosse inesgotável e que estaria sempre à nossa disposição. Isto é preocupante, pois estamos negligenciando o fato de que o petróleo é um recurso finito e que inevitavelmente se esgotará. A questão é saber quando isto ocorrerá. Além disso, existe o inexorável fenômeno da depleção das reservas já descobertas, ou seja, o nível de produção declina continuamente em função da despressurização das rochas reservatórios causada pela própria extração da produção. O dia a dia das empresas de petróleo é uma batalha ininterrupta para descobrir novas reservas de petróleo e, também, para aumentar a recuperação final das acumulações já descobertas, reduzindo o declínio natural da produção. Somente desta forma, a produção mundial poderá ser sustentada e aumentar de forma a atender ao crescimento global da demanda. A esta altura do artigo, esperamos que o leitor já perceba que esta tarefa não será fácil de ser realizada, pois as novas fontes de petróleo serão cada vez mais de difícil acesso e, consequentemente, de maior custo.

É neste cenário que o pré-sal brasileiro se apresenta. Trata-se de uma nova fronteira exploratória ainda em fase inicial de prospecção, pois apenas 30% da área potencial total está sob explo-

ração, mas que já mostra ser de porte mundial, apresentando, até o momento, baixo risco exploratório (índice de sucesso geológico superior a 80%) e a ocorrência de acumulações de petróleo de grande porte e de alta produtividade. Atualmente, já contamos com reservas totais suficientes para duplicar o atual nível de produção da Petrobras (de 2 milhões de barris diários, em 2013, para 4,2 milhões de barris diários, em 2020), assim como existe potencial para estabilizá-la por um longo tempo, a um custo mais competitivo do que as demais novas fontes de petróleo no mundo.

Dentro deste contexto, a estratégia de desenvolvimento do pré-sal foi estabelecida para buscar a maximização do valor desta nova fronteira exploratória, através de um amplo programa de projetos que estão sendo implementados, desde 2008, e que estão aglutinados em etapas: (i) desde o início, está sendo implementado um amplo conjunto de iniciativas visando à intensificação da aquisição de informações (Fase 0), de forma a mitigar as incertezas para as fases seguintes de produção; (ii) na sequência, e, quando necessário, em paralelo, está sendo implementado um conjunto de projetos de produção e de desenvolvimento tecnológico que buscam a aceleração da produção (Fase 1A), de forma a gerar o fluxo de caixa necessário para consolidar a produção no longo prazo; (iii) finalmente, será implementado um conjunto de projetos nos quais será acelerado o emprego das tecnologias desenvolvidas e que otimizem os sistemas de produção (Fase 1B).

Na implementação da estratégia, os diversos desafios a serem superados foram encarados como oportunidades para capturar o efeito multiplicador que o petróleo oferece para a economia, logicamente, preservando-se o valor que o pré-sal propicia para a Petrobras.

2.1 O Desafio Tecnológico como Oportunidade para o Fortalecimento da Rede Tecnológica Nacional

Quando da descoberta de petróleo na camada pré-sal, muitos pensavam que o desen-

volvimento da produção seria tecnologicamente ou economicamente inviável. Entretanto, a utilização da experiência adquirida pela Petrobras no desenvolvimento dos projetos no pós-sal, em águas profundas da Bacia de Campos, tornou possível esta empreitada. Partir das tecnologias já exaustivamente testadas nos campos do pós-sal, adequando-as às especificidades do pré-sal, foi a estratégia definida e executada com sucesso. Em paralelo, novas tecnologias especialmente desenvolvidas para esse novo ambiente continuavam sendo avaliadas e desenvolvidas, buscando a otimização dos sistemas de produção.

Entre os desafios tecnológicos superados estão aqueles relacionados com a caracterização do modelo geológico; a maximização da recuperação de hidrocarbonetos; a geometria de poço mais econômica e adequada aos reservatórios; a garantia de escoamento através de dutos; o tratamento e destinação do CO₂ produzido; a corrosão de equipamentos; e o dimensionamento de unidades de produção, *risers* e sistemas de ancoragem.

As parcerias, coordenadas pelo Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes), com mais de 120 universidades e centros de pesquisa, foram agentes essenciais na viabilização tecnológica do pré-sal. Além disso, apenas no Rio de Janeiro, atualmente, estão em construção ou em operação oito centros de pesquisa e desenvolvimento de importantes fornecedores de equipamentos e serviços (Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton, General Electric, Vallourec & Mannesman, FMC Technologies, Usiminas e TenarisConfab). Outras cinco companhias estão com planos para implantação de centros tecnológicos no Brasil (Cameron, IBM, Technip, Cameron, Weatherford e Wellstream).

2.2 O Desafio de Suprimento de Bens e Serviços como Oportunidade para o Fortalecimento da Indústria Nacional de Óleo e Gás

A estratégia de desenvolvimento do pré-sal pressupõe a existência de uma ação espe-

cífica para a aquisição de bens e serviços que combina antecipação e padronização. Antecipação para adquirir com a antecedência necessária os equipamentos críticos e que possuem longo tempo de fabricação, de forma que os prazos de entrega não impactem o andamento dos projetos. Neste sentido, a padronização foi adotada como um importante fator que auxilia tanto na antecipação quanto na redução dos custos dos equipamentos. A mitigação do risco relacionado à utilização dos equipamentos é provida pela própria robustez da carteira de projetos da Petrobras, na qual é possível intercambiar a utilização dos equipamentos entre os inúmeros projetos do pré-sal e, também, em certos casos, com projetos do pós-sal.

Como exemplo dessa estratégia, está a iniciativa inédita de construção seriada de um conjunto de unidades de produção, a chamada “Fábrica de Cascos”. Essa “fábrica”, que se encontra em operação no Estaleiro Rio Grande, no Rio Grande do Sul, tem como objetivo a construção de oito FPSOs (unidades flutuantes que produzem, armazenam e transferem petróleo), chamadas de “replicantes”, pois compartilham o mesmo projeto de engenharia para o casco, além da utilização de conjuntos padronizados para os módulos de processamento. Um projeto tradicional de desenvolvimento da produção leva em média seis meses na fase de estudos preliminares e de identificação de oportunidades, outros seis para o projeto conceitual e mais um ano para o detalhamento do projeto de engenharia. A fase de construção em si leva em torno de quatro anos, totalizando 72 meses, em média, para a implantação de um projeto de produção a partir da Declaração da Comercialidade. No caso do pré-sal, a estratégia de antecipação da construção dos FPSOs “replicantes”, em paralelo às atividades de delimitação e coleta de informações, reduzirá o prazo total para uma média de apenas 35 meses, entre o final da fase exploratória e o início da produção, permitindo a aceleração da produção na camada pré-sal.

Também foram contratadas 28 sondas de perfuração, a serem construídas no Brasil, todas com capacidades de operação em lâminas d’água ultraprofundas. Tais sondas permitirão o atendimento dos requisitos de conteúdo local para os projetos previstos nas áreas da cessão onerosa, que são mais elevados que os exigidos nos *bids* anteriores. Estas sondas nacionais também serão necessárias para os futuros projetos a serem implementados nas novas áreas a serem licitadas sob o regime de partilha da produção, quando se espera que os requisitos de conteúdo local sejam similares aos exigidos para a cessão onerosa.

Tanto a “Fábrica de Cascos” quanto a contratação de sondas nacionais, entre outras iniciativas relacionadas ao suprimento de recursos críticos, são estratégias que elevarão os índices de conteúdo nacional, contribuindo para a geração de escala para a expansão da indústria brasileira de O&G (petróleo e gás), seja com o aumento da capacidade dos fornecedores já existentes, com a criação de novos *players* locais, através da instalação de fornecedores estrangeiros no Brasil, seja com o estabelecimento de parcerias destes com empresas locais.

Atualmente, a expansão da capacidade produtiva de equipamentos de O&G no Brasil apresenta a seguinte perspectiva:

- **Dutos Submarinos:** (i) NKT (nova planta de dutos flexíveis em 2013); (ii) Technip (instalação de nova planta); (iii) Wellstream (expansão da planta atual); (iv) Prysmian (expansão da planta para produção de dutos flexíveis); (v) Butting (construção de nova planta).
- **Umbilicais:** (i) Duco and Nexans (novas plantas em discussão); (ii) Oceaneering (duplicação da capacidade da planta atual); (iii) MFX (expansão de 80%).
- **Equipamentos Submarinos:** (i) Aker (expansão da capacidade de produção); (ii) FMC (expansão da capacidade de produção e construção de centro tecnológico); (iii)

GE (expansão da planta de Jandira e construção de nova unidade); (iv) Cameron (expansão da capacidade industrial).

- **Turbomáquinas:** (i) Rolls-Royce (construção de nova planta em Santa Cruz); (ii) Dresser-Rand (construção de nova planta em Santa Bárbara d'Oeste, SP).
- **Guindaste Offshore:** (i) MEP Pellegrini (trabalhando em parcerias para o estabelecimento de novas plantas).
- **Dutos de Perfuração:** (i) V&M (adaptação das unidades atuais).
- **Tubing CRA:** (i) V&M (capacidade de produção de ligas)
- **Dutos de Elevado Diâmetro:** (i) Usiminas (qualificação das unidades atuais)
- **Estruturas de Aço Offshore:** (i) Metasa (expansão industrial)
- **Automação:** (i) Emerson (expansão industrial e montagem de equipamentos)

2.3 O Desafio do Aumento da Produção como Oportunidade para a Manutenção da Autossuficiência do Brasil em Petróleo

Com o aumento da produção de petróleo, propiciado pela exploração da camada pré-sal, estamos prestes a completar um ciclo de 40 anos, no qual o Brasil passará da posição de grande importador de petróleo, em 1980, para a de grande exportador, em 2020, eliminando a dependência externa que tanto nos prejudicou no passado e que contribuirá para a maior robustez da economia brasileira no futuro.

O chamado Segundo Choque do Petróleo, ocorrido em 1979, quando houve corte no suprimento de petróleo por parte do então novo regime fundamentalista do Irã, gerou uma crise de abastecimento em escala global e, em consequência, um grande aumento nos preços desta fonte de energia. Esta crise mundial encontrou o Brasil em uma posição extremamente vulnerável. Em 1980, a demanda nacional

por derivados do petróleo era de 1.036 milhão de barris diários e só contávamos com produção interna de petróleo de 181 mil barris diários, ou seja, tínhamos que importar 83% das nossas necessidades a um custo extremamente elevado. Com certeza, o desequilíbrio causado pelo petróleo na balança de pagamentos do País foi um dos fatores que mais contribuíram para o pífio desenvolvimento econômico do Brasil na década de 1980.

A partir deste evento, a Petrobras iniciou um bem-sucedido esforço de aumento da produção interna, principalmente a partir do desenvolvimento das jazidas no pós-sal da Bacia de Campos, além de contribuir ativamente para a viabilização do álcool como combustível substituto para reduzir o consumo da gasolina.

Desta forma, felizmente, o ano de 2012 encontra o Brasil em uma posição muito mais confortável em termos de suprimento de petróleo, já que a dependência externa está bem mais baixa. A demanda por derivados cresceu para 2.255 milhões de barris diários e a produção interna de petróleo aumentou para 1.980 milhão de barris diários, sendo necessário importar apenas 12%. Na realidade, o balanço é um pouco mais complexo, tendo que se levar em conta o perfil de refino das refinarias nacionais, mas nada que altere a análise da situação.

Para 2020, a expectativa é que a demanda por derivados cresça para 3.380 milhões de barris diários, mas neste ano a produção interna de petróleo, com a contribuição da camada pré-sal, será de 4.200 milhões de barris diários, ou seja, haverá um potencial de excedente para exportação que variará entre 820 mil barris diários e 1.880 milhão de barris diários, a depender do porte da expansão da capacidade de refino no País, além daquelas já em implantação (RNEST, em Pernambuco, e 1ª fase do Comperj, no Rio de Janeiro). Entretanto, tendo em vista as estreitas margens de refino, é fundamental a busca da convergência entre preços domésticos e internacionais, de forma a tornar a construção de novas refinarias atrativa economicamente.

3. Considerações Finais – O Pré-Sal como uma Grande Oportunidade

Voar num limite improvável

Tocar o inacessível chão

E o mundo vai ver uma flor

Brotar do impossível chão

(“The Impossible Dream”, de Joe Darion e Mitch Leigh,

versão de Chico Buarque de Hollanda e Ruy Guerra)

A materialização do pré-sal é uma prova inequívoca da excelência técnica dos geocientistas e engenheiros brasileiros. Também comprovou, mais uma vez, a visão estratégica e a agilidade empresarial da Petrobras, que felizmente foi ousada e persistente nos momentos de maior incerteza.

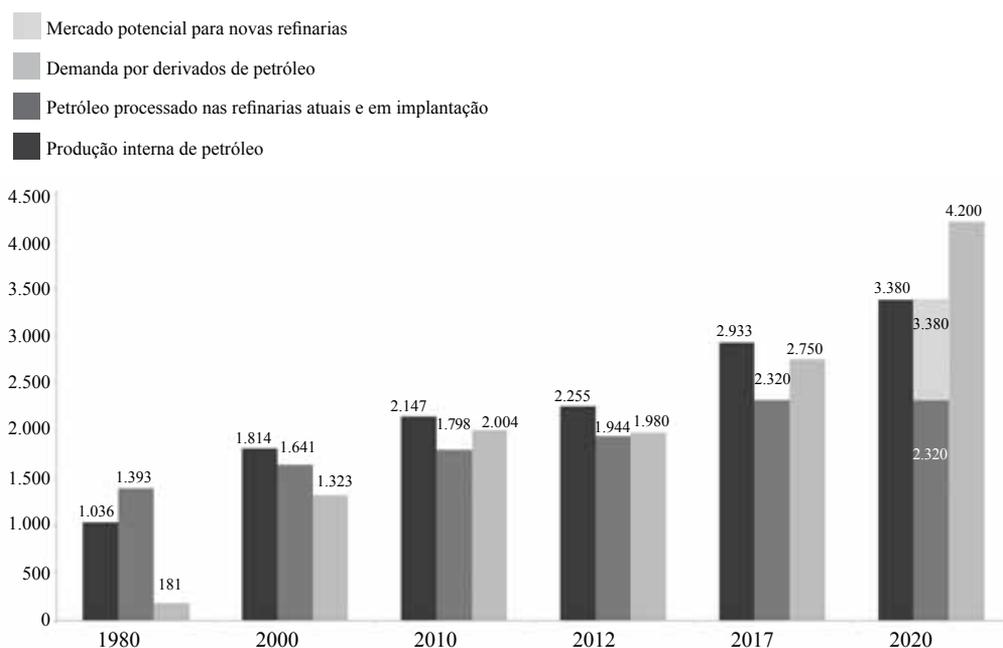
O porte das reservas já descobertas e o potencial exploratório ainda a ser investigado colocam o Brasil em uma posição privilegiada no cenário mundial de energia, no qual o petróleo foi o principal protagonista nos últimos 150 anos e, ao que tudo indica, continuará a ser nas próximas décadas. Para alterar esta tendência, seria necessária a ocorrência de algum evento disruptivo da dimen-

são de uma profunda mudança no modo de vida da sociedade moderna e/ou a inserção de alguma nova fonte de energia com a mesma competitividade econômica. Infelizmente, atualmente, não visualizamos nenhuma das duas. O termo “infelizmente” foi utilizado porque, na nossa visão, o recurso energético petróleo será cada vez mais difícil de ser reposto e será fundamental racionalizar a sua utilização, de forma a contribuir para o crescimento harmônico da humanidade nas próximas décadas.

No Brasil, felizmente, a situação será mais confortável já que a viabilização do pré-sal permitirá que o País seja autossuficiente em petróleo por muitos anos, permitindo mais tempo para eventuais ajustes estruturais na matriz energética.

Desta forma, o pré-sal brasileiro pode ser interpretado como uma grande oportunidade para a economia brasileira, na qual a independência energética, que por si só é muito valiosa, também alavancará o desenvolvimento tecnológico e industrial do País, além de permitir que a Petrobras alcance a sua visão estratégica de ser uma das cinco maiores empresas integradas de energia do mundo, em um ciclo que tem tudo para ser virtuoso.

HISTÓRICO E PERSPECTIVA DO BALANÇO OFERTA VS. DEMANDA DE PETRÓLEO



O Pré-Sal e a Nova Geografia Econômica

.....

JORGE ARBACHE / FERNANDO ARBACHE

1. A Nova Geografia Econômica

O Brasil construiu, com esforço e sacrifício, uma indústria dinâmica e integrada que ajudou o país a crescer e a se tornar uma das maiores economias do mundo. Entretanto, a indústria vem apresentando sinais de perda de dinamismo. Indicadores básicos, como evolução do produto e emprego, mostram que a indústria está crescendo mais lentamente do que os demais setores e perdendo participação na economia.

Enquanto a indústria brasileira perde terreno, o mundo está passando por uma profunda transformação rumo a uma nova geografia da produção e da inovação, na qual a indústria é um dos principais protagonistas. Depois de muito tempo de desinteresse, os Estados Unidos voltaram a dar atenção à atividade manufatureira. Embora os custos do trabalho em solo americano sejam muito mais elevados do que nos países emergentes, a combinação de sofisticadas tecnologias, como a robótica e a impressão 3D, disponibilidade de sistemas integrados de serviços, infraestruturas, logística, laboratórios

.....
JORGE ARBACHE é assessor econômico da presidência do BNDES e professor de economia da Universidade de Brasília. Este artigo não representa, necessariamente, as visões do BNDES e de sua diretoria.

FERNANDO ARBACHE é sócio e diretor de P&D da Arbache Games e professor e pesquisador de logística da HSM Educação, Fundação Dom Cabral e Fundação Getulio Vargas.

de inovação e desenvolvimento de produtos e elevada produtividade individual e sistêmica têm compensado o diferencial de custos, estimulando o retorno de fábricas inteiras para os Estados Unidos. Os aumentos dos custos do trabalho na China e dos fretes internacionais têm colocado ainda mais lenha nessa fogueira, conhecida como *reshoring*.

Países asiáticos, como Vietnã, Bangladesh e Filipinas, e países da África subsaariana, como Etiópia e Quênia, estão investindo na manufatura de massa, encorajados não apenas pelo crescimento dos mercados domésticos e regionais, mas, também, pela busca das multinacionais por diversificação geográfica da produção e por aumento dos custos do trabalho na China. Esta, por sua vez, está investindo cada vez mais naquelas regiões para produzir manufatura de massa e ampliar as suas cadeias globais de produção, ao mesmo tempo em que acelera a sua transição econômica por meio de um profundo *upgrade* tecnológico. De fato, são notáveis as suas conquistas em tecnologia espacial, defesa, supercomputadores, nanotecnologia, indústria mecânica e medicina, o que já têm lhes permitido competir com países avançados em vários segmentos industriais de alto valor agregado. A Coreia do Sul já ocupa lugar de destaque mundial em várias áreas importantes da indústria, como automóveis, embarcações e eletrônicos. A Tailândia, a Malásia e a Indonésia estão avançando feroz e decisivamente nas atividades industriais e já fazem parte de várias cadeias internacionais de

produção. A Índia está trabalhando para duplicar a participação da sua indústria no PIB até meados da próxima década.

No campo da energia, grandes mudanças já apontam no horizonte. Os Estados Unidos estão se transformando numa grande potência em hidrocarbonetos por meio de novas tecnologias que estão viabilizando a exploração do gás e do óleo de xisto. A Agência Internacional de Energia já prevê que os Estados Unidos ultrapassarão a Arábia Saudita como maior produtor mundial de petróleo ainda antes de 2020 e estarão entre os maiores exportadores de petróleo, gás e derivados por volta de 2030.

A nova geografia econômica já está redesenhando a economia mundial e as consequências para o Brasil serão significativas. De imediato, apontam para o aumento da competição nos mercados. No médio prazo, haverá substanciais mudanças nas cadeias globais de produção, redes mundiais de inovação, comércio internacional, fluxos de capitais e na geração de emprego e renda. Por certo, esse complexo processo de transformação aumentará a pressão sobre a economia brasileira.

De fato, a entrada de países asiáticos na produção manufatureira internacional já acirra a competição nos mercados de bens menos elaborados e intensivos em trabalho. Se, por um lado, o *upgrade* tecnológico da China está abrindo espaço para economias, como a brasileira, produzirem manufaturas de menor valor agregado, por outro lado está aumentando a competição nos mercados de bens de mais alto valor agregado, incluindo aeronaves, bens de capitais, produtos químicos e de telecomunicações, setores em que o Brasil já ocupa espaço e em que almeja expandir a sua participação.

A revolução energética também terá impactos significativos no novo mapa da produção e do investimento. A queda do preço da energia nos Estados Unidos já está deslocando investimentos brasileiros intensivos em energia para aquele país sob a alegação de que o custo do gás no Brasil é ao menos quatro vezes maior.

No campo da inovação, ainda que com atraso, as atividades de pesquisa e desenvolvimento (P&D) do setor privado ensaiam seguir o caminho da globalização da produção. Os investimentos das empresas multinacionais (EMNs) em P&D em países emergentes aumentaram significativamente desde a década de 1990 e aceleraram recentemente. Embora as atividades mais sofisticadas de P&D ainda se concentrem nos países de origem das EMNs – notadamente Estados Unidos, Europa e Japão – há evidências de que os países emergentes já participam de forma mais efetiva e determinante das atividades de P&D daquelas empresas, indo além das atividades de rotina de adaptação de processos, testes, integração e desenvolvimento de produtos. Os casos da China e Índia são representativos. Em 2001, o número de centros de P&D de EMNs na China era de cerca de 100, mas, em 2008, esse número já havia passado de 1.100. Na Índia, a história não foi muito diferente.

Ainda não se sabe *se* e *como* esse processo, que ainda está se desenvolvendo, afetará de forma substancial a geografia internacional da inovação e a economia dos países avançados e emergentes. No entanto, é razoável supor que esse movimento será irreversível, devido ao aumento da contribuição dos países emergentes no crescimento da economia mundial, ao crescente investimento desses países em ciência e tecnologia, à crescente internacionalização das suas empresas, ao retorno de pessoas altamente qualificadas a seus países de origem, além da incipiente, mas crescente imigração de estrangeiros bem treinados para os países emergentes.

Como o Brasil figura na nova geografia econômica? Temos oportunidades de investimentos em inovação, tecnologia e adensamento de cadeias produtivas e aumento da produtividade e da competitividade para que o Brasil possa competir e participar de cadeias globais de produção e geração de valor? O objetivo deste artigo é oferecer insumos para se responder a essas perguntas. Em particular, explora-se o caso do pré-sal, setor que tem todas as características e potencial para ser

um projeto transformador nos campos tecnológico e industrial e ser a porta de entrada do Brasil na nova geografia da produção e da inovação.

Os Laboratórios de P&D de Multinacionais no Brasil¹

Nos últimos anos, o Brasil recebeu vários centros de P&D de EMNs, incluindo de empresas de grande contribuição mundial em inovação. Embora alguns desses centros ainda se encontrem em fase de instalação, já há evidências apontando algumas tendências. Pesquisa realizada pelo BNDES e OCDE junto a uma amostra de EMNs que figuram entre as grandes inovadoras em nível mundial e que têm atividades expressivas no Brasil identificou tendências a seguir.

Primeiramente, parcela significativa dos laboratórios de P&D que se instalaram ou estão em fase de instalação no Brasil está, direta ou indiretamente, associada a recursos naturais, incluindo energia, minerais, agricultura e biodiversidade. Em segundo lugar, os centros de P&D recém-chegados tendem a ser mais independentes e a ter uma agenda de trabalho mais ambiciosa do que a dos centros instalados no Brasil há mais tempo. Alguns desses novos centros serão referências mundiais em suas respectivas áreas de especialização. Em terceiro lugar, as principais motivações para atrair atividades de P&D para o Brasil são o crescimento do mercado doméstico e regional, diversidade cultural, surgimento de novas oportunidades de negócios, notadamente na área de recursos naturais, e estabilidade política e social. Em quarto lugar, a política de ciência e tecnologia e a política industrial têm influenciado a decisão das EMNs de desenvolver atividades de P&D no país.

Pelo lado dos desafios identificados para o avanço de atividades de P&D no país, o elevado custo da folha de pagamento dos pesquisadores, que muitas vezes é até maior do que o de seus

.....
¹ Fonte: International investment and innovation: An analysis of corporate strategies and public policies, Jorge Arbache, Andrea Goldstein e Felipe Marques, BNDES e OECD, 2012.

parceiros nos países avançados, as elevadas despesas com imóveis, as taxas e os impostos, a complexa e custosa regulação setorial, a escassez de recursos humanos e os problemas de coordenação das políticas estão entre os principais pontos identificados. Apesar dos entraves, boa parte das EMNs na amostra planeja ampliar as atividades de P&D no Brasil.

2. O Pré-Sal e o Futuro

Várias oportunidades de crescimento associadas à economia doméstica poderão ser decisivas para atrair investimentos e fomentar o desenvolvimento da indústria brasileira. Aumento da demanda por consumo da classe média emergente, expansão da construção civil com o programa Minha Casa, Minha Vida, obras do PAC, pesados investimentos em infraestrutura e mobilidade urbana, PPPs, concessões, desenvolvimento regional e investimentos para atender às crescentes demandas de bens e serviços associadas à transição demográfica figuram entre as oportunidades. Mas, muito além dessas oportunidades do mercado doméstico, o Brasil pode e deve aspirar participar ativamente da nova geografia econômica. Isto porque o país tem oportunidades, talvez únicas, de desenvolvimento tecnológico e industrial por meio da economia do conhecimento e da inovação dos recursos naturais. Áreas como petróleo e gás, agroindústria, biodiversidade, biotecnologia, tecnologias verdes e saúde são grandes fronteiras e vetores de desenvolvimento.

Mas, de todos esses setores, a exploração do pré-sal é a nossa maior oportunidade de investimentos, avanço tecnológico e adensamento e dinamização de cadeias produtivas. A razão para isso são as características e os desafios envolvidos e requeridos para o seu desenvolvimento. As reservas de óleo na camada pré-sal têm diversas restrições que limitam a sua extração com as tecnologias disponíveis. As jazidas estão localizadas em uma imensa área de 200 quilômetros de largura por 800 quilômetros de extensão, esten-

dendo-se do Espírito Santo até Santa Catarina. Os poços estão a milhares de metros abaixo do nível do mar, sendo necessário ultrapassar uma lâmina d'água de mais de dois quilômetros, uma camada de mais de um quilômetro de sedimentos e outra superior a dois quilômetros de sal. Além disso, a distância entre a costa e os futuros poços é de 300 quilômetros em média, o que aumenta, sobremaneira, a complexidade logística de transporte de pessoas, equipamentos e óleo. Outras grandes barreiras são a segurança em condições extremas de operação e as tecnologias para se evitar e mitigar riscos e impactos ambientais.

Serão necessários investimentos de muitas dezenas de bilhões de dólares em novas tecnologias para vencer todos esses desafios. Em certa medida, esses desafios são semelhantes aos encontrados pelos Estados Unidos na corrida espacial com a então União Soviética, pois, até aquele momento, também não havia tecnologias para se explorar o espaço.

3. Muitos Desafios, mas também Muitas Oportunidades

A cadeia do pré-sal tem grande potencial de geração de renda e emprego, e os setores envolvidos pagam salários relativamente elevados. Entre o início e o final da década de 2000, a indústria do petróleo mais que duplicou a participação no emprego formal total. Estima-se que serão criados 2 milhões de novos postos de trabalho na indústria do petróleo até o final desta década. A cadeia de produção do setor é extensa e requer ampla gama de produtos e serviços, incluindo equipamentos de transporte, peças e componentes, sondas, plataformas e embarcações, instalações submarinas, grandes equipamentos, produtos químicos e petroquímicos, produtos siderúrgicos, forjados e fundidos, turbinas, aparelhos e materiais elétricos, material eletrônico e equipamentos de comunicação, construção civil, serviços de poços, apoio logístico, módulos e sistemas, serviços de automação, instrumentação e medição e softwares.

De acordo com o Plano de Negócios e Gestão 2013-2017 da Petrobras, a produção do pré-sal atingirá 1 milhão de barris diários em 2017 e 2,1 milhões em 2020, correspondendo a 37% da produção nacional total estimada de 2017 e 50% da de 2020. Considerando-se um valor conservador do barril de petróleo de US\$ 100, aquela produção gerará receitas brutas anuais de US\$ 36,6 bilhões em 2017, e US\$ 76,4 bilhões em 2020.

Por certo, são muitos os benefícios econômicos do pré-sal, indo desde a independência de petróleo, impactos positivos nas contas correntes, receitas de impostos e royalties até a geração de bons empregos e o aumento da renda. Mas, verdadeiro ouro negro que poderá emergir do pré-sal não é o petróleo nem os royalties, mas sim as soluções para os desafios científicos e tecnológicos, logísticos e de equipamentos e materiais requeridos pela cadeia produtiva do setor e seus impactos potenciais na produtividade e competitividade internacional. Se desenvolvidos em colaboração com as universidades e centros de pesquisa no Brasil e absorvidos pela indústria nacional, esses conhecimentos e competências poderão ter efeitos profundos em vários outros setores industriais, com impactos econômicos e sociais sem precedentes.

Por certo, já se lograram muitos avanços tecnológicos no pré-sal, incluindo aqueles nos campos da sísmica de alta resolução, modelagens geológicas e numéricas, novos materiais, redução do tempo de perfuração dos poços, tecnologia de separação de CO₂ do gás natural em águas profundas e reinjeção. Mas, muitos grandes desafios tecnológicos ainda nos aguardam à frente. Há uma enorme demanda insatisfeita por soluções ou por soluções mais sofisticadas para os desafios técnicos que já emergiram e para os que ainda estão emergindo à medida que a campanha do pré-sal avança. Como ainda não há domínio de muitas das tecnologias de exploração, produção, logística, gestão de sistemas e mitigação de riscos envolvidos no pré-sal, abre-se, para o Brasil, um gigantesco leque de oportunidades de investimentos.

Como se trata de atividades novas, de descoberta, o governo deve incentivar a participação e dividir os riscos envolvidos para atrair o setor privado, nacional e internacional, no desenvolvimento da fronteira do pré-sal. Essa fronteira de desenvolvimento tem enorme potencial de retornos crescentes, estáticos e dinâmicos, rendimentos crescentes, ganhos de produtividade, externalidades, alto valor agregado, desenvolvimento de capacidades e competências e implicações para o bem-estar e para a inserção internacional do país. Por isso, o pré-sal deve ser visto pela ótica da política econômica estratégica.

Estima-se que serão investidos ao menos US\$ 400 bilhões no setor de petróleo e gás até o final desta década, o que cria uma substancial capacidade de alavancagem tecnológica e industrial. A Petrobras, como o principal operador do pré-sal, e a política de conteúdo local da Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis criam condições únicas de intervenção de política tecnológica e industrial que podem fazer da indústria do petróleo uma fonte de renda e riqueza que vai muito além da extração de óleo e gás.

A participação na cadeia produtiva do setor cria importantes externalidades positivas devido às exigências de produtos de alta qualidade, especificações rigorosas e requerimentos de padrões de gestão, capital humano e de capacidades produtivas. De acordo com o IPEA, empresas participantes da cadeia de produção do petróleo têm indicadores técnicos e de desempenho bem mais elevados do que a média nacional. De fato, elas empregam relativamente mais engenheiros, pesquisadores e pessoas com terceiro grau, e pagam salários médios mais elevados.

A Petrobras tem cerca de 14 mil fornecedores, sendo a maior parte composta por pequenas e médias empresas. Mas, para muitas delas, há necessidade de investimentos em inovação, qualificação da mão de obra, aumento de capacidade produtiva e melhoria de gestão para que elas possam realizar o enorme potencial de crescimento. Se, para alguns, essas deficiências podem ser vistas como um revés, para outros, elas podem ser vistas como uma enorme oportunidade.

A necessidade de investir em tecnologia para superar os desafios do pré-sal já é uma realidade em muitas empresas, e um exemplo é o caso de uma metalúrgica de Santana do Parnaíba, no interior de São Paulo, a Rossini Murta. Essa empresa, criada há 18 anos para atuar no mercado de autopeças, emprega, atualmente, mais de 200 funcionários, todos qualificados. A empresa iniciou seus trabalhos num galpão de 200 m² e hoje tem 5.600 m² de área. Buscando diversificação, a empresa voltou-se para o mercado do pré-sal. Entraram em contato com a GE oferecendo engrenagens, eixos, semieixos, carcaças de bombas hidráulicas, flanges, porta planetários, dentre outros produtos. Após serem auditados pela GE em qualidade e em capacidade de desenvolvimento técnico, foram contratados para desenvolver equipamentos para o pré-sal. Tiveram treinamento da GE e absorveram novas tecnologias. Com os novos contratos, passaram a investir mais. Com o investimento em pesquisa, a empresa se capacitou para participar de outras cadeias produtivas, incluindo a aeronáutica.

Muitas Demandas Tecnológicas e Oportunidades de Transbordamento: o Caso da Logística

O volume hoje estimado de reservas de petróleo é de 31 bilhões de barris podendo chegar a 87 bilhões de barris. A extração de boa parte desse petróleo requer grande complexidade logística. É preciso transportar gente, equipamentos de diversos portes e o próprio óleo. Serão alocados, até 2020, centenas de bilhões de dólares em equipamentos e serviços, e milhares de empresas serão, direta e indiretamente, envolvidas nesta empreitada. O movimento de pessoas e cargas ocorrerá em condições hostis por se tratar de alto mar e de um contexto ambiental de alta sensibilidade. Garantir a execução da logística com variáveis tão complexas vai requerer muito estudo e investimentos em pesquisas, pois, se utilizadas as tecnologias atuais, os custos de extração seriam proibitivos.

O uso da multimodalidade logística será inerente a esse tipo de operação. Devido aos recursos a serem movimentados até as jazidas, será necessário empregar modais como navios, helicópteros, caminhões, trens e dutos. Questões a serem enfrentadas envolvem, por exemplo, quanto e quando de cada modal será utilizado na busca por otimização de processos, e como os mesmos serão roteirizados para garantir sincronia, minimizando custos de oportunidade. Serão necessários estudos para garantir a eficiência e eficácia na gestão de portos, aeroportos, estradas e ferrovias, alguns deles já saturados e outros ainda escassos, como o modal dutoviário. Levando-se em consideração a complexidade logística e a infraestrutura precária do país, pode-se inferir que temos grandes desafios a serem superados para que o pré-sal seja uma realidade em sua plenitude.

Para que se possa compreender a dimensão dos desafios logísticos do pré-sal, uma comparação com os desafios de transporte e armazenagem de soja pode nos ser útil. Se transformados em litros, as 184 milhões de toneladas de grãos que o Brasil colheu em 2012, equivaleria a 248 trilhões de litros. Em 2020, o Brasil extrairá, aproximadamente, 324 trilhões de litros de óleo, portanto, mais de 1,3 vez o volume de grãos.

Para grandes volumes, os modais ideais são o ferroviário, aquaviário e dutoviário. Porém, os três juntos representam apenas 23% da matriz de transportes brasileira. As limitações da matriz modal geram custos excessivos de transporte da carga brasileira, representando cerca de 6,3% do PIB, enquanto nos Estados Unidos o transporte representa 4,7% do PIB. Se contabilizado todo o custo logístico, incluindo transporte, estoque, armazenagem e administrativo, o custo logístico chega a 10,6% do PIB no Brasil, enquanto nos Estados Unidos representa 7,7% do PIB.

Levando-se em consideração o tamanho da jazida do pré-sal e a capacidade logística do país, pode-se inferir que temos uma grande oportunidade de investimentos em logística. Esses investimentos, se realizados não apenas em modais,

mas, também, em tecnologias de roteirização, rastreamento de veículos, matriz modal e infraestrutura portuária e aeroportuária, trarão benefícios não apenas para o próprio pré-sal, mas, também, para todos os segmentos que necessitam de transporte, incluindo o transporte de cargas industriais e de pessoas. Os desafios e os requerimentos do pré-sal abrem um mercado para tecnologias ainda pouco ou não exploradas, possibilitando o desenvolvimento de inovação e exportação de know-how em logística.

4. Fazendo o Dever de Casa

O dever de casa ainda a ser feito para que o Brasil realize todo o potencial de desenvolvimento econômico associado ao pré-sal é o de fazer da inovação, tecnologia e capacitação – os seus objetivos principais. Que políticas públicas deveriam ser empregadas? Como fazer com que o efeito alavancador da Petrobras e da política de conteúdo local contribua de forma decisiva para o alcance daqueles objetivos? Essas políticas são suficientes? O que mais é preciso fazer para avançar?

O primeiro passo é a mobilização política da sociedade em torno dessa agenda. Da perspectiva da execução, serão necessários grandes esforços de inteligência, políticas de fomento, geração e transferência de tecnologias e de capacitação das universidades, centros de pesquisa e indústria, para que tenham participação ativa no pré-sal, e políticas que encorajem a participação da indústria nacional, mas sempre dentro do marco da competição. Além disso, será preciso o desenvolvimento de políticas que estimulem a disseminação dos avanços tecnológicos, industriais e de serviços para outros setores.

Listamos, a seguir, pontos que acreditamos serem úteis para a agenda:

- a. Desenvolver mecanismos institucionais de blindagem do pré-sal para mitigar o seu uso político, ao mesmo tempo em que se dê flexibilidade aos gestores para a

- promoção de ajustes e mudanças de rumo das políticas;
- b. Adequar o marco regulatório do pré-sal para que as universidades e centros de pesquisa nacionais tenham tempo de se capacitar para absorver tecnologias e participar ativamente do desenvolvimento de inovações e de novas tecnologias, e para que a indústria e o setor de serviços possam se atualizar tecnologicamente e investir para expandir a capacidade produtiva para participar do desenvolvimento e do adensamento da cadeia produtiva do petróleo – a presença de uma base industrial, científica e tecnológica é condição para que o país possa maximizar o impacto do pré-sal no desenvolvimento;
 - c. Criar incentivos e benefícios no marco regulatório para que as empresas de pesquisa, exploração e produção de petróleo e empresas produtoras de equipamentos e serviços sejam premiadas pela sua contribuição ao desenvolvimento tecnológico e à transferência de tecnologias para outros setores;
 - d. Criar incentivos para que as multinacionais participantes do desenvolvimento tecnológico do pré-sal transfiram tecnologia e *expertise* e firmem parcerias com centros de pesquisa e universidades locais para o desenvolvimento de tecnologias e inovações;
 - e. Criar incentivos no marco regulatório para que, muito além do conteúdo local, as empresas nacionais envolvidas no pré-sal invistam em inovações e tecnologias em colaboração com universidades e centros de pesquisa no Brasil;
 - f. Aprimorar as políticas de atração de laboratórios de P&D de EMNs interessadas em participar do desenvolvimento do pré-sal; deve-se buscar facilitar o acesso a recursos públicos, terrenos e parques tecnológicos e concessão de vistos de trabalho, bem como facilitar a importação de equipamentos, oferecer as melhores infraestruturas e desenvolver marco regulatório próprio que facilite a colaboração com universidades e centros de pesquisa nacionais; o acesso ao leque de benefícios deverá ser condicionado à contribuição científica e tecnológica do laboratório;
 - g. Criar força-tarefa de “olheiros” e especialistas para identificar áreas de possível geração de externalidades e transbordamento de inovações e tecnologias para outros setores industriais e de serviços e para facilitar a colaboração e a transferência daquelas tecnologias;
 - h. Desenvolver mecanismos de monitoramento e avaliação do que está dando certo e do que não está funcionando para que se possa ampliar, ajustar ou remover o apoio com recursos públicos e/ou estender para outros setores as experiências bem-sucedidas;
 - i. Apoiar investimentos em áreas com potencial de avanço tecnológico e com potencial para receber transbordamento de novas tecnologias;
 - j. Incentivar e apoiar a criação de *start-ups* nessas e em áreas afins;
 - k. Fomentar a abertura e a expansão de parques tecnológicos voltados para a indústria do petróleo e áreas afins;
 - l. Encorajar e apoiar a abertura de incubadoras para acolher *start-ups* voltadas para aquelas atividades;
 - m. Incentivar a criação de fundos de *private equity* e empresas-anjo que contribuam para a identificação e o fomento de oportunidades de negócios associados aos transbordamentos do pré-sal;
 - n. Criar mecanismos de mitigação de riscos e garantias para incentivar o desenvolvimento tecnológico, de inovações e transbordamento;
 - o. Ampliar os incentivos e recursos às universidades e centros de pesquisa interessados em se engajar no desenvolvimento tecnológico do pré-sal;

- p. Criar incentivos para se atrair os melhores recursos humanos disponíveis, nacionais e estrangeiros, interessados em se engajar no desenvolvimento tecnológico do pré-sal; deve-se considerar o acesso a recursos, bolsas de pesquisa, facilitação de vistos de trabalho, aquisição de equipamentos e participação em grupos de pesquisa;
- q. Fomentar a capacitação de pessoal para trabalhar no desenvolvimento tecnológico do pré-sal;
- r. Reduzir a burocracia para que pesquisadores possam acelerar o processo de investigação e aquisição de *know-how*;
- s. Introduzir políticas que condicionem o apoio público a universidades, centros de pesquisa e empresas a resultados concretos e mensuráveis;
- t. Introduzir políticas que facilitem o aperfeiçoamento contínuo das políticas públicas para que se possa aproveitar, mais e melhor, as oportunidades emergentes; e
- u. Fomentar o intercâmbio e a troca de experiências entre as universidades, centros de pesquisa e empresas nacionais com as suas congêneres no exterior.

5. O Pré-Sal Pode Contribuir para o País Enfrentar Outros Desafios de Longo Prazo

Muito além da nova geografia econômica, emprego e royalties, o pré-sal poderá contribuir decisivamente para desafios de longo prazo que requerem grande atenção. Um primeiro desafio está associado à necessidade de se identificar novas fontes de crescimento. O nosso crescimento se apoia, essencialmente, na adição de força de trabalho e capital, enquanto as contribuições da produtividade e da eficiência são muito baixas ou mesmo negativas. Mas, esse padrão de crescimento parece estar perto do seu limite.

Isto porque o Brasil está passando por uma das mais rápidas e profundas transformações demográficas desde o pós-guerra, que já está provocando desaceleração da taxa de crescimento da oferta de trabalho. Por outro lado, a taxa de poupança brasileira é baixa e tem crescido pouco, limitando o aumento dos investimentos. Na medida em que o pré-sal poderá ter impactos sem precedentes em termos de inovação, tecnologias e capacitação de empresas e pessoas, ele poderá contribuir de forma decisiva para o aumento da produtividade e da competitividade e ajudar o país a diversificar as fontes de crescimento e crescer de forma mais sustentada.

O país enfrentará importantes desafios sociais nos próximos anos. O rápido aumento da taxa de dependência de idosos em razão da transformação demográfica numa economia com ainda baixo nível e baixa taxa de crescimento da produtividade e baixa taxa de poupança terá importantes consequências para o financiamento das crescentes despesas com saúde e previdência social. Os efeitos sistêmicos do pré-sal serão fundamentais para a geração de renda, emprego e recursos fiscais necessários para financiar o aumento daquelas despesas.

6. À Guisa de Conclusão

O pré-sal não é panaceia, mas tem todas as características e o potencial para se tornar a nossa maior fronteira de desenvolvimento tecnológico e industrial e ser a nossa porta de entrada na nova geografia da produção e da inovação. Por isso, ele é um projeto potencialmente transformador. Para que esse projeto se torne realidade, muito esforço e dever de casa ainda terão que ser feitos. Mas, considerando-se que os retornos são potencialmente muito elevados e até determinantes para o desenvolvimento sustentado, acreditamos que o projeto deveria merecer a maior prioridade e atenção da sociedade brasileira.

A Hora da Virada: Promovendo Investimentos com a Política de Conteúdo Local no Setor de Petróleo

.....

ELOI FERNANDEZ Y FERNANDEZ / ERNANI TEIXEIRA TORRES FILHO

A política que obriga as empresas concessionárias de petróleo a comprar bens e serviços no Brasil está completando 15 anos. Desde então, muita coisa mudou no Brasil e no mundo e, mais ainda, no mercado de petróleo brasileiro.

Essas medidas foram implantadas em 1999, como parte da nova regulação que substituiria o modelo de monopólio, que já vigorava há mais de quatro décadas. A liberalização do setor tinha à época dois objetivos básicos. O primeiro era atrair investimentos privados para aumentar as atividades de exploração e produção de petróleo. Para isso, era fundamental integrar o mercado brasileiro ao internacional. O segundo objetivo era transformar a Petrobras em uma empresa plenamente competitiva, transferindo-lhe a propriedade dos ativos – dos quais era, até então, apenas gestora – e garantindo-lhe condições para enfrentar, no Brasil, um novo ambiente de compe-

.....
ELOI FERNANDEZ Y FERNANDEZ é engenheiro mecânico pela PUC-RJ, MSc e doutor em Engenharia Mecânica. Tem pós-doutorado pela Universidade da Califórnia, Berkeley. É professor do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-RJ e diretor-geral da Organização Nacional da indústria do Petróleo (ONIP).

ERNANI TEIXEIRA TORRES FILHO é doutor em Economia pelo Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) (1992), com mestrado em Economia (1982) e bacharelado em Ciências Econômicas (1977) pela mesma instituição. É professor associado do Instituto de Economia da UFRJ, em tempo parcial, desde 1979.

tição interna e externa com as grandes empresas que dominam o setor.

Nesse contexto, havia muita preocupação com o impacto negativo que essas transformações poderiam ter sobre a indústria nacional. Desde a década de 1950, o país havia desenvolvido uma ampla rede de fornecedores de bens e serviços, que vinha se expandindo para atender às demandas dos investimentos da Petrobras. Com a liberalização, essas empresas também passariam a estar sujeitas à competição aberta e direta com seus concorrentes estrangeiros, que detinham mais escala e tecnologia e, além de vantagens de custos, tinham parcerias estabelecidas com as empresas internacionais há muitas décadas.

A opção por um sistema de concessão atribuía ampla liberdade para que as empresas de petróleo adquirissem equipamentos e serviços em qualquer parte do mundo. Esse preceito foi também consagrado na legislação fiscal, por meio da total isenção de impostos para a importação de bens de capital. Nesse cenário, as empresas fornecedoras nacionais perderiam a proteção regulatória e fiscal que tinham frente a seus concorrentes estrangeiros.

Ao mesmo tempo, a Petrobras, desincumbida do papel de agente do monopólio estatal, seria agora obrigada a reduzir sua tolerância com os diferenciais de preço, prazo e qualidade dos produtos brasileiros frente aos internacionais. Por outro lado, as concessionárias estrangeiras que viriam a operar no Brasil dispunham de listas

próprias de fornecedores (*vendor list*) internacionais, experientes e competitivos, mas que desconheciam completamente o potencial de fornecimento local, o que lhes inibia o interesse por desenvolver fornecedores nacionais.

A possibilidade de desindustrialização da cadeia de fornecedores nacionais de óleo e gás era, portanto, real. Caso isso viesse a acontecer, o Brasil estaria abrindo mão dos segmentos onde se concentram os maiores benefícios do setor em termos de geração de renda, emprego e tecnologia.

A política de compras locais da ANP veio exatamente para corrigir esses desequilíbrios. Entre as várias medidas regulatórias adotadas, a mais importante foi o compromisso de os futuros concessionários comprarem localmente um percentual de seus investimentos. Esse mecanismo foi baseado na bem-sucedida experiência dos países europeus do Mar do Norte, na década de 1970. Tanto o Reino Unido quanto a Noruega possuíam, a exemplo do Brasil, uma indústria naval que podia ser reconvertida para a montagem de plataformas para a produção em alto mar. Ambos tiveram sucesso não só nessa empreitada, como também conseguiram desenvolver empresas locais que se tornaram competitivas internacionalmente em diversos segmentos da rede de fornecedores.

Procedimento Licitatório

No Brasil, os mecanismos adotados de estímulo a compras locais seguiram caminhos próprios. Na Europa dos anos 1970, o processo de escolha dos novos concessionários era feito discricionariamente pelo governo, com base em uma seleção administrativa, a partir de propostas encaminhadas pelas empresas interessadas. Os critérios de seleção dos vencedores não eram públicos.

Já a ANP adotou o sistema norte-americano de leilões abertos para a concessão de áreas de exploração. Nesse caso, vence o certame o licitante que fizer a maior oferta pelo direito de exploração. Entretanto, os lances, no caso brasileiro, incluíam, além de uma soma em dinheiro à vista, um compromisso em atingir um percentual declarado de

compras locais em bens e serviços. Esse compromisso tornava-se uma obrigação, sendo parte do contrato de concessão e, em caso de não ser atingido, seria objeto de uma multa em dinheiro ao final de cada etapa do processo de investimento.

Com isso, o pagamento do concessionário brasileiro pelo direito de exploração passou a ser, na prática, feito em duas parcelas. A primeira envolve uma liquidação à vista da soma fixada em leilão à época da assinatura do contrato. A segunda parcela (multa), diferentemente, se daria em prazo e montante incertos. Isto porque, caso aplicada, só será devida ao final dos investimentos, cuja data é desconhecida à época da contratação. Além disso, seu valor também é desconhecido *a priori*. Poderia mesmo ser zero, caso viesse a inexistir diferença entre o percentual de investimentos adquiridos no país e a meta mínima estabelecida no contrato de concessão.

Com esse procedimento licitatório, o governo brasileiro criou um mecanismo privado de preferência para todos os fornecedores locais. As empresas de petróleo, inclusive a Petrobras, passaram, assim, a ter um estímulo financeiro para comprar no Brasil, mesmo que em condições menos competitivas, desde que esse diferencial não envolvesse globalmente um custo superior ao da multa estipulada em contrato. Esse sistema teria ainda a vantagem de não envolver recursos fiscais nem transgredir os acordos internacionais que limitam a prática de subsídios pelos governos.

Passada mais de uma década da implantação da política de compras locais pela ANP, os primeiros efeitos começam a se tornar realidade. Tendo em vista que os projetos de exploração e produção são vultosos e de muito longo prazo, vislumbra-se nesse cenário a perspectiva de ocorrer um número crescente de multas por parte das empresas concessionárias. Esse fato, visto isoladamente, deve ser observado como algo salutar, uma vez que é uma demonstração de que a ANP está cumprindo seu papel legal de cobrar as obrigações que os concessionários assumiram com o governo. É importante para o sucesso da política de compras locais que as

empresas de petróleo percebam que há fiscalização dos termos contratuais. Entretanto, caso o descumprimento das metas contratuais aumente e se generalize, isso se transformará em um problema de eficácia da própria política de compras nacionais e colocará em risco o equilíbrio econômico financeiro de alguns dos projetos de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo no país.

Esta situação pode vir a se tornar realidade em pouco tempo, em parte, pelas mudanças que ocorreram no setor de petróleo nacional, nos últimos anos. Quando a política de compras nacionais foi desenhada, no final dos anos 1990, o Brasil era um país que crescia pouco e de forma muito instável, atravessava crise de emprego e apresentava risco internacional elevado. Suas reservas externas eram muito limitadas e, com a adoção do regime flexível, a taxa de câmbio passava a ser relativamente desvalorizada. Havia, além disso, grande ociosidade em vários segmentos da cadeia de fornecedores para a indústria do petróleo, e a competitividade era baixa. Nesse cenário, o objetivo da política de compras nacionais da ANP era, principalmente, o de garantir uma demanda mínima para os fornecedores nacionais que permitisse a ocupação da capacidade ociosa existente.

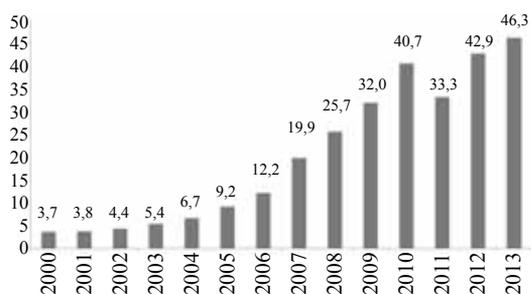
Entretanto, ao longo desses 15 anos, o cenário econômico brasileiro mudou radicalmente, tanto do ponto de vista global quanto nas perspectivas do setor de petróleo. Diferentemente do que se verificou nas décadas de 1980 e 1990, o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) passou a ser maior que a média mundial, e a taxa de desemprego atingiu níveis historicamente muito baixos. O crescimento da Formação Bruta de Capital Fixo foi, em média, 2,5 vezes maior do que a do Produto Interno Bruto. O país se tornou *investment grade*, dispõe da 6ª maior reserva internacional (US\$ 352 bilhões), e o real sofreu uma grande apreciação em termos reais desde 2004. O nível de utilização da capacidade da indústria está elevado, apesar de a competitividade da indústria não ter apresentado melhora significativa. As importações de bens in-

dustriais e o déficit externo de produtos manufatureiros atingem níveis recordes.

A situação do setor de petróleo brasileiro também mudou muito nesses últimos 15 anos. Houve as grandes descobertas em novas áreas de exploração no pré-sal, que fizeram do Brasil uma das principais fronteiras de expansão dessa indústria em todo o mundo. O país deixou de ser grande importador de óleo e deverá se tornar exportador relevante até o final desta década. Além disso, o preço do barril no mercado internacional aumentou substancialmente.

Com isso, os investimentos no setor de petróleo no Brasil aumentaram muito em escala. Tomando-se a Petrobras como exemplo, pode-se perceber no Gráfico 1 que, apenas nesta empresa, os gastos com ativos fixos multiplicaram-se por dez, entre 2002 e 2012. Para se ter um ideia da importância macroeconômica destes investimentos, basta ver que a petroleira brasileira, isoladamente, respondeu por 10% da Formação Bruta de Capital Fixo no país em 2012.

GRÁFICO 1 - EVOLUÇÃO DOS INVESTIMENTOS DA PETROBRAS (EM US\$ BILHÕES)



Fonte: Petrobras, Elaboração Própria

Esse processo deve se acelerar ainda mais ao longo da próxima década com as descobertas que foram feitas. Se tomarmos como base a pesquisa de investimento para o período 2012-2015, os investimentos em petróleo não apenas crescerão ainda mais como já representam 60% do investimento que está sendo previsto para o todo o setor industrial ao longo dos próximos quatro anos.

Essa explosão da demanda não foi acompanhada por uma expansão equivalente da capacidade de oferta dos fornecedores nacionais. Esse foi um dos motivos que levou ao aumento da participação dos importados na oferta dos bens e serviços do setor de petróleo, a despeito da pressão contrária exercida pelo governo, pela política de compras nacionais da ANP e pela atuação de órgãos privados, como a Organização Nacional da Indústria de Petróleo (Onip). A construção de novos estaleiros e portos em vários estados e a formação de empresas para a aquisição de navios são exemplos dessas iniciativas.

Essa defasagem entre oferta e demanda de bens e serviços do setor de petróleo, mantidas as condições atuais, tende a aumentar, e as consequências deste desequilíbrio serão de duas naturezas. Do ponto de vista global, haverá uma redução no impacto que os investimentos do setor de petróleo poderiam ter sobre a geração de renda e de empregos de elevada remuneração, uma perda de escala e de progresso técnico para a indústria, além de um aumento do déficit externo.

Do ponto de vista empresarial, as concessionárias, por terem metas em percentuais de seus investimentos – que aumentaram substancialmente com as descobertas – estarão sujeitas ao pagamento de multas elevadas, que po-

derão, até mesmo, comprometer o equilíbrio econômico-financeiro de alguns de seus projetos de desenvolvimento da produção. Com isso, se produzirá um efeito negativo. Para evitar as multas, as empresas, em lugar de adquirirem mais em máquinas, equipamentos e serviços de E&P, serão incentivadas, por força da capacidade restrita de oferta doméstica, a reduzir seus investimentos.

Esse processo estará ocorrendo em um momento de desaceleração da economia brasileira e do resto do mundo. Como resultado da crise internacional, não se deve esperar que, no futuro próximo, o Brasil sustente o mesmo desempenho econômico obtido na década passada. A desaceleração da economia mundial está cobrando um preço elevado de todos os países. Até mesmo a China, acostumada a crescimentos de dois dígitos anuais, mal consegue superar 7% ao ano. Ao mesmo tempo, a queda nos preços das matérias-primas está cobrando um pedágio alto dos países exportadores de *commodities* como o Brasil.

Esses fatores, aliados às políticas monetárias e fiscais restritivas adotadas no início do atual governo, levaram a uma desaceleração brusca do crescimento econômico brasileiro. A taxa de crescimento do PIB se reduziu a menos de 3% ao ano, mas a situação do investimento tornou-se ainda pior. Está negativa desde o fim

TABELA 1. PERSPECTIVAS DO INVESTIMENTO, 2012-2015

| Setores | 2012-2015 R\$ bilhões | Participação (%) |
|------------------------|--------------------------|------------------|
| Petróleo e Gás | 354 | 61,1 |
| Ind. Extrativa Mineral | 58 | 10 |
| Automotivo | 56 | 9,7 |
| Papel e Celulose | 26 | 4,5 |
| Eletroeletrônica | 25 | 4,3 |
| Química | 25 | 4,3 |
| Siderurgia | 21 | 3,6 |
| Têxtil e Confecções | 14 | 2,4 |
| Total | 579 | 100,00 |

Fonte: BNDES, Elaboração Própria

de 2011, atingindo, nos últimos meses, 4,5% em 12 meses (Gráfico 2).

Ao mesmo tempo, a situação da indústria também é preocupante. A produção doméstica está estagnada desde 2010, enquanto as vendas reais estão aumentando (ver Gráfico 3). Isso se deve, em boa medida, ao aumento das importações e reflete uma escassez de oferta e de investimento no setor manufatureiro.

O setor de petróleo é parte integrante dos problemas que o Brasil está atravessando. O aumento do déficit comercial, por exemplo, reflete, em geral, o aumento das importações de derivados e a redução dos excedentes de exportação de petróleo. Isso por que o aumento registrado no consumo doméstico de derivados, por exemplo, encontrou limitações tanto na produção de petróleo quanto na capacidade de refino. Isso sem contar os volumes elevados de importações de bens e serviços que o setor precisa sustentar para garantir os projetos de expansão em andamento.

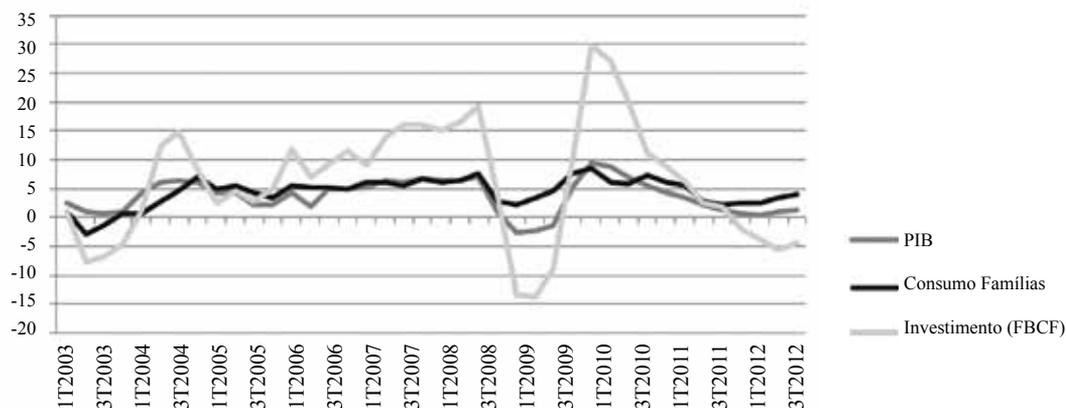
Se o setor de petróleo é uma parte importante do problema também poderia vir a ser uma parte importante de sua solução. Diante da perspectiva de que a desaceleração da economia mundial será um processo que ainda deverá se arrastar por muitos anos, o ritmo de crescimento dos países, em todo o mundo, dependerá ainda mais da demanda doméstica. No caso do Brasil, os inves-

timentos em exploração e produção (E&P), na medida em que possam ser atendidos pela produção local, serão cada vez mais relevantes para a geração de emprego e renda. Isso, por sua vez, dependerá de um aumento substancial da oferta nacional desses bens e serviços em bases competitivas. (Gráfico 3)

Nesse cenário, a perspectiva de um volume elevado e generalizado de multas não compensará as perdas econômicas decorrentes de uma frustração no cumprimento das obrigações de metas mínimas de compras locais por parte das concessionárias de petróleo. Apesar de indispensável, essa penalidade, por si só, significará que os recursos de que o Estado brasileiro abriu mão de cobrar durante o processo licitatório para estimular o desenvolvimento da cadeia do setor de petróleo ficarão ociosos. Com isso, seria abrir mão de vez dos benefícios esperados em termos de aumento de renda, emprego e tecnologia e de transformação da indústria fornecedora local em um *player* internacional.

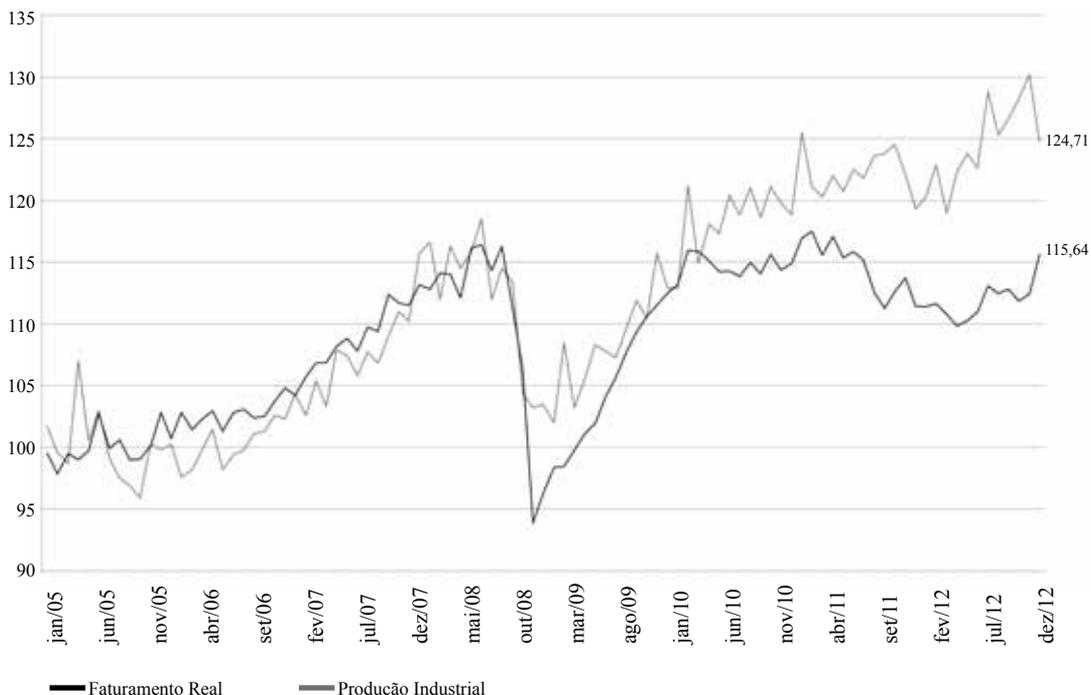
Diante deste cenário, é necessário promover a atualização dos instrumentos que balizam a política de compras locais. Diferentemente de 1999, o problema da indústria nacional, hoje, não é mais a ociosidade, mas a falta de capacidade de oferta e de competitividade – o que apenas pode ser superado com a aceleração dos investimentos na rede de fornecido-

GRÁFICO 2 - TAXA DE CRESCIMENTO DO PIB, CONSUMO DAS FAMÍLIAS E DO INVESTIMENTO (EM % A.A.)



Fonte: IBGE, Elaboração Própria

GRÁFICO 3 - EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO INDUSTRIAL E DO FATURAMENTO REAL DA INDÚSTRIA



Fonte: IBGE e CNI

res de petróleo e gás, associada a um programa articulado e consistente de desenvolvimento de fornecedores locais competitivos, com perspectivas de aumento de captura de valor do total dos dispêndios realizados pela indústria de petróleo no país.

Permitir uma forma de adequação para transformar muitas na expansão da oferta de bens e serviços para o setor de petróleo será uma forma de não apenas garantir um crescimento do investimento, mas também de internalizar mais o crescimento econômico, ampliando o efeito ace-

lerador sobre os demais setores, além de aumentar a demanda corrente através dos mecanismos de multiplicação de renda e emprego. As iniciativas de atualização da política de compras locais do setor de petróleo devem, no entanto, ser tomadas com muita cautela e serenidade. Sob nenhuma hipótese devem implicar redução das obrigações contratadas pelos concessionários nem um relaxamento da sua fiscalização. Pelo contrário, o sucesso de sua revitalização dependerá, sobretudo, da manutenção das bases do marco regulatório.

A guerra entre Petróleo e Etanol

.....
**ROGÉRIO CÉZAR DE CERQUEIRA LEITE / MANOEL REGIS
LIMA VERDE LEAL / MARCELO PEREIRA CUNHA**

1. Introdução

Desde a entrada do petróleo na matriz energética mundial, existe uma disputa por espaço entre esse insumo fóssil e as alternativas renováveis. Em meados do século XIX, existia uma próspera indústria de etanol para uso, principalmente, em iluminação, substituindo o já escasso óleo de baleia. Em 1862, o Congresso Americano passou uma lei taxando pesadamente a produção de etanol para tal fim e para bebidas. Quase que imediatamente, surge no mercado o querosene de iluminação, fortemente subsidiado, que rapidamente preencheu a lacuna deixada pela proibição do etanol (Kovarik, 2006). No início do século XX, alguns países europeus, como a Alemanha e a França, investi-

ram pesadamente no desenvolvimento de motores a etanol e óleos vegetais, numa tentativa de escapar, pelo menos parcialmente, das pressões econômicas impostas pelo monopólio do petróleo nas mãos dos Estados Unidos e da Rússia. Este movimento despertou o interesse do Brasil, que lutava, na época, com as dificuldades de pagar as importações de gasolina e com o problema de superprodução do setor açucareiro, que não conseguia ser competitivo para exportação. Nos anos 1920, o governo passou a apoiar diretamente o desenvolvimento do uso automotivo do etanol, tanto na mistura com a gasolina quanto como combustível puro, e também proporcionou recursos para o setor açucareiro investir na melhoria da qualidade do etanol combustível. Com a confiança adquirida nos desenvolvimentos tec-

.....
ROGÉRIO CÉZAR DE CERQUEIRA LEITE é engenheiro eletrônico pelo Instituto Tecnológico da Aeronáutica (ITA – 1958) e doutor em Física pela Universidade de Paris (Sorbonne – 1962). É professor emérito da Unicamp, da qual foi titular de 1970 a 1987. Foi membro do grupo de trabalho de Energia da União Internacional de Física Pura e Aplicada (IUPAP). É membro do Conselho Nacional de Ciência e Tecnologia (CCT). Foi presidente do Conselho de Administração da ABTLuS (Laboratório Nacional de Luz Síncrotron, Centro de Ciência e Tecnologia do Bioetanol, Centro de Biologia Molecular Estrutural).

MANOEL REGIS LIMA VERDE LEAL é coordenador de Sustentabilidade do Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia do Bioetanol em Campinas/SP, desde 2009, e pesquisador associado do Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético (Nipe/Unicamp).

.....
Formado em Engenharia Aeronáutica pelo ITA, é mestre em Ciências em Engenharia Mecânica pela mesma instituição e PhD em Engenharia Mecânica pela Kansas State University (EUA). Exerceu várias funções na International Society of Sugar Cane Technologists (ISSCT), entre 2000 e 2007, e é representante do Brasil na Task 38, da International Energy Agency (IEA Bioenergy), desde 2010.

MARCELO PEREIRA DA CUNHA é professor do Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Atua nas áreas de Economia Matemática e Economia das Empresas. Tem experiência na construção de modelos de insumo-produto para avaliação de impactos socioeconômicos e ambientais devido à inserção de um novo setor produtivo e às mudanças tecnológicas e estruturais na economia. Trabalha, principalmente, no estudo de setores energéticos.

nológicos, o governo veio a determinar a mistura obrigatória de 5% de etanol em toda a gasolina importada (quase a totalidade da gasolina consumida no país), em 1931. Na década de 1930, o uso do etanol ocorreu sem tropeços, e a entrada do Brasil na Segunda Guerra Mundial, com as dificuldades de se importar petróleo, resultou no uso de misturas de etanol na gasolina até valores acima de 40%. Com o fim da guerra e a volta dos preços do petróleo para patamares baixos, o interesse por este biocombustível arrefeceu, mas continuou sendo usado mais ou menos na base da disponibilidade. Após a crise do petróleo, em 1973, mas uma vez, a carga financeira da importação passou a causar estragos na balança comercial, em particular, e na economia, em geral, e o governo agiu rapidamente para contornar o problema culminando com o lançamento do Programa Nacional do Álcool (Proálcool), em 1975, que abriu uma nova era de expansão do uso do etanol combustível.

Por outro lado, o petróleo passou a ocupar cada vez mais os espaços nas matrizes energéticas mundiais, representando, hoje, cerca de 32% da energia primária consumida no planeta, tornando-se a principal fonte energética, apesar de haver sempre alguém clamando que as reservas deste insumo fóssil estão se esaurindo. A Agência Internacional de Energia (AIE), braço tecnológico da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), que congrega os países desenvolvidos, em seu *World Energy Outlook 2008* (WEO 2008), apresenta um cuidadoso estudo das reservas mundiais de petróleo convencional e não convencional, concluindo que o mundo, em toda sua história, consumiu 1.100 bilhão de barris (AIE, 2008a) e que as reservas totais, incluindo as de petróleo não convencional, chegam a 9 trilhões de barris, ou seja, quase nove vezes o montante já consumido até hoje. Deste montante, quase 6 trilhões de barris são de petróleo não convencional que inclui o de exploração de águas profundas e ultraprofundas (custos até US\$ 80,00/barril), de sistemas de recuperação avançados (custos US\$ 100,00), de

terras betuminosas, de óleo extrapesado, de xisto betuminoso e das tecnologias de conversão de carvão e gás natural em combustíveis líquidos (todos com custos até US\$ 120,00/barril, sendo que apenas 1,2 trilhão de barris continuariam a ser produzidos com preços inferiores a US\$ 25,00/barril). Portanto, apesar de o petróleo não estar acabando, o petróleo barato está no seu fim, e a AIE tem mantido as estimativas de preços internacionais do petróleo acima de US\$ 100/barril em quase todos seus cenários. Todavia, neste mesmo WEO 2008, a AIE adverte que “*o sistema energético mundial está em uma encruzilhada; as tendências correntes de suprimento e consumo de energia são claramente insustentáveis – ambientalmente, economicamente e socialmente. Mas, isto pode e deve ser alterado; ainda há tempo de mudar a rota em que estamos*”.

Relatórios do International Panel on Climate Change (IPCC) indicam com clareza que o cenário que considera as tendências atuais de produção e consumo de energia fóssil têm grande probabilidade de levar a uma subida da temperatura média mundial de cerca de 6 °C no longo prazo, com consequências catastróficas para a humanidade (IPCC, 2007). Todos os cenários alternativos para trazer este aumento de temperatura média global para valores suportáveis sugerem uma participação maciça de energias renováveis, incluindo os biocombustíveis e a redução significativa no consumo de combustíveis fósseis.

2. O Mercado Mundial de Petróleo e Biocombustíveis e a Participação do Brasil

2.1 Petróleo

O consumo mundial de petróleo está em torno de 87 milhões de barris por dia (md/d) e o mercado internacional representa quase 50% deste valor (AIE, 2012). A produção está fortemente concentrada em dez países, muitos deles em regiões politicamente instáveis, que representam 63% do total, configurando uma situação

propicia à volatilidade dos preços e à insegurança de suprimento. Na avaliação da Agência Internacional de Energia, esta concentração de produção de petróleo tende a aumentar no futuro, uma vez que as reservas desse insumo também estão concentradas nos países da Opep, e as opções nos países da OCDE estão se esaurindo; em 2020, o perfil de produção de petróleo aponta para uma participação da Opep que deverá alcançar 90% da produção mundial. A AIE tem como uma de suas missões principais a realização de análises e estudos para orientar o governo dos países membros no desenvolvimento de políticas públicas e estratégias na área de energia. Essa função é exercida no Brasil pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) do Ministério de Minas e Energia (MME). Todavia, estas projeções dependem dos cenários considerados e a AIE trabalha normalmente com três cenários básicos (AIE, 2012):

- Cenário de Políticas Correntes ou Cenário de Referência: assume que não existirão políticas públicas, no médio e longo prazos, diferentes das existentes em meados de 2012. Esse cenário levaria a um aquecimento global de longo prazo com grande probabilidade de ficar em torno de 6 °C, como consequência de uma concentração de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera acima de 1000 parte por milhão (ppm) com outras mudanças climáticas também catastróficas. Em 2035, o consumo de petróleo atingiria 100 mb/d e o preço de US\$ 145/b.
- Cenário de Novas Políticas: este é o cenário central dos estudos da AIE, já que o Cenário de Políticas Correntes levaria o planeta a uma condição climática insustentável. Neste caso, a concentração de GEE na atmosfera seria tal que haveria uma grande probabilidade de o aumento global de temperatura ficar em torno de 3,6 °C. O consumo de petróleo atingiria o volume de 95 mb/d, resultando em preços também menores, como consequência, em torno US\$ 125/b.

- Cenário 450: o nome deste cenário está ligado ao fato de que, pela avaliação do IPCC, para ser manter o aumento de temperatura do planeta dentro do limite de 2 °C, considerado o valor máximo para se manter os impactos administráveis, a concentração de GEE na atmosfera não deveria exceder o limite de 450 ppm. Para se ficar abaixo desse limite, medidas radicais precisam ser tomadas com urgência para limitar as emissões de GEE, principalmente por meio de um programa intenso de economia de energia associado ao uso maciço de energias renováveis com alto impacto nas emissões de GEE. Esse cenário é considerado exequível, mas difícil, pois exigirá grandes investimentos e mudanças profundas nos hábitos e práticas existentes na mobilidade, conforto ambiental e talvez até na alimentação. O custo médio estimado para a mitigação das emissões é de US\$ 180/t CO₂e (toneladas de CO₂ equivalentes), o dobro do estimado em Cenário de Novas Políticas, custos estes que serão parcialmente compensados pela economia de energia.

Estes estudos da AIE servem, principalmente, para demonstrar que não basta se assegurar de que existirá disponibilidade de petróleo e outros combustíveis fósseis para ser viável o crescimento econômico futuro. A rota atual de consumo de combustíveis fósseis é claramente insustentável, e a busca de alternativas que possibilitem a redução significativa das emissões de GEE é urgente e indispensável.

A EPE sinaliza para 2021 (EPE, 2012) um consumo de petróleo, em particular, e de energias fósseis, em geral, significativamente superior aos números de 2012. A questão aqui não é se podemos fazê-lo, mas sim se devemos fazê-lo, visto que este cenário resultaria em emissões de GEE decorrentes da produção e uso de energia de 641 mtCO₂e (milhões de toneladas de CO₂ equivalentes) em 2021, bem acima dos 396 MtCO₂e estimados em 2011 (EPE, 2012). Este

cenário da EPE, apesar de não refletir exatamente as hipóteses da AIE em seus cenários, aproxima-se muito do cenário de referência desta instituição, pois não há indicação de novas políticas públicas necessárias para realizá-lo.

É importante que se tenha isto em mente, que não basta termos petróleo, gás natural e outras fontes energéticas não renováveis para termos a confiança de que nosso futuro projetado será exequível e sustentável. Além disso, em Copenhagen, em 2009, o governo brasileiro assumiu o compromisso de reduzir, em 2020, as emissões de GEE do Brasil em 38% do valor emitido em 2005. Apesar de o cumprimento dessa meta depender fortemente do controle do desmatamento, um aumento significativo de energias não renováveis na nossa matriz energética pode comprometer os resultados.

2.2 Pré-Sal

Na cultura petroleira, o conceito de exploração petrolífera no mar é considerado de “águas profundas” quando a lâmina de água está na faixa de 400 a 1500 m e de águas ultraprofundas quando excede 1.500 m. No caso do pré-sal, o campo de Tupi, por exemplo, tem uma lâmina de água superior a 2.100 m e a camada de petróleo está a quase 4.900 m abaixo do fundo do mar. A Petrobras demonstrou competência em perfurar os poços exploratórios e, certamente, a terá também na fase de exploração comercial, pois é uma referência mundial na exploração de petróleo em águas profundas e ultraprofundas. Um grande desafio é a segurança ambiental, pois a exploração da reserva vai encontrar bolsões de CO₂ e gás natural em altíssimas pressões, e as condições geológicas da jazida vão demandar, em alguns casos, o uso da técnica de fratura hidráulica, proibida em vários países do mundo como a França, por seus riscos ambientais.

Apesar de a quase totalidade da extração de petróleo no Brasil ocorrer no mar, o pré-sal em si merece uma abordagem específica, pois seu im-

pacto nas reservas de petróleo do país e a importância que o governo vem dedicando ao tema são muito significativos, apesar de as “expectativas de reserva recuperável”, na visão da própria Petrobras, ser de apenas 15 bilhões de barris.

O primeiro ponto é entender a real extensão desta reserva, e o segundo é avaliar o impacto socioeconômico de sua exploração. As divergências começam com a definição e os critérios de avaliação da reserva já que existem vários conceitos, sendo o mais popular o que trata da reserva total, que é a soma das reservas provadas (com poços demonstrando sua existência) com as reservas prováveis (não provadas, mas com probabilidade de existirem de pelo menos 50%) e as possíveis (que têm uma probabilidade de se confirmarem de 10%). Além disso, existem o Pré-Sal Legal (PSL), Pré-Sal Geológico (PSG), Pós-Sal (POS) e Extra Pré-Sal Legal (EPSL) (EPE, 2012). Segundo a AIE (AIE, 2008a), os campos de Tupi e Júpiter têm reservas recuperáveis estimadas em 8 bilhões de barris de óleo equivalente cada (inclui os condensados do gás natural), totalizando 16 bilhões de barris. O Brasil possuiria ainda 15,7 bilhões de barris de outras reservas, estas, sim, já comprovadas. Pelas várias notícias, nos últimos anos, estima-se cerca de 30 bilhões de barris. O impacto desta descoberta na produção de petróleo no Brasil é estimado pela EPE como o crescimento da produção de 2,2 milhões em 2012 para 5,4 milhões de barris por dia em 2021, o que implica um excedente exportável, naquele ano, de 2,5 bilhões de barris por dia (EPE, 2012). Isso é altamente improvável devido ao crescimento da demanda interna e das dificuldades inerentes a tecnologias necessárias para a extração no pré-sal.

2.3 Etanol

A produção mundial de biocombustíveis, em geral, e de etanol, em particular, teve uma aceleração significativa entre 2002 e 2010, motivada, principalmente, pela nova escalada dos preços do petróleo que passaram do patamar

de US\$ 22/barril para mais de US\$ 100/barril nos dias de hoje. No caso do etanol, a produção passou de 21 bilhões de litros, em 2002, para 86.5 bilhões de litros, em 2010 (REN21, 2012), e existe uma motivação extra, que é a mitigação das emissões globais de gases de efeito estufa (GEE) conseguida pela substituição parcial da gasolina por este biocombustível, que é o mais eficiente nesse quesito. A contribuição dos cinco maiores produtores, em 2011, está mostrada na Tabela 1.

Na tabela abaixo, podemos ver que os Estados Unidos e o Brasil representam, juntos, 87% da produção mundial de etanol, e o terceiro maior produtor, a China, responde por apenas 2,4% desta produção. Isto indica uma forte concentração na produção, que, de certa forma, resulta no fracasso dos esforços dos Estados Unidos e do Brasil de transformarem o etanol em uma commodity internacional. O Brasil foi o maior produtor até 2005, quando foi ultrapassado pelos Estados Unidos, que ampliou muito sua vantagem devido ao enorme mercado de gasolina do país, que consome mais de 40% da produção mundial do combustível fóssil. Devido às limitações impostas pela legislação americana (Renewable Fuel Standard – RFS2), o etanol de milho produzido pelos Estados Unidos não pode ultrapassar o limite de 56 bilhões de litros e, portanto, resta pouca margem para crescimento futuro. A partir daí, a produção de etanol teria que ser de segunda geração (2G) ou etanol avançado,

que deve reduzir as emissões de GEE em pelo menos 50%, o que não pode ser conseguido pelo etanol de grãos.

Existe sempre a dúvida de quanto etanol o Brasil pode produzir no longo prazo, e mesmo se este etanol será competitivo frente à gasolina. Vale lembrar que o Brasil é o segundo maior produtor mundial de etanol, representando, mesmo em meio à crise atual, 24% da produção mundial e 22% do mercado internacional (Kutas, 2012), e que o etanol brasileiro de cana-de-açúcar foi considerado, pelos critérios das legislações americana (Renewable Fuel Standard – RFS2) e europeia (Renewable Energy Directive – RED) como o mais eficiente biocombustível de primeira geração para reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Isto nos dá uma indicação clara da viabilidade de investirmos no aumento de produção desse biocombustível. Além do mais, a maioria das alternativas existentes de biocombustíveis apresentam desempenhos muito fracos no item redução das emissões de GEE quando substituem os combustíveis fósseis correspondentes, como é o caso do etanol de milho americano (EPA, 2010) e de trigo da Europa (EC, 2009), além das várias opções de biodiesel de oleaginosas (EC, 2009). O etanol de segunda geração (2G) é uma grande promessa, mas ainda não atingiu a fase comercial, e pairam grandes dúvidas quanto a seu custo real. Segundo um importante estudo da AIE, feito por encomen-

TABELA 1: PARTICIPAÇÃO DOS CINCO MAIORES PRODUTORES DE ETANOL

| País | Produção (bilhões de litros) | % de participação | % acumulada |
|----------------|------------------------------|-------------------|-------------|
| Estados Unidos | 54,2 | 63,0 | 63,0 |
| Brasil | 21,0 | 24,4 | 87,4 |
| China | 2,1 | 2,4 | 89,8 |
| Canadá | 1,8 | 2,1 | 91,9 |
| França | 1,1 | 1,3 | 93,2 |
| Resto do mundo | 5,9 | 6,9 | 100,0 |
| Mundo | 86,1 | 100,0 | 100,0 |

Fonte: REN21, 2012

da do G8, para estudar alternativas de redução de emissões de GEE no mundo e quais os custos correspondentes, o etanol de cana-de-açúcar aparece como o único biocombustível de primeira geração (1G) a sobreviver no longo prazo (além de 2050) e permanecerá competitivo mesmo após os combustíveis 2G haverem atingido a maturidade tecnológica e comercial (AIE, 2008b).

No seu último Plano Decenal de Energia – PDE 2021 (EPE, 2012), o cenário de expansão dos biocombustíveis no Brasil, traçado pela EPE, sugere uma produção de 68 bilhões de litros de etanol, em 2021, indicando um uso crescente, inclusive do etanol industrial, na álcool-química, apesar de redução de expectativa em relação ao publicado em relatórios anteriores, como o PDE 2019. Essa redução é justificada pelos problemas por que passa o setor sucroalcooleiro, desde a crise de 2008, que resultou em uma grande queda da produtividade da cana-de-açúcar e na consequente queda de produção e competitividade, tanto da produção de açúcar como da de etanol. Associado a isso, houve uma queda de confiança dos investidores refletida em redução dos investimentos em novas unidades e plantio de cana-de-açúcar. Felizmente, já em 2012, houve uma melhoria na produtividade e quantidade de cana-de-açúcar produzida, traduzindo em aumento da produção de açúcar e de etanol, que, ao que tudo indica, continuará em 2013. O setor reclama de falta de políticas públicas que acenem para os investidores qual é o papel reservado ao etanol e à bioeletricidade na matriz energética nacional no longo prazo. A grande ênfase dada ao petróleo e ao gás natural do pré-sal é interpretada pelo setor sucroalcooleiro e por parte dos investidores como um interesse maior do governo pelas energias fósseis, em detrimento das renováveis.

Para realizar a expansão da produção de etanol indicada no cenário entre 2012 e 2021, passando de 26,2 para 68,5 bilhões de litros, seriam necessários investimentos acumulados no período da ordem de R\$ 100 bilhões no to-

tal para açúcar e etanol (cerca de 84% deste montante para etanol), o que não ocorrerá se não houver uma mudança significativa das indicações do governo sobre a futura matriz energética e uma razoável perspectiva de retorno financeiro para os investidores. Não é o caso de se pensar em subsídios, mas, antes disso, em uma definição clara do papel dos produtos energéticos da cana-de-açúcar no médio e longo prazos.

No caso de responder a pergunta de se podemos realizar uma expansão ambiciosa, existem várias indicações de que o potencial de produção de etanol no Brasil é significativo. Leite et al., 2007, aponta impactos socioeconômicos positivos na hipotética produção de etanol em quantidade suficiente para substituir 5% do consumo previsto de gasolina no mundo em 2025, representando mais de 100 bilhões de litros só para exportação, além de cerca de 50 bilhões de litros de consumo interno. Na avaliação dos autores, também, os investimentos necessários para a expansão estariam dentro da capacidade do país. A Embrapa, em seu Zoneamento Agroecológico da cana-de-açúcar (Embrapa, 2009) demonstra que existem ainda 64,5 mha (milhões de hectares) de terras agriculturáveis no Brasil para a produção de cana sem impactos negativos na produção de alimentos e nos recursos naturais do país. Esta área é mais do que suficiente para uma forte expansão da produção de etanol e, ainda, de açúcar em níveis bem maiores que os sugeridos nos vários estudos sobre o tema. Portanto, podemos concluir que a disponibilidade de terras não será um obstáculo para qualquer expansão significativa de produção de cana nas próximas duas décadas pelo menos.

2.4 Combustíveis para Veículos Leves

Uma visão integrada das projeções de consumo de gasolina A (pura, sem etanol misturado) e etanol é desejável, o que está mostrado na Tabela 2.

| Combustível (bilhões de litros/ano) | 2012 | 2016 | 2021 |
|-------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Gasolina A | 29,2 | 25,4 | 28,9 |
| Etanol hidratado | 14,6 | 32,6 | 52,0 |
| Etanol anidro | 7,3 | 8,5 | 9,6 |
| Etanol total | 21,9 | 41,1 | 61,6 |

Fonte: EPE, 2012

No cenário da EPE, o consumo de gasolina A permanece praticamente constante no período de avaliação (2012-2021), cabendo ao etanol suprir o aumento do consumo da frota de veículos leves, que passará de 30 milhões, em 2012, para 56 milhões, em 2021, sendo 42 milhões (75%) de veículos flex-fuel, operando primordialmente com etanol. Somando-se as expectativas de exportação e o consumo industrial, a variação na demanda de etanol, entre 2012 e 2021, seria de 42 bilhões de litros, o que exige um adicional de cana de 480 milhões de toneladas só para o etanol, sendo estimado um crescimento de quase 90 milhões de toneladas, necessário para acomodar a demanda adicional de açúcar, totalizando 586 milhões de toneladas. A área estimada para produzir esse adicional de cana-de-açúcar em 2021 é de quase 5 milhões de hectares, elevando o total a 13 milhões de hectares, o que é perfeitamente acomodável dentro do Zoneamento Agroecológico da cana-de-açúcar (EMBRAPA, 2009). Como já foi mencionado, para esse cenário se materializar, é necessário que o governo dê uma forte sinalização de que o etanol e a bioeletricidade terão um papel importante na matriz energética nacional.

3. Aspectos Sociais

Uma das motivações fortes para a implantação de uma política de incentivo à bioenergia é o reforço na agricultura do país que a produção da bioenergia daria, traduzindo-se em empregos, rendas e infraestrutura. O setor sucroalcooleiro brasileiro é um grande empregador de mão de obra, que, principalmente na

agricultura, é menos qualificada em relação à cadeia produtiva do refino de petróleo e, portanto, teria dificuldade de se encaixar em outros setores da economia. Baseado em dados do Rais (Relatório Anual de Informação Social do Ministério do Trabalho e do Emprego – MTE), Moraes et al.(2010) estimaram em 1,28 milhões empregos formais no setor sucroalcooleiro, em 2008, em todo o Brasil. Leite (2005) coordenou um projeto na Unicamp, em que foi analisado o impacto de se produzir 205 bilhões de litros de etanol para a exportação, em 2025: levando-se em consideração a adoção das melhores práticas no setor sucroenergético, bem como os efeitos diretos, indiretos e induzidos em toda a cadeia produtiva, demonstrou-se que haveria um crescimento do PIB nacional de R\$ 532,2 bilhões, a valores de 2012, além da geração de 9,6 milhões de empregos. Moraes et al. (2010) simularam o impacto de se substituir 15% da gasolina C por etanol hidratado, usando o fator de substituição de 1 litro de etanol = 0,7 litro de gasolina C, indicando a criação de 118 mil empregos diretos, indiretos e induzidos, sendo 68 mil no Norte/Nordeste, e um aumento de R\$ 236 milhões na renda mensal.

A indústria do petróleo tem criado um número bem menor de empregos, embora com uma renda média bem mais elevada, resultando em impactos positivos de diferente significado socioeconômico. De acordo com Cunha (2011), quando se consideram todos os efeitos diretos e indiretos da cadeia produtiva, a produção de uma unidade de energia de etanol no Brasil gera, em relação à gasolina pura, aumentos de 396% nos empregos e 157% no PIB gerados, porém, com uma redução de 51% na remunera-

ção média por emprego criado. A indústria petrolífera distribui renda para fundos sociais e paga royalties para os estados, mas é difícil avaliar a eficácia do uso destes recursos para a melhoria das condições socioeconômicas das camadas mais pobres da população.

4. Comentários Finais e Conclusões

O atual caminho trilhado pelo setor energético mundial e as projeções de continuidade de sua rota são claramente insustentáveis, como mostram a Agência Internacional de Energia (AIE, 2008a) e o Painel Internacional Sobre Mudanças Climáticas (IPCC, 2007). A atual taxa de crescimento do consumo de energias fósseis levaria a um aumento de temperatura média do planeta, com mais de 50% de probabilidade, em torno de 6 °C no longo prazo, que resultaria em mudanças climáticas e suas sérias consequências, como subida do nível dos oceanos, aumento do número e intensidade dos eventos extremos (secas, enchentes e furacões em diferentes regiões do globo, etc). Os dois pilares fundamentais para a correção de curso que leve as mudanças climáticas de longo prazo para níveis suportáveis são a eficiência energética e as energias renováveis (REN21, 2013). O petróleo, em qualquer cenário estudado, continuará a ser a principal forma de energia primária consumida. Porém, as taxas de crescimento de seu consumo, assim como as de outras energias fósseis, precisam ser desaceleradas para que os níveis de

gases de efeito estufa na atmosfera não levem o aquecimento global a valores muito acima de 2 °C, conforme recomendação do IPCC. Todas as formas viáveis de energias renováveis precisam contribuir para a redução do uso das alternativas fósseis e, neste contexto, os biocombustíveis que serão utilizados precisam ser selecionados entre os que tenham melhor desempenho na mitigação das emissões dos combustíveis fósseis substituídos. Nesse aspecto, o etanol de cana-de-açúcar é o único biocombustível de primeira geração que sobreviverá no longo prazo, mesmo depois de entrada em cena dos biocombustíveis de segunda geração.

Assim, não parece ter sentido a postura de que, com a exploração do petróleo do pré-sal, a importância de etanol ficará diminuída, porque o Brasil será um exportador de petróleo. Isso significaria continuar na rota atual insustentável de uso de combustíveis fósseis, levando em conta apenas os aspectos econômicos. Todos os países desenvolvidos e alguns importantes em desenvolvimento estão fazendo esforços para reduzir suas emissões, e o Brasil assumiu o compromisso de reduzir as suas em 38%, o que espera conseguir, principalmente, reduzindo o desmatamento. Todavia, o cenário mostrado no Plano Decenal de Expansão de Energia 2021, da EPE, indica um crescimento significativo das emissões de GEE derivadas do uso de energia, principalmente, no setor de transporte, o que poderia comprometer a meta brasileira de redução de emissão de gases de efeito estufa.

Referências

- Cunha M.P.**, *Avaliação socioeconômica e ambiental de rotas de produção de biodiesel no Brasil*, baseada na análise de insumo-produto. Tese de Doutorado, Unicamp, 2011.
- EC, 2009**, *EU Directive of the Parliament and of the Council on the Promotion and Use of the Energy from Renewable Sources of 23 April 2009*, Brussels.
- Embrapa, 2009**, *Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária, Zoneamento Agroecológico da Cana-de-Açúcar*, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, Brasília.
- EPA, 2010**, *U.S. Environmental Protection Agency, Renewable Fuel Standard Program (RFS2) Regulatory Impact Analysis*, USA.
- EPE, 2010**, *Empresa de Pesquisa Energética, Plano Decenal de Expansão de Energia 2019*, Rio de Janeiro.
- EPE, 2012**, *Empresa de Pesquisa Energética, Plano Decenal de Expansão de Energia 2021*, Rio de Janeiro.
- IEA, 2008a**, *International Energy Agency, World Energy Outlook 2008*, Paris.
- IEA, 2008b**, *International Energy Agency, Energy Technology Perspectives 2008*, Paris.
- IEA, 2012**, *International Energy Agency, World Energy Outlook 2012*, Paris.
- IPCC, 2007**, *Summary for Policymakers*. In: *Climate Change 2007. Mitigation: Contribution to the Working Group III to the Fourth Assessment Report of the International Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA.
- Kovarik W., 2006**, *Ethanol's first century – Fuel blending and substitution programs in Europe, Asia, Africa and Latin America, Proceedings of the XVI International Symposium on Alcohol Fuels*, p.269-284, Rio de Janeiro.
- Kutas G., 2012**, *Assessing Brazilian output in coming seasons _ Can supply keep up with demand?*, F.O. Lichts Sugar Trade Outlook, London, October 16, 2012.
- Leite, R.C., 2005**, *Projeto Etanol, Relatório preparado para o Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE)*, pelo Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético da Unicamp, Campinas.
- Leite R.C., Leal M.R.L.V., Cortez L.A.B., Griffin, W.M., Scandiffio M.I.G., 2009**, *Can Brasil replace 5% of the 2025 gasoline world demand with ethanol?*, *Energy* 34 (2009) 655-661.
- Moraes M.A.F.D, Costa C.C., Guilhoto J.J.M., Souza L.G.A., Oliveira, F.C.R., 2010**, *Social Externalities of Fuels, em Ethanol and Bioelectricity: sugarcane in the future of the energy matrix*, coordenado por Eduardo L. Leão de Sousa e Isaias de Carvalho Macedo, p.45-73, Unica, São Paulo.
- REN21, 2013**, *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Renewables 2013 – Global Status Report*.

A Política de Petróleo e a Indústria de Etanol no Brasil

.....
ELIZABETH FARINA / LUCIANO RODRIGUES / EDUARDO LEÃO DE SOUSA

Introdução

O Brasil tem hoje um dos programas mais bem-sucedidos de utilização de energias renováveis do mundo no setor de transporte. Não há outro país que tenha uma frota de quase 20 milhões de veículos leves que possa rodar com qualquer combinação de gasolina e etanol de cana-de-açúcar que o consumidor deseje. Essa decisão depende exclusivamente do preço relativo de bomba entre gasolina e etanol e das preferências do consumidor. O consumo de etanol pelos veículos flex, combinado à mistura obrigatória de 25% do biocombustível na gasolina, tem gerado reduções de emissões de gases de efeito estufa superiores a 40 milhões de toneladas de CO₂eq anuais. Os efeitos positivos sobre o meio ambiente e a saúde são respeitáveis.

De fato, diversos estudos têm mostrado que, quando comparado à gasolina, o etanol brasileiro chega a reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) em até 90% (Seabra & Macedo, 2008¹). Esse atributo é reconhecido, inclusive,

.....
ELIZABETH FARINA é presidente da União da Indústria da Cana-de-Açúcar (Unica)

LUCIANO RODRIGUES é gerente de economia e análise setorial da Unica

EDUARDO LEÃO DE SOUSA é diretor-executivo da Unica

.....
1 Seabra, J. E. A., Macedo, I. de C. (orientador). Avaliação Técnico-Econômica de Opções para o Aproveitamento Integral da Biomassa de Cana no Brasil. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Tese de doutorado 273 p, 2008^a.

pela Agência de Proteção Ambiental Americana (EPA – Environmental Protection Agency em inglês), que classifica o etanol brasileiro produzido a partir da cana-de-açúcar como combustível avançado, devido ao seu melhor desempenho ambiental comparativamente àquele produzido a partir de outras matérias-primas, como milho, beterraba ou trigo.

Nessa linha, Assad et al (2012)² mostraram que, em um cenário de expansão da produção, os valores de redução de emissões de GEE obtidos pelo uso do etanol, em 2020, seriam suficientes para atingir, e inclusive superar, as metas brasileiras estabelecidas na Política Nacional de Mudança do Clima (PNMC) para o setor de transportes.

Além de apresentar significativa redução de emissões quando comparado a outros combustíveis, o etanol de cana-de-açúcar também apresenta um balanço energético extremamente favorável: são mais de nove unidades de energia renovável geradas para cada unidade de energia fóssil consumida no processo (Seabra & Macedo, 2008b³).

Adicionalmente, o uso do biocombustível também tem trazido benefícios relacionados à saúde pública. Estudo conduzido por uma equipe de médicos da Universidade de São Paulo (Saldi-

.....
2 Assad, E. D., Pinto, H. S., Souza, Z. Estudo Sobre Impactos Ambientais da Estagnação do Programa Sucroenergético Brasileiro. 2012 (mimeo)

3 Seabra, J. E. A., Macedo, I. de C. Mitigation of GHG emissions using sugarcane bioethanol. In: P Zurbier e J. van de Vooren (eds). Sugarcane Ethanol, Wageningen Academic Publishers, Wageningen, The Netherlands, p.95-111. 2008b.

va et al, 2010⁴) concluiu que, caso fosse eliminada a utilização de etanol na Região Metropolitana de São Paulo, poderia haver um impressionante acréscimo de mais de 25 mil internações e cerca de 400 mortes ao ano causadas por doenças respiratórias e cardiovasculares nessa área geográfica.

Em termos sociais, embora bem menor que o petróleo como fornecedor de energia primária, a produção de cana e etanol gera seis vezes mais empregos: segundo dados de 2011 da Relação Anual de Informações Sociais (Rais), são quase 600 mil empregos formais a mais do que a extração e o refino de petróleo, com muito maior capilaridade, presente em 1.040 municípios da nação.

Sem dúvida, esses benefícios só foram possíveis a partir de um envolvimento muito ativo do Estado brasileiro para que aumentássemos a presença do etanol em nossa matriz de combustíveis. A começar pelo Proálcool, nos anos 70, a criação da mistura obrigatória de etanol na gasolina, o estímulo ao carro flex, nos anos 2000, e a tributação do combustível fóssil. Na verdade, todos os países que hoje dispõem de combustíveis de fontes renováveis o fizeram com base em políticas públicas que incentivaram seu desenvolvimento.

Esse é um caso clássico, no qual apenas o bom funcionamento dos mercados é insuficiente para incentivar os investimentos necessários para gerar o consumo ótimo do produto ambientalmente correto. Nesse mercado, estão presentes externalidades positivas e o produto gerado, acima descrito, como o ar mais limpo e o combate ao aquecimento global, entre outros, apresenta características de bem público. Não há como excluir um consumidor do benefício do ar mais limpo, gerando o fenômeno de não exclusão, e a presença de mais um indivíduo não reduz a disponibilidade de ar mais limpo para os demais, gerando o fenômeno da não rivalidade.

Esse tipo de cenário é bastante conhecido pelos pesquisadores de economia. Gera-se uma

.....
4 Saldiva, P. et al. O etanol e a saúde. In: Etanol e bioeletricidade: a cana-de-açúcar no futuro da matriz energética / [coordenação e organização Eduardo L. Leão de Sousa e Isaias de Carvalho Macedo. São Paulo: Luc Projetos de Comunicação, 2010. p. 98-135.

condição em que, via de regra, o consumidor não quer pagar pela qualidade do ar, abrindo mão do combustível mais barato, embora mais poluente. Afinal, ele entende que sua contribuição seria muito limitada e insuficiente para alterar as condições ambientais e, se outros pagarem por esse combustível limpo, ele não poderá ser excluído dos benefícios ambientais obtidos.

Instaura-se, portanto, um comportamento carona que significa usufruir sem pagar. A disposição a pagar do consumidor individual não inclui os benefícios ambientais e, dessa forma, o preço de mercado será inferior ao que seria necessário para induzir os investimentos socialmente desejáveis. O resultado é um subinvestimento em combustíveis que reduzem as emissões de CO₂ e um superinvestimento em combustíveis fósseis, já que o preço de mercado não incorpora os efeitos negativos da poluição.

Esse raciocínio está baseado na premissa de que os custos de produção dos combustíveis de fontes limpas e renováveis são superiores aos custos dos combustíveis fósseis. Portanto, os preços relativos de mercado não induziriam, por si só, a substituição entre eles. No longo prazo, quando as reservas dos combustíveis não renováveis estivessem para se extinguir, os preços relativos poderiam induzir a substituição. Do ponto de vista ambiental, pode ser tarde demais.

A recente viabilização econômica de fontes alternativas de produção de petróleo e gás veio complicar essa situação, uma vez que estende o horizonte das reservas e pode reduzir seu preço atual. Logo, o que poderia ser “tarde demais” torna-se ainda mais tardio. A conclusão é de que é necessária a adoção de instrumentos que reduzam as externalidades e equacionem as consequências da não rivalidade e não exclusão presentes nesse mercado.

Parece claro que as políticas de controle de extração de petróleo e gás e de preços dos combustíveis fósseis não renováveis influenciam o desenvolvimento da oferta das fontes renováveis. No caso brasileiro, com mais de 50% da frota composta por veículos flex fuel, a impor-

tância da política de preços da gasolina sobre o consumo de etanol ocorre a cada abastecimento, ao preço de bomba. Como o etanol hidratado rende, em média, 30% menos do que a gasolina C, o preço do etanol hidratado é limitado a 70% do preço do derivado fóssil na bomba. Está feita a ligação direta entre política de petróleo e o mercado interno de etanol carburante no Brasil.

A motivação principal das políticas de estímulo ao desenvolvimento de energias renováveis nem sempre foi predominantemente ambiental. Pelo contrário, na maior parte das vezes, o motivo esteve associado à segurança energética, isto é, à disponibilidade e acessibilidade dos combustíveis necessários para se fazer movimentar a frota de veículos e a produção. Assim foi com o Proálcool, resposta ao vertiginoso aumento dos preços do petróleo no mercado internacional com os dois choques dos anos 1970, e o ressurgimento dos estímulos ao etanol na primeira década do novo milênio, quando o preço do petróleo passou por novo período de crescimento.

No presente artigo procura-se descrever essa relação entre a política do petróleo e a indústria de etanol de cana-de-açúcar no Brasil. Embora a política de petróleo englobe regras associadas à exploração de reservas, importação, refino e preços dos combustíveis, aqui vamos nos limitar às políticas de preço e refino que influenciam mais diretamente o mercado de etanol anidro e hidratado no País. Dessa forma, procuramos destacar os mecanismos e instrumentos de política pública adotados para o controle e a regulação do mercado de etanol, bem como a sua interrelação com a política de petróleo e o mercado de gasolina ao longo das últimas quatro décadas.

Políticas Públicas para o Etanol e o Setor de Petróleo no Brasil

1. A Primeira Fase: O Brasil Lança o Proálcool

O uso do etanol como combustível no País teve início com a adição do produto à gasolina na proporção de até 5%, em julho de 1931.

Contudo, o álcool carburante ganhou notoriedade a partir de 1975 com o estabelecimento do Programa Nacional do Álcool (Proálcool), que, em um primeiro momento, incentivou a produção de etanol anidro para ser misturado à gasolina até um nível de 20% e, ao final da década de 70, passou a promover também o uso puro do álcool hidratado como combustível veicular.

Essa estratégia de incentivo à produção e ao consumo de etanol combustível no País estava intimamente relacionada ao intenso aumento do preço do petróleo no mercado mundial e à necessidade crescente de importação do produto para atendimento do consumo doméstico.

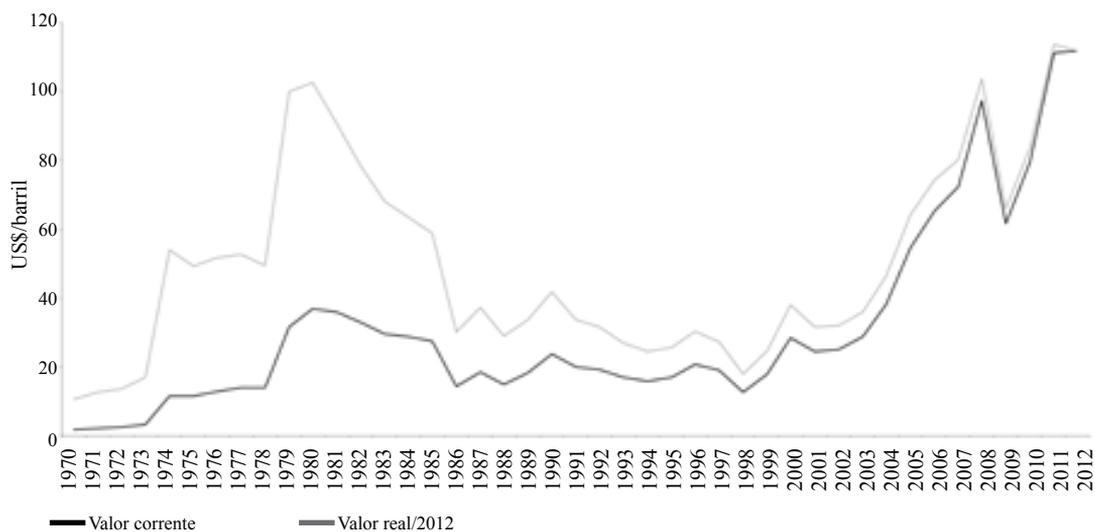
Naquele momento, os benefícios ambientais e sociais do biocombustível apareciam apenas em segundo plano, de maneira bastante tímida. O incentivo ao etanol era, portanto, tido como um instrumento para garantir a segurança energética, cujos objetivos principais centravam-se na garantia de oferta e preços acessíveis. Essa, sem dúvida, foi a primeira decisão de política energética associada ao setor de petróleo com reflexos significativos sobre o setor produtivo da cana-de-açúcar no Brasil.

De fato, os dois choques do petróleo trouxeram maior insegurança ao abastecimento e exposição para a economia brasileira. No primeiro choque, o preço mundial do petróleo mais do que triplicou, passando de US\$ 2,90 para US\$ 11,65/barril em apenas três meses (Gráfico 1). Em valor presente, esse salto representaria um aumento de US\$ 15/barril para mais de US\$ 50/barril.

Com efeito, o gasto brasileiro com a importação de petróleo e derivados cresceu quase 450% entre 1973 e 1974, passando de US\$ 750 milhões para US\$ 4,1 bilhões no ano seguinte, apesar de o volume importado ter crescido apenas 15%.

O mesmo movimento de preços do petróleo no mercado mundial foi observado poucos anos depois, ao final da década de 1970, quando o valor do óleo no mercado mundial, trazido a valores de hoje, saltou de US\$ 49,37/barril, em 1978, para US\$ 102,62/barril, em 1980 (movimento conhecido como o segundo choque do petróleo).

GRÁFICO 1. EVOLUÇÃO HISTÓRICA DOS PREÇOS DO PETRÓLEO NO MERCADO INTERNACIONAL



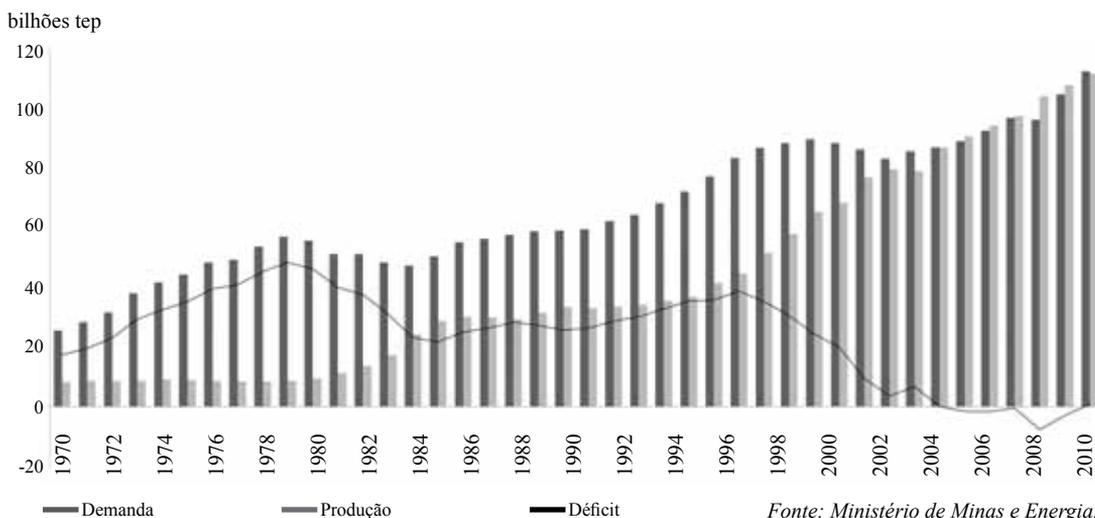
Fonte: Platts. Elaboração: BP, Statistical Review of World Energy 2013. Nota: Até 1983, cotação do petróleo tipo "Arab Light", de 1984 em diante, cotação do petróleo tipo Brent; valores corrigidos para 2012, utilizando o CPI (consumer price index).

O lançamento do Proálcool, associado às demais medidas implantadas pelo governo brasileiro para ampliar a produção e diminuir o consumo de petróleo e derivados fizeram com que o País gradativamente reduzisse a dependência do combustível externo. Como pode ser observado no Gráfico 2, antes do primeiro choque, mais de 80% do consumo doméstico era suprido por petróleo importado. A partir de 1979, o déficit de petróleo, proporcionalmente ao consumo interno do País, passou a registrar queda, atingindo um patamar próximo a 45% em 1985.

O fato é que a criação do Proálcool e as medidas tomadas para incentivar a produção do etanol introduziram definitivamente o biocombustível na matriz de transportes do País, não apenas como complemento da gasolina (etanol anidro como aditivo), mas principalmente como substituto ao combustível fóssil (etanol hidratado), introduzindo um componente absolutamente incommon à política energética nacional.

Portanto, se por um lado esse aumento na produção de etanol trouxe ganhos expressivos

GRÁFICO 2. BRASIL: EVOLUÇÃO DA DEPENDÊNCIA EXTERNA DE PETRÓLEO



Fonte: Ministério de Minas e Energia.

em termos de redução de importação de petróleo, bem como benefícios sob o ponto de vista social e ambiental, por outro, tornou mais complexa a dinâmica do setor de combustíveis, na medida em que estabeleceu uma relação direta entre o setor de petróleo e o de produção de etanol, exigindo um planejamento e gerenciamento conjunto para atender à crescente demanda interna por combustíveis.

A partir desse momento, aspectos intrínsecos à produção de etanol passaram a ser avaliados na definição e no desenho da política energética. Características como o elevado tempo de resposta da oferta, o impacto de fatores climáticos e biológicos na produção, os movimentos de safra e entressafra, entre outros fortemente presentes nos mercados de *commodities* agrícolas, passaram a ganhar importância no delineamento das políticas para o setor de petróleo e de combustíveis líquidos no País.

Durante o período de intensa intervenção do Estado no setor de combustíveis, que, para os fins deste artigo, vai desde o lançamento do Proálcool até meados da década de 1990, quando se iniciou o processo de desregulação do setor sucroenergético e a discussão a respeito da quebra do monopólio no setor de petróleo. Naquele período, o governo dispunha de um número considerável de opções e instrumentos para trabalhar com essa maior complexidade no setor de combustível e garantir o suprimento necessário para atender ao consumo doméstico.

Além do controle sobre a oferta interna de derivados de petróleo, em especial da gasolina, o Estado também dispunha de instrumentos para atuar sobre a evolução da oferta de etanol. Basicamente, o controle exercido pelo poder público se dava, por um lado, pelo plano de safra anual e, por outro, pela definição dos preços que seriam obtidos pelos produtores com a venda da cana-de-açúcar (no caso de fornecedores), do etanol (anidro e hidratado) e do açúcar.

O plano anual de safra era publicado sistematicamente e definia cotas de produção de açúcar e de etanol para cada unidade estabelecida no

País. Os preços de venda recebidos pelos produtores também eram definidos pelo Estado e determinavam a rentabilidade da atividade – o diferencial entre o preço recebido pelo produtor e o preço vendido pelo distribuidor era reembolsado, às distribuidoras, pelo governo federal.

Sob o ponto de vista da demanda, a proporção de consumo entre etanol hidratado e gasolina na matriz de combustíveis do ciclo Otto era determinada basicamente pelas vendas de veículos, já que a escolha do tipo de veículo (movido a gasolina ou dedicado a etanol) definia a demanda futura por cada combustível.

O governo, por sua vez, dispunha de vários instrumentos para influenciar a escolha do consumidor sobre o tipo de veículo a ser adquirido. No caso do etanol, o crescimento da frota podia ser estimulado por meio de diversas medidas, que incluíam, por exemplo, a isenção de IPI e ICM para os veículos a etanol, o controle da conversão de veículos movidos a gasolina para a utilização de álcool hidratado, a definição das condições favorecidas de financiamento para a compra de veículos a etanol, valores diferenciados para a Taxa Rodoviária Única, autorização para a abertura de postos revendedores de etanol nos finais de semana e, principalmente, a manutenção de um preço de bomba favorável para o hidratado, comparativamente àquele praticado para a gasolina, gerando incentivos ao consumidor para a aquisição dos veículos a etanol.

Nesse cenário em que o governo detinha a exploração de petróleo e a produção de derivados, ele controlava os preços de bomba dos combustíveis, definia os preços pagos aos produtores de etanol e estabelecia cotas de produção para as unidades industriais do biocombustível, além de gerenciar o suprimento de combustíveis. A interação entre a política para o setor de petróleo e aquela adotada para o etanol era menos árdua, ainda que, em muitos momentos, esse gerenciamento tenha se dado a custos bastante elevados.

Essa dinâmica, moldada por aspectos políticos e políticas econômicas diversas, ao longo da década de 1980, começa a ser alterada no começo dos

anos 1990, com a queda do preço do petróleo no mercado mundial, o início do processo de desregulamentação do setor sucroalcooleiro e a perda de relevância do etanol combustível no País.

2. O Processo de Desregulamentação da Economia Atinge os Combustíveis

O processo de desregulamentação do setor sucroenergético e o afastamento do Estado se deram de forma gradativa ao longo da década de 1990. Inicialmente, foi eliminado o controle da produção e da exportação do açúcar e extinto o Instituto do Alcool e Açúcar (IAA). Ao final da década, a divulgação da Portaria MF nº 275 de 16 de outubro de 1998 põe fim ao processo de desregulamentação do setor sucroalcooleiro com a liberação dos preços do etanol hidratado, do

Nesse período, também foi aprovada a Lei 9.478 de 6 de agosto de 1997, conhecida como “Lei do Petróleo”, alterando substancialmente a forma de atuação do Estado no setor de petróleo e derivados. Essa lei, em virtude da alteração constitucional em 1995, que permitiu à União contratar empresas estatais ou privadas para realizar as atividades anteriormente consideradas monopólio estatal, permitiu que, além da Petrobras, outras empresas constituídas sob as leis brasileiras pas-

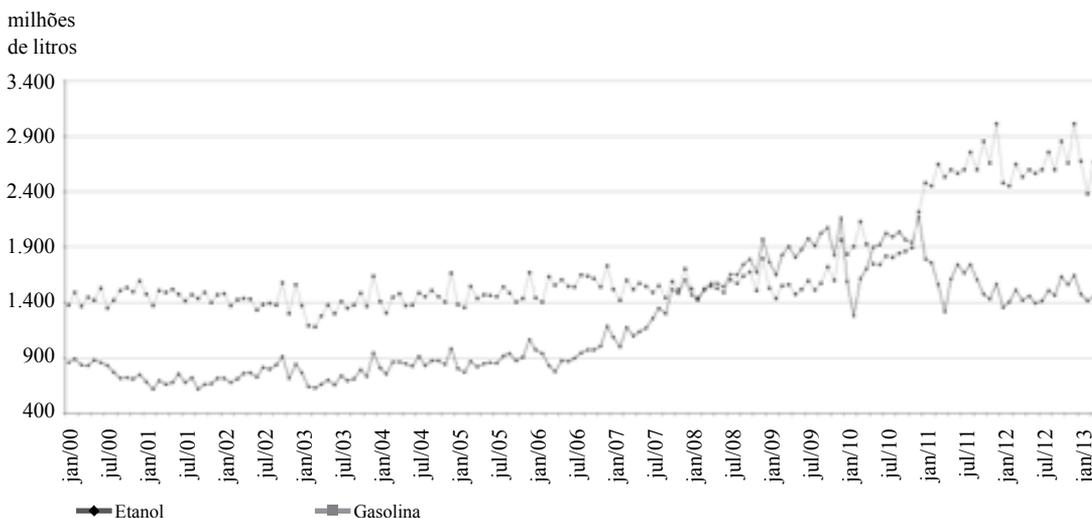
sassem a atuar em produção e pesquisa de petróleo, seu refino, a importação e exportação de derivados básicos e o transporte marítimo ou dutoviário de petróleo bruto e derivados. Com a lei, a iniciativa privada teve aberta a possibilidade de atuar em todos os elos da cadeia do petróleo em regime de concessão ou mediante autorização do poder concedente. De produtor e provedor, o Estado passa a ter papel regulador e fiscalizador.

A mesma lei instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), com a atribuição de propor políticas para o setor energético, e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

No que tange à formação de preços dos derivados, em particular os da gasolina, a Lei do Petróleo, em teoria, promoveria uma mudança significativa na sistemática até então adotada, já que, a partir desse momento, os preços dos produtos passariam a ser definidos pelas condições de mercado.

Assim, iniciávamos os anos 2000 com transformações profundas na estrutura de mercado e na esfera regulatória associada ao setor de combustíveis no Brasil. Nesse momento, o consumo de etanol hidratado apresentava queda gradativa devido ao pequeno número de carros dedicados a etanol vendidos e ao sucateamento da frota movida pelo biocombustível (Gráfico 3).

GRÁFICO 3. EVOLUÇÃO MENSAL DO CONSUMO DE ETANOL (ANIDRO E HIDRATADO) E DE GASOLINA NO BRASIL.



Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

3. O Segundo Ciclo de Expansão do Etanol Induzido pelos Carros Flex

Entretanto, a partir de 2003, essa tendência de retração no consumo de etanol sofre uma alteração significativa devido ao lançamento dos veículos flex. Essa iniciativa da indústria automobilística, potencializada pela alíquota diferenciada de IPI para os veículos flex e pela competitividade do etanol frente à gasolina naquele momento, fez com que os veículos flexíveis colocassem fim à era dos carros movidos apenas a gasolina. Para se ter uma ideia da ampla aceitação dos carros flex, em quatro anos, praticamente 90% dos carros novos comercializados no País passaram a ser flex (Gráfico 4).

A desregulamentação do setor sucroenergético e a nova configuração no mercado de petróleo, associadas à mudança tecnológica que permitiu ao consumidor decidir o tipo de combustível a ser utilizado no momento do abastecimento, exigiram transformações na esfera regulatória relacionada ao setor de combustíveis e fez do Brasil um caso único no mundo, não apenas pelo uso do etanol hidratado em larga escala e pela

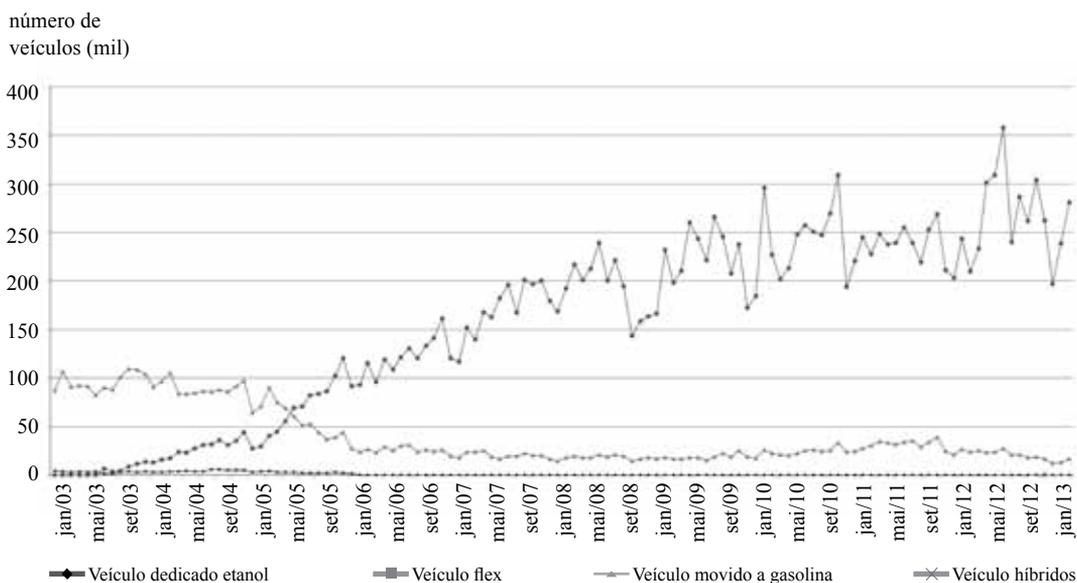
presença dos veículos flex, mas também por contemplar dois combustíveis substitutos – etanol e gasolina – com sistema de produção e estrutura de mercado completamente distintos, convivendo em um ambiente de livre mercado.

Nessa nova configuração, a relação de preços entre o etanol hidratado e a gasolina na bomba passou a ser fundamental para a determinação da demanda desses produtos, já que a decisão do proprietário de veículos flex sobre o combustível a ser utilizado deixou de ser concebida no momento da compra do carro e passou a ser realizada a cada abastecimento.

Esse aspecto produziu uma dinâmica no mercado de combustíveis distinta daquela observada no passado, em que a demanda por etanol e gasolina respondia mais lentamente e com menor intensidade às variações nos preços relativos dos combustíveis. No ambiente desregulado com significativa presença da frota flex, a demanda por etanol passa a se alterar rapidamente em função de mudanças nos preços relativos dos combustíveis.

Esse movimento fica evidente ao analisarmos, por exemplo, a entressafra de 2011, quando

GRÁFICO 4. EVOLUÇÃO MENSAL DAS VENDAS DE AUTOMÓVEIS E COMERCIAIS LEVES NO BRASIL



Fonte: Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores – ANFAVEA

o volume vendido pelas unidades produtoras do centro-sul se reduziu de 1,5 bilhão de litros para 510 milhões em um período de apenas quatro meses, devido à elevação nos preços do etanol frente aos da gasolina (Gráfico 5).

De fato, vários estudos têm mostrado que a elasticidade-preço da demanda por etanol tem crescido após a introdução dos veículos flex, evidenciando a importância do preço na decisão do consumidor de combustíveis (Tabela 1).

4. Os Novos Desafios de Mercado e o Papel da Regulação do Estado

A resposta mais rápida e intensa do consumidor de etanol, associada às oscilações de preços do produto decorrentes, principalmente, de problemas climáticos observados nas últimas safras, trouxe preocupações ao abastecimento interno de etanol e de gasolina, culminando com alterações na regulação vigente até aquele momento.

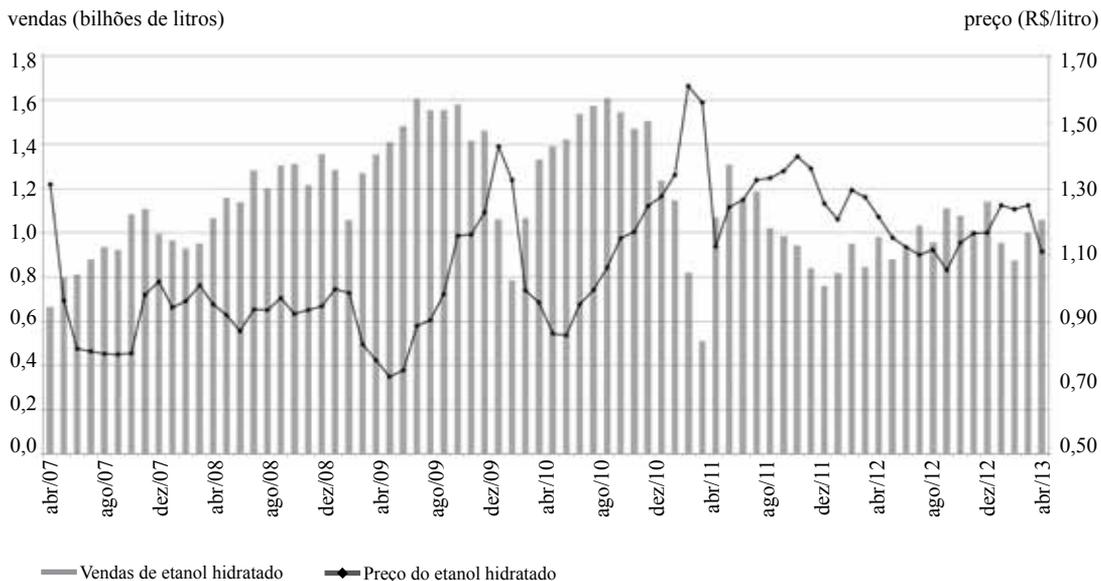
Entre as medidas, cita-se a aprovação da Lei 12.490, de 16 de setembro de 2011, que expan-

diu a atuação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) no setor produtor de etanol. Outra alteração introduzida pela Lei 12.490 foi a redução do limite mínimo de mistura de etanol anidro à gasolina para 18% (a partir da publicação da citada Lei, a proporção de etanol adicionado à gasolina passou a variar de 18% a 25%, de acordo com decisão do poder executivo).

Adicionalmente, novas regras de comercialização foram estabelecidas pela ANP, com mecanismos e obrigações distintas para produtores e distribuidores no que se refere à comercialização do etanol anidro carburante. Essas novas regras estimularam a celebração de contratos anuais de compra e venda de etanol anidro entre produtores e distribuidores, reduzindo o volume de anidro comercializado no mercado *spot*. Além disso, ambos os agentes passaram a ter obrigação de manter estoques do produto ao final do mês de março de cada ano, período que caracteriza o final da entressafra e o início da próxima safra.

Essas medidas, associadas ao monitoramento contínuo do mercado de combustíveis promovi-

GRÁFICO 5. PREÇO DO ETANOL HIDRATADO RECEBIDO PELOS PRODUTORES NO ESTADO DE SÃO PAULO E VENDAS MENSAIS DO PRODUTO PELAS UNIDADES PRODUTORAS DO CENTRO-SUL



Fonte: União da Indústria de Cana-de-açúcar (Unica) (disponível em www.unicadata.com.br) e Centro de Estudos em Economia Aplicada (Cepea).

TABELA 1. SÍNTESE DE ESTUDOS QUE ESTIMARAM A ELASTICIDADE PREÇO DA DEMANDA POR ETANOL NO BRASIL

| Autoria | Ano | Período analisado | Curto prazo | Longo prazo |
|-----------------------|------|-------------------|-------------|---------------|
| Sordi | 1997 | 1980 a 1995 | -0,15 | |
| Azevedo | 2007 | 2002 a 2006 | -1,047 | -0,459 |
| Oliveira | 2008 | 1995 a 2006 | | -0,058 |
| Pontes | 2009 | 2001 a 2008 | -0,934 | |
| Farina <i>et. al.</i> | 2009 | 2001 a 2009 | | -1,23 |
| Perosa <i>et. al.</i> | 2010 | 2001 a 2006 | | -0,96 a -1,33 |
| | | 2006 a 2009 | | -1,81 a -2,42 |
| Souza | 2010 | 2001 a 2006 | -1,26 | |
| | | 2006 a 2009 | -1,82 | |
| Freitas e Kaneko | 2011 | 2003 a 2010 | -1,80 | -1,41 |
| Caroprezo | 2011 | 2001 a 2010 | | -1,50 a -6,31 |
| Santos | 2013 | 2001 a 2010 | -1,53 | -8,46 |

Fonte: Elaborada pelos autores, a partir dos citados estudos.

do conjuntamente pelo setor privado e pelo governo, aparentemente atenuaram a sazonalidade extrema de preços do etanol.

Sem dúvida, nesse novo modelo, o maior desafio na relação entre a política de petróleo e o setor de etanol não reside na garantia de abastecimento ao longo do ano, mas em como estimular investimentos privados para a ampliação da oferta do biocombustível e da gasolina e estabelecer instrumentos que permitam a convivência de dois produtos substitutos com características e estruturas de produção muito distintas, sem gerar ineficiências ao sistema ou custos desnecessários ao País.

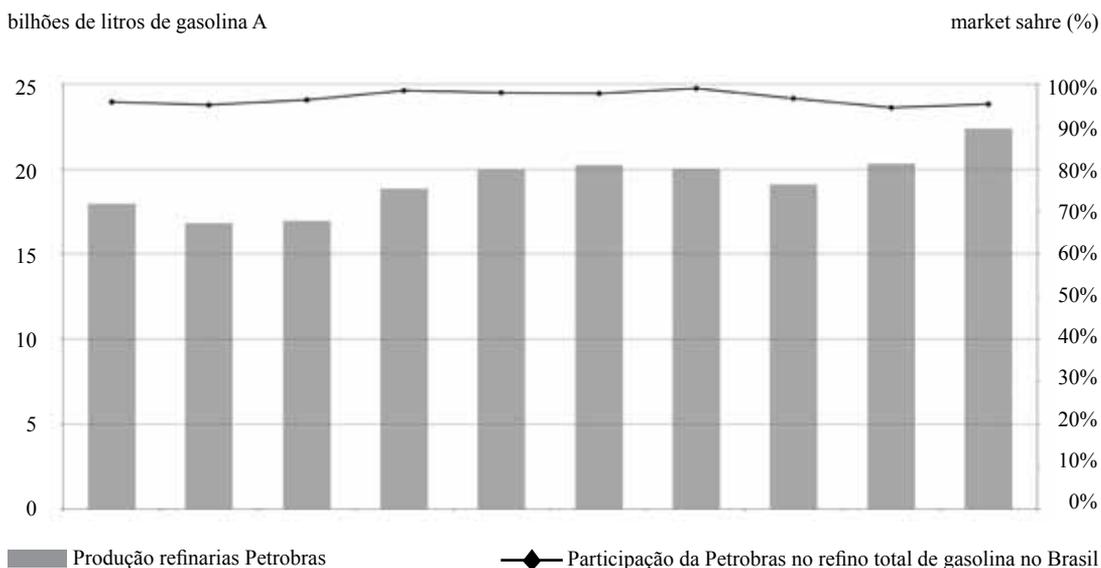
De um lado, temos um produto de origem agrícola, com produção ainda bastante pulverizada, praticamente sem barreiras à entrada, com movimentos de oferta e de preços inerentes ao mercado de commodities agrícolas e externalidades positivas incontestáveis. De outro, um combustível fóssil e finito produzido a partir de uma estrutura extremamente concentrada, com preços superando os custos marginais de produção e muitas vezes definidos por objetivos e estratégias que extrapolam a exploração intertemporal de recursos exauríveis.

De fato, apesar da flexibilização do regime de monopólio, introduzido pela Lei do Petróleo, a estrutura de mercado vigente ainda permite à Petrobras a definição de preços de venda, caracterizando um monopólio de fato. Desde a liberação dos preços dos derivados no mercado doméstico, o *market share* da Petrobras no setor de refino brasileiro se mantém próximo de 95% (Gráfico 6).

Essa estrutura permitiu a adoção de estratégias de preços distintas ao longo do período pós-desregulamentação. A partir de 2006, os preços deixaram de variar periodicamente e, com exceção de 2013, todo aumento de preço observado na refinaria foi compensado com redução dos tributos federais incidentes sobre o produto, de forma a manter o preço da gasolina estável nas bombas de combustíveis e a evitar impactos inflacionários à economia do País (Gráfico 7).

Esse mecanismo combinado de aumento de preços na refinaria e compensação de carga tributária do combustível só foi possível graças à Contribuição de Intervenção de Domínio Econômico (também conhecida como CIDE combustível). A CIDE é uma contribuição que foi instituída pela Lei 10.336 de 19 de dezembro de 2001 e

GRÁFICO 6 - EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO DE GASOLINA E DO MARKET SHARE DA PETROBRAS NO MERCADO BRASILEIRO DE REFINO



Fonte: Elaborado a partir de dados da ANP (2012).

passou a incidir sobre petróleo, derivados, gás natural e álcool combustível com alíquotas diferenciadas para cada produto, que podem ser alteradas pelo Poder Executivo, desde que respeitados os valores máximos previstos em lei.

Apesar de ter uma característica eminentemente regulatória, a partir de 2006, as alterações nas alíquotas da CIDE foram realizadas como forma de evitar aumentos de preços da gasolina ao consumidor, sempre que o valor de venda na refinaria for alterado. Com isso, o valor deste tributo, que em 2002 era de R\$ 0,28/litro de gasolina, passou a sofrer reduções gradativas a partir de 2008, até chegar a zero em julho de 2012.

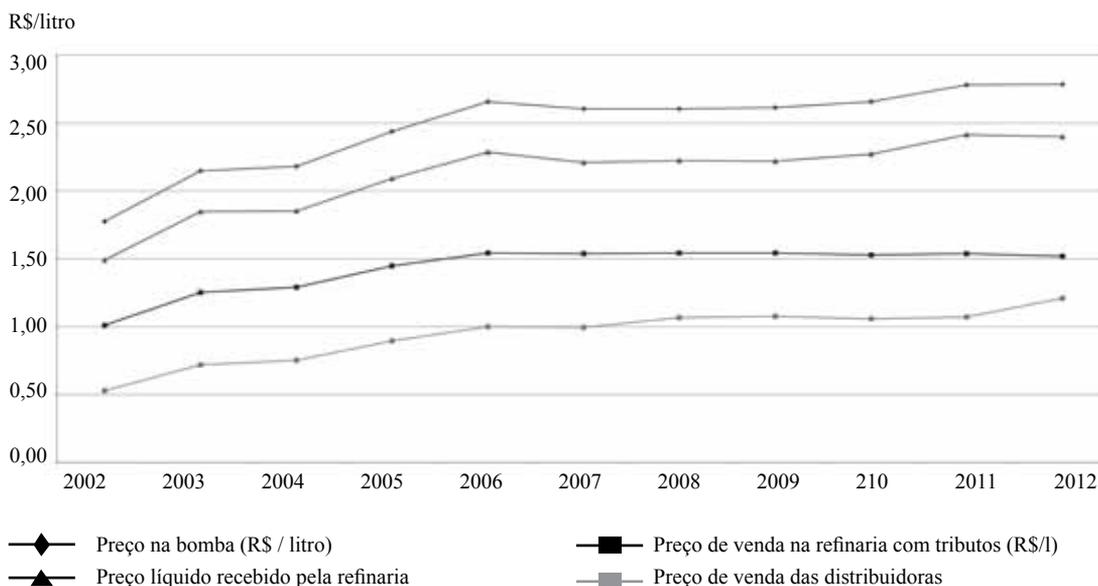
Esse tipo de políticas de controle ou direcionamento dos preços domésticos dos derivados de petróleo não é exclusividade brasileira. A literatura sobre o tema revela uma diversidade de instrumentos e formatos para atenuar os efeitos das variações de preços internacionais dos derivados sobre a economia dos países e o bem-estar dos consumidores. Esses mecanismos vão desde situações em que se permite a livre formação dos preços internamente, sem nenhuma intervenção

do Estado, passando por mecanismos de repasses parciais ou defasados das variações internacionais e, em casos extremos, até a fixação do preço interno dos derivados, com total controle de preços pelo poder público.

A discussão a respeito do melhor modelo é complexa e foge ao escopo deste artigo. Ela incorpora diversos aspectos que não apenas aqueles associados ao setor energético, com diversos dilemas envolvendo a promoção do bem-estar do consumidor, a distorção na alocação dos recursos produtivos, a exposição das contas públicas, entre outros. Entretanto, é evidente que, no caso brasileiro, a decisão sobre o melhor modelo precisa contemplar e quantificar os impactos sobre o setor produtivo do etanol.

A falta de previsibilidade e a inexistência de regras claras e perenes, tanto em relação à formação de preços no mercado doméstico de gasolina quanto ao uso da CIDE nos últimos anos, associadas ao considerável aumento de custos de produção do etanol, desestimularam os investimentos para a expansão da produção do biocombustível, que demandam um longo prazo de matura-

GRÁFICO 7 - EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DA GASOLINA A NA REFINARIA E DA GASOLINA C NA DISTRIBUIDORA E EM POSTOS REVENDEDORES



Fonte: Elaborado a partir de dados da ANP (2012).

ção e cuja rentabilidade está intrinsecamente associada à política adotada para os preços dos combustíveis fósseis.

Com efeito, o número de usinas novas instaladas no País, que chegou a atingir 30 unidades em 2008, começou a se reduzir gradativamente e, para os próximos anos, não existem indicações de que esse cenário deva se alterar. Nesse contexto, a participação do etanol na matriz de combustíveis do ciclo Otto, que chegou a superar a da gasolina no período de expansão da produção do biocombustível, retraiu consideravelmente, alcançando 33% em 2012. No caso do etanol hidratado, a queda é ainda mais expressiva, no último ano: apenas 17% da energia total consumida pelos veículos leves no País foi representada pelo biocombustível.

Recentemente, o governo federal desonerou as contribuições de PIS e Cofins incidentes sobre o etanol, compensando, ao menos parcialmente, a perda de competitividade do biocombustível, derivada da política de preços e de tributação da gasolina. Este, certamente, é o primeiro passo de um processo de reflexão mais profunda sobre o

papel do etanol na matriz de combustíveis brasileira, com um ordenamento de longo prazo que oriente políticas públicas, crie incentivos à pesquisa e ganhos de eficiência e estabeleça um ambiente propício para investimentos e garantias duradouras aos consumidores.

Considerações Finais

O caso brasileiro de produção e consumo em larga escala de etanol, ainda que tenha se desenhado por objetivos distintos ao longo dos seus mais de 40 anos, tornou-se um ilustrativo e efetivo exemplo mundial pelo desenvolvimento do maior programa de substituição de combustíveis fósseis por renováveis.

Assim como ocorrera em outros países, no Brasil, esse movimento contou com uma participação ativa do Estado ao longo das últimas quatro décadas. A presença de externalidades positivas associadas à produção e ao uso dos biocombustíveis exige políticas públicas para induzir o seu desenvolvimento, dado que o mercado, de forma autônoma, não é capaz de incor-

porar no sistema de preços o valor dessas externalidades positivas.

No caso brasileiro, o surgimento e consolidação do flex introduziu um componente a mais nessa relação. Se, por um lado, o flex trouxe maior segurança aos consumidores, que eliminaram eventuais riscos de falha no suprimento de um determinado combustível, por outro, estreitou o relacionamento entre o setor de petróleo e o dos biocombustíveis. Essa configuração, associada à presença de um monopólio no setor de refino e de mecanismos com objetivos distintos utilizados para atenuar, ou até mesmo neutralizar, as variações dos preços internacionais dos derivados no mercado doméstico, reforçam a necessidade de mecanismos que criem um arcabouço regulatório ca-

paz de permitir que o etanol e a gasolina possam coexistir no mesmo mercado.

Apesar de o caso brasileiro ser um exemplo com características muito próprias, esse equacionamento do *trade-off* entre segurança energética e mudança climática, incluindo os instrumentos de incentivo aos biocombustíveis, que vão desde mandatos de mistura até a introdução de diferenciação tributária, não é algo exclusivo do País. Ele, na verdade, passou a permear as discussões sobre política energética mundialmente. A forma como cada nação irá reconhecer esse novo componente e enfrentar o dilema da segurança energética de forma sustentável condicionará as estratégias de indução dos Estados nos campos energético, político e econômico nos próximos anos.