

DESINVESTIMENTO E DESREGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS:

O caso brasileiro e as lições internacionais

William Nozaki
Rodrigo Leão

Prefácio de
Jean Paul Prates

DESINVESTIMENTO E DESREGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS: O CASO BRASILEIRO E AS LIÇÕES INTERNACIONAIS

William Nozaki

Rodrigo Leão

(Orgs.)

Rio de Janeiro
INEEP - FLACSO
2020



Copyright © 2020 Faculdade Latino-Americana de Ciências Sociais. Autorizada a reprodução total ou parcial dos conteúdos desta publicação desde que sem fins lucrativos e citada a fonte.

Editoração: Flacso

Projeto Gráfico: Marcelo Giardino

Diagramação: Pedro Biz

Revisão: Margareth Doher

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
(Câmara Brasileira do Livro, SP, Brasil)

Desinvestimento e desregulação da indústria de óleo e gás :
o caso brasileiro e as lições internacionais / William
Nozaki, Rodrigo Leão (orgs.). -- 1. ed. -- Brasília :
Faculdade Latino-Americana de Ciências Sociais :
INEEP, 2020.

ISBN 978-65-87718-02-6 (Faculdade Latino-Americana
de Ciências Sociais)

1. Ciências políticas 2. Gás - Indústria 3. Geopolítica
4. Indústria - História 5. Petróleo 6. Petróleo - Indústria e
comércio I. Nozaki, William. II. Leão, Rodrigo.

20-38927

CDD-320.6

Índices para catálogo sistemático:

1. Desinvestimento e desregulação da indústria de óleo e gás :
Ciências políticas 320.6

Maria Alice Ferreira - Bibliotecária - CRB-8/7964

INEEP

Av. Rio Branco, 133, 21º andar,
Centro – CEP20040-006– Rio de Janeiro – RJ – Brasil
Tel.: 55 21 38525002 ramal 214
<http://ineep.org.br>

SUMÁRIO

Prefácio		7
Apresentação		11
Homenagem		15

PARTE I

O DESINVESTIMENTO COMO EIXO ESTRATÉGICO DA PETROBRAS

BLOCO I

A mudança do posicionamento estratégico da Petrobras no último biênio

O que esperar da nova gestão da Petrobras: mais do mesmo Eduardo Costa Pinto		21
Petrobras está mais vulnerável ao cenário externo Rodrigo Pimentel Ferreira Leão		25
O planejamento estratégico da Petrobras na pandemia se mostra defasado Isadora Coutinho		31

BLOCO II

Os desafios da abertura do setor de gás no Brasil e na Petrobras

- O programa “Gás para Crescer”: a financeirização do gás natural (GN) e a perda do protagonismo da Petrobras
William Vella Nozaki e Rodrigo Pimentel Ferreira Leão | 37
- As falsas promessas sobre o gás
William Vella Nozaki | 41
- Com aumento da disponibilidade, uso do gás natural é desafio estratégico
Rodrigo Pimentel Ferreira Leão | 45

BLOCO III

A privatização do *downstream* da Petrobras

- Privatização no refino da Petrobras: destruição ou geração de valor?
Henrique Jäger | 49
- Queda no preço do GLP é possível?
Henrique Jäger | 53
- Qual é o sentido de privatizar a BR distribuidora?
Henrique Jäger | 57

BLOCO IV

Os impactos regionais da saída da Petrobras

- Novo plano da Petrobras soa como uma retaliação ao Nordeste
Rodrigo Pimentel Ferreira Leão | 63

Privatização da Refap ameaça arrecadação de cidades gaúchas Carla Borges Ferreira	67
--	----

PARTE II

A DESREGULAÇÃO E AS CONSEQUÊNCIAS PARA A INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS NO BRASIL

BLOCO V

A abertura do pré-sal e a “saída” do Estado na exploração e produção

Petróleo, pré-sal e Petrobras: o que sobrou dos interesses brasileiros? Eduardo Costa Pinto	75
--	----

Regime de partilha do pré-sal: o novo culpado Rodrigo Pimentel Ferreira Leão e Henrique Jäger	79
--	----

A retirada do Estado é a única solução do governo Bolsonaro para a exploração de petróleo no Brasil Rafael Rodrigues da Costa	83
--	----

BLOCO VI

O setor de petróleo e gás, a corrupção e os interesses em jogo

Uma pequena história da corrupção do petróleo William Vella Nozaki e Rodrigo Pimentel Ferreira Leão	89
--	----

Conspiração e corrupção: uma hipótese muito provável José Luís Fiori e William Vella Nozaki	93
--	----

Petróleo, guerra e corrupção: para entender Curitiba José Luís Fiori e William Vella Nozaki	99
--	----

BLOCO VII

A desregulação da indústria petrolífera e os riscos ao meio ambiente

Guerra comercial, petroleiros piratas e o vazamento de óleo
William Vella Nozaki | 107

Crime ambiental iminente em águas brasileiras
e a responsabilidade do Estado
William Vella Nozaki | 111

PARTE III

LIÇÕES INTERNACIONAIS: A VISÃO ESTRATÉGICA DOS ESTADOS NACIONAIS SOBRE A INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS

A renda fiscal do petróleo: a Noruega é uma inspiração
para o Brasil?
Rodrigo Pimentel Ferreira Leão e Rafael Rodrigues da Costa | 115

O refino no desenvolvimento da Coreia do Sul
Rodrigo Pimentel Ferreira Leão | 123

Relação entre Estados e empresas petrolíferas nos EUA
e Grã-Bretanha
Rodrigo Pimentel Ferreira Leão e William Vella Nozaki | 127

PREFÁCIO

Foi com muita alegria que recebi o convite para apresentar a obra “Desinvestimento e desregulação da indústria de óleo e gás: o caso brasileiro e as lições internacionais”, mais uma contribuição exitosa do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) para o debate público sobre a economia do Petróleo e Gás Natural, parte fundamental na política energética brasileira. O Ineep possui extensa ficha de estudos, relatórios e eventos que informam a opinião pública sobre um setor que é universalmente reconhecido em sua importância, mas pouco explorado no debate político atual.

A obra que tenho a honra de prefaciar representa uma tentativa virtuosa de posicionar tópicos de forma compatível com sua importância, ampliando um escopo de análise que muitas vezes é apresentado de forma superficial, quando não equivocada, nos veículos majoritários de comunicação social. Aliás, um observador incauto que tenha acesso a um compilado de notícias sobre o setor nos últimos anos chegaria à conclusão natural de que se trata de uma atividade econômica decadente – um passivo operacional cujo desenvolvimento prejudica o Brasil. Trata-se de, no mínimo, equívoco; no máximo, desonestidade.

Em meu mandato parlamentar no Senado Federal tenho tido a oportunidade – e a obrigação – de desempenhar atividade semelhante: de cobrar autoridades e tentar, a todo momento e a todo público, levar adiante a bandeira da indústria do petróleo e gás natural como espinha dorsal da estratégia energética de um país. Há um encontro necessário entre o passado e o futuro, que passa pela identificação de um projeto de país.

Sou um defensor incansável das chamadas energias renováveis. Iniciei minha carreira política como Secretário de Energia do Rio Grande do Norte, cargo no qual fui incumbido pela então governadora Wilma de Faria a aproveitar o potencial energético do nosso estado, sobretudo com energias eólica e solar. Fruto da prioridade dada, hoje nos orgulhamos de ter mais de 4,5 GW em potência eólica instalada e operando. O Rio Grande do Norte representa um exemplo responsável e sustentável, em que o planejamento estatal contribuiu positivamente para o dinamismo da economia, em papel indutor e estruturante.

Lamentavelmente estamos agora diante de um contexto crítico multifacetado, sem origem única, mas com alguns fatores deletérios claramente identificados na atual inação ou ação equivocada do Estado brasileiro.

Um dos maiores exemplos dessa condução irresponsável está justamente na estratégia desenvolvida pela atual gestão da Petrobras em tempos recentes, que cedeu seu papel histórico de motor industrial e econômico do país, se resignando a uma função comercial de empresa privada que existe para distribuir lucros a acionistas. Essa virada, que efetivamente reassignificou a empresa, distanciando-se de sua razão de fundação e da sua prática histórica, aconteceu sob mínimo controle do Poder Legislativo. Denunciei em Plenário e alhures a atual prática sistemática – e estratégica – da Petrobras de evitar os requisitos legais de ratificação legislativa para aprovação de alienação de ativos por meio de estratégias e subterfúgios, descaracterizando seu patrimônio e formando subsidiárias cuja única finalidade é a de facilitar sua venda longe do olhar do povo.

O desejo da atual direção da Petrobras, e do Governo Federal que a coordena, está bem registrado manifesto em discursos e ações. A ideologia no poder é a de liquidação do patrimônio do Estado, e do descarte das ferramentas públicas de intervenção na economia. A obscuridade sinaliza o que a análise comprova: é um mau negócio, e os cidadãos e cidadãs precisam ter ciência dessa escolha deliberada por um Estado menos capaz, que no limite implica em um Brasil subalterno – postura essa que dispensa introdução.

A iniciativa do Ineep vai em sentido contrário ao silêncio dos poderosos, apresentando neste livro uma série de artigos incisivos e exploratórios, em um esforço de análise comprometido com a ideia de que um país precisa, antes de tudo, de um projeto. Um projeto que não pode ser pautado por lógica outra que não a do interesse público. Cabe a nós, cidadãos e cidadãs, debruçarmo-nos em diálogos prolíficos e corajosos como os propostos pelo Ineep.

Preencher o vazio da antipolítica que instilou nos espaços do debate público a pantomima que a Petrobras está falida, precisa liquidar seus ativos e se diminuir a uma companhia acessória de alcance regional. Essa narrativa é falsa, e precisa ser rechaçada. Não numa negação pela oposição automática, mas numa contestação robusta, municiada pela convicção lastreada em fatos de que uma outra construção nacional é possível.

O futuro do Brasil que eu vislumbro é o de um país que aproveitou seus recursos não renováveis para alavancar o desenvolvimento nacional, patrocinando a formação de arranjos logísticos nacionais e econômicos locais, fomentando um desenvolvimento tecnológico que nos possibilite uma conversão gradual pela adoção de matrizes energéticas limpas e renováveis. Percorreremos esse trajeto num constante diálogo entre formuladores de políticas públicas e recipientes destas, ouvindo a experiência dos profissionais do campo e os cientistas. Faremos isso sem negligenciar o poderoso papel indutor econômico da Petrobras, que deve mudar como muda tudo no mundo, mas sem rejeitar sua vocação de uma empresa a serviço do Brasil.

Na defesa dessas pautas e dessa visão de futuro que eu dou boas-vindas aos especialistas do Inep, e de suas contribuições ao debate. Precisamos de mais vozes e mais pontos de vista. Precisamos de diversidade, e de um espírito público empenhado no esforço de construção. Diante de um panorama político capitaneado por um discurso desagregador, é preciso fincar orgulhosamente a bandeira da concórdia e da concertação.

Defender a Petrobras é defender o Brasil, e uma missão na qual só obteremos sucesso pela manutenção de um debate rico e orgânico sobre os valores e prioridades da nossa sociedade. Sigamos todos num enlace fraterno, repensando novos futuros mais justos de Brasil.

Jean Paul Prates
Senador da República

APRESENTAÇÃO

Entre 2018 e 2020, o setor petrolífero brasileiro foi impactado pela nova política petrolífera brasileira, caracterizada pela abertura e pela desregulação, e pela nova gestão de portfólio da Petrobras, orientada pela desestatização e pelo desinvestimento.

Ao longo desse período, a equipe do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) acompanhou os passos da conjuntura analisando os riscos e alertando sobre as incertezas trazidas por esse resgate das concepções de Estado mínimo e empresa enxuta que se tornaram dominantes no setor ao longo dos últimos anos.

Para o Ineep, o petróleo não é apenas uma *commodity*, mas um recurso natural estratégico que mobiliza interesses geopolíticos e políticos; e de forma análoga, o setor energético não é apenas mais um setor empresarial, mas é um segmento essencial para o funcionamento da vida econômica e social do país e essencial para movimentação do mundo.

De acordo com essa perspectiva, a defesa da soberania nacional, da segurança energética, da autossuficiência em derivados, da garantia de abastecimento para o mercado de combustíveis e do planejamento estratégico do setor são valores incontornáveis, que só podem ser observados a contento à luz das diversas estratégias nacionais e empresariais para o setor de óleo e gás.

É com esse espírito que se reúnem nesse livro artigos de conjuntura que tratam de temas como: (i) a mudança do posicionamento estratégico da Petrobras no último biênio; (ii) os desafios da abertura do setor de gás no Brasil; (iii) a privatização do *downstream* da

Petrobras; (iv) os impactos regionais dos desinvestimentos da Petrobras; (v) a abertura do pré-sal e o encolhimento do papel do Estado na exploração e produção; (vi) o setor de petróleo e gás, a corrupção e os interesses em jogo; (vii) além de lições internacionais sobre a estratégia dos Estados nacionais para a indústria de óleo e gás.

Na primeira parte do livro, destaca-se o conjunto de decisões e consequências relacionadas à estratégia da Petrobras de atuar fundamentalmente na área de exploração e produção com foco no pré-sal, a opção da empresa por se retirar ou diminuir sua atuação nos segmentos de refino e gás, petroquímica e fertilizantes, transporte e distribuição, biocombustíveis e outras energias. Isso é resultado da construção de uma gestão que organiza a administração da dívida como prioridade em detrimento da gestão do investimento, o que a torna mais vulnerável a choques externos e menos propensa a contribuir com o desenvolvimento regional do país. Merece destaque a venda de uma parte significativa do parque de refino nacional e da BR Distribuidora, pelos riscos que trazem à empresa e ao país em um cenário internacional com incertezas agravadas pela crise pandêmica e petrolífera. Além disso, chama a atenção a abertura do mercado de gás natural, por se tratar de uma fonte de energia menos poluente do que o petróleo e por ser um segmento que exige grandes investimentos em infraestrutura, as mudanças recentes podem significar perda de oportunidades para a Petrobras e para o Brasil.

Na segunda parte, por sua vez, analisa-se as mudanças nos marcos regulatórios que, anteriormente, fortaleceram o papel do Estado nas áreas do pré-sal. Os novos parâmetros da regulação buscam priorizar interesses de petrolíferas estrangeiras em detrimento dos interesses da petrolífera nacional, parte dessas alterações teve como ponto de partida um diagnóstico equivocado que buscou tratar a Petrobras como empresa marcada por ineficiência e corrupção. A fim de desmistificar esse tipo de interpretação realizamos um conjunto de análises sobre as relações entre o setor de petróleo e casos de corrupção pelo mundo e ao longo da história. Mais ainda, o encolhimento da Petrobras também tem diminuído as capacidades estatais do país enfrentar desastres ambientais e marítimos.

Na terceira parte, por fim, são abordadas algumas experiências internacionais de países com maior tradição de defesa do liberalismo (Estados Unidos da América e Inglaterra) e de países com maior tradição de defesa do ativismo estatal (Noruega e Coreia do Sul) a fim de demonstrar como em todos eles o papel do Estado como organizador da estratégia petrolífera nacional tem sido elemento central para o sucesso dessas trajetórias.

Sendo assim, este livro consolida parte das reflexões conjunturais realizadas pelos pesquisadores do Inep ao longo do último período, mas que trazem elementos para uma problematização mais duradoura e menos perene sobre as mudanças no setor de óleo e gás. Trata-se, portanto, de um livro que busca apontar, sobretudo, os problemas e os riscos provocados pela atual visão estratégica da Petrobras de curto prazo e pela desregulação do setor petróleo, enfatizando os descaminhos do caso brasileiro, mas apontando caminhos a partir de outras experiências internacionais.

Nesse sentido, o Inep reafirma o seu compromisso com uma visão de desenvolvimento econômico em que o papel indutor do Estado, o efeito multiplicador do investimento público e uma empresa estatal integrada são fundamentais para que a renda petroleira seja desfrutada de maneira soberana pela nossa sociedade. E, mais importante, mostra como o caminho do curto prazo e da retirada do Estado não é a opção escolhida pelos casos de sucesso internacional na indústria de óleo e gás.

Boa leitura!

Coordenação Técnica do Inep

HOMENAGEM

José Maria Rangel, uma liderança contra a desnacionalização e a desestatização da Petrobras

Os vinte e cinco anos que vão de 1995 a 2020 marcam um período de lutas intensas dos trabalhadores e trabalhadoras petroleiras.

Em 1995 a categoria realizou a maior greve da sua história lutando contra a privatização da Petrobras, o fim do monopólio estatal sobre o petróleo, pelo cumprimento de acordos coletivos e pela reposição salarial. Nessa ocasião o movimento sindical foi criminalizado, unidades da Petrobras foram ocupadas por militares, sindicatos foram multados e trabalhadores foram demitidos, mas a luta teve como saldo inequívoco o bloqueio da privatização completa da Petrobras, o impedimento da alteração do nome da empresa, além de ter gerado uma onda de solidariedade e unidade de classe contra o avanço do neoliberalismo no Brasil.

Em 2020, uma vez mais, petroleiras e petroleiros organizados somaram forças contra o desmonte da Petrobras e a venda das unidades de refino, gás e fertilizantes da empresa. Lideranças sindicais petroleiras ocuparam o prédio administrativo da petrolífera brasileira exigindo que os representantes da empresa voltassem à mesa de negociação e inúmeras paralisações tomaram contas das refinarias. Além disso, trabalhadoras e trabalhadores petroleiros realizaram inúmeras ações para assegurar o acesso ao gás de cozinha com preços subsidiados. Novamente, a greve jogou luz e desacelerou o processo de desestatização provocado pela revanche do ultra neoliberalismo que tomou conta do país.

Entre uma ponta e outra, entre a violência policial e a interdição do diálogo, a luta e a resistência de petroleiros e petroleiras foi a fortaleza que impediu a desestatização e a desnacionalização da maior empresa brasileira. Vários trabalhadores e trabalhadoras se

destacaram nessa trajetória de luta, mas sem dúvida uma das mais importantes foi a ascensão de José Maria Ferreira Rangel.

A trajetória pessoal de Zé Maria, como é conhecido dentro do movimento sindical, se confunde com a história coletiva da categoria petroleira nesse período, desde sua ascensão como dirigente do Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense (Sindipetro-NF) até sua chegada a coordenador-geral da Federação Única dos Petroleiros (FUP).

Zé Maria não apenas é conhecido como uma liderança de referência para petroleiras e petroleiros, mas também é marcado por sua capacidade de inovar, ousar, mas sem perder sua relação de fidelidade com o “chão de fábrica”. Suas gestões à frente do Sindipetro-NF e da FUP foram marcadas pela condução de greves históricas, pelo orgulho do uso do jaleco laranja e pela persistente e incansável busca por inovar. Foi numa dessas inquietudes que o levou a conduzir a proposta de criação do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (Ineep), nascido como grupo de pesquisa em 2017 e formalizado como instituto de estudos em 2018.

Mais importante do que a ideia de criação do Ineep, as gestões de Zé Maria frente à Fup conduziram o período de consolidação da Instituição como uma referência para a reflexão e o debate do setor petróleo nos meios de comunicação e na academia. A confiança e a legitimidade dada ao trabalho realizado pelo Ineep, mas ao mesmo tempo estimulando o fortalecimento da relação dos pesquisadores com os petroleiros e petroleiras, é o grande legado das gestões lideradas pelo Zé Maria à frente da Fup. Essa diretoria da Fup, liderada por Zé Maria, terá, sem dúvidas, seu nome marcado na história do Ineep.

A inspiração trazida por Zé Maria faz com que tenhamos como horizonte permanente a defesa da soberania nacional por meio da segurança energética, da autossuficiência em derivados, da garantia de abastecimento para o mercado de combustíveis e da coordenação estratégica do setor. Além disso, é uma referência para que o Ineep persista inovando, sem perder o seu elo com as raízes de sua criação.

Por esse conjunto de motivos e como manifestação sincera de nosso agradecimento e admiração, o Ineep dedica a presente publicação a José Maria Ferreira Rangel, com a certeza de que estaremos sempre do mesmo lado da trincheira na luta em defesa do petróleo nacional.

Coordenação Técnica e equipe do Ineep

PARTE I

**O DESINVESTIMENTO COMO EIXO
ESTRATÉGICO DA PETROBRAS**

BLOCO I

A mudança do posicionamento estratégico da Petrobras no último biênio

O QUE ESPERAR DA NOVA GESTÃO DA PETROBRAS: MAIS DO MESMO*

Eduardo Costa Pinto**

O Presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, na sua entrevista de posse do novo cargo explicitou sua visão de manter os principais eixos estratégicos das gestões anteriores (Pedro Parente e Ivan Monteiro) assentadas: (i) na desalavancagem financeira (redução da relação dívida líquida/LTM EBITDA); (ii) no foco em atividades de exploração e produção (E&P) em águas profundas do pré-sal em detrimento das outras atividades (refino, logística, distribuição, E&P em campos maduros em terra e em águas rasas); (iii) no desinvestimento (venda de ativos operacionais) em atividades não vinculadas ao pré-sal destinado à geração de recursos para redução do endividamento.

Apesar da manutenção dos eixos estratégicos, Roberto Castello Branco falou sobre a possibilidade de realizar ajustes marginais no Plano Estratégico (2040) e no Plano de Negócios e Gestão (2019-2023) da Petrobras, tais como: 1) reduzir ainda mais a alavancagem financeira, pois segundo ele os níveis de endividamento reduziram bastante, mas ainda são altos em relação ao que se requer de uma empresa que produz *commodities* minerais (petróleo); 2) acelerar a exploração e produção no pré-sal, pois para o novo presidente em

* Versão modificada do artigo publicado originalmente no Jornal GGN, em janeiro de 2019.

** Professor do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

função do desenvolvimento de energias renováveis e da eletrificação, o petróleo tende a perder importância ao longo do tempo¹.

Esses argumentos são utilizados por muitos analistas do setor de petróleo que acreditam que ocorrerá a partir de 2030 uma redução contínua da demanda de petróleo (*peak oil demand*) em virtude do crescimento de energias alternativas para o transporte automotivo (expansão do carro elétrico). É evidente que a utilização de fontes alternativas no transporte automotivo pode alterar o consumo do petróleo num determinado momento do tempo. No entanto, o petróleo continuará por um bom tempo como importante recurso estratégico.

Esses possíveis ajustes aventados pelo atual presidente da Petrobras intensificam a estratégia em curso, mantém a gestão curto prazista (geração de caixa no curto prazo com a venda de ativos para reduzir o endividamento) e amplia o processo de desintegração vertical da empresa (menor atuação na cadeia de energia).

É evidente que a atual gestão da dívida e do portfólio de ativos da Petrobras conseguiu melhorar os indicadores de endividamento em 2018 em virtude da venda de ativos operacionais (como, por exemplo, fatias dos campos de Lapa, Sururu, Berbigão, Oeste de Atapu e Roncador localizados no pré-sal, entre outros ativos) e da elevação da geração de caixa operacional decorrente da elevação dos preços internacionais do petróleo e das mudanças na estratégia do refino.

Se, por um lado, esse tipo de gestão melhorou os indicadores financeiros, por outro, teve como efeito colateral a redução significativa de 5,5% da produção de petróleo da Petrobras no Brasil em 2018 (de 2.154 milhões de barris por dia em 2017 para 2.035 milhões de barris por dia em 2018), mesmo com a entrada em operação de quatro novos sistemas de produção. Maior queda anual na produção de petróleo desde 2003 e abaixo da meta estipulada pela Petrobras de 2.100 milhões de barris por dia em 2018.

Essa queda na produção reflete a venda de ativos de campos em operação no pré-sal e a redução dos investimentos dos campos maduros, sobretudo na bacia de Campos. Isso evidencia que a atual gestão da dívida e do portfólio de ativos, ao invés de enfrentar o desafio financeiro de curto prazo da empresa pensando no longo prazo, optou-se por uma atuação curto prazista míope. Como consequência, a venda de ativos criou resultados operacionais negativos, como a expressiva redução na produção de petróleo e gás natural em 2018.

1 REUTERS. **É inconcebível uma empresa ter 98% do refino do país, diz CEO da Petrobras**. Revista Exame, São Paulo, 2018.

Além dos resultados operacionais, a estratégia da Petrobras de concentrar suas atividades na produção e exploração de petróleo e gás natural em águas profundas (pré-sal), em detrimento de outras áreas da cadeia de energia (*midstream* e *downstream*), provoca o direcionamento da empresa no sentido da ampliação do peso das exportações de petróleo cru para o mercado internacional. Isso necessariamente aumenta a exposição da empresa a variáveis por ela não controladas (taxa de câmbio, preço do petróleo e demanda externa de óleo), aumentando riscos, e reduz a agregação de valor da cadeia de petróleo e gás.

Daniel Yergin, em seu livro “O petróleo: uma história de ganância, dinheiro e poder”, explicitou a trajetória da formação dos grandes conglomerados petrolíferos e o papel decisivo desempenhado pela estratégia de integração vertical ao minorar riscos associados à especialização em decorrência das características específicas do setor (formação de preço do petróleo, estrutura de mercado, regulação, elevados investimentos, etc.)².

A integração vertical permite a ampliação da acumulação de capital na indústria do petróleo. Nas palavras de Carmem Alveal, em seu livro “Os desbravadores: a Petrobras e a construção do Brasil”:

razões de ordem econômica mais do que técnica exigem a integração vertical para realizar o elevado potencial de acumulação da indústria petrolífera, dado os riscos e custos financeiros associados a cada segmento da cadeia produtiva são diferentes³.

A despeito disso, a atual gestão da Petrobras acelera na linha da especialização na exploração e produção no pré-sal, que tem como contraface a venda de ativos operacionais de outras atividades, implicando necessariamente na desintegração vertical. Não por acaso a Petrobras retomou sua política de desinvestimentos ao anunciar, em 17 de janeiro de 2019, as vendas dos seguintes ativos operacionais: (i) 90% da participação na Transportadora Associada de Gás (TAG); (ii) 100% da Araucária Nitrogenados; (iii) de parte do refino da empresa por meio da formação de parcerias. Nesse projeto estão incluídas as refinarias RNEST em Pernambuco, a RLAM na Bahia, a

2 YERGIN, D. **Petróleo**: uma história de ganância, dinheiro e poder. São Paulo: Scritta Editorial, 1993.

3 ALVEAL, C. **Os Desbravadores** - A Petrobrás e a construção do Brasil Industrial. Rio de Janeiro: Anpocs/Relume-Dumará, 1993.

Refap no Rio Grande do Sul e a Repar no Paraná, bem como os dutos e terminais (ativos logísticos) vinculados a essas refinarias. Ao longo de 2019, vários desses ativos foram vendidos ou descontinuados.

O PNG (2019-2023) da Petrobras sinalizou uma retomada dos investimentos, sobretudo na E&P do pré-sal e do pós-sal, para os próximos cinco anos (US\$ 84,1 bilhões, sendo que desse total US\$ 68,8 para o E&P e US\$ 8,2 para o refino). O balanço do 3º trimestre da Petrobras já tinha apontado para uma reversão na tendência de queda dos investimentos dos últimos anos. Com a maior geração de caixa operacional (decorrente do aumento do preço do petróleo, da redução dos custos operacionais e das mudanças na estratégia do nível de utilização das refinarias), a empresa pretende retomar os investimentos, uma medida fundamental ainda mais com a redução da produção de petróleo da Petrobras no Brasil em 2018.

A atual gestão Roberto Castello Branco, todavia, restringiu ainda mais as metas de redução da alavancagem financeira (relação dívida líquida/LTM EBITDA) afetando a capacidade de investimentos longo prazo.

Mesmo com a maior atuação do núcleo militar do governo Bolsonaro na Petrobras (escolha do almirante Leal Ferreira para presidir o Conselho de Administração da Petrobras) e no Ministério de Minas e Energia com o comando do almirante Bento Albuquerque, não houve reversão na estratégia da Petrobras ocorrida desde 2015. As “disputas veladas” entre os núcleos econômico liberal e militar do governo Bolsonaro para comandar a política energética, em especial a Petrobras, não parecem estar vinculadas a divergências do papel estratégico que a Petrobras deve desempenhar. Tanto para os militares como para o núcleo liberal, a Petrobras deve se orientar pelos objetivos estritamente microeconômicos vinculados a acumulação interna de capital, endividamento, fluxo de caixa, etc.

Os militares parecem ter abandonado a ideia de que a Petrobras possui uma face estatal que deve ser orientada pelos objetivos políticos, atrelados a um projeto nacional, e de ordem macroeconômica (inflação, balança comercial, etc.). A ala desenvolvimentista das Forças Armadas perderam representatividade com a crise do desenvolvimentismo na década de 1980 e com o avanço do liberalismo difuso entre os servidores militares que defendem a pátria, a nação e a tradição brasileira, mestiça e cristã, mas não enxergam nenhum perigo com controle estrangeiro da Embraer, a exploração do petróleo do pré-sal por empresas estrangeiras ou a venda de parte do refino para empresas estrangeiro.

PETROBRAS ESTÁ MAIS VULNERÁVEL AO CENÁRIO EXTERNO*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

No início de dezembro de 2019, a Petrobras divulgou seu Plano de Negócio de Gestão (PNG) para o quadriênio 2020-2024, confirmando a mudança estrutural na estatal que começou em 2015. Até aquele ano, a companhia combinava uma expansão da produção e a capacidade refino, com a entrada agressiva em novos segmentos de energia, como biocombustíveis e petroquímica. No PNG 2013-2017, por exemplo, a empresa pretendia investir cerca de US\$ 13 bilhões nas áreas de gás, energia e biocombustíveis (pouco mais de 5% do investimento planejado).

Os desafios financeiros de curto prazo associados à mudança de visão estratégica de longo prazo e à queda estrutural dos preços do petróleo alteraram radicalmente os PNGs da Petrobras. Além da redução significativa do volume de investimentos (US\$ 236,7 bilhões para US\$ 74,5 bilhões entre os PNGs de 2013-2017 e de 2018-2022), a mudança mais relevante foi o redirecionamento estratégico da empresa: o enfoque quase exclusivo na exploração e produção do pré-sal. Esse redirecionamento se materializou em um vigoroso programa de desinvestimentos em diversas áreas (refino, biocombustíveis, gás e energia, campos de produção terrestres e águas rasas), otimização de custos internos e na adoção de uma política de preços alinhada com a evolução do barril do petróleo.

* Publicado originalmente no Brasil Energia, em dezembro de 2019.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Inep) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

Tal estratégia, ancorada nos êxitos da descoberta do pré-sal, trouxe uma redução do endividamento e melhora dos níveis de produtividade do E&P, por um lado, mas resultou na volatilidade de preços e no aumento da dependência da Petrobras às variáveis do mercado externo (como preços e demanda), por outro. Isso fez com que a estatal brasileira fizesse uma revisão, ainda que parcial, do seu PNG no ano passado (2019-2023). Apesar de sinalizar a saída de 40% do mercado de abastecimento brasileiro, a Petrobras retomou timidamente os investimentos em energia renovável (entrada no segmento de energia eólica *offshore* e participação nos leilões de energia solar) e a atuação no segmento petroquímico. Ao todo, os investimentos planejados no PNG 2019-2023 cresceram US\$ 10 bilhões em relação ao ano anterior (PNG 2018-2022).

Se essa revisão do PNG 2019-2023 poderia indicar um novo posicionamento estratégico da Petrobras, o PNG 2020-2024, divulgado em dezembro de 2019, sepulta tal possibilidade. De forma geral, a estratégia da Petrobras está ainda mais concentrada no desenvolvimento da produção do pré-sal, com uma menor participação em outras áreas de atuação. Isso significa evidentemente uma nova retração de investimentos de US\$ 8,4 bilhões (sai de US\$ 84,1 bilhões para US\$ 75,7 bilhões).

Na área de exploração e produção, a estratégia da companhia está centrada no pré-sal. A expectativa é que a produção alcance 3,5 milhões de barris por dia em 2024, sendo 66% concentrados no pré-sal. Cabe ressaltar que esse resultado somente ocorrerá se for cumprido o cronograma de entrada das dez plataformas (Atapu, Mero 1, Sepia, Marlim 1, Búzios 5, Lula FR, Parque das Baleias, Mero 2, Marlim 2, Búzios 6, Mero 3, SEAP e Itapu) entre 2020 e 2024. Tais plataformas, somadas aos demais bens e serviços para o desenvolvimento da produção do pré-sal, equivalem a um investimento de cerca de US\$ 30,7 bilhões, o que representa praticamente metade do total planejado para o quinquênio.

Já os dispêndios planejados no desenvolvimento da produção do pós-sal diminuem 9,7%, caindo de US\$ 21,2 bilhões para US\$ 19,2 bilhões. Além disso, no próximo quinquênio a Petrobras não esclarece se haverá investimentos em aquisições de novas áreas de exploração, o que pode indicar menor participação da estatal em novos leilões de petróleo nos próximos anos. Esse aspecto sinaliza que a reposição de reservas nos próximos anos ficará cada mais dependente de áreas do pré-sal já adquiridas pela Petrobras.

Essas mudanças não alteram a visão estratégica da Petrobras para o setor de E&P, que tem se concentrado no polígono do

pré-sal em função dos excelentes resultados observados nessa fronteira exploratória.

A transformação mais radical ocorre na atuação dos demais segmentos (refino, comercialização, renováveis e petroquímica), inclusive em comparação com o último PNG da empresa.

O Quadro 1 resume as diferenças entre os PNGs 2020-2024 e 2019-2023 nos segmentos de refino, transporte, comercialização, petroquímica e renováveis.

Em primeiro lugar, há uma queda de 42,5% no volume de investimentos planejados, saindo de US\$ 13,9 bilhões, no PNG 2019-2023, para US\$ 8,0 bilhões, no PNG 2020-2024. Tal redução decorre do cancelamento dos projetos de expansão da capacidade de refino (RNEST e Comperj) e pela não inclusão de investimentos previstos anteriormente na infraestrutura do gás natural (UTG Sergipe, por exemplo). As obras do Comperj já estão canceladas e um futuro investimento na RNEST – que está na lista das refinarias colocadas à venda – dependerá do seu futuro comprador. No setor de gás natural, a Petrobras também tem informado continuamente o seu desinteresse estratégico na atuação no segmento de logística e distribuição.

Como mostra o Quadro 1, somente em novos projetos e no Gás e Energia, a redução dos investimentos é de aproximadamente US\$ 5 bilhões.

Ademais, o destino final da produção de petróleo ficará mais dependente do mercado externo. Pelas informações do PNG 2020-2024, com a estimativa de produção de 3,5 milhões de barris por dia e um parque de refino de 1,2 milhão de barris por dia, mais de 2 milhões de barris produzidos diariamente devem ter como destino o mercado internacional em 2024. E, sem a conclusão das obras da RNEST e do Comperj, o mercado interno ficará ainda mais refém das importações de derivados, uma vez que a capacidade de processamento de petróleo ficará estacionada em 2,4 milhões de barris por dia.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) estima que a demanda por combustíveis deverá chegar a 2,8 milhões de barris por dia em 2027 – exatamente a capacidade do parque de refino planejada no PNG 2019-2023 – com a conclusão das obras da RNEST e do Comperj.

Em segundo lugar, observa-se também a saída da Petrobras do setor petroquímico e uma retração da sua posição de investimento no segmento de renováveis. No PNG 2019-2023, a estatal pretendia, ainda que timidamente, iniciar suas operações no segmento de eólica *offshore*, a partir das promissoras perspectivas existentes no Nordeste, participar de leilões de energia solar, entre outras iniciativas.

Quadro 1
**Investimentos planejados da Petrobras para as áreas de refino,
 transporte, comercialização, gás e energia, petroquímica e renováveis
 nos PNG 2019-2023 e PNG 2020-2024**

	PNG 2019-2023		PNG 2020-2024	
	Em valores		Em percentual	
Investimento Total (US\$ Bilhões)	13,9	8,0	100%	100%
RTC&PQ (US\$ Bilhões)	8,5	5,9	61%	74%
G&E (US\$ Bilhões)	5,0	2,0	36%	25%
Renováveis (US\$ Bilhões)	0,4	0,1	3%	1%
Investimento RTC&PQ (US\$ Bilhões)	8,5	5,9	100%	100%
Novos projetos de refino* (US\$ Bilhões)	3,3	0	39%	0%
Petroquímica (US\$ Bilhões)	0,3	0	4%	0%
Outros Projetos (US\$ Bilhões)	4,9	5,9	58%	100%
Capacidade de refino futura (em 2024) (em mil barris por dia)	2813	2390	100%	100%
Capacidade de refino atual (em 2019) (em mil barris por dia)	2390	2390	85%	100%
Aumento de capacidade** (em mil barris por dia)	423	0	15%	0%
Capacidade de refino futura da Petrobras*** (2024) (em mil barris por dia)	1857	1170	–	–

Fonte: PNG 2019-2023; PNG 2020-2024; Valor Econômico. Elaboração Ineep. Siglas: RTC&PQ (Refino, Transporte, Comercialização e Petroquímica) e G&E (Gás e Energia).

* Considera a conclusão do segundo trem da RNEST e a conclusão do Comperj.

** Considera o aumento da capacidade do segundo trem da RNEST (160 mil barris por dia), o aumento da capacidade de tratamento para produção de diesel S-10 (98 mil barris por dia) e o Comperj (165 mil barris por dia).

*** Considera a capacidade da Petrobras após as vendas das refinarias e, no caso do PNG 2019-2023, acrescenta a expansão do parque de refino após a conclusão o Comperj e do segundo trem da RNEST.

No PNG 2020-2024, tais empreendimentos operacionais são abandonados, e a empresa limita sua atuação a atividades de pesquisa e desenvolvimento (P&D) sobre descarbonização e renováveis. A mudança nessas duas frentes representa queda de investimentos da ordem de US\$ 650 milhões. Os investimentos de US\$ 70 milhões planejados pela Petrobras significam cerca 0,11% do total planejado pela empresa para o período 2020-2024.

Essa postura de saída parcial do setor de refino combinada com menores investimentos no segmento de renováveis é um tanto atípica quando observadas as grandes operadoras de petróleo no mundo.

Pelo lado das grandes petrolíferas de países em desenvolvimento, nota-se um aumento do parque de refino visando diminuir a dependência dos derivados do exterior. A China, por exemplo, na década de 2010 ampliou em mais de 3 milhões de barris por dia a sua capacidade interna de refino, em grande medida, em razão dos investimentos realizados pelas suas grandes operadoras. A Sinopec, por exemplo, está realizando a construção de mais uma refinaria – com capacidade de 200 mil barris por dia – no sul do país, em Zhanjiang.

Já as grandes petrolíferas europeias, embora diminuído seu parque de refino, em contrapartida têm investido de forma agressiva no segmento de renováveis. A francesa Total, segundo estudo da Carbon Disclosure Project (CDP) coordenador por Luke Fletcher, destinou quase 5% dos seus investimentos para o segmento de renováveis, entre 2010 e 2018, principalmente em energia solar. A estratégia de longo prazo dessas companhias é migrar a oferta e a demanda energética dos combustíveis fósseis para os renováveis.

A Petrobras tem seguido um caminho diferente. O foco da empresa é exclusivamente desenvolver as reservas já adquiridas pelo pré-sal e direcionar essa produção para o mercado externo, tornando a empresa mais vulnerável às mudanças globais de demanda e preço do petróleo. Uma aposta de alto risco que não é realizada por outros *players* do setor, a não ser aqueles que não têm alternativas.

O PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO DA PETROBRAS NA PANDEMIA SE MOSTRA DEFASADO*

Isadora Coutinho**

O contexto da pandemia da Covid-19 não somente provocou a revisão de planejamentos empresariais e nacionais, como também expôs, em alguns casos, fragilidades e erros de caminhos antes percorridos e previstos por empresas e Estados.

A Petrobras não ficou fora dessas revisões. Com a redução da demanda global por petróleo e a queda nos preços do barril internacional, a companhia, assim como outras empresas petrolíferas mundo afora, teve que se reorganizar para lidar com o cenário desafiador. Chama a atenção, contudo, o tipo de descompasso entre a orientação estratégica da Petrobras planejada para o período entre 2020 e 2024 e algumas de suas respostas ao quadro de crise sanitária e energética nos últimos meses. Tal descompasso joga luz às escolhas equivocadas da administração da estatal e ao seu consequente posicionamento no setor do petróleo e de energia.

O Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2020-2024 da Petrobras, elaborado no final de 2019, seguiu as diretrizes da gestão Temer. Isso significa uma vigorosa política de desinvestimentos aliada a um crescente enfoque na área de exploração e produção (E&P), compondo, assim, o eixo estratégico de atuação da estatal. Além de detalhar os ativos que pretende vender – por exemplo, campos em terra e águas rasas; refinarias; transporte e distribuição de gás; distribuição de

* Versão modificada do artigo publicado originalmente na CartaCapital, em junho de 2020.

** Mestre em Estudos Estratégicos Internacionais pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) e pesquisadora do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

GLP; usinas térmicas; gasodutos *offshore*; ativos internacionais –, o atual plano prevê para o quadriênio a destinação de 85% dos investimentos totais para o segmento de E&P, sendo 66% desse montante concentrados no pré-sal. Enquanto isso, no que diz respeito a outras áreas – refino, transporte, comercialização, petroquímica, renováveis, gás e energia – houve uma redução de 42,5% no volume de investimentos planejados em relação ao plano anterior.

Já no contexto da pandemia, ao mesmo tempo em que o balanço do primeiro trimestre de 2020 da Petrobras registrou o maior prejuízo da história da companhia, demonstrou também que a companhia conseguiu obter resultados operacionais positivos. Nesse sentido, por exemplo, apesar da queda de 6,1% das vendas internas em função da redução de demanda por combustíveis automotivos e querosene de aviação, houve um crescimento da receita total de vendas em 7%, sustentado pela expansão em 70% das exportações de óleo cru e produtos derivados. Portanto, de um lado, a Petrobras tem se apoiado nas exportações de óleo cru principalmente para China, que já está em fase de recuperação da crise. De outro, tem utilizado a infraestrutura disponível de seu parque de refino para produzir derivados e exportar para países como Cingapura e Estados Unidos, por exemplo.

Partindo da constatação de que essas duas medidas contribuíram para evitar que a Petrobras sofresse ainda mais os impactos da Covid-19, cabe analisá-las à luz do seu último planejamento estratégico, da conjuntura atual e das perspectivas para o futuro. Embora a primeira estratégia tenha ajudado a compensar receitas e o óleo cru seja ainda o principal item de exportação (78%), sua fragilidade tem sido imensamente exposta em âmbito mundial pelos efeitos da própria pandemia. Isso porque os preços do barril de petróleo têm se mostrado cada vez mais voláteis e suas cotações atingiram patamares extremamente baixos nos últimos meses. Além disso, a Petrobras fica exposta a uma forte concorrência com outros ofertantes e refém da demanda internacional, principalmente da China. Como exemplo, não se pode afirmar com precisão se as importações chinesas de óleo cru vão se manter no mesmo nível, e nem mesmo se e quando haverá uma recuperação completa da demanda mundial por petróleo. Ainda, deve-se considerar incertezas variadas com relação às possíveis transformações no setor de energia que já estavam em curso.

Por outro lado, chama mais a atenção a segunda estratégia adotada pela Petrobras, a qual segue em um caminho contrário ao previsto no seu último PNG – que visa o desinvestimento na estrutura de refino da empresa, com a venda de oito de suas treze refinarias.

Foram justamente algumas dessas refinarias que “protegeram” a Petrobras nesse período de perdas maiores por conta da pandemia da Covid-19.

No primeiro trimestre de 2020 em comparação no mesmo período de 2019, houve um aumento de 50% do volume de óleo combustível (diesel, *bunker*, *fuel oil*, etc.) exportado pela empresa. Na primeira semana de junho de 2020, a Petrobras já divulgou que superou em 10% o recorde anterior de exportação de óleo combustível atingido em fevereiro de 2020. Tal aumento tem sido em grande medida sustentado por quatro refinarias do Nordeste, das quais três integram o plano de desinvestimento da Petrobras. A partir de levantamento do Ineep, as refinarias RLAM (Bahia), RNEST (Pernambuco), RPCC (Rio Grande do Norte) e Lubnor (Ceará) contabilizaram 56% da produção de óleos combustíveis da empresa no primeiro trimestre deste ano.

Esse aumento de exportação é muito relacionado à vantagem competitiva da Petrobras no que se refere à produção de óleo combustível de navegação (*bunker oil*). Desde janeiro de 2020, entrou em vigor a nova regulamentação do combustível marítimo, elaborada pela Organização Marítima Internacional (IMO), que reduziu de 3,5% para 0,5% o limite dos níveis de enxofre permitidos no combustível utilizado por embarcações. No caso, o óleo brasileiro do pré-sal conta com baixo teor de enxofre, sendo que grande parte do petróleo no mundo precisa passar por processos adicionais de tratamento. Ou seja, em meio ao cenário adverso imposto pela pandemia, a Petrobras, em posse do seu parque de refino, pôde contar com a possibilidade de explorar esse novo nicho de mercado global, que aparenta garantir maior resiliência na sua demanda no cenário atual.

Por isso é possível afirmar que parte do motivo de a companhia não ter sofrido significativamente os impactos da Covid-19 nos primeiros meses é relacionada justamente à maior utilização de refinarias de que pretende se desfazer, as quais já se encontram em fase vinculante de venda.

Nesse sentido, tais ações tomadas pela empresa colocaram em evidência a necessidade de readaptação de sua atuação. Se antes da pandemia o planejamento estratégico da Petrobras já demonstrava estar defasado há alguns anos em relação às tendências no setor de petróleo e de energia, atualmente não resta dúvida disso. Com um montante de desinvestimentos previstos contabilizando entre US\$ 20-30 bilhões para o período 2020-2024 e com uma vultosa redução de investimentos nos setores de refino, transporte, comercialização, petroquímica, gás e energia e renováveis, a Petrobras tem buscado

reduzir sua margem de ação ao concentrar sua atuação na exploração e produção do petróleo do pré-sal. De tal modo, no mínimo, torna-se sem flexibilidade para redirecionar suas atividades para segmentos que podem apresentar maior resiliência a crises, como pôde ser assim feito em certa medida nos últimos meses.

No cenário de grande incerteza, a empresa ainda pôde recorrer à sua capacidade de refino para responder aos desafios impostos pela conjuntura. Todavia, em um cenário hipotético de vendas das suas refinarias, essa capacidade de resiliência não existiria. Por isso, fica em questão se eventualmente a companhia irá se adequar à realidade e às perspectivas futuras. E esse futuro exige mais do que nunca flexibilidade por parte das empresas e não a especialização em apenas um tipo de atividade da indústria, como parece ser a atual estratégia da Petrobras.

BLOCO II

Os desafios da abertura do setor de gás no Brasil e na Petrobras

O PROGRAMA “GÁS PARA CRESCER”: A FINANCEIRIZAÇÃO DO GÁS NATURAL (GN) E A PERDA DO PROTAGONISMO DA PETROBRAS*

William Vella Nozaki**

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão***

Desde 1997 com a promulgação da Lei do Petróleo e, depois em 2009, com a criação da Lei do Gás, o Brasil vive um ambiente de maior abertura para o setor de petróleo e gás. Apesar do contínuo processo de abertura, a Petrobras preservou seu papel de principal coordenador e investidor do setor de gás natural no Brasil. Como lembra Romeiro (2016), foi o monopólio de fato da Petrobras que impulsionou o desenvolvimento de

toda a infraestrutura da cadeia de suprimento assumindo riscos estranhos à natureza da indústria, relacionados à variabilidade imprevisível da demanda termelétrica no país. Sob este contexto, a estrutura verticalmente integrada

* Versão modificada do artigo publicado originalmente na Revista Fórum, em fevereiro de 2018.

** Doutorando em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (Fesp-SP).

*** Mestre em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

da Petrobras garantiu o suprimento e proveu elevada flexibilidade ao sistema¹.

A abertura combinada com a manutenção de uma empresa verticalizada é fundamental para o desenvolvimento integrado da cadeia produtiva do gás natural. Primeiro, porque neste segmento há uma grande sincronia entre oferta e demanda para que os investimentos sejam efetivados, isto é, a construção de um gasoduto de transporte vai depender da existência de um distribuidor e de um potencial de comercialização. É justamente por isso, que há uma tendência, quase que natural, dessas indústrias se integrarem verticalmente. Segundo, pois o Brasil ainda é uma indústria pouco madura de gás natural e, pela ausência de atores operacionais, de infraestrutura e financiamento, a verticalização é mais adequada, principalmente numa empresa de grande porte com maior capacidade de arcar com riscos econômicos de longo prazo.

A Lei do Gás, por exemplo, criou um ambiente mais desregulado preservando o papel coordenador da Petrobras. Embora o Ministério de Minas e Energia (MME) tivesse ampliado suas competências regulatórias imprescindíveis para a organização do setor gasífero, como na decisão sobre a construção e ampliação de gasodutos, o grande operador setorial continuou sendo a Petrobras.

No entanto, com o programa Gás para Crescer, construído pelo MME no biênio 2016-2017, em parceria com outros atores governamentais e empresariais, o setor de gás deve presenciar a entrada de atores privados e, principalmente, restringir as condições de coordenador setorial realizado até então pela Petrobras mediante o estabelecimento de uma regulação do gás natural no país nas etapas de processamento, transporte, bem como na distribuição e comercialização.

O processo de escoamento, processamento e acesso a terminais de GNL, antes orientados pelas necessidades de fornecimento, passam a ser orientados pela garantia do acesso prioritário para os proprietários e o acesso deve ser negociado caso a caso com a iniciativa privada.

No que se refere ao transporte, a principal mudança diz respeito ao encolhimento do papel da Petrobras, do MME e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em contraposição ao estabelecido pela Lei do Gás. Naquele marco, cabia à Petrobras coordenar a operação

1 ROMEIRO, D. **As indefinições da indústria do gás no Brasil**. Blog do Infopetro, 26 out. 2017.

de transporte, com a nova regra a operação passa a ser gerida por transportadoras privadas independentes. De forma análoga, antes desse novo marco o MME em conjunto com a EPE eram responsáveis pelo planejamento logístico da malha dutoviária brasileira, de acordo com o Gás para Crescer essa responsabilidade é transferida aos planos de investimento dos transportadores privados credenciados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Nesse sentido, o papel do Estado planejador perde espaço para a concepção do Estado como ente meramente regulador.

Mais ainda, no modelo anterior a contratação da capacidade de transporte era feita ponto a ponto nos gasodutos de transporte. Como há muitos trechos de interconexão na malha dutoviária brasileira, dada sua grande extensão, as avaliações ponto a ponto permitiam aferir o volume de gás subtraído em cada operação, por exemplo, de liquefação e regaseificação. A partir do novo modelo, a contratação de capacidade de transporte passa a se dar na modalidade de entradas e saídas, o que significa que a quantidade do volume contratado pode divergir da quantidade do volume entregue, possibilitando ganhos excedentes aos transportadores privados.

Além disso, o regime de concessão para gasodutos de transporte como regra geral está sendo substituído pelo regime de autorização, com possibilidade de contestação por outros transportadores interessados.

Por fim, o regime anterior previa mecanismos de cessão compulsória da capacidade de transporte. Nos períodos sazonais em que as hidrelétricas sofrem com o baixo nível de águas, as termelétricas movidas a gás são mobilizadas a fim de suprir a demanda nacional, nesses períodos o aumento do gás transportado se impõe como garantia para o abastecimento de energia. Entretanto, na atual proposta a “cessão compulsória” é substituída pela “regulação da capacidade”, como os termos dessa regulação ainda são pouco claros, não é de se descartar o surgimento de eventuais problemas de abastecimento em função da impossibilidade de utilização de trechos dos gasodutos de transporte.

Do ponto de vista da comercialização, a negociação do gás em pontos físicos passa a ser substituída pela negociação virtual (*virtual hubs*), tal medida acompanhada do já mencionado modelo de transporte por entradas e saídas, pode criar descasamentos de preços e prazos entre o transporte e a comercialização do gás, a proposta ainda explicita a necessidade da restrição da fatia de mercado detida pela Petrobras. Além disso, a iniciativa tem como intenção e resultado financeirizar o preço do gás natural.

No que se refere à distribuição, por seu turno, a regulação estadual deve ser substituída pela regulação federal, com a liberalização gradual do mercado de cada unidade da federação. Há muita heterogeneidade entre os marcos regulatórios estaduais. São Paulo e Rio de Janeiro que privatizaram suas distribuidoras ainda na década de 1990, por exemplo, trabalham com modelos contratuais bastante distintos daqueles praticados por outras unidades federativas. A proposta de centralização em uma regulação federal não é contestável por si só, mas exige um conjunto de mudanças e articulações federativas que não podem ser feitas de maneira acelerada. Esse é somente mais um exemplo da principal inovação trazida pela nova regulação: a incerteza operacional de longo prazo. Esse aspecto junto com a financeirização e o menor papel da Petrobras devem dar o tom da política de gás a partir do Gás para Crescer.

AS FALSAS PROMESSAS SOBRE O GÁS*

William Vella Nozaki**

A mais recente panaceia apresentada pela equipe econômica do governo Bolsonaro envolve um plano para abertura do mercado de gás natural no Brasil. Segundo o ministro da economia, Paulo Guedes, o chamado “Novo Mercado de Gás” pode contribuir para uma redução de 40% no preço da energia no país em cerca de dois anos. O suposto choque de energia barata, entretanto, abre mais dúvidas do que certezas e soa como mais uma das falsas promessas de uma gestão marcada por tropeços políticos e técnicos e pela dificuldade de entregar na prática aquilo que promete nos discursos.

O gás natural é um ativo importante na transição da matriz energética por ser uma fonte mais limpa do que seus substitutos não renováveis. Além disso, o GNL é a fonte de energia que mais cresce no mundo, a uma taxa de cerca de 7% ao ano. É cada vez maior a instalação de plantas de liquefação e de unidades de regaseificação. Entre os principais países ofertantes há uma integração cada vez maior entre produção, logística e consumo, e entre os principais países demandantes há a consolidação de uma infraestrutura cada vez mais robusta.

No Brasil, com o pré-sal, as estimativas apontam para a possibilidade de se duplicar o volume de reservas de gás natural e de se triplicar a oferta interna nos próximos anos. Além das bacias

* Publicado originalmente na Revista Fórum, em junho de 2019.

** Doutorando em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (Fesp-SP).

marítimas, há também promissoras bacias terrestres na região nordeste, Bacia de Tucano Sul na Bahia, e na região sudeste, Bacia Sedimentar do Paraná. A boa utilização desses recursos depende do enfrentamento de alguns desafios, tais como: os maiores custos de escoamento do gás associado do pré-sal, dada a maior distância da costa e a maior profundidade das reservas; a necessidade de construção de novas rotas de gasodutos, dada a necessidade de internalização territorial da distribuição no mercado interno; a construção de novos terminais de recebimento e de regaseificação, bem como a integração entre o gás, o sistema elétrico e o parque industrial nacional.

Na contramão do enfrentamento dessas questões, nos últimos dois anos se tem promovido a desintegração do sistema de gasodutos do país por meio da privatização de empresas como a NTS, a NTN, a TBG e a TAG, responsáveis por parte significativa da malha dutoviária brasileira. O argumento que orienta tal política é, uma vez mais, a quebra do monopólio da Petrobras e a crença cega na concorrência como premissa para um setor que é internacionalmente oligopolizado. No entanto, a petrolífera brasileira, como empresa pública e integrada, foi a grande responsável pelos investimentos nos ativos que criaram as oportunidades que hoje estão sendo disputadas pelos *players* privados e internacionais do setor. Como se sabe, é fácil demandar os retornos da concorrência depois que o mercado já foi criado, difícil é assumir os riscos empresariais quando o mercado ainda precisa ser criado. Como, no Brasil, essa tarefa quase nunca foi assumida pela iniciativa privada sem o apoio do investimento público, muitas questões em aberto pairam sobre a nova proposta do governo.

A indústria de gás funciona em rede por definição, sua expansão só pode ocorrer integrando produção, logística e consumo. A abertura do mercado vai exigir aumento de investimentos em todos os segmentos. Quem vai garantir esse investimento em um ambiente de desmonte, por exemplo, da Petrobras e do BNDES?

A propósito, a redução do papel da Petrobras e a entrada de múltiplos operadores vai exigir um substituto na regulação e vai retirar vantagens da empresa integrada ao mesmo tempo em que aumentará os custos sistêmicos. Como isso vai impactar na qualidade e na tarifa para os consumidores?

Mais ainda, a rede de gasodutos no Brasil tem cerca de 9 mil km, é bastante concentrada na costa e tem pouca densidade distributiva. Para que se possa ter um parâmetro de comparação, a rede dutoviária da Argentina tem cerca de 16 mil km, a da Europa 200 mil km

e a dos Estados Unidos da América, 497 mil km. Como se dará a ampliação e a internalização dessa rede? Considerando que os dutos troncais foram investimento da Petrobras, a empresa será ressarcida ou será onerada pagando aluguel para utilizar os ativos que um dia foram de sua propriedade?

Além disso, no Brasil, os dutos de transferência são responsabilidade das distribuidoras estaduais por determinação constitucional. Como será tratada a possível inconstitucionalidade decorrente dessa abertura? É sabido que há problemas fiscais crescentes entre estados e União envolvendo a repartição da carga tributária quando o sistema se desintegra. Como lidar com a instabilidade oriunda das batalhas judiciais que essa situação criará?

Se essas perguntas não forem debatidas com transparência e respondidas com clareza a nova política de gás figurará no leque das falsas promessas do governo, e quem pode entrar pelo cano não é o gás, mas o próprio país.

COM AUMENTO DA DISPONIBILIDADE, USO DO GÁS NATURAL É DESAFIO ESTRATÉGICO*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

No final de 2019, duas notícias chamaram a atenção da indústria de gás natural e fertilizantes no Brasil. Por um lado, a produção de gás natural atingiu seu recorde histórico, com 137 milhões de metros cúbicos por dia, o que significou um crescimento de mais de 20% em relação ao mesmo período de 2018. Por outro, a Petrobras anunciou a hibernação da Fábrica de Fertilizantes (Fafen) de Araucária no Paraná, a exemplo do que já havia feito com as outras Fafens em 2018. Mas qual é a relação entre esses dois episódios?

A relação se encontra no fato de o gás natural ser o principal insumo na produção dos fertilizantes nitrogenados e o maior componente do seu custo produtivo, representando entre 70% e 75% no caso da ureia. Embora a Fafen-PR não utilize o gás natural como insumo para produção de fertilizantes, o anúncio da hibernação reforça o movimento da Petrobras de sair do setor de fertilizantes, incluindo nesse processo o arrendamento das outras Fafens da Bahia e do Sergipe que tem no gás natural sua principal matéria-prima.

É nesse cenário que surgem dúvidas sobre como será utilizado o gás natural produzido na camada do pré-sal, que se expandirá nos próximos anos.

Uma parte significativa da produção diária – 137 milhões de metros cúbicos de gás natural, no final de 2019 – foi reinjetada

* Versão modificada do artigo publicado originalmente no Brasil Energia, em janeiro de 2020.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

(52 milhões de metros cúbicos). Uma parcela inferior foi consumida pelas unidades de produção (14 milhões de metros cúbicos) ou foi queimada (4 milhões de metros cúbicos). Ainda assim, ficaram disponíveis para serem utilizados pelo mercado cerca de 66 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural. Segundo estimativas da Empresa Brasileira de Pesquisa Energética (EPE), até 2029, a disponibilidade de gás natural deve mais do que duplicar, atingindo os 138 milhões de metros cúbicos por dia.

Apesar das boas perspectivas de produção, há um enorme desafio para o escoamento do gás natural. Atualmente o Brasil conta com uma limitada malha de gasodutos e 15 unidades de processamento de gás natural (UPGNs). Sem novos investimentos em infraestrutura, há o risco de que uma fração importante do gás natural disponível não seja aproveitada.

Além disso, outro desafio é o uso do gás natural. Nesse sentido, o setor de fertilizantes nitrogenados é um dos que apresenta grandes potencialidades no mercado brasileiro.

Um outro estudo da mesma EPE projeta que até 2034, em razão do crescimento da produção agrícola, a demanda do Brasil por ureia deve crescer mais de 50%, o que representa um acréscimo de 3 milhões de toneladas por ano. Somando a isso o volume de importações (cerca de 9 milhões de toneladas em 2018), o estudo conclui que há uma demanda potencial para a construção de cinco novas fábricas de fertilizantes no Brasil na próxima década. Além de reduzir a dependência de importações de ureia, o país poderia aproveitar uma parcela relevante do gás natural produzido no pré-sal.

Mesmo com essas oportunidades, a Petrobras já sinalizou sua saída completa do setor de fertilizantes. E a entrada de novas petrolíferas na produção de gás natural não tem ocorrido de maneira a verticalizar as duas atividades. Ou seja, as operadoras dos campos de petróleo e gás natural não têm apresentado interesse em investir no setor de fertilizantes.

Cabe notar, por exemplo, que outras operadoras, principalmente na China e na Rússia, têm integrado a cadeia de gás natural à de fertilizantes. A chinesa Sinochem, por exemplo, possui 14 plantas de fertilizantes espalhadas pelo país.

A abertura, embora importante para atrair novos investimentos para o setor de gás natural, tende a se concentrar nas atividades de exploração e produção. A industrialização deste insumo depende e dependerá de um projeto estruturante e com atores que se dispõem a participar no longo prazo.

BLOCO III

A privatização do *downstream* da Petrobras

PRIVATIZAÇÃO NO REFINO DA PETROBRAS: DESTRUIÇÃO OU GERAÇÃO DE VALOR?*

Henrique Jäger**

No dia 9 de maio de 2019, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a Resolução nº 9 que “Estabelece as diretrizes para a promoção da livre concorrência na atividade de refino do país”. A resolução contém um único artigo com quatro diretrizes, duas das quais destacadas a seguir por sua natureza – que tratam de questões que envolvem decisões mais do âmbito empresarial do que de política energética: (i) alienação concomitante de refinarias e respectivos ativos de infraestrutura necessários para a movimentação de seus insumos e produtos; (ii) transferência de ativos de refino sem a manutenção de participação societária do alienante nesses empreendimentos.

Estas duas diretrizes ferem o princípio de autonomia empresarial uma vez que cabe à empresa detentora do ativo definir qual modelo de alienação melhor se adequa à estratégia de criar riqueza para os acionistas e para a sociedade. Mas por que o CNPE aprovou diretrizes que podem ser interpretadas como uma intervenção no processo de alienação das refinarias pela Petrobras?

No final de abril de 2019, o presidente da Petrobras veio a público anunciar que a empresa estava preparando seu novo Plano de Negócios (PNG) para o período 2020-2024 com previsão de venda

* Publicado originalmente no TN Petróleo, em junho de 2019.

** Economista pela Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ). Foi presidente da Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros). Atualmente é pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

integral de oito das treze refinarias da empresa, representando aproximadamente 50% de sua capacidade instalada de refino. A venda destes ativos só se viabiliza com a alienação conjunta da logística, tais como oleodutos, tanques de armazenagem, polidutos etc. Em outras palavras, o CNPE editou uma resolução encomendada para dar uma roupagem de política energética a uma decisão anterior da diretoria da Petrobras.

Para além do fato inusitado da Petrobras determinar a agenda do CNPE, cabe uma discussão sobre o caráter microeconômico dessa decisão. Um olhar sobre as demonstrações financeiras das principais companhias multinacionais integradas que atuam no setor aponta que o retorno econômico do refino vem sendo maior que o observado no segmento de exploração e produção de petróleo (E&P). A Exxon-Mobil, por exemplo, apresentou, em 2018, um Retorno Sobre o Capital Empregado (Roce) de 23,3% no refino, contra 7,9% no E&P, resultado não muito diferente do apresentado, em 2017. Cabe destacar que a capacidade de refino da ExxonMobil é duas vezes maior que sua produção de petróleo e equivalentes. Isso significa que o refino tem um papel fundamental para rentabilidade das grandes operadoras de petróleo que atuam de forma verticalizada.

Além desse aspecto, é preciso refletir mais sobre dois “axiomas” adotados pela Petrobras, que parametrizam o PNG e implicam em enorme constrangimento a novos investimentos:

(i) a meta da relação Dívida Líquida/Ebitda¹ de 1,5 vezes, em 2020 e, assim permanecer. Dadas as necessidades de investimento da empresa no setor de E&P por conta do pré-sal e da oportunidade de atender um gigantesco mercado consumidor de derivados como o brasileiro, tal meta pode gerar constrangimentos para a Petrobras no longo prazo. Ou seja, a questão é: tomar as decisões de investimento/desinvestimento com o pressuposto de uma relação máxima entre Dívida Líquida/Ebitda de 1,5 vezes cria ou destrói valor em uma empresa com uma carteira de investimento como a da Petrobras que fez a maior descoberta de petróleo do mundo, nos últimos 40 anos – o pré-sal – e precisa de muito dinheiro para otimizar a produção?;

(ii) a adoção do preço do barril a US\$ 50 como parâmetro para calcular a relação Dívida Líquida/Ebitda no futuro, o que impõe um constrangimento muito maior para a empresa. Em outras palavras,

1 O Ebitda (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização, em português) é uma medida contábil muito utilizada na comparação de empresas internacionais como proxy do caixa gerado pela atividade operacional da empresa.

a Petrobras utiliza uma projeção bem inferior ao do mercado² para atingir sua métrica Dívida Líquida/Ebitda o que impõe como única alternativa para empresa, além dos ajustes de custeio, diga-se demitir trabalhadores, a venda de ativos; subestimando as receitas futuras e, conseqüentemente, abrindo mão de ativos com Valor Presente Líquido (VPL)³ positivo sob o argumento que precisa de dinheiro para financiar seu plano de investimentos.

A opção de um ajuste tão restrito da dívida tomando como referência um valor do barril do petróleo tão baixo obriga a Petrobras a adotar uma estratégia de negociar parte dos seus ativos. Nesse caso, a venda do refino, como observado, pode limitar a capacidade de geração de receita da empresa no longo prazo. Ou seja, uma suposta solução de curto prazo pode afetar a capacidade da empresa de obter novas receitas no futuro. Essa seria uma decisão microeconômica mais adequada? Afinal, os gestores da Petrobras estão criando ou destruindo riqueza para os acionistas e para a sociedade?

2 Dados divulgados pelo Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP) indicam que as principais projeções do mercado para o preço médio do petróleo variam entre US\$ 66,7 (Banco Mundial) e US\$ 83,0 (Agência Internacional de Energia), em 2025; não ficando abaixo de US\$ 62,0 em nenhum momento, entre 2019 e 2025. A Agência Internacional de Energia projeta preço acima de US\$ 120,0 em 2024.

3 É o valor presente de todas as entradas de caixa menos o valor presente de todas as saídas de caixa. É calculado trazendo a valor presente os fluxos de caixa futuros descontados a uma taxa que remunere o capital aplicado no investimento. VPL positivo significa que o investimento cria riqueza para os acionistas e para a sociedade, não tendo sentido sua venda.

QUEDA NO PREÇO DO GLP É POSSÍVEL?*

Henrique Jäger**

Ao longo de 2019, as variações de preços do gás liquefeito de petróleo (GLP) não significaram necessariamente uma redução do custo do produto, apesar de o governo brasileiro ter anunciado, em agosto, uma série de medidas visando flexibilizar o mercado do GLP com a expectativa de redução dos valores cobrados ao consumidor final.

Dentre as medidas elencadas, três se destacaram: (i) o fim da cobrança de preços diferenciados para o botijão de 13 litros – GLP P-13; (ii) o incentivo à entrada de novas empresas nos segmentos de produção/importação e distribuição; (iii) a privatização dos principais gasodutos do país.

Também em 2019 a Petrobras divulgou o início do processo de privatização de metade de seu parque de refino; uma redução da ordem de 8% no preço cobrado na refinaria pelo GLP (importante destacar que o impacto dessa redução ao consumidor final ficou abaixo de 0,5%, em função do aumento da margem bruta cobrada pela distribuição) e, também, a correção de sua política de preços do GLP P-13, pondo fim à cobrança abusiva que a empresa implementou na gestão de Pedro Parente, que vinculou o preço do GLP no Brasil ao preço na Europa – bem superior ao praticado nos Estados Unidos,

* Versão modificada do artigo publicado originalmente no Brasil Energia, em janeiro de 2020.

** Economista pela Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ). Foi presidente da Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros). Atualmente é pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

de onde se origina 80% de nossas importações de GLP. Essa política de preços gerou, para a Petrobras, um sobrelucro estimado pela ANP em R\$ 1,6 bilhão, entre junho de 2017 e julho de 2019.

A aposta do governo federal é que as medidas implantadas ampliarão a concorrência no setor, promovendo um choque de oferta que permitirá ao país sair da condição de importador – cerca de 30% do consumo aparente – para exportador de GLP. Segundo as projeções do governo, essa mudança implicará redução da ordem de 38% no preço cobrado pelo produtor, até 2024.

Mas de onde virá esse choque de oferta que possibilitará ao país transitar de importador para exportador de GLP?

As refinarias produzem, em média, 75% do GLP no Brasil, e os demais 25% são obtidos por meio do processamento do gás natural nas quatorze Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e nas Centrais Petroquímicas existentes no país. Como não há perspectiva para a construção de novas refinarias – com exceção da entrada em operação do segundo trem da Abreu e Lima (RNEST) – e as refinarias vêm sendo operadas abaixo da capacidade instalada, há margem para crescimento de 18% da produção de GLP nas refinarias, com utilização de 100% da capacidade instalada. Mas isso dependerá do comportamento dos preços e dos interesses dos futuros donos das unidades que serão privatizadas, uma vez que as refinarias podem mudar a *mix* de produção. Ou seja, poderá ocorrer uma substituição da produção de GLP por outros derivados tais como nafta, gasolina, diesel e QAV.

Outra opção seria o crescimento da oferta por meio das UPGNs que processariam o gás natural retirado do pré-sal. Mas, assim como no refino, não há previsão de entrada em operação de novas UPGNs, à exceção da unidade construída no Comperj (RJ). Como, dentre as 14 UPGNs em funcionamento no Brasil, somente cinco dispõem de tecnologia que permite maior produção de GLP, o aumento da oferta do derivado nos volumes pretendidos pelo governo federal exigirá readequação tecnológica das plantas existentes. Todavia, esse tipo de investimento não está previsto no novo Plano de Negócios da Petrobras (2020-2024), e tampouco há proposta nesse sentido por parte do governo federal ou de qualquer empresa que atua na indústria do petróleo e gás natural no país.

Assim sendo, fica a questão: as UPGNs e as refinarias instaladas no Brasil têm capacidade para suportar esse choque de oferta? Segundo a ANP, a carga processada pelas UPGNs, em 2018, somou 65% da capacidade instalada. Supondo a utilização de 100% da capacidade das UPGNs mais a entrada em operação da UPGN

do COMPERJ, pode-se estimar um crescimento da ordem de 55% na produção do GLP nessas unidades, que, somados ao potencial de crescimento de 18% na produção de GLP no refino, fica, no limite, próximo do importado atualmente, sem considerar o crescimento no consumo.

O conjunto de informações apresentado acima permite concluir que a meta anunciada pelo governo federal de o país se tornar autossuficiente em GLP até 2024 é de difícil alcance. Isso mesmo sem se considerar que, uma vez concretizada a privatização de metade do parque de refino do país, os novos donos devem manter as refinarias operando abaixo da capacidade instalada e priorizar a produção de produtos de maior valor agregado, como nafta e querosene de aviação, em detrimento da produção de GLP (como estratégia de otimização de resultado), e que o consumo desse derivado vem crescendo ano a ano, puxado pela demanda das indústrias e do comércio.

Desse modo, tudo indica que o país continuará importando GLP e, dada a atual política de preços adotada pela Petrobras atrelada ao mercado internacional, principalmente nos Estados Unidos, o valor do botijão continuará refém da volatilidade financeira e cambial. Em outras palavras, o consumidor final continuará pagando caro para cozinhar seus alimentos.

QUAL É O SENTIDO DE PRIVATIZAR A BR DISTRIBUIDORA?*

Henrique Jäger**

Nos últimos anos, a Petrobras deu início a um amplo processo de desinvestimento. Todavia, com chegada do atual governo, esse processo tem sido não somente acelerado, como envolvendo um número maior de áreas e ativos. Recentemente, por exemplo, a estatal brasileira ampliou o programa de venda de refinarias que havia sido anunciado no governo Temer.

Sob essa lógica, está a redução da participação da Petrobras na BR Distribuidora com a divulgação ao mercado, em 3 de julho de 2019, de prospecto preliminar de venda secundária de ações da companhia (*follow on*)¹. A intenção era vender entre 25% e 33% das ações da BR, retirando o controle da Petrobras sobre a subsidiária, uma vez que a sua participação estava, à época, em 71,3%. Ou seja, com a venda, a Petrobras passaria a ter um percentual inferior a 50% das ações da BR Distribuidora.

Se em um passado recente a companhia corria para bater recordes de produção e refino, buscando a autossuficiência do país em petróleo e derivados, a marca registrada desta nova gestão é a corrida pela privatização de ativos, em todos os segmentos de

* Versão modificada do artigo publicado originalmente no Jornal GGN, em julho de 2019.

** Economista pela Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ). Foi presidente da Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros). Atualmente é pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Bio-combustíveis (Inep).

1 A venda secundária não envolve a emissão de novas ações. Em outras palavras, a Petrobras S.A. vai vender parte das ações que detém da BR Distribuidora e ao final do processo deterá entre 37% e 45% das ações da empresa.

atuação da empresa. Venda da BR distribuidora, dos gasodutos, de campos terrestres na Bahia, Espírito Santo e Rio Grande do Norte, de campos maduros na Bacia de Campos, de todas as refinarias fora do eixo Rio-São Paulo (com exceção da Refinaria Potiguar Clara Camarão localizada no Rio Grande do Norte) e, até, de campos do pré-sal etc.

A BR distribuidora é a maior empresa de distribuição e comércio de derivados de petróleo do país e, em conjunto com a Transpetro, vem cumprindo o papel de garantir o fornecimento de derivados em todo o território nacional. Criada em 1971, a empresa tem o papel estratégico de representar a marca Petrobras junto aos consumidores finais em seus mais de 8.000 postos de serviço, além de 14.000 clientes dos segmentos operacionais de grandes consumidores e aviação. Desde seu início, a BR teve como um dos seus principais objetivos atender a todo o mercado interno, inclusive os municípios mais distantes e com precária infraestrutura logística.

Essa missão da BR não impediu que mantivesse uma trajetória de resultados positivos no último período. A empresa apresentou um crescimento de 93,1% no seu lucro líquido² e redução de 30,5% no seu endividamento líquido no primeiro trimestre de 2019 em relação ao mesmo período de 2018.

Estes resultados foram obtidos apesar da crise econômica que assola o país desde 2014, responsável pela redução do consumo aparente de derivados, bem como das políticas internas da Petrobras que pressionaram a margem da comercialização dos segmentos de refino e, conseqüentemente, da distribuição. Como exemplo, pode-se citar o aumento da capacidade ociosa das refinarias, que atingiu cerca de 30% no final de 2018, ampliando significativamente o volume de derivados importados e o preço do petróleo de transferência do segmento de exploração e produção para as refinarias da Petrobras, que passou da média de 105% do preço do barril do Brent para 130%, no último trimestre de 2018, de acordo com levantamentos do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Inep).

Com esses números positivos, é difícil encontrar justificativa para a privatização da BR. A Petrobras alega a necessidade de a empresa reduzir seu endividamento, pois se comparada a outras empresas do setor, como Exxon, Shell e outras, a sua retração demandaria a venda de ativos a fim de gerar valor para acionistas e para a

2 O lucro líquido da BR Distribuidora somou R\$ 477 milhões nos três primeiros meses de 2019.

sociedade. Todavia, uma análise um pouco mais apurada permite constatar as especificidades da Petrobras em relação aos seus pares.

As principais empresas do setor, que até meados do século passado possuíam a maior parte das reservas de petróleo do mundo, atualmente controlam apenas uma porção significativamente menor das reservas existentes, principalmente, das recém descobertas. A Petrobras, por outro lado, fez a maior descoberta de petróleo dos últimos 40 anos, o pré-sal. Colocar em produção essa descoberta exige muito dinheiro – o endividamento, sob esse ponto de vista deve ser entendido como parte corriqueira do processo – para contratação de sondas de perfuração, plataformas de produção entre outras máquinas, equipamentos e serviços. Ou seja, demonizar o maior endividamento da Petrobras na sua comparação com outras empresas do setor é fechar os olhos, propositadamente, para o fato de que a venda futura do petróleo do pré-sal vai proporcionar muito mais valor do que as demais empresas são, hoje, capazes de gerar.

Para a Petrobras não faz sentido vender excelentes ativos sobre o argumento de que é necessário reduzir dívidas. Na ponta do lápis, o benefício gerado pela redução da dívida é menor que a riqueza gerada por esses ativos no longo prazo. A BR Distribuidora é um claro exemplo disso.

BLOCO IV

Os impactos regionais da saída da Petrobras

NOVO PLANO DA PETROBRAS SOA COMO UMA RETALIAÇÃO AO NORDESTE*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

No fim de setembro de 2019, a Petrobras anunciou um conjunto de diretrizes estratégicas para seu Plano de Negócios dos próximos cinco anos. Entre as medidas adotadas chamaram atenção a iniciativa de “sair integralmente” da distribuição e do transporte de gás, deixar os “negócios de fertilizantes, distribuição de GLP e de biodiesel” e de focar nas atividades de refino e comercialização de derivados “nas operações do Sudeste”. Além disso, a estatal reforçou que as suas atividades na área de exploração e produção ficarão cada vez mais restritas aos campos do pré-sal, que representaria o abandono dos segmentos de produção terrestre e em águas rasas.

Tais medidas apontam para um forte redirecionamento geográfico na atuação da Petrobras. As áreas de biocombustíveis e fertilizantes estavam concentradas no Nordeste, assim como a atuação nos campos terrestres. As vendas no refino e no transporte de gás natural também são majoritárias nos estados nordestinos.

Desde 2015, a petrolífera vendeu inúmeros campos de produção de petróleo e gás na Bahia, Sergipe, Rio Grande do Norte e Ceará, bem como aceitou uma oferta da Mitsui para adquirir a participação da Gaspetro nas distribuidoras estaduais de gás natural. Além disso, a estatal descontinuou as atividades da usina de biodiesel de Quixadá, no Ceará, e vendeu sua participação da Petroquímica

* Publicado originalmente na Carta Capital, em outubro de 2019.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

Suape e da Citepe para a mexicana Alpek. No anúncio do pacote de desinvestimentos no parque de refino, das oito unidades colocadas à venda, três estão no Nordeste: RLAM na Bahia, Lubnor no Ceará e RNEST em Pernambuco.

Ao se confirmarem essas vendas, a participação da estatal na indústria de petróleo se resumirá à refinaria Clara Camarão no Rio Grande do Norte, à usina de biodiesel em Candeias e a alguns campos de terra. Entretanto, ao tomar como referência as diretrizes apresentadas pela empresa, sua presença no Nordeste será apenas na refinaria potiguar. Somadas às vendas de ativos, a Petrobras interrompeu grandes blocos de investimentos que foram estruturados principalmente para expansão do parque de refino.

Até meados dos anos 2010, estavam previstas as construções de mais duas refinarias – uma no Maranhão e outra no Ceará – que, juntamente com a conclusão das obras da RNEST, possibilitariam reduzir significativamente o déficit da oferta nacional de derivados de petróleo. Estimativas do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep), a partir dos dados da empresa britânica BP, mostram que a manutenção das obras do segundo trem da RNEST e da refinaria do Maranhão permitiria que, em 2018, o parque de refino brasileiro fosse de 2.895 mil barris por dia, montante quase equivalente ao consumo de petróleo e derivados, de 3.081 mil barris por dia.

As vendas de ativos e a interrupção dos investimentos deságuam numa terceira e grave consequência: a inibição de potenciais investimentos do setor privado e/ou estrangeiro. O parque de refino é novamente um exemplo interessante.

Quando a Petrobras anunciou a interrupção das obras das refinarias do Maranhão e do Ceará, algumas empresas chinesas demonstraram interesse em assumir a continuidade das construções. Todavia, logo após divulgar a venda das atuais unidades no Nordeste, as mesmas companhias surgiram como potenciais compradoras. Isso significa que a venda da RLAM, da RNEST e da Lubnor deve inibir um possível interesse das chinesas na construção de novas refinarias. Ou seja, em vez do risco de um investimento novo, elas devem buscar a segurança das refinarias em operação.

Esse é um ponto fundamental da discussão. Não se trata de contrapor o investimento da Petrobras ao do setor privado ou estrangeiro. Na verdade, o equívoco da estratégia atual da política energética do governo e da companhia é que esse processo agressivo de venda e redução de investimentos simplesmente gera uma transferência de ativos do setor estatal para o estrangeiro principalmente, podendo

aniquilar possibilidades de expansão de novos investimentos do mercado externo.

A venda de ativos e a saída da estatal da produção tendem a inibir investimentos em óleo e gás. Além disso, o ritmo acelerado dessa “ruptura estratégica” resulta num desaquecimento de diversos segmentos da indústria petrolífera, principalmente do Nordeste. Nesse caso, os dados da exploração e produção em terra são exemplares.

Embora a estatal argumente que novas empresas mais especializadas na exploração de petróleo em terra poderiam aumentar a eficiência da produção, os resultados observados têm caminhado numa trajetória oposta. Em recente estudo, o Ineep mostrou que no Rio Grande do Norte a produção em terra tem despencado continuamente desde janeiro de 2013, de 53 mil para 36 mil barris por dia em janeiro de 2019. Nesse período, a produção da Petrobras no estado diminuiu 18 mil barris por dia (caiu de 52 mil para 34 mil). Enquanto isso, a produção do setor privado, que é muito menor, teve um aumento que nem de longe compensa essa queda, de mil para 2 mil barris por dia. Esses dados evidenciam a incapacidade das empresas privadas de ocupar o espaço da estatal num curto espaço de tempo, dada a diferença da capacidade de financiamento, centralização de capital e recursos tecnológicos, entre outros.

Em resumo, a redução dos investimentos e a venda de vários de seus ativos não apenas por si só tem um impacto grave para a indústria do Nordeste, mas pode, inclusive, impedir a geração de novas oportunidades de investimento. A forma abrupta de saída da estatal gera “vazios” econômicos em razão da ausência de centralização de capital privado nacional ou falta de interesse do grande capital internacional.

Tais vazios demonstram não apenas o fim da atuação da Petrobras no Nordeste, mas alertam que, no futuro, não haja mais a indústria de petróleo naquela região.

PRIVATIZAÇÃO DA REFAP AMEAÇA ARRECADAÇÃO DE CIDADES GAÚCHAS*

Carla Borges Ferreira**

Diversas cidades gaúchas estão sendo impactadas pelo plano de desinvestimento da Petrobras. Iniciado na gestão Temer, esse plano se aprofundou com a ascensão do governo Bolsonaro, que determinou a venda de parte das unidades de refino da companhia. Na primeira etapa, ainda em execução, quatro refinarias foram colocadas à venda. Duas delas ficam no Nordeste – Abreu e Lima (PE) e Landulpho Alves (BA) – e duas no Sul – Presidente Getúlio Vargas (PR) e Alberto Pasqualini (RS). A privatização destas instalações, apesar de gerar receita imediata e, com isso, auxiliar no abrandamento temporário da crise fiscal, poderá ter rebatimento futuro negativo na arrecadação de estados e municípios.

A dinâmica de produção da Refinaria Alberto Pasqualini (Refap) localizada em Canoas, por exemplo, é diretamente responsável por 15% da receita de ICMS (e 8% da receita total) de todo Estado do Rio Grande do Sul. Além disso, sua estrutura gera royalties para vários municípios do entorno, a despeito de o estado não contar com nenhum campo de extração e produção de petróleo. A Refap está conectada, através de dutos, a dois terminais marítimos: um em Osório e outro na própria Canoas. Além disso, a refinaria ainda tem ligação hidroviária com o Terminal Rio Grande, no extremo sul do estado. Toda esta estrutura gera royalties para os municípios gaúchos, que possuem instalações da logística de transferência

* Publicado originalmente no Sul21, em outubro de 2019.

** Mestre em Ciências Sociais pela Universidade Estadual de Londrina (UEL) e pesquisadora do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

do petróleo cru brasileiro para a refinaria. Atualmente, em função dessas instalações, os municípios de Araricá, Canoas, Cidreira, Gravataí, Igrejinha, Imbé, Osório, São Francisco de Paula e Tramandaí contam com receitas dos royalties do petróleo. Em 2018, os municípios com maiores receitas de royalties do Rio Grande do Sul foram Osório (R\$ 26,85 milhões) e Tramandaí (R\$ 26,27 milhões). Nos dois casos, o valor correspondeu a 14% da receita total dos municípios no ano passado.

O pagamento desses royalties da logística depende de três fatores importantes:

- a) o volume de petróleo nacional processado na refinaria e, portanto, transportado pelos dutos e terminais;
- b) o preço do barril de petróleo;
- c) a taxa de câmbio, já que o preço do petróleo é cotado em dólar.

Isto posto, pode-se elencar alguns impactos possíveis para as finanças públicas dos municípios diante da venda da estrutura de refino e logística da Petrobras no ERS. Com a quebra da dinâmica de empresa integrada, o novo proprietário poderá optar por uma maior utilização de hidrocarbonetos importados em detrimento daquele produzido no país, ou até mesmo, poderá reduzir ainda mais o nível de utilização da refinaria, o que impacta diretamente na arrecadação dos *royalties*, considerando que esses recursos têm origem na exploração e produção do petróleo no território nacional e não na circulação do óleo importado.

Em levantamento realizado pelo Instituto de Estudos Estratégicos do Petróleo (Ineep), a partir dos dados do refino da Refap de 2011 e 2018, as maiores taxas de crescimento na arrecadação de royalties foram registradas no início e no final do período: 2012, 2013, 2017 e 2018. No que se refere a 2012, o ganho teve relação com o aumento do preço do barril no período, assim como o aumento do óleo de origem nacional processado em Canoas. Já em 2013 – ano em que foi registrado o maior volume de petróleo processado de toda a série – ficou nítida a influência do aumento do produto nacional processado no ganho da arrecadação, tendo em vista que a arrecadação de royalties cresceu em proporções muito maiores do que o aumento do preço do petróleo.

De 2014 em diante, as oscilações têm maior relação com a variação do preço internacional, seja de sua queda, em 2015 e 2016, seja do aumento em 2017 e 2018. É importante observar também que, neste período, houve uma redução significativa no volume total de óleo processado na Refap. A boa notícia para os municípios

gaúchos, no entanto, foi que essa redução ocorreu em maior proporção no volume do óleo importado, de forma que a manutenção do volume de óleo nacional processado ajudou a impedir maior queda na arrecadação dos royalties.

A discussão sobre os possíveis impactos fiscais da privatização de uma refinaria envolve ainda muitos outros aspectos. Os dados apresentados apontam que uma redução no fator de utilização e/ou aumento do uso de petróleo importado pelo novo proprietário da refinaria poderá ter consequências fiscais negativas importantes para os municípios envolvidos na indústria de petróleo gaúcha. Especificamente no caso do estado do Rio Grande do Sul, o abatimento deve se dar em toda renda de compensação financeira da exploração do petróleo a qual os municípios gaúchos têm direito hoje.

PARTE II

**A DESREGULAÇÃO E AS
CONSEQUÊNCIAS PARA A
INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS
NO BRASIL**

BLOCO V

A abertura do pré-sal e a “saída” do Estado na exploração e produção

PETRÓLEO, PRÉ-SAL E PETROBRAS: O QUE SOBROU DOS INTERESSES BRASILEIROS?*

Eduardo Costa Pinto**

Com a descoberta do pré-sal, o setor de petróleo e gás brasileiro ganhou crescente importância para a economia brasileira. Novos projetos de desenvolvimento e exploração de petróleo (investimentos) nesses novos campos foram realizados e muitos outros ainda estão em andamento e estão por vir (novos leilões).

Essa descoberta colocou o Brasil como um ator potencialmente relevante tanto na posição de produtor como exportador de petróleo no mundo, bem como uma nova fronteira de investimentos para a indústria nacional e internacional de petróleo.

A expansão das despesas operacionais e, sobretudo, dos investimentos (CAPEX)¹ da Petrobras para o desenvolvimento e exploração na área do pré-sal, no contexto da configuração da política de conteúdo local, ampliou a participação da indústria de petróleo na economia nacional. Entre 2001 e 2017, o Capex da Petrobras cresceu 5,8% ao ano, em média, valor bem acima da formação bruta de capital fixo brasileira (expansão de 2% em média anual).

Isso estimulou a ampliação da geração de emprego e da renda do setor como também de outros setores em virtude dos seus efeitos

* Versão modificada do artigo publicado originalmente no *Jornal dos Economistas*, em novembro de 2019.

** Professor do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

1 CAPEX são as despesas de capital na forma das despesas incorridas com bens físicos e serviços destinados a instalações e equipamentos para a atividade da empresa, tais como: sísmica, equipamentos para perfuração de poços; compra de unidades produtivas; sistema de dutos de escoamento, etc.

multiplicadores dos investimentos da indústria de petróleo (setor capital intensivo) e suas relações intersetoriais tanto a montante (cadeia de fornecedores diretos e indiretos) como a jusante.

Entre 2000 e 2017, a dinâmica da indústria de petróleo brasileira (desenvolvimento, exploração, produção e refino) refletiu as estratégias (sobretudo as decisões de investimentos) e os resultados da Petrobras (empresa estatal) nesse período, uma vez que a mesma era operadora única do pré-sal e, com isso, participava, em 2017, com mais de 90% tanto da produção de petróleo como de derivados produzidos no Brasil.

É preciso observar que ao longo desse período o setor viveu momentos distintos, a saber: (i) forte expansão, entre 2003 e 2010, fruto do aumento do preço do petróleo (*Brent*) e da descoberta do pré-sal; (ii) ajustes na Petrobras, entre 2011 e 2014, em virtude da queda do *Brent*, da redução na geração de caixa no refino resultante da política de preços dos derivados; (iii) expressiva desaceleração dos investimentos, entre 2015 e 2017, em decorrência da forte redução do preço do petróleo, da elevação do endividamento da Petrobras e da crise reputacional da Petrobras em virtude da Operação Lava Jato que implicou em ajustes de governança, redução de sua capacidade decisória e também crise no setor de fornecedores com recuperações judiciais e fechamento de empresas.

Com as dificuldades, a Petrobras passou a adotar, de 2015 até hoje (gestão Castello Branco), profundas mudanças nos seus eixos estratégicos ao concentrar suas atividades no pré-sal e ao reduzir de forma acelerada o seu nível de endividamento por meio do desinvestimento e da venda de ativos. Reduzindo assim sua participação no refino, na distribuição, nos biocombustíveis, nas energias limpas, entre outras áreas.

Nesse sentido, há uma clara estratégia de desintegração vertical da Petrobras, buscando concentrar suas atividades na exploração do pré-sal que é o segmento mais rentável.

O problema desse tipo de estratégia é que pode até trazer lucros no curto prazo ao focar na produção de petróleo cru, no entanto não leva em conta as características cíclicas e a estrutura setorial, marcado por elevadas amplitudes dos preços do petróleo.

Para reduzir esses riscos, as grandes petroleiras adotam expressiva integração vertical de suas atividades (do poço ao poste) como modelo de negócio. Carmem Alveal (1994)² deixa isso muito

2 ALVEAL, C. **Os desbravadores**: a Petrobras e a construção do Brasil. Rio de Janeiro: ANPOCS, 1994.

claro ao afirmar que: “razões de ordem econômica mais do que técnica exigem a integração vertical para realizar o elevado potencial de acumulação da indústria petrolífera, dados os riscos e custos financeiros associados a cada segmento da cadeia produtiva são diferentes”.

Além do que essa estratégia, adotada atualmente pela Petrobras, implica na redução de sua capacidade de estimular a geração de renda, emprego e desenvolvimento tecnológico brasileiro por meio de seus investimentos.

No plano regulatório do setor, o governo federal, sob gestão Temer, após o *impeachment* (golpe parlamentar) de Dilma Rousseff em 2016, realizou mudanças regulatórias profundas, tais como: (i) retirada da Petrobras como operadora única no pré-sal; (ii) redução da exigência do conteúdo local (que caiu de 55% no leilão de Libra em 2013 para 35% nos últimos leilões), inclusive para o excedente da concessão onerosa; (iii) aceleração das novas rodadas de leilões; (iv) ampliação dos incentivos tributários do Repetro (regime aduaneiro especial para a importação de bens de capital direcionados a exploração e produção).

Essas medidas foram adotadas como instrumentos de incentivos para atrair petroleiras estrangeiras para investirem no pré-sal, sob o argumento de que era necessário reduzir o custo de produção/*break even* dos projetos do pré-sal (preço mínimo do barril que é economicamente viável a produção), pois a queda do preço do petróleo (*Brent*) em 2016 tornaria inviável a exploração dessa nova fronteira.

A questão é que, mesmo depois da recuperação do preço do petróleo em 2017 e da queda dos custos de produção/*break even*, os incentivos para as petroleiras internacionais foram mantidos. Dado o atual preço (*Brent*) e os custos de produção do pré-sal é possível afirmar que investimentos viriam independentes dos incentivos que beneficiaram as petroleiras estrangeiras.

Ou seja, a política de incentivo proporcionará um aumento do excedente para as petrolíferas internacionais que poderiam ser utilizados para as políticas públicas de educação e desenvolvimento industrial e tecnológico (atrelados ao conteúdo local). A redução do conteúdo local irá gerar enormes perdas futuras no emprego e na renda.

No âmbito de pesquisa realizada pelo Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep), estimamos (eu e a Esther Dweck, professora do Instituto de Economia da UFRJ) essas perdas por meio por método da Matriz de Absorção do Investimento (MAI) desenvolvido pelo Grupo de Indústria e Competitividade do IE/UFRJ.

Essa pesquisa no prelo mostrou os seguintes resultados: (i) R\$ 1 bilhão investido na exploração e produção de petróleo impacta na geração de 1,28 bilhão no PIB e de 26.319 ocupações, com conteúdo local de 55%; (ii) R\$ 1 bilhão de reais investidos, com conteúdo local de 35%, implica na geração de 1,08 bilhão no PIB e de 21.428 ocupações. Ou seja, a redução do conteúdo local implicará na perda futura de 4.891 para cada novo bilhão investido. Essa perda parece pequena, mas não é.

Na área da Cessão Onerosa, a ANP estimou que os investimentos serão de US\$ 105 bilhões (cerca de R\$ 416 bilhões), realizados nos próximos 12 anos (investimento médio anual de R\$ 34 bilhões). Com a redução do conteúdo local nessa fronteira exploratória, a sociedade brasileira irá perder por ano cerca de 166 mil ocupações durante o período de investimentos. Nesse sentido, a estratégia de redução do conteúdo local somente gerou ganhos para as petroleiras e a ampliação da geração de emprego e renda no exterior.

É evidente que a retomada dos investimentos no setor de Petróleo e Gás (mesmo que num montante menor do que o projetado pela ANP) impactará na maior geração de emprego e renda se comparado com os investimentos deprimidos entre 2015 e 2017. A questão que se coloca é que não se fazia necessário reduzir tão fortemente o coeficiente de conteúdo local para atrair novos operadores para investirem no pré-sal.

Quem perde com isso é a sociedade brasileira. O pré-sal que poderia ser uma benção está se tornando uma maldição para o Brasil em virtude da atual estratégia da Petrobras e dos segmentos governamentais responsáveis pelo setor de petróleo e gás que estão muito mais preocupados com interesses das grandes petroleiras (mudança dos índices de conteúdo local e subsídios tributários) do que com os interesses nacionais.

REGIME DE PARTILHA DO PRÉ-SAL: O NOVO CULPADO*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

Henrique Jäger***

Após o leilão do excedente da Cessão Onerosa, ocorrido no último trimestre de 2019, ideias de mudanças do regime de partilha do pré-sal ganharam força. Em texto publicado no jornal O Estado de São Paulo, o senador José Serra defendeu que, graças ao estabelecimento do regime de concessão em 1997, foi possível ampliar o volume de reservas provadas e da produção de petróleo no Brasil.

Entretanto, não foi o regime de concessão que possibilitou uma “primeira” expansão de atividades exploratórias no Brasil, mas sim o que ficou conhecido como “Rodada Zero” em 1998. Essa rodada estabeleceu um acordo entre Petrobras e ANP, no qual foram concedidas à petrolífera brasileira 115 blocos exploratórios e 51 para áreas de desenvolvimento condicionadas à realização de novos investimentos.

A definição dessas áreas exploratórias ocorreu por solicitação da Petrobras que, a partir de um amplo estudo da sua área de exploração denominado superinventário, buscou preservar blocos estratégicos com um maior potencial de descobertas.

* Publicado originalmente na Carta Capital, em novembro de 2019.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Inep) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

*** Economista pela Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ). Foi presidente da Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros). Atualmente é pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Inep).

A fim de atender o acordo com a ANP, entre 1997 e 2000, os investimentos da Petrobras em exploração cresceram 50% e a utilização de sondas de perfuração mais que dobrou.

A partir de 2003, um “segundo movimento” de expansão das atividades exploratórias pode ser explicado pela postura mais agressiva da Petrobras em adquirir novas fronteiras. Entre a quarta e a sexta rodada de leilões (2003-2005), por exemplo, a petrolífera arrematou 288 blocos, um número bem superior em relação à Rodada Zero. Além disso, os investimentos em exploração saltaram de US\$ 4,5 bilhões em 2002 para US\$ 9,0 bilhões em 2006.

Foi a postura estratégica da Petrobras, portanto, que levou ao incremento de reservas e de produção de petróleo, muito mais do que a mera implementação do regime de concessão. Não por acaso, praticamente todo o crescimento de quase seis bilhões de barris de reservas provadas de petróleo (7 para 13 bilhões), entre 1999 e 2008, foi obra da Petrobras.

Um outro fator que justificaria a extinção do regime de partilha, segundo o senador tucano, diz respeito aos resultados abaixo das expectativas nos últimos dois leilões do pré-sal. Aqui existiriam dois problemas: o fato da Petrobras ter o direito de definir se será ou não operadora dos campos leiloados e a elevada apropriação de renda para o Estado.

Todavia, dentre as nove áreas ofertadas nos dois leilões, quatro estavam abertas para receber propostas de outras operadoras (Atapu, Sépia, Bumerangue e Cruzeiro do Sul), uma vez que a Petrobras não exerceu seu direito de preferência nesses campos.

E mais: nas duas últimas áreas, o óleo-lucro mínimo exigido era notadamente baixo (Bumerangue com 26,68% e Cruzeiro do Sul com 22,87%), bem inferior do que o de Libra (41,85%) realizado em 2013, por exemplo. Mesmo assim, as propostas não vieram.

Nessa análise, omite-se a situação das maiores empresas globais de petróleo (*majors*) do mercado global de exploração.

Primeiro, várias dessas empresas estão comprometidas com grandes investimentos exploratórios em novas fronteiras. A Exxon, por exemplo, anunciou em 2019 um investimento anual de US\$ 4 bilhões para explorar a Guiana e na Bacia do Permiano e a chinesa CNOOC anunciou investimento de US\$ 2,3 bilhões por ano até 2025 para explorar as recentes descobertas de gás no Mar da China.

Segundo, há um crescimento da incerteza para realização de gigantescos e simultâneos investimentos de exploração no longo prazo pelas *majors*, tanto pelo patamar mais baixo dos preços de petróleo desde 2014, como pela sua maior disciplina do capital,

cada vez mais determinada pela visão de curto prazo do mercado financeiro.

Nesse contexto, não se pode ignorar o crescimento do risco de “reputação” das *majors*, principalmente as europeias. Para essas empresas, que já são questionadas socialmente pelos gigantescos impactos causados ao meio ambiente, a associação de sua imagem ao atual governo, cuja gestão ambiental é marcada pela liberação ilimitada de novos agrotóxicos e intensificação das queimadas na Amazônia, eleva significativamente o seu risco de reputação.

Dessa forma, a análise de que o regime de partilha seja o responsável pelo insucesso dos leilões recentes omite uma avaliação das tendências estratégicas das *majors*. Mais grave é que essa discussão não incorpora os ganhos importantes que o regime de partilha traz para o país em relação ao de concessão.

Na concessão, a empresa detentora tem um direito completo sobre determinada área territorial, com total liberdade de operação, que se traduz no controle do ritmo e do processo de produção. Com isso, o Estado perde autonomia sobre a área concedida e passa a ser um simples receptor de parte da renda gerada com a venda da produção.

Na partilha, por sua vez, o Estado recupera parte desta autonomia perdida, uma vez que a empresa com o direito de exploração, após arcar com os custos, se apropria somente de parte da produção e uma outra fica com o Estado (óleo-lucro), em percentual a ser definido caso a caso.

Além disso, o Estado acompanha de perto, em geral, por meio de uma empresa constituída para este fim (PPSA), todo o processo de exploração e produção. Isso permite que os custos sejam controlados ao longo do tempo de exploração a fim de ampliar a parcela do óleo-lucro.

Deste modo, além de se apropriar de parcela da riqueza gerada, o Estado detém nos contratos de partilha um relativo controle sobre o processo de produção e venda do petróleo, o que implica em importante vantagem em relação à concessão no jogo da geopolítica do petróleo e no embate entre consumidores e produtores.

Essa, aliás, parece ser a carência das análises sobre a mudança dos regimes de exploração no Brasil: a compreensão que, com o pré-sal, o país integra um jogo complexo geopolítico, no qual a avaliação do custo-benefício de tais mudanças não deve considerar apenas questões regulatórias internas, mas também a disputa global pelo petróleo e as estratégias e interesses das *majors*.

A RETIRADA DO ESTADO É A ÚNICA SOLUÇÃO DO GOVERNO BOLSONARO PARA A EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL*

Rafael Rodrigues da Costa**

Nos últimos anos, o setor petrolífero tem passado por importantes mudanças regulatórias no país. A pretexto de uma maior liberalização da economia brasileira e atração de investimentos estrangeiros, essas mudanças têm sido responsáveis por favorecer e incentivar a entrada de empresas privadas e internacionais em todos os níveis da cadeia produtiva de óleo e gás. Essa diretriz altera significativamente o marco regulatório definido ao longo dos primeiros quinze anos do século XXI, quando a Petrobras teve uma condição favorável para atuar na indústria de petróleo.

Tais reformas tiveram início a partir do segundo governo Dilma Rousseff, mas foram intensificadas durante o governo Michel Temer. Em apenas dois anos, o governo do presidente emedebista conseguiu aprovar: (i) a retirada da cláusula de obrigatoriedade de participação da Petrobras nos campos do pré-sal; (ii) a aceleração do cronograma de leilões de petróleo no pré e pós-sal; (iii) flexibilização da exigência de conteúdo nacional em máquinas e equipamentos no segmento de exploração e produção de petróleo; (iv) ampliação do Repetro (regime especial que permite a desoneração de impostos para a importação de equipamentos para a produção petroleira).

Essas iniciativas representam uma significativa mudança de rota quando comparadas às estratégias adotadas pelo governo brasileiro desde 2010, quando a descoberta do pré-sal foi vista pelos entes

* Publicado originalmente no Congresso em Foco, em junho de 2020.

** Mestrando em Ciências Sociais pela Universidade Federal de São Paulo (UNIFESP) e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

federativos como uma oportunidade de desenvolver tanto a Petrobras bem como uma cadeia interna de fornecedores, gerando assim ao país uma extraordinária fonte de renda petrolífera como também o próprio desenvolvimento do parque industrial brasileiro.

Com as eleições presidenciais de 2018, o debate sobre o futuro do petróleo brasileiro ficou dividido entre os dois candidatos principais: Fernando Haddad (PT) e Jair Bolsonaro (Partido Social Liberal – PSL). Em linhas gerais, pode-se dizer que enquanto o projeto petista visava reestabelecer a estratégia de priorizar o protagonismo em torno da Petrobras e da indústria brasileira na exploração do petróleo no país, Bolsonaro anunciava em seu plano de governo a intenção de não apenas manter a política liberal do governo Temer, como também de aprofundá-la.

Partindo do diagnóstico de que desde a descoberta do pré-sal “a regulação do petróleo foi orientada pelo estatismo, gerando ineficiências” e de que “a exigência de conteúdo local reduz a produtividade e a eficiência, além de ter gerado corrupção”, o plano de governo bolsonarista elencou como prioridade a tarefa de “remover gradualmente as exigências de conteúdo local”, além de anunciar o interesse em “aumentar a competição no setor de óleo e gás” no país.

Ou seja, apropriando-se do discurso de “combate à corrupção” e associando-o a uma agenda econômica que, na prática, atua em favor dos interesses de importadores e de grandes fornecedores estrangeiros, Bolsonaro chega ao Planalto comprometido com a manutenção do calendário de leilões nas áreas de exploração. Além disso, prioriza a venda dos campos maduros e liberalizações nas exigências de conteúdo local, o que ensejaram na realização dos dois leilões que ocorreram no governo Bolsonaro, a 16ª Rodada de Concessão e a 6ª Rodada de Partilha de Produção.

O governo Bolsonaro também leiloou sob o regime de partilha o volume excedente de óleo encontrado nas reservas da “cessão onerosa” – um modelo especial de regulação no qual a União cedeu à Petrobras o direito de atividades exploratórias em determinados blocos do pré-sal, estimados em 5 bilhões de barris. Ao contrário do arranjo original no qual a Petrobras ficou responsável por explorar os campos da Cessão Onerosa, com esse novo leilão, o governo buscou atrair outras operadoras para explorar umas das regiões mais promissoras da área do pré-sal.

Dessa forma, a grande novidade do “megaleilão da cessão onerosa” foi leiloar um volume de reservas onde não há praticamente risco exploratório (apenas risco de desenvolvimento dos campos), ao contrário dos demais leilões realizados pela ANP. De acordo com o

Ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, novos leilões nessa região serão realizados com a mesma modalidade para junho de 2021.

O próximo passo do governo agora é modificar a regulação do modelo de partilha de produção. Criado em 2010, esse tipo de regulação especial para as áreas do pré-sal garantiu que o Estado brasileiro transferisse às empresas apenas o direito de conduzir as atividades de exploração e produção dos hidrocarbonetos, sem perder o direito de propriedade sobre eles. Assim, diferentemente do que ocorre no modelo de concessão – no qual as empresas vencedoras dos leilões passam a ter o direito de propriedade do petróleo e gás natural extraídos mediante o pagamento das taxações e participações governamentais – o modelo de partilha cede a empresa vencedora o direito de explorar hidrocarbonetos do Estado que, por sua vez, estipula em contrato uma fração excedente do petróleo bruto para ele mesma, sendo gerido por intermédio da empresa pública PPSA (Pré-Sal Brasileiro S/A).

Crítico do sistema de partilha e em linha com as promessas da campanha eleitoral, o Ministro da Economia, Paulo Guedes, dá sinais de que pretende simplificar o atual “regime misto” em direção ao sistema único do modelo de concessão nos próximos leilões, inclusive com possibilidade de privatizar a PPSA como estratégias para a retomada do crescimento econômico pós-pandemia.

Ou seja, em que pesem todas as turbulências que o mundo em geral e o Brasil em específico tem enfrentado, o governo Bolsonaro permanece obstinado em sua agenda privatista de retirar o Estado dos eixos de controle sobre as reservas de petróleo brasileiras para privilegiar as empresas privadas e internacionais. Desonerações fiscais para importação, o fim das políticas de conteúdo local, as mudanças no regime de partilha, todos esses movimentos apresentam uma única direção estratégica: a retirada do Estado como indutor do desenvolvimento industrial brasileiro em detrimento de importadores e de agentes estrangeiros em suas próprias cadeias de valor, gerando receitas e empregos em seus países de origem, enquanto o Brasil corre o risco de perder uma das maiores janelas de oportunidade de toda a sua história.

BLOCO VI

O setor de petróleo e gás, a corrupção e os interesses em jogo

UMA PEQUENA HISTÓRIA DA CORRUPÇÃO DO PETRÓLEO*

William Vella Nozaki**

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão***

A série de reportagens realizada pelo The Intercept, em 2019, trouxe à tona revelações sobre a forma problemática de relação entre juízes e procuradores na Operação Lava Jato. Os primeiros indícios sugerem uma proximidade, no mínimo, inadequada entre julgadores e acusadores.

Sabe-se que, no transcurso da operação, as acusações realizadas pelos procuradores criminalizaram uma parcela do espectro político nacional, e com ela interditaram uma forma de se conduzir as políticas econômicas no país.

De certa forma, a Operação Lava Jato associou ilícitudes entre os partidos aliados e do próprio governo, durante aquele período, com a forma de gestão das empresas estatais, mais notadamente a Petrobras. É pertinente lembrar que, neste mesmo período, houve a descoberta do pré-sal e uma fenomenal expansão dos grupos de pressão em torno da forma de exploração dessa riqueza, tema que foi amplamente explorado em inúmeros textos por um dos autores deste artigo, William Nozaki.

* Versão modificada do artigo publicado originalmente no Le Monde Diplomatique, em junho de 2019.

** Doutorando em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (Fesp-SP).

*** Mestre em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

Coincidência ou não, a aceleração da Operação Lava Jato, que colocou a Petrobras no centro do debate da corrupção, ocorreu num momento de grande disputa em relação aos recursos do pré-sal. As consequências desse processo são amplamente conhecidas pelo grande público: instabilidade política, crise econômica, rápida liberalização do setor petrolífero para empresas estrangeiras, entre outras.

O que ocorrerá daqui para frente é incerto, no entanto, a história muitas vezes nos ajuda a refletir sobre possibilidades futuras. E, principalmente, ajuda a entender que o fenômeno da corrupção está longe de ser exclusivamente brasileiro, principalmente quando envolve questões petrolíferas. Por isso, convidamos o leitor a voltar para os anos 1920 nos Estados Unidos.

Em recente pesquisa realizada pelo Inepq sobre a história do setor petrolífero mundial, um caso muito particular chama a atenção: o Teaport Dome.

Nos anos 1920, à medida que o petróleo foi se transformando na principal matriz de energia da economia norte-americana, a Marinha daquele país criou as Reservas Navais de Petróleo (NPR, em inglês). Logo depois da sua criação, a NPR sofreu um grande escândalo em 1924, quando o secretário do Interior do presidente republicano Warren Harding (1921-1923), Albert Fall, foi denunciado por corrupção em um contrato de arrendamento da NPR de Teaport Dome, em Wyoming, cuja gestão foi transferida da Marinha para a Secretaria do Interior.

A empresa corruptora foi a Mammoth Petroleum, de Harry Sinclair, que ganhou um contrato de gestão da NPR de Teaport Dome em condições altamente favoráveis. Tal fato levou a várias denúncias de corrupção, chegando a invalidar todos os contratos de arrendamento dessas reservas estratégicas pela Suprema Corte dos Estados Unidos em 1927.

O secretário Fall era um texano típico, defensor do uso privado das terras públicas, e conseguiu transferir o controle da NPR de Teaport Dome para a Secretaria do Interior e depois concedeu sua operação, com um favorável contrato de compras por parte do governo dos Estados Unidos, ao grupo de Harry Sinclair, que era o maior produtor de petróleo do Meio Oeste, depois da Standard Oil.

A NPR da Califórnia, em Elk Hill, foi concedida a Edward Doheny, dono da Pan American, que vinha se expandindo fortemente no México e àquela altura era o segundo maior produtor de petróleo do mundo. Sinclair e Doherty poderiam assim ser considerados dois grandes empresários do ramo, fora as grandes empresas internacionais, a Standard Oil of New Jersey (atualmente ExxonMobil) e a Shell.

O governo de Harding foi denunciado como um mar de lama, corrupto e cheio de escândalos. Reputações foram sendo destruídas pela campanha da imprensa e o presidente não resistiu vindo a falecer em 1923. Ele foi substituído pelo vice Calvin Coolidge, que terminou o mandato tentando se desvencilhar das denúncias e obteve sucesso, uma vez que conquistou a reeleição à presidência em 1924¹.

Este episódio culminou não apenas na destruição de reputações de figuras tanto do Partido Republicano como do Democrata, mas inviabilizou a capacidade de expansão das empresas de Sinclair e Doheny. Coincidência ou não, os grandes rivais da Mammoth Petroleum e da Pan American eram das empresas dominantes do setor, conhecidas como as Sete Irmãs², principalmente ExxonMobil e Shell.

Após esse período, as Sete Irmãs dominaram amplamente o setor petrolífero mundial, inclusive nos Estados Unidos, chegando a controlar – excluindo as reservas da União Soviética – cerca de 90% das reservas globais de petróleo nos anos 1940.

Evidente que muitos detalhes cercam esse episódio, não seria possível aprofundar no espaço de um artigo. No entanto, é interessante enfatizar como há um percurso de grande semelhança entre o episódio atual e um outro ocorrido um século atrás nos Estados Unidos. A anatomia de ambas as crises passa pela existência de um episódio de corrupção que se transforma num processo institucionalizado e generalizado de criminalização, afetando não apenas toda uma classe política, como também um determinado grupo empresarial que, não por acaso, acaba beneficiando um outro conjunto de grupos econômicos e empresariais.

Esse foi apenas um caso de um conjunto de tensões internas e geopolíticas da época que, como resultado, tiveram a expansão e consolidação do controle das Sete Irmãs, lideradas pela ExxonMobil e pela Shell.

Os eventos geopolíticos da época e as tensões “intramuros” são fundamentais para explicar os acontecimentos do mundo do petróleo dali por diante. O estabelecimento de um oligopólio de

1 GABRIELLI DE AZEVEDO, J. S. **Disputa pelos preços e pela renda petrolífera da Primeira à Segunda Grande Guerra**: domínio das “Sete Irmãs” e o surgimento de novos players. Relatório de Pesquisa. Rio de Janeiro: Ineep, 2019. Mimeografado.

2 Enrico Mattei, CEO da ENI, é o autor da expressão Sette Sorelle (Sete Irmãs) para designar o conjunto das seguintes empresas: Shell, Anglo-Persian Oil Company (APOC) (depois AIOC e, mais tarde, BP), Standard Oil of New York (depois Mobil), Socal (depois Chevron), a Standard Oil of New Jersey, a Esso (hoje Exxon, depois da fusão com a Mobil), a Gulf Oil e a Texaco (ambas absorvidas pela Chevron, criando a ChevronTexaco).

empresas petrolíferas, a entrada de novos produtores, as tensões entre capital nacional e internacional foram algumas das características que marcaram a indústria petrolífera naquela época.

Essas disputas nacionais e empresariais que orbitam ao redor da indústria petrolífera envolvem lances geopolíticos e políticos das mais heréticas naturezas. E no centro de tais disputas está a luta das grandes empresas para continuar dominando o setor petrolífero. Algo que fazem não apenas agora, porém há mais de um século.

CONSPIRAÇÃO E CORRUPÇÃO: UMA HIPÓTESE MUITO PROVÁVEL*

José Luís Fiori**

William Vella Nozaki***

É comum falar de “teoria da conspiração”, toda vez que alguém revela ou denuncia práticas ou articulações políticas “irregulares”, ocultas do grande público e que só são conhecidas pelos *insiders*, ou pelas pessoas mais bem informadas. E quase sempre que se usa essa expressão é com o objetivo de desqualificar a denúncia que foi feita ou a própria pessoa que tornou público o que era para ficar escondido, na sombra ou no esquecimento da história. Mas de fato, em termos mais rigorosos, não existe nenhuma “teoria da conspiração”.

O que existem são “teorias do poder”, a “conspiração” é apenas uma das práticas mais comuns e necessárias de quem participa da luta política diária pelo próprio poder. Essa distinção conceitual é muito importante para quem se propõe a analisar a conjuntura política nacional ou internacional, sem receio de ser acusado de “conspiracionista”. Esse é um ponto de partida fundamental para compreender o verdadeiro papel do governo norte-americano no Golpe de Estado de 2015/2016 e na eleição do capitão Bolsonaro, em 2018. Neste caso, não há como não seguir a trilha da chamada “conspiração”, que culminou com a ruptura institucional e a mudança do

* Publicado originalmente no *Le Monde Diplomatique*, em julho de 2019.

** Professor titular do Programa de Pós-Graduação em Economia Política Internacional da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

*** Doutorando em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (Fesp-SP).

governo brasileiro. E nossa hipótese preliminar é que a história dessa conspiração começou na primeira década do século XXI – durante o “*mandarinato*” do vice-presidente americano, Dick Cheney –, apesar de ela ter adquirido uma outra direção e velocidade a partir da posse de Donald Trump e da formulação da sua nova “estratégia de segurança nacional”, em dezembro de 2017.

No início houve surpresa, mas hoje todos já entenderam que essa nova estratégia abandonou os antigos parâmetros ideológicos e morais da política externa dos Estados Unidos – de defesa da democracia, dos direitos humanos e do desenvolvimento econômico –, e assumiu, de forma explícita, o projeto de construção de um império militar global, com a fragmentação e multiplicação dos conflitos e a utilização de várias formas de intervenção externa nos países que se transformam em alvos dos norte-americanos. Seja através da manipulação inconsciente dos eleitores e da vontade política dessas sociedades; seja através de novas formas “constitucionais” de golpes de Estado; seja através de sanções econômicas cada vez mais extensas e letais, capazes de paralisar e destruir a economia nacional dos países atingidos; seja, finalmente, através das chamadas “guerras híbridas” que visam destruir a vontade política do adversário, utilizando-se da informação mais do que da força, das sanções mais do que dos bombardeios e da desmoralização intelectual dos opositores mais do que da tortura.

Desse ponto de vista é interessante acompanhar a evolução dessas propostas nos próprios documentos americanos, nos quais são definidos os objetivos estratégicos do país e as suas principais formas de ação. Assim, por exemplo, no “Manual de Treinamento das Forças Especiais Americanas Preparadas para Guerras Não Convencionais”, publicado pelo Pentágono em 2010, já está dito explicitamente que “o objetivo dos EUA nesse tipo de guerra é explorar as vulnerabilidades políticas, militares, econômicas e psicológicas de potências hostis, desenvolvendo e apoiando forças internas de resistência para atingir os objetivos estratégicos dos Estados Unidos”.

Com o reconhecimento de que “em um futuro não muito distante, as forças dos EUA se engajarão predominantemente em operações de guerra irregulares”. Uma orientação que foi explicitada, de maneira ainda mais clara, no documento no qual se define, pela primeira vez, a nova Estratégia de Segurança Nacional dos EUA do governo de Donald Trump, em dezembro de 2017. Ali se pode ler, com todas as letras, que o “combate à corrupção” deve ter lugar central na desestabilização dos governos dos países que sejam “competidores” ou “inimigos” dos Estados Unidos. Uma proposta que foi detalhada

no novo documento sobre a Estratégia de Defesa Nacional dos EUA, publicado em 2018, em que se pode ler “uma nova modalidade de conflito não armado tem tido presença cada vez mais intensa no cenário internacional, com o uso de práticas econômicas predatórias, rebeliões sociais, *cyber*-ataques, *fake news*, métodos anticorrupção”.

É importante destacar que nenhum desses documentos deixa a menor dúvida de que todas essas novas formas de “guerra não convencional” devem ser utilizadas – prioritariamente – contra os Estados e as empresas que desafiem ou ameacem os objetivos estratégicos dos EUA.

Agora cabe formular a pergunta fundamental: quando foi – na história recente – que o Brasil entrou no radar dessas novas normas de segurança e defesa dos EUA? E aqui não há dúvida de que cabem muitos fatos e decisões que foram tomadas pelo Brasil, sobretudo depois de 2003, como foi o caso da sua política externa soberana, da sua liderança autônoma do processo de integração sul-americano, ou mesmo, da participação no bloco econômico do BRICS, liderado pela China. Mas, não há a menor dúvida de que a descoberta das reservas de petróleo do pré-sal, em 2006, foi o momento decisivo em que o Brasil mudou de posição na agenda geopolítica dos Estados Unidos.

Basta ler o *Blueprint for a Secure Energy Future*, publicado em 2011 pelo governo de Barack Obama, para ver que naquele momento o Brasil já ocupava posição de destaque em três das sete prioridades estratégicas da política energética norte-americana: (i) como uma fonte de experiência para a produção de biocombustíveis; (ii) como um parceiro fundamental para a exploração e produção de petróleo em águas profundas; (iii) como um território estratégico para a prospecção de Atlântico Sul.

A partir daí, não é difícil de rastrear e conectar alguns acontecimentos, sobretudo a partir do momento em que o governo brasileiro promulgou, em 2003, sua nova política de proteção aos produtores nacionais de equipamentos, com relação aos antigos fornecedores estrangeiros da Petrobras, como era o caso, por exemplo, da empresa norte-americana Halliburton, a maior empresa mundial em serviços em campos de petróleo e uma das principais fornecedoras internacionais das sondas e plataformas marítimas e que havia sido dirigida, até os anos 2000, pelo mesmo Dick Cheney que viria a ser o vice-presidente mais poderoso da história dos Estados Unidos, entre 2001 e 2009.

A Odebrecht, a OAS e outras grandes empresas brasileiras entram nessa história, a partir de 2003, exatamente no lugar dessas

grandes fornecedoras internacionais que perderam seu lugar no mercado brasileiro. Cabe lembrar aqui o início da complexa negociação entre a Halliburton e a Petrobras, em torno à compra e entrega das plataformas P-43 e P-48, envolvendo US\$ 2,5 bilhões, começou na gestão de Dick Cheney e se estendeu até 2003-2004, com a participação do gerente de serviços da Petrobras, na época, Pedro José Barusco, que depois se transformaria no primeiro delator conhecido da Operação Lava Jato.

Nesse ponto, aliás, seria sempre muito bom lembrar a famosa tese de Fernand Braudel (1977) o maior historiador econômico do século XX, de que “o capitalismo é o antimercado”¹, ou seja, um sistema econômico que acumula riqueza através da conquista e preservação de monopólios, utilizando-se de todo e qualquer meio que esteja ao seu alcance. Ou ainda, traduzindo em miúdos o argumento de Braudel: o capitalismo não é uma organização ética, nem religiosa e não tem nenhum compromisso com qualquer tipo de moral privada ou pública que não seja a da multiplicação dos lucros e a da expansão contínua dos seus mercados. E isso é que se pode observar, mais do que em qualquer outro lugar, no mundo selvagem da indústria mundial do petróleo, desde o início de sua exploração comercial do petróleo, desde a descoberta do seu primeiro poço pelo “coronel” E. L. Drake, na Pensilvânia, em 1859.

Agora voltando ao eixo central do nosso argumento é bom lembrar que Dick Cheney – que vinha do mundo do petróleo e teve papel decisivo como vice-presidente de George W. Bush –, foi quem concebeu e iniciou a chamada “guerra ao terrorismo”, conseguindo o consentimento do Congresso Americano para iniciar novas guerras, mesmo sem aprovação prévia do parlamento. E, o que é mais importante, para nossos efeitos, conseguiu aprovar o direito de acesso a todas as operações financeiras do sistema bancário mundial, praticamente sem restrições, incluindo o velho segredo bancário suíço e o sistema e pagamento europeus, o SWIFT.

Por isso, aliás, não é absurdo pensar que tenha sido por esse caminho que o Departamento de Justiça norte-americano tenha tido acesso às informações financeiras que depois foram repassadas às autoridades locais dos países que os Estados Unidos se propuseram a desestabilizar com campanhas seletivas “contra a corrupção”. No caso brasileiro, pelo menos, foi depois desses acontecimentos que ocorreu o assalto e o furto de informações geológicas sigilosas e

1 BRAUDEL, F. **Afterthoughts on material civilization and capitalism**. Baltimore: The Johns Hopkins University Press, 1977.

estratégicas da Petrobras, no ano de 2008, exatamente dois anos depois da descoberta das reservas petrolíferas do pré-sal brasileiro, no mesmo ano em que os EUA reativaram sua IV Frota Naval de monitoramento do Atlântico Sul. E foi no ano seguinte, em 2009, que começou o intercâmbio entre o Departamento de Justiça dos EUA e integrantes do Judiciário, do Ministério Público e da Polícia Federal brasileira para tratar de temas ligados à lavagem de dinheiro e “combate à corrupção”, num encontro que resultou na iniciativa de cooperação denominada Bridge Project, da qual participou o então juiz Sergio Moro.

Mais à frente, em 2010, a Chevron negociou sigilosamente, com um dos candidatos à eleição presidencial brasileira, mudanças no marco regulatório do pré-sal, numa “conspiração” que veio à tona com os vazamentos da Wikileaks e que acabou se transformando num projeto apresentado e aprovado pelo Senado brasileiro. E três anos depois, em 2013, soube-se que a Presidência da República, ministros de Estado e dirigentes da Petrobras vinham sendo alvo, há muito tempo, de grampo e espionagem, como revelaram as denúncias de Edward Snowden. No mesmo ano em que a embaixadora dos EUA que acompanhou o golpe de Estado do Paraguai contra o presidente Fernando Lugo foi deslocada para a embaixada do Brasil. E foi exatamente depois dessa mudança diplomática, no ano de 2014, que começou a Operação Lava Jato, que tomou a instigante decisão de investigar as propinas pagas aos diretores da Petrobras, exatamente a partir de 2003, deixando fora portanto os antigos fornecedores internacionais, no momento exato em que concluía as negociações da empresa com a Halliburton, em torno da entrega das plataformas P-43 e P-48.

Se todos estes dados estiverem corretamente conectados e nossa hipótese for verossímil, não é de estranhar que depois de cinco anos do início da “Operação Lava Jato”, os vazamentos divulgados pelo site The Intercept Brasil, dando notícias da parcialidade dos procuradores e do principal juiz envolvido nessa operação, tenham provocado uma reação repentina e extemporânea dos principais acusados dessa história que se homiziaram, praticamente, nos Estados Unidos.

Provavelmente, em busca das instruções e informações que lhe permitissem sair das cordas e voltar a fazer com seus novos acusadores o que sempre fizeram no passado, utilizando-se de informações repassadas para destruir seus adversários políticos. Entretanto, o pânico do ex-juiz e seu despreparo para enfrentar a nova situação tornou público o seu lugar na cadeia de comando de uma operação

que tudo indica que possa ter sido a única operação de intervenção internacional bem-sucedida – até agora – da dupla John Bolton e Mike Pompeo, os dois “homens-bomba” que comandam a política externa do governo de Donald Trump. Uma operação tutelada pelos norte-americanos e avalizada pelos militares brasileiros.

Por isso, se nossa hipótese estiver correta, não há a menor possibilidade de que as pessoas envolvidas nesse escândalo sejam denunciadas e julgadas com imparcialidade porque todos os envolvidos sempre tiveram pleno conhecimento e sempre aprovaram as práticas ilegais do ex-juiz e de seu “procurador-assistente”, práticas que foram decisivas para a instalação do capitão Bolsonaro na Presidência da República. O único que lhes incomoda neste momento é o fato de que sua “conspiração” tenha se tornado pública e que todos tenham entendido quem é o verdadeiro poder que está por trás dos chamados “Beatos de Curitiba”.

PETRÓLEO, GUERRA E CORRUPÇÃO: PARA ENTENDER CURITIBA*

José Luís Fiori**

William Vella Nozaki***

Os norte-americanos costumam festejar as duas grandes gerações que marcaram sua história de forma definitiva: a geração dos seus *founding fathers*, responsável pela criação do seu sistema político, na segunda metade do século XVIII. E a geração dos seus *robber barons*, responsável pela criação do seu capitalismo monopolista, na segunda metade do século XIX.

Dentro da geração dos “barões ladrões”, destaca-se a figura maior de John D. Rockefeller, que ficou associada de forma definitiva ao petróleo e à criação da Standard Oil Company, a “empresa-mãe” das “Sete Irmãs” americanas que controlaram o mercado mundial do petróleo até o final da Segunda Guerra Mundial, e ainda ocupam lugar de destaque entre as 15 maiores empresas capitalistas do mundo.

A Standard Oil foi criada logo depois da Guerra Civil, em 1870, mas no final do século XIX, a empresa de Rockefeller era a maior petroleira dos EUA e a maior fornecedora do querosene que iluminava as grandes cidades de todo o mundo. Segundo seus biógrafos, Rockefeller era um homem piedoso e costumava viajar acompanhado por

* Publicado originalmente no *Le Monde Diplomatique*, em setembro de 2019.

** Professor titular do Programa de Pós-Graduação em Economia Política Internacional da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

*** Doutorando em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (Fesp-SP).

dois pastores que lhe davam assistência religiosa, mas ao mesmo tempo dirigia sua empresa com métodos impiedosos, na busca desenfreada da ganância capitalista, chegando até à destruição de seus concorrentes sempre que se fizesse necessário.

Por isso talvez, seu irmão, William Rockefeller, costumasse se referir à concorrência no mercado do petróleo como um exercício de “guerra e paz”. Na medida em que avançou a centralização do capital, e o petróleo se transformou na *commodity* mais importante e estratégica do mundo, o comportamento de John Rockefeller virou uma espécie de “paradigma ético” da indústria mundial do petróleo.

No início do século XX, a indústria do petróleo se associou à indústria da guerra e se transformou na “energia” que passou a mover navios, tanques e aviões das Forças Armadas das Grandes Potências, sobretudo na Segunda Guerra Mundial, e em todos os conflitos militares que se seguiram até o século XXI. O petróleo teve papel decisivo na Guerra do Pacífico, desencadeada pelo ataque japonês a Pearl Harbor, em 1941, e foi o motivo central do ataque alemão à União Soviética, em 1941, que se propunha chegar ao Azerbaijão, conquistando o petróleo do Cáucaso e do Mar Cáspio.

Depois disso, o petróleo foi decisivo para o Golpe de Estado no Irã, em 1953, patrocinado pelos EUA e pela Inglaterra, e também para a Crise do Canal de Suez em 1956. E voltou a ter papel central na Guerra do Yom Kippur, em 1973, na Guerra Irã-Iraque da década de 1980, na Guerra do Golfo, em 1991, na Guerra do Iraque, em 2003, na Guerra da Líbia, em 2011, e na Guerra da Síria que se prolonga até hoje.

Em 1945, logo depois do fim da guerra, os EUA firmaram sua principal aliança estratégica em todo o mundo, e até hoje, com a Arábia Saudita, que naquele momento detinha a maior reserva de petróleo do mundo. Em 1979, depois da Revolução Islâmica do Irã, o presidente Jimmy Carter estabeleceu a sua famosa doutrina estratégica de que tudo o que envolvesse o controle do petróleo do Golfo Pérsico (e do mundo, se poderia agregar) passaria a ser considerado como uma questão de segurança nacional dos EUA.

Uma doutrina estabelecida com a plena consciência de que o petróleo também é uma questão de segurança estratégica para todas as demais potências do mundo que disputam as mesmas reservas mundiais que têm dois terços concentrados no território de apenas quinze países, dos quais em treze as reservas são controladas por seus próprios Estados nacionais e suas empresas petrolíferas estatais.

Essa consciência coletiva de que o petróleo é um recurso indispensável à segurança estratégica dos países acabou consolidando

uma parceria indissolúvel entre seus Estados nacionais e suas empresas, na luta pela expansão e monopolização dos recursos e dos mercados petrolíferos. Isto também no caso das grandes corporações privadas norte-americanas que operam em conjunto com o governo dos EUA, suas Forças Armadas e suas Agências de Informação.

É esta estreita aliança, e a visão do petróleo como uma “*commodity* geopolítica”, que explicam a utilização de todo e qualquer meio que seja necessário para assegurar o controle dos novos recursos e mercados que apareçam, mesmo que seja necessário mudar regimes e governos, ou corromper governantes, políticos e executivos, ou mesmo juízes, procuradores, religiosos e quem quer que seja necessário para a realização de seus objetivos estratégicos.

Relembremos apenas alguns casos mais recentes e divulgados pela imprensa internacional, de compra de favores e de promoção de mudança de governos, ou mesmo de guerras civis, motivadas por questões petrolíferas, ou financiadas diretamente pelas grandes corporações do petróleo.

Nos anos 1990, a Mobil e outras petrolíferas americanas teriam pago um suborno de US\$ 80 milhões para a conta bancária suíça do presidente do Cazaquistão, Nursultan Nazarbaev, numa operação casada com a Agência Central de Inteligência (CIA) dos EUA.

De 2000 a 2002, a Chevron teria pago sobretaxas para corromper o Programa Petróleo por Comida, da ONU, na época em que Condoleezza Rice era conselheira daquela empresa.

Em 2003, a Exxon teria pago US\$ 500 milhões ao presidente da Guiné Equatorial, Teodoro Obiang Nguem Mbasogo, depositados numa conta bancária privada e pessoal nos Estados Unidos. Ainda em 2003, a norueguesa Statoil (agora Equinor) teria pago US\$ 2,9 milhões para garantir contratos no Irã.

Entre 2004 e 2006, Gazprom, a maior empresa de gás natural da Rússia, teria pago suborno em conexão com a construção do gasoduto Yamal, que liga a Sibéria à Alemanha. Em 2005, um inquérito independente liderado por Paul Volcker denunciou um sistema regular de propinas, sobretaxas e pagamentos a indivíduos com acesso ao petróleo iraniano, dentro do Programa Petróleo por Comida, incluindo a francesa Total, que foi acusada de suborno, cumplicidade e tráfico de influência no período 1996-2003, apesar de ter sido depois inocentada por um tribunal criminal de Paris, tão francês quanto a própria empresa.

Em 2006, a mesma Total teria comprado o apoio de políticos e empresários italianos para garantir concessões a preço abaixo do mercado, num golpe avaliado em 15 milhões de euros.

Em 2009, a Exxon teria vencido uma concorrência na Nigéria com uma proposta muito inferior a dos seus concorrentes, mediante suborno das autoridades locais. Em 2011, a Exxon teria se enredado na corrupção do setor petrolífero da Libéria para a compra de um bloco petrolífero envolvendo outras empresas, incluindo a de Visconde Astor, sogro do ex-primeiro ministro da Inglaterra, David Cameron. Também em 2011, a Shell e a ENI teriam pago mais de US\$ 1 bilhão como suborno a executivos nigerianos do petróleo.

Nesse mesmo ano, 2011, a Statoil foi denunciada por ter feito pagamento sistemático de propinas para consultores da Líbia e de Angola, no valor de US\$ 100 milhões, pagos desde o ano de 2000. Em 2017, na própria Arábia Saudita, uma longa investigação de corrupção no mundo do petróleo prendeu dezenas de príncipes e empresários proeminentes.

Mais recentemente, em 2019, na Guiana, segue avançando uma investigação sobre o uso de suborno de autoridades governamentais, pela ExxonMobil e a Tullow Oil, para obter o direito de exploração da mais nova região petrolífera de águas profundas do mundo.

Voltando um pouco atrás, ainda em 1994, a Halliburton teria pago um suborno de US\$ 182 milhões a governantes da Nigéria, para participar do Projeto de Gás Natural Liquefeito de Bonny Island.

E já se pode acrescentar nesta lista a importante confissão do senhor Pedro Barusco, que foi gerente de Serviços da Petrobras, entre 1995 e 2010, e que participou das negociações com a empresa Halliburton para a entrega das plataformas P-43 e P-48.

Segundo o engenheiro, executivos da petrolífera brasileira já vinham recebendo propinas, pelo menos desde 1997, as mesmas que depois foram pagas por empresas brasileiras – como Odebrecht, OAS, entre outras – que substituíram empresas estrangeiras como fornecedoras da Petrobras.

Paremos por aqui, pois tais casos parecem intermináveis. Basta dizer que um estudo do cientista político da Universidade da Califórnia, Paasha Mahdavi, constatou que dos 141 processos movidos entre 1977 e 2013 pela Security and Exchange Commission (SEC) e pelo Departamento de Justiça norte-americano (DoJ), 41 – praticamente um terço – foram ações anticorrupção relacionadas ao setor de óleo e gás.

Mas ainda assim, não há dúvidas de que o caso recente mais emblemático de como opera este “mercado mundial” de petróleo, é o caso da Guerra do Iraque de 2003, concebida pelo vice-presidente Dick Cheney, e que foi travada em nome do combate às armas de destruição em massa. Ainda que tenha servido de fato como uma

forma de mudar o governo e o regime político do Iraque, o objetivo final era mesmo impor a supremacia das empresas americanas na exploração do petróleo iraquiano, incluindo o escandaloso caso do favorecimento da empresa norte-americana Halliburton, que havia sido presidida pelo próprio vice-presidente dos EUA, Dick Cheney, entre 1995 e 2000.

Todas estas histórias nos permitem extrair pelo menos três conclusões que podem nos ajudar a entender os acontecimentos recentes aqui no Brasil. O “mercado mundial” do petróleo nunca teve nada a ver com o que os economistas ortodoxos e liberais chamam de “livre concorrência”, e sempre foi um “campo de guerra” entre grandes corporações e grandes potências.

Dentro deste “campo de guerra”, aquilo que os pastores, os juristas e o “homem comum” chamam de “corrupção” – goste-se ou não – foi sempre uma prática regular da competição entre as grandes petroleiras, na sua disputa por novos recursos e novos mercados. Por fim, há fortes evidências de que estas mesmas corporações que subornam e “corrompem” costumam utilizar a surpreendente acusação de “corrupção” contra seus concorrentes e contra todo e qualquer tipo de concorrentes ou adversário que se interponha no seu caminho.

Agora bem, se esta foi sempre a “ética do petróleo”, não causa surpresa a confissão de Pedro Barusco, de que as grandes petroleiras e fornecedoras da Petrobras tenham pago propinas aos dirigentes da empresa, pelo menos desde 1997, durante o governo de Fernando Henrique Cardoso e provavelmente desde muito antes.

Por outro lado, conhecendo as regras deste jogo extremamente violento, seria possível que tenham sido estas mesmas petrolíferas americanas que tenham repassado a informação do seu “suborno”, para o Departamento de Justiça americano, no momento em que foram prejudicadas pela política do governo Lula de proteção dos fornecedores nacionais da Petrobras, e muito mais ainda, depois do anúncio da descoberta das reservas de petróleo do pré-sal, em 2006.

E por último, faz sentido pensar que o próprio governo americano tenha repassado estas informações para os seus subordinados brasileiros: escritórios de advocacia, juízes, procuradores, jornalistas, militares, e todos que participaram da “conspiração de Curitiba”. De qualquer forma, devido à performance presidencial desta figura patética que foi parida pela conspiração, o mais provável é que sejam os próprios norte-americanos que venham a revelar, em breve, os detalhes desta história, como já passou com o documentário, “A privacidade hakeada”.

BLOCO VII

A desregulação da indústria petrolífera e os riscos ao meio ambiente

GUERRA COMERCIAL, PETROLEIROS PIRATAS E O VAZAMENTO DE ÓLEO*

William Vella Nozaki**

A guerra comercial e as sanções econômicas impostas pelos Estados Unidos sobre o Irã e a Venezuela caminham no sentido de obstaculizar a presença desses países no comércio exterior e nas finanças internacionais, as indústrias naval e petrolífera têm sofrido o impacto dessas medidas de forma mais aguda por meio da retaliação à circulação de seus navios petroleiros.

Como trata-se de países com níveis significativos de reservas, produção e exportação de petróleo, as rotas para a circulação de navios-tanques têm sofrido com o aumento no valor do frete, que pode chegar a US\$ 12 milhões para um trecho entre Caracas e Xangai.

Esse aumento de custo logístico provoca o crescimento do número de navios-tanque trafegando em alto mar sem rastreamento. É cada vez mais recorrente a prática de se desligar os transmissores para que os navios não possam ser rastreados por satélite a fim de burlar as barreiras e tarifas. Trata-se da modalidade *off transponder* que configura uma verdadeira frota crescente de “petroleiros piratas”.

No caso do Irã, as rotas de abastecimento marítimo de petróleo têm registrado um número cada vez maior de casos de sistemas de localização desligados ou de transmissões de informações falsas sobre as cargas transportadas. Em entrevista recente, quando questionado sobre o uso de táticas de “vendas secretas” por meio de

* Publicado originalmente no *Le Monde Diplomatique*, em outubro de 2019.

** Doutorando em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (Fesp-SP).

“navios invisíveis”, o ministro iraniano do petróleo, Bijan Namdar Zangeneh, sem negar ou condenar esse tipo de prática respondeu: “usamos qualquer método, fazemos o nosso melhor para exportar petróleo e não nos rendemos perante sanções. Todos os métodos são bons aqui. Exportar petróleo é o nosso direito legal”.

No caso da Venezuela a situação é ainda mais dramática, as sanções se estenderam para o embargo dos ativos da petrolífera PDVSA no exterior, levando o país a enfrentar uma maré negativa de redução dos investimentos, sucateamento de portos, encerramento de operações em terminais e engarrafamento de navios no Mar do Caribe. Esse conjunto de impactos levou o país a estimular o abastecimento de navios fora dos portos, em alto mar, na modalidade *ship-to-ship*, o que aumenta os riscos de vazamentos e derramamentos. A angolana Sonangol Kalandula foi a primeira petrolífera a utilizar um navio-tanque carregado de petróleo venezuelano no modo navio a navio.

Diante desse cenário as mais diversas empresas navais e petrolíferas têm se utilizado das estratégias de mercado acima descritas. A chinesa COSCO Shipping Taker, que presta serviços de transporte para as petrolíferas CNOOC e Sinopec, teve cerca de um terço dos seus petroleiros trafegando com *transponders* desligados. A inglesa Fendercare Marine, que presta serviços logísticos para as petrolíferas Shell e BP, ampliou o número de operações de carga e descarga navio a navio.

As novas táticas empresariais de transporte e logística marítima (*off transponder* e *ship-to-ship*), que decorrem das novas estratégias nacionais de guerra comercial (com sanções e embargos), podem ter alguma relação com o recente caso de vazamentos ou derramamentos de óleo que atingiu a costa do nordeste brasileiro.

A catástrofe ambiental tem proporções consideráveis. Até o dia 23 de outubro de 2019, já eram nove estados atingidos, em mais de 75 municípios e mais de 180 pontos identificados com manchas de óleo cru, em uma faixa de mais de 2.250 km de costa litorânea. Foram 201 praias afetadas e mais de 900 toneladas do material já foram recolhidas. O impacto ambiental, social e econômico ainda é incalculável, o mesmo vale para os custos de limpeza e descontaminação para os cofres públicos.

Os primeiros apontamentos indicaram, em uma primeira hipótese, que o óleo pode ser de procedência venezuelana. Ao contrário do que sugeriram os mais apressados, entretanto, é muito improvável que as manchas de óleo tenham descido diretamente da Venezuela em direção ao Brasil. Primeiro, porque a região é impactada pela

Corrente Marítima da Guiana que orienta a maré no sentido contrário ao das manchas; segundo, porque a exploração e produção de petróleo venezuelano é fundamentalmente *onshore* (em terra) e não *offshore* (em mar); terceiro, porque as manchas aparecem primeiro no litoral maranhense, e não nas costas do Suriname, das Guianas ou do Amapá.

Esses indícios aumentam a probabilidade de que o problema esteja relacionado não à produção, mas sim à circulação de petróleo. Nesse sentido, considerando uma segunda hipótese, merece destaque a possibilidade de que o crime ambiental esteja ligado a um outro acidente. Nas costas de Sergipe e Alagoas foram encontrados recentemente tambores, bombas, frascos e alguns barris com a inscrição “Argina S3 30”, que identifica um óleo lubrificante da Shell cuja origem também pode ter relação com o DNA do óleo encontrado nas manchas que contaminam a costa brasileira.

Disso não resulta, entretanto, que a petrolífera anglo-holandesa seja a imediata responsável. Há que se considerar ainda uma terceira hipótese, a de que o óleo seja de compradores da Shell: estão sob monitoramento as empresas transportadoras Hamburg Trading House FZE e Super-Eco Tankers Management.

Se o vazamento tiver acontecido durante uma transferência clandestina de óleo entre navios não é possível saber se a quantidade encontrada é a total ou se ainda há mais óleo por aparecer. Isso porque a capacidade de um tanque de navio-petroleiro pode ser de cerca de 3 mil toneladas de óleo. Além disso, em contato com a água o material pode entrar em processo de emulsificação e aumentar o seu volume em até quatro vezes, chegando a 12 mil toneladas, sem considerar a absorção de areia que pode torná-lo ainda mais pesado.

Em suma, apesar de, em um primeiro momento, o governo brasileiro ter tentado responsabilizar a exploração e produção de petróleo – a PDVSA e a Venezuela, o mais provável é que o problema esteja relacionado ao transporte e logística de petróleo, as empresas de navios-tanque, e, em última instância, à guerra comercial iniciada pelos Estados Unidos, país para o qual, em certo sentido, o Brasil terceirizou a proteção e a fiscalização marítima quando aceitou diminuir investimentos da Marinha e acatar a reativação da IV Frota Naval USA para o monitoramento do Atlântico Sul. Curiosamente, o mesmo governo que no episódio das queimadas amazônicas acusava as Organizações Não Governamentais e a sociedade civil de atuarem contra interesses nacionais agora conta com o apoio dessas mesmas instituições para conter o vazamento que ele não consegue explicar e tampouco solucionar.

Sendo assim, para além da causa do vazamento, é importante notar como esse desastre evidencia a falta de condições do Ibama e da Marinha para prevenir, monitorar, fiscalizar, investigar e apurar esse tipo de problema. O desmonte das políticas de meio ambiente e de defesa colocam em risco nossas águas e nossos recursos naturais estratégicos.

CRISE AMBIENTAL IMINENTE EM ÁGUAS BRASILEIRAS E A RESPONSABILIDADE DO ESTADO*

William Vella Nozaki**

Em março de 2020, o navio MV Stellar Banner, da empresa sul-coreana Polaris, contratado pela empresa brasileira Vale, encalhou a cerca de 100 km da costa maranhense e tinha como destino o porto chinês de Qingdao.

Nos últimos anos, o Brasil tem presenciado a intensificação da circulação de navios com granéis, óleos e minérios na costa nacional, tal efeito é resultado da abundância de recursos naturais e *commodities*, mas sobretudo da implementação de uma estratégia de desenvolvimento primário-exportadora, ou seja, em favor de amplo encolhimento do Estado e de irrestrita abertura comercial. A questão é que assim como o mercado não está preocupado prioritariamente, em evitar desastres ambientais, um Estado enfraquecido também não pode enfrentar eventuais impactos negativos da atividade econômica sobre o meio ambiente.

No Ministério da Defesa, houve uma redução de 33,5% no orçamento, comparando o executado em 2019, de R\$ 112 bilhões, e o planejado para 2020, de R\$ 74,5 bilhões. Se considerarmos apenas o orçamento da Marinha, a diminuição orçamentária é ainda maior, a diferença entre o executado em 2019, R\$ 35 bilhões, e o planejado para 2020, R\$ 20,3 bilhões, chega a 42%, apesar da recente capitalização da estatal marítima Emgepron e dos novos investimentos para a construção de corvetas e submarinos.

* Versão modificada do artigo publicado originalmente no Congresso em Foco, em março de 2020.

** Doutorando em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (Fesp-SP).

Já no que diz respeito ao Ministério do Meio Ambiente, o que se observou foi uma diminuição de 10,3% na comparação entre o orçamento executado em 2019 e o planejado em 2020, além de um enxugamento de 5,8% nos recursos do Ibama, de acordo com os mesmos parâmetros.

A Petrobras, por sua vez, reduziu seu plano de investimentos para o período de 2020 a 2024 em 10%, caindo de US\$ 84,1 bilhões para US\$ 75,7 bilhões. A petrolífera é responsável por um importante sistema de Centros de Defesa Ambiental (CDAs), que dispõe de expertise, equipe qualificada e equipamentos adequados para atuar em casos emergenciais de vazamento de óleo. No entanto, das 24 unidades de CDAs, número já exíguo dada a extensão territorial e marítima brasileira, a Petrobras pretende manter apenas.

A Vale, empresa contratante do navio encalhado, tem se envolvido em uma sequência de desastres ambientais sem precedentes desde que foi privatizada. Não por acaso, diante do acidente, a empresa solicitou apoio da Petrobras para avaliar e auxiliar na contenção de impactos marítimos. O caso desperta a atenção sobre o papel fundamental do Estado e das empresas estatais em situações dessa natureza.

Isso significa que, mesmo diante de projetos econômicos liberais, há que se levar em conta a relevância da função estatal, até mesmo a livre produção e exportação de *commodities* exige algum nível coordenado de regulação, planejamento e investimentos públicos em infraestrutura de portos, logística naval e prevenção de acidentes.

O encolhimento obsessivo do Estado só serve para alimentar fanatismos ideológicos e delírios ultraliberais, não serve nem mesmo ao projeto primário-exportador que o atual governo diz representar.

PARTE III

LIÇÕES INTERNACIONAIS: A VISÃO ESTRATÉGICA DOS ESTADOS NACIONAIS SOBRE A INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS

A RENDA FISCAL DO PETRÓLEO: A NORUEGA É UMA INSPIRAÇÃO PARA O BRASIL?*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

Rafael Rodrigues da Costa***

A atual crise fiscal brasileira, principalmente no âmbito de estados e municípios, tem suscitado um amplo debate nas diferentes esferas federativas a respeito de medidas que fossem capazes de diminuir as despesas e aumentar as receitas governamentais. Num contexto de dificuldade de retomada da atividade econômica e de rigidez na gestão do orçamento, as rendas provenientes da produção e circulação de petróleo e gás brasileiro assumiram um *status* de solução de parte dos problemas fiscais, pelo menos no curto prazo.

No âmbito do governo federal, a aceleração dos leilões do pré-sal principalmente da região da cessão onerosa, a fim de arrecadar bilhões de reais em bônus de assinatura, foi uma medida que ganhou notoriedade desde os primórdios do governo Temer. No âmbito estadual, vários governos realizaram, nos últimos anos, aumento das alíquotas do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) incidente sobre os combustíveis visando ampliar as receitas estaduais. A equipe do atual governo federal, além de manter a diretriz de aceleração dos leilões, divulgou a intenção de repartir os recursos do fundo social do pré-sal com estados e municípios.

* Publicado originalmente no *Le Monde Diplomatique*, em abril de 2019.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

*** Mestrando em Ciências Sociais pela Universidade Federal de São Paulo (UNIFESP) e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

Tal fundo foi criado em 2010 com objetivo de formar uma poupança pública de longo prazo para: (i) atenuar os efeitos futuros da queda de arrecadação proveniente da renda petrolífera quando a produção de petróleo declinar substancialmente; (ii) apoiar o desenvolvimento regional e social com enfoque em sete áreas (cultura, educação, esporte, saúde pública, ciência e tecnologia, meio ambiente e mudanças climáticas); (iii) evitar uma possível entrada massiva de dólares no país por conta de um possível crescimento da exportação de petróleo que poderia forçar uma valorização cambial e provocar crises do balanço de pagamentos.

Na sua origem, o fundo foi pensado para ser financiado por meio das tributações oriundas da produção de petróleo do pré-sal, principalmente *royalties*, e da venda de óleo do pré-sal cujo gerenciamento é realizado pela estatal PPSA. Sua criação se efetivou com a Lei da Partilha, que regulamentou a exploração e gestão dos recursos do pré-sal e teve clara inspiração no modelo norueguês.

À época dos debates sobre a criação desse novo marco regulatório, o presidente Lula citou o exemplo norueguês como “extraordinário”, principalmente pelo fato das operadoras de petróleo no país escandinavo “pagarem 78% de imposto ao governo norueguês, sem reclamarem”. O modelo da Noruega era visto com muita simpatia pelos governos Lula e Dilma, principalmente em função do setor petrolífero estar alicerçado aos objetivos de longo prazo do governo e pelo controle do ritmo de exploração do setor que é realizado pela empresa estatal Petoro. Por isso, a seguir é detalhado o funcionamento desse modelo e são realizadas breves considerações sobre possíveis lições para o caso brasileiro.

O início da exploração e produção de petróleo na Noruega ocorreu em 1971 na região de Ekofisk e, por meio da criação naquela década de uma empresa estatal – a Statoil, atualmente denominada Equinor –, o país escandinavo começou a montagem de um modelo regulatório que canalizaria boa parte dos recursos gerados pelo petróleo para o Estado nacional. A primeira medida foi a concessão do governo à Equinor de 50% ou mais das licenças de desenvolvimento de petróleo da Noruega, entre 1973 e 1985.

O rápido crescimento da Equinor (Statoil à época), que estava lhe dando uma posição dominante no setor de petróleo da Noruega e na economia norueguesa em geral, acabou por tomar o centro do debate político no início dos anos 1980. Ao mesmo tempo, o governo conservador de Kåre Willoch manifestava muitas preocupações com o risco inerente de uma empresa relativamente jovem gerenciar grande parte das receitas do governo.

Foi nessa época, então, que um acordo entre governo e oposição dividiu metade das licenças da Equinor com um fundo estatal soberano, o State's Direct Financial Interest (SDFI), criado em janeiro de 1985. A pesquisadora da Coppe da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Raquel Almeida (2015) em sua tese de doutoramento¹ explicou o funcionamento desse fundo:

O SDFI [...] é um sistema criado com intuito de separar as participações do Estado e da Statoil. Como um dos vários proprietários, o Estado cobre a sua parte dos investimentos e custos, e recebe uma parcela do lucro correspondente da licença de produção. Os investimentos no SDFI são determinados quando da concessão das licenças de produção e as participações variam caso a caso. Por meio dos SDFI, o Estado norueguês detém uma parcela de alguns campos de petróleo e gás natural, oleodutos e instalações na costa.

Como a administração pública da Noruega não estava organizada para realizar atividades comerciais na escala exigida pelo SDFI, o Ministério do Petróleo e Energia solicitou à Equinor que atuasse como gerente desse acordo. Entretanto, a Equinor requisitou que fosse preservada a sua atuação em grandes campos petrolíferos, como Statfjord. Dessa forma, o SDFI passou a partilhar as licenças de produção a outras empresas petrolíferas, ao mesmo tempo em que o Estado, por meio da Equinor, mantinha sua posição nas concessões de petróleo e gerenciava o fundo.

No final dos anos 1980, a Noruega atingiu um volume considerável de reservas de petróleo (cerca de 15 bilhões de barris) e, simultaneamente, o crescimento da produção fez com que os recursos fiscais oriundos do petróleo já adquirissem um peso significativo nos gastos orçamentários do país. Segundo o professor da Universidade de Oslo, Einar Lei, apesar dos valores recebidos pela exploração petrolífera terem sido destinados para gastos sociais e de infraestrutura, “eles também financiaram projetos dos congressistas e de seus aliados ou do próprio Executivo, [...] o que trouxe um caos para as finanças públicas”² (LIE, 2018). A queda do preço do barril do petróleo,

1 ALMEIDA, R. F. **Políticas de conteúdo local e setor pera-petroleiro**: uma análise comparativa entre Brasil e Noruega. 134 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

2 LIE, E. Learning by failing: the origins of the Norwegian Oil Fund. **Scandinavian Journal of History**, v. 43, issue 2, p. 284-299, feb. 2018.

ao longo daquela década, impactou negativamente as receitas públicas em 1988 – o equivalente a cerca de 20% do PIB – e, posteriormente, reverberou para o setor financeiro provocando uma crise bancária que resultou na falência de várias instituições.

Esse cenário intensificou um debate sobre a gestão dos recursos oriundos da exploração e produção petrolífera entre os membros do Parlamento e do Executivo do governo norueguês. Além dos problemas observados no próprio país, havia um temor, principalmente entre os gestores do Ministério das Finanças, de que a Noruega repetisse os equívocos ocorridos na Holanda.

A decisão acordada foi a de criação, em 1990, de um fundo soberano – denominado Government Petroleum Fund – que seria abastecido com as rendas do petróleo norueguês. De acordo com o Banco da Noruega, existiam três grandes tipos de rendas provenientes da atividade petrolífera: (i) as receitas e os lucros da venda de petróleo do SDFI; (ii) os dividendos pagos pela Equinor; (iii) os tributos (*royalties*, taxas sobre a emissão de CO₂ etc.) incidentes sobre a produção das operadoras estrangeiras. Tal fundo foi pensado como uma espécie de poupança futura para contrabalançar a inevitável queda de receitas quando a produção de petróleo da Noruega iniciasse a sua curva de declínio.

O primeiro depósito ocorreu em maio de 1996 pelo Ministério das Finanças e, desde essa época, foi administrado pelo Banco da Noruega. No primeiro ano, os recursos do fundo eram aplicados exclusivamente em títulos do governo. Entre 1997 e 2001, foi autorizada a diversificação de até 40% dos investimentos em ações e investimentos no exterior, inclusive em empresas privadas.

Com a abertura de capital da Equinor naquele último ano, ocorreram mudanças importantes tanto na gestão do fundo, como na aplicação dos recursos. Primeiro, o governo permitiu que os investimentos fossem dirigidos para renda fixa, incluindo instituições financeiras internacionais.

Segundo, de acordo com um trabalho organizado por pesquisadores da USP³, ainda em 2001,

o parlamento norueguês decidiu instituir um Regulamento Orçamentário para o fundo soberano, no qual se determinou que somente os retornos positivos projetados dos

3 SILVA, I. M. M. et al. A comparison between Norwegian Government Pension Fund and Brazilian Pre-Salt Social Fund. In: **New Energy Landscape: Impacts for Latin America**, Rio de Janeiro, abr. 2017.

investimentos, em termos reais, poderiam ser transferidos anualmente para o orçamento público e, caso os valores arrecadados fossem maiores que aqueles orçados, estes deveriam ser reinvestidos do fundo. Dessa forma o fundo não teria perdas do seu principal [...] (SILVA, 2017).

Terceiro, foi criada a Petoro uma empresa 100% estatal responsável tanto por gerenciar o portfólio de petróleo e gás do Estado nacional quanto administrar os recursos provenientes do SDFI. Como lembra a mesma Almeida (2015), “com a privatização parcial da Statoil, em 2001, surgiu o temor de um possível conflito de interesses na administração dos recursos do SDFI”.

A partir de 2007, já sob a alcunha de Government Pension Fund Global (GPF), a gestão do fundo soberano se tornou mais complexa sendo abertas, gradualmente, novas formas de alocação dos investimentos, como no novo mercado e no setor imobiliário, e proibindo que tais inversões fossem realizadas dentro da Noruega. Isso visou impedir a disputa federativa sobre os recursos e a geração de efeitos inflacionários internamente. Atualmente, as regras para aplicação são as seguintes: até 60% no mercado acionário de qualquer modalidade, de 35% a 40% em renda e 5% no mercado imobiliário, sendo que foi estipulado um teto de 4% dos recursos do GPF para o uso com despesas correntes.

Simultaneamente a essas transformações na aplicação dos recursos, em relação à composição do GPF, o governo norueguês conseguiu se apropriar crescentemente da renda petrolífera, não apenas pelos dividendos da Equinor e de uma ampla base tributária, mas pelo crescimento da Petoro.

A Petoro não tem a função de operar campos de petróleo, mas sim de gerir a carteira do SDFI e dos recursos provenientes da produção petrolífera a ela associada, bem como de criar valor ao Estado por meio da participação ativa como concessionária em licenças prioritárias de exploração e produção de petróleo. Além de apresentar uma estrutura enxuta, a atuação da Petoro se baseia em regras bem próximas às das demais empresas parceiras, isto é, a estatal foi obrigada ao longo do tempo a arcar com os custos e riscos exploratórios. A diferença mais importante está na tributação imposta à estatal, como explica um documento do Banco da Noruega⁴:

4 AAMODT, E. **The petroleum fund mechanism and Norge's Bank foreign exchange purchase for the GPF**. Market Operations and Analysis/Economic Commentaries. Oslo: Norges Bank, 2012.

o SDFI [gerenciado pela Petoro] gera receitas em moeda estrangeira e, como não paga os tributos referente à renda do petróleo [uma vez que todo o recurso gerado de sua atividade fica para o próprio Estado norueguês], suas receitas são transferidas diretamente para o governo em moeda estrangeira e, como os investimentos são aplicados no exterior, não necessitam de ser convertidos em moeda nacional (AAMODT, 2012).

Integrando atualmente 186 licenças de produção em 21 campos na Noruega, as participações do SDFI, gerenciadas pela operadora Petoro, variam entre 5% a 65% em vários campos de petróleo na plataforma continental, porcentagens que tendem a modificar conforme o potencial da reserva. Interessante notar, entretanto, que na carteira do SDFI a produção de campos maduros é dominante na composição dos seus ativos. De acordo com o último relatório divulgado pela Petoro, estes foram responsáveis por 70% da produção total de petróleo e gás natural liquefeito da empresa em 2018.

Ademais, como o governo norueguês reivindica a propriedade de todos os recursos no mar e sob o mar na área geográfica conhecida como plataforma continental norueguesa, a Petoro também pode também decidir se ficará de fora de certas áreas.

Essa atuação da Petoro, somados aos dividendos da Equinor e às tributações impostas às operadoras de petróleo, permite ao governo norueguês abocanhar 78% de toda renda petrolífera, sendo 28% referente aos lucros e dividendos das empresas e 50% aos tributos cobrados na operação.

Em função da alta apropriação da renda petrolífera, associada a uma regulação forte na aplicação dos recursos, o GPFG tem uma carteira de investimentos superior a US\$ 1 trilhão, o que equivale a aproximadamente US\$ 189 mil para cada um dos 5,3 milhões de noruegueses. Como a produção da Noruega está em declínio, saindo de 3,1 milhões de barris/dia em 2001 para 1,5 milhão de barris/dia em 2018, os debates sobre o uso dos recursos do fundo no médio prazo devem crescer nos próximos anos.

Independente disso, torna-se um truísmo observar que a gestão do GPFG apresenta grandes êxitos que, na visão dos autores, são explicados por algumas das diretrizes que sustentam a gestão fiscal do setor petrolífero norueguês, a saber: (i) a Petoro e a Equinor permitem ao Estado que, simultaneamente, tenham uma administração integrada da produção de petróleo e da sua geração de receitas; (ii) há uma separação clara entre os interesses empresariais da Equinor e

dos interesses estatais com a produção de petróleo que é coordenada pela Petoro; (iii) a gestão fiscal do fundo impede a disputa fiscal a partir da adoção de regras rígidas de gasto e aplicação dos investimentos exclusivamente no exterior; (iv) há uma estratégia de diversificação e gestão dos investimentos que dilui os riscos, inclusive os cambiais; (v) a estratégia do fundo, desde seu começo, está atrelada a um objetivo de longo prazo que é criar alternativas à indústria petrolífera, quando esta perder seu fôlego, a partir de uma ampla capacidade de investimentos.

Se o princípio do Fundo Social do pré-sal teve alguma inspiração no modelo norueguês, as sucessivas disputas fiscais, o uso dos recursos do pré-sal no curto prazo e a crescente perda de controle do Estado sob a gestão do setor comprovaram e comprovam que essa inspiração se transformou numa espécie de “sonho de uma noite de verão”.

O REFINO NO DESENVOLVIMENTO DA COREIA DO SUL*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

O mais recente balanço energético mundial divulgado pela British Petroleum (BP) indicou transformações importantes na indústria petrolífera. Além dos aspectos mais citados pelos especialistas, como a ascensão chinesa enquanto grande demandante de petróleo e principal investidor do refino mundial, ou a expansão acelerada da produção americana colocando o país numa posição de exportador de petróleo, outros fatores têm sido pouco discutidos nas principais análises sobre o setor de petróleo e gás natural.

Um desses fatores foi a rápida reconfiguração do refino mundial. Desde o início do século XXI, os países do Sul e do Sudeste asiático ampliaram sua participação no parque de refino global ocupando, principalmente, o espaço nas nações europeias. China, Índia e Coreia do Sul lideraram esse processo, aumentando, entre 2001 e 2018, a capacidade diária de refino dos seus países em, respectivamente, 9,4 milhões de barris (mdbl), 2,7 mdbl e 1,0 mdbl. Para se ter uma ideia da representatividade desses valores, no mesmo período, o crescimento da capacidade diária de processamento de derivados de petróleo no mundo foi de 16,7 milhões de barris, ou seja, chineses, indianos e sul-coreanos foram responsáveis por quase 80% desse crescimento.

* Versão modificada do artigo publicado originalmente no Brasil Energia, em julho de 2019.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Inep) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

Os casos de China e Índia responderam ao acelerado aumento do consumo diário de petróleo e derivados nos dois países. Todavia, o caso da Coreia do Sul foi particularmente diferente, uma vez que, nas últimas duas décadas, o aumento do parque de refino sul-coreano foi significativamente superior ao da demanda por petróleo e derivados. Com efeito, em 2018, a Coreia do Sul alcançou uma capacidade diária de refino de 3,3 mbbl, enquanto o consumo diário de derivados do país foi de 2,8 mbbl, ou seja, uma parcela considerável do aumento do parque de refino não foi para atender ao mercado interno.

Mas, então, qual foi a principal razão que determinou a estratégia sul-coreana para o mercado de refino?

Segundo o pesquisador da National Research University Higher School of Economics, Antwi Oliver, a Coreia do Sul tem desenvolvido uma estratégia de suporte à exportação de derivados de petróleo

em função da demanda por petróleo na Ásia apresentar uma trajetória de expansão, uma vantagem – em razão da proximidade geográfica – da qual os sul-coreanos têm se aproveitado para se tornar um dos gigantes produtores globais em refinados de petróleo (OLIVER, 2018)¹.

Em 2017, a Coreia do Sul exportou 1,4 mbbl por dia de produtos refinados de petróleo, sendo a sua maioria gasolina e querosene de aviação.

Como já observado, entre 2001 e 2018, a Coreia do Sul ampliou a sua capacidade diária de processamento de derivados em 1 mbbl, fazendo com que o país saltasse da 12^a para a 5^a posição entre os países com maior parque de refino do mundo. Nesse período, observaram-se dois movimentos na indústria de petróleo do país. Desde 2001, as empresas do setor realizaram investimentos na ampliação da capacidade das refinarias já existentes, e, nos últimos cinco anos, foram instaladas novas refinarias no país.

Além disso, as plantas locais tiveram sua estrutura de coqueamento modernizada a fim de aumentar o processamento de derivados de maior valor agregado e que possui maior demanda para exportação, como gasolina, diesel e querosene de aviação.

1 OLIVER, A. W. **The strategic crude oil industry of South Korea: consumption, import, refineries and exports.** Discussion Paper. Moscow: National Research University Higher School of Economics, 2018. Mimeografado.

Outros investimentos incluíram a adição de unidades de dessulfuração para produzir óleo de queima mais limpa.

No início deste século, a Coreia do Sul possuía cinco grandes refinarias (duas da coreana SK-Energy, uma da GS-Caltex, uma da Hyundai Oil Bank e uma da S-Oil) com capacidade de processamento de 2,3 mbbl por dia. Até 2014, essas quatro petrolíferas aumentaram em mais de 800 mil barris por dia tal capacidade, sendo a S-Oil e a GS-Caltex responsáveis por mais de dois terços desse aumento.

Desde 2015, foram inauguradas mais duas refinarias no país por meio de *joint-ventures*. A primeira, entre a Hyundai Oilbank e a empresa coreana de petroquímica Lotte, com um volume máximo de processamento de 121 mil barris por dia, e uma segunda entre a petrolífera francesa Total e o grupo químico Hanwha, com capacidade diária de refinar 167 mil barris de derivados, segundo a Agência de Energia dos Estados Unidos (EUA).

Apesar de, nos últimos três anos, a GS-Caltex e a S-Oil terem diminuído seu parque de refino em, respectivamente, 85 mil e 43 mil barris por dia, a entrada dessas duas refinarias mais do que compensou essa queda.

A *joint-venture* Hanwha/Total já anunciou a realização de mais de US\$ 750 milhões em investimentos para dobrar a capacidade de sua refinaria, que possui também um complexo petroquímico. A Hyundai Lotte também montou uma refinaria associada a um complexo petroquímico e já divulgou a construção de uma nova planta, com previsão de iniciar operações em 2021, cujos investimentos estão estimados em torno de US\$ 2,5 bilhões.

Além das duas *joint-ventures*, a S-Oil já firmou um acordo com a Saudi Aramco para a construção de um novo complexo petroquímico no valor de US\$ 4,5 bilhões, cuja demanda por matérias-primas deve ser atendida pela petrolífera saudita e cuja oferta busca alcançar os países asiáticos vizinhos, principalmente a China.

As parcerias com grandes companhias de petróleo, como a Total e a Saudi Aramco, visam assegurar às refinarias e petroquímicas do país a aquisição de matérias-primas para o seu funcionamento. Em 2017, por exemplo, a Coreia do Sul importou cerca de 3 mbbl por dia de petróleo e condensados, tornando-se o quinto maior importador mundial desses produtos.

Essas associações são estratégicas para o país reduzir os efeitos da volatilidade do mercado internacional de petróleo. Outra medida adotada pelo país é o suporte aos investimentos das empresas privadas e da estatal Korea National Oil Corporation (KNOC) em campos de petróleo no exterior. Tal medida explicou o crescimento

da produção da KNOC nos últimos anos, atingindo o valor de 116 mil barris por dia de petróleo.

Apesar de não ter uma demanda tão elevada por combustíveis – em comparação aos grandes demandantes globais, como EUA, China e Índia – e possuir um volume ínfimo de reservas de petróleo, a Coreia do Sul desenvolveu uma estratégia de ampliação da indústria de refino e petroquímica ancorada nos mercados de outros países asiáticos. Para isso, buscou atrair o capital de petrolíferas estrangeiras, mas sempre associado com empresas privadas nacionais – que também realizaram novos investimentos nos seus parques de refino – a fim de assegurar um processo coordenado de expansão da indústria petrolífera do país. Dentro dessa coordenação, a estatal KNOC tem um papel importante a fim de articular os investimentos de refino de acordo com a demanda estrangeira de derivados, bem como com a expansão da produção de petróleo cru das empresas sul-coreanas. Ainda que seja pequena, a busca por ampliar a produção de petróleo das petrolíferas nacionais tem sido fomentada por intermédio de incentivos do governo do país.

É um projeto extremamente ousado para um país com baixíssimas vantagens comparativas no setor, mas que já funcionou nos anos 1970, quando a política de conteúdo nacional da Coreia do Sul permitiu a formação de uma indústria de fornecedores sul-coreanos capazes de competir globalmente, inclusive com países que apresentavam grandes reservas de petróleo e gás natural. Independentemente de ter ou não petróleo, a Coreia do Sul entendeu que esse recurso energético é, efetivamente, uma ponte para o desenvolvimento econômico e industrial no longo prazo.

RELAÇÃO ENTRE ESTADOS E EMPRESAS PETROLÍFERAS NOS EUA E GRÃ-BRETANHA*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

William Vella Nozaki***

Recentemente, o Ministro da Economia, Paulo Guedes, anunciou um amplo pacote de privatizações e sinalizou que até o final do governo quase todo o sistema estatal produtivo, incluindo a Petrobras, deveria ser vendido à iniciativa privada. Tais afirmações reacenderam o debate sobre o papel público da Petrobras e as vantagens/desvantagens de uma possível privatização. Esse texto visa contribuir com esse debate apontando as particularidades da relação entre o Estado nacional e a indústria petrolífera, principalmente na era *offshore*.

Ainda que as primeiras descobertas de petróleo no mar (*offshore*) tenham ocorrido nos anos 1910, o marco inicial da exploração petrolífera *offshore* se deu nos anos 1940. Foram consideradas as primeiras explorações economicamente viáveis de petróleo no mar no Golfo do México, no estado americano da Louisiana, em 1947, e no Mar Cáspio, na antiga União Soviética, em 1949.

Vários fatores influenciaram no avanço da fronteira petrolífera para o mar, como: (i) a crise geopolítica no Oriente Médio –

* Publicado originalmente no *Le Monde Diplomatique*, em setembro de 2019.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

*** Doutorando em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (Fesp-SP).

principalmente no Irã – que ameaçou a posição das empresas britânicas na região, notadamente a BP; (ii) o esgotamento das reservas *onshore* dos Estados Unidos; (iii) o acelerado consumo de derivados de petróleo num período de industrialização e reconstrução dos países em desenvolvimento; (iv) as inovações técnicas e tecnológicas para descoberta, de petróleo e, principalmente, para a construção de equipamentos adequados à exploração de petróleo em alto mar; (v) o crescente risco das nacionalizações do setor dos principais países produtores de petróleo, principalmente na América Latina e no Oriente Médio.

Todos esses aspectos transformaram a descoberta de petróleo *offshore* não apenas numa estratégia de sobrevivência das grandes empresas do setor – conhecidas como Sete Irmãs –, como também numa política de Estado. Isso ocorreu principalmente nas nações que, ao mesmo tempo, eram importantes consumidores de petróleo e possuíam as principais empresas do setor, ou seja, os Estados Unidos e a Grã-Bretanha. Não foi mera coincidência que duas das fronteiras marítimas mais exploradas a partir dos anos 1950 foram o Golfo do México, na costa americana, e o Mar do Norte, na costa britânica.

Como mencionado, ainda que o esforço em aprendizados técnicos e tecnológicos fossem vitais para a realização de novos empreendimentos de exploração e produção de petróleo no mar, a ação estatal se mostrou fundamental.

Em primeiro lugar, porque inexistia uma regulação para a exploração *offshore* que garantisse uma estabilidade jurídica para a realização desta atividade. Em segundo lugar, porque havia riscos geopolíticos consideráveis, uma vez que os investimentos muitas vezes eram realizados em “águas internacionais” e demandavam bastante articulação em termos de política externa. E, em terceiro lugar, porque se apresentava um elevado grau de incerteza sobre os retornos dos investimentos que precisavam ser realizados, o que gerava um risco imenso de capital e de mercado.

No caso da Grã-Bretanha, um país marcado ideologicamente pelo liberalismo econômico e pela liberdade da atuação empresarial, o conjunto de riscos associados ao setor petrolífero motivou uma maior atuação do Estado no suporte ao desenvolvimento da indústria *offshore* britânica, como analisou Nelsen (1992):

Os britânicos, com o seu amplo envolvimento político e comercial no Oriente Médio, não quiseram criar um precedente prejudicial para os interesses britânicos no estrangeiro e, por isso, buscavam um sistema de

licenciamento não muito intervencionista no seu país. Ao lado dessa questão geopolítica, a prioridade da Grã-Bretanha era conseguir a autossuficiência em petróleo. Por essa razão, foram oferecidas condições favoráveis para exploração dando liberdade à atuação empresas e priorizando os seus interesses. As considerações em termos de política externa encorajaram os políticos britânicos para limitar a intervenção na indústria petrolífera. [Apesar disso], o sistema criado [...] também introduziu incentivos desenhados para encorajar a rápida exploração e desenvolvimento. O tamanho pequeno dos blocos, a implementação de taxas progressivas foram exemplos de medidas para acelerar o desenvolvimento da exploração *offshore* no Mar do Norte. Além disso, a alocação dos blocos seguiu as diretrizes do Ministério de Defesa, atendendo também aos interesses da política de defesa da Grã-Bretanha¹.

Como se observa, os britânicos buscaram atender os interesses das suas operadoras e, simultaneamente, às preocupações da sua política de defesa. E os próprios interesses das operadoras, muitas das vezes, demandavam ações estatais como medidas específicas fiscais e financeiras. A primeira regulação da exploração dos campos *offshore* britânicos, promulgada em 1964, já apresentava alguns dos aspectos importantes para o Estado nacional.

Tal regulação se baseava na necessidade de incentivar a exploração mais rápida e completa dos recursos petrolíferos na plataforma continental. Além disso, havia a exigência de que o requerente de uma licença fosse constituído no Reino Unido e de que os lucros das operações fossem tributados neste país. Buscava-se ainda analisar o programa de trabalho do requerente, a sua capacidade e recursos para o implementar, bem como as suas contribuições ao desenvolvimento dos recursos da plataforma continental e para o desenvolvimento da economia de combustível britânica em geral.

Embora buscasse dar liberdade à atuação das operadoras, a política de petróleo *offshore* na Grã-Bretanha foi estruturada, em última instância, a partir de uma visão de Estado nacional, articulando os objetivos de acelerar a produção, atrair investimentos, desenvolvimento da indústria de derivados, atender a sua política de defesa entre outros.

1 NELSEN, B. F. Explaining Petroleum Policy in Britain and Norway, 1962-1990. *Scandinavian Political Studies*, v. 15, n. 4, p. 307-328, 1992.

No caso dos Estados Unidos, as medidas de protecionismo à indústria *offshore* foram bem mais agressivas do que na Grã-Bretanha, fazendo com que o analista da Universidade de Iowa, Tyler Priest (2007)², afirmasse que em 1960 “os Estados Unidos eram um dos mercados de petróleo mais protegidos do mundo”. Desde 1947, o governo americano implementou várias políticas de fiscais, financeiras e tecnológicas para proteger as suas empresas e, ao mesmo tempo, desenvolver o setor petrolífero em alto mar.

Na década de 1950, os arranjos de governança na indústria de petróleo dos Estados Unidos permitiram a transferência de diferenciais de renda de áreas produtoras de baixo custo no exterior para os campos americanos de maior custo na fronteira *offshore*. Em 1959, logo após grandes guerras e descobertas petrolíferas, a administração do presidente Eisenhower restringiu o fluxo de importações baratas para os Estados Unidos ao impor cotas obrigatórias para o petróleo que poderia ser vendido nos Estados Unidos do exterior.

Isso impôs um custo adicional aos competidores externos em relação aos produtores americanos que, com a ausência dessa medida, teriam de abandonar as suas operações no Golfo do México. Tais quotas foram ampliadas na gestão Kennedy, criando um vasto mercado para os produtores de petróleo da costa americana.

Uma política de financiamento (*leasing*) específica para o setor petrolífero *offshore* motivou que novas empresas, com baixa capacidade inicial de investimento, pudessem arrendar diversas áreas exploratórias. Tal medida, estruturada a partir de 1962, visava manter a indústria de perfuração ocupada por cinco anos e atrair múltiplos atores para a indústria de petróleo em alto mar.

Além dos incentivos fiscais e financeiro, o governo federal também ajudou a indústria de outras formas. Sistemas de radioposicionamento desenvolvidos pela Marinha para a guerra provaram ser essenciais para a exploração de petróleo *offshore*. A Unidade Experimental de Mergulho da Marinha treinou mergulhadores em operações de salvamento submarino e desenvolveu técnicas de mergulho de gás misto e saturação, impulsionando o negócio de mergulho comercial do pós-guerra que se tornou um complemento vital para a indústria *offshore*.

Empresas de construção da Costa do Golfo, como a Brown & Root e a J. Ray McDermott, adquiriram embarcações de aterragem com excedentes de guerra por valores subsidiados e as converteram

2 PRIEST, T. Extraction Not Creation: The History of Offshore Petroleum in the Gulf of Mexico. **Enterprise & Society**, v. 8, n. 2, p. 227–267, jun. 2007.

em sondas de perfuração, barcos de abastecimento e de tripulação e navios de construção e de assentamento de condutas.

A aceleração das atividades petrolíferas no Mar do Norte e no Golfo México permitiu que, no início dos anos 1970, grandes empresas de Estados Unidos e Grã-Bretanha, como a Chevron e a BP, já estivessem direcionando boa parte de seus investimentos para aquelas regiões. A BP já tinha lançado um programa exploratório de larga escala no Mar do Norte e a Chevron já vinham direcionando grandes investimentos no Golfo do México.

Para se ter ideia da importância deste esforço, entre 1947 e 1972, as reservas de petróleo *offshore* de Estados Unidos e Europa Ocidental (basicamente o Mar do Norte) já estavam num patamar próximo das reservas *offshore* da América Latina que tinham produtores tradicionais como México e Venezuela, onde já existiam investimentos também em programas exploratórios no mar. Como observado, isso somente foi possível a partir de uma forte atuação e coordenação do Estado Nacional.

Embora as empresas desses países fossem majoritariamente privadas, em última instância, elas se favoreceram do protecionismo e das condições favoráveis oferecidas pelas políticas públicas. Mas, também, eram instrumentos importantes de política externa e econômica segundo os objetivos de cada Estado Nacional.

Aliás, até hoje, mesmo após mais de cinquenta anos de desenvolvimento da indústria petrolífera *offshore*, tais empresas continuam sendo instrumentos dos seus Estados nacionais e recebendo tratamento privilegiado. Isso porque o petróleo não é e nunca terá um proprietário individual, mas sempre fará parte de uma estratégia de Estado, pelo menos daqueles que buscam ter relevância no sistema internacional, pois se trata da mais (geo)política de todas as *commodities*.

Esta obra representa uma tentativa virtuosa de posicionar tópicos de forma compatível com sua importância, ampliando um escopo de análise que muitas vezes é apresentado de forma superficial, quando não equivocada, nos veículos majoritários de comunicação social. Por isso, este livro, que contém uma série de artigos incisivos e exploratórios, produz um esforço de análise comprometido com a ideia de que um país precisa, antes de tudo, de um projeto. Um projeto que não pode ser pautado por lógica outra que não a do interesse público. Cabe a nós, cidadãos e cidadãs, debruçarmo-nos em diálogos prolíficos e corajosos como os propostos pelo Inep.

Jean Paul Prates

Mestre em Planejamento Energético e Gestão Ambiental pela Universidade da Pennsylvania. Foi presidente do Centro de Estratégias em Recursos Naturais e Energia (Cerne) e ex-assessor jurídico da Petrobras Internacional (Braspetro). Atualmente é Senador da República.

ISBN: 978-65-87718-02-6



9 786587 718026