

ENERGIA E PETROLÍFERAS GLOBAIS: TRANSFORMAÇÕES E CRISE

Rodrigo Leão
William Nozaki
(Organizadores)

Prefácio de Celso Amorim

★ INEEP



ENERGIA E PETROLÍFERAS GLOBAIS: TRANSFORMAÇÕES E CRISE

**Rodrigo Leão
William Nozaki**
(Orgs.)

Rio de Janeiro
INEEP – FLACSO
2018



Copyright © 2018 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 e Diagramação: Marcelo Giardino

Revisão: Margareth Doherty

L437c

Leão, Rodrigo.

Energia e petrolíferas globais: transformações e crise /
Rodrigo Leão; William Nozaki (orgs.) – Rio de Janeiro :
INEEP – FLACSO, 2018.

144 p.

ISBN 978-85-60379-51-4

e-ISBN 978-85-60379-50-7

1. Energia. 2. Crise. 3. Petróleo – Recurso econômico. I.
Título.

CDD: 338.27282

CDU: 665.6

Ficha catalográfica elaborada por Jenifer Geruza Moraes de Paula – CRB7 023/18

INEEP

Av. Rio Branco, 133, 21º andar,

Centro – CEP20040-006– Rio de Janeiro – RJ – Brasil

Tel.: 55 21 3852 5002 ramal 214

<http://ineep.org.br>

SUMÁRIO

Prefácio	
Celso Amorim	9

Apresentação	
Rodrigo Leão	
William Nozaki	13

BLOCO I

A doutrina de segurança e de energia dos Estados Unidos

A síndrome de Babel e a nova doutrina de segurança dos Estados Unidos	
José Luís da Costa Fiori	19

O <i>shale gas</i> e o protagonismo americano no mercado de energia global	
José Sérgio Gabrielli de Azevedo	
Rodrigo Pimentel Ferreira Leão	27

A estratégia americana de energia e de suas petrolíferas privadas: a centralidade de México e Brasil	
Caroline Scotti Vilain	31

BLOCO II

Transição e renovação global da matriz energética

O gás natural na transição energética global da China	
Rodrigo Pimentel Ferreira Leão	39

Os biocombustíveis, a Europa e a Petrobras na contramão	
Rodrigo Pimentel Ferreira Leão	45

A ascensão dos renováveis e a estratégia da BP: o caso da energia solar	
Rodrigo Pimentel Ferreira Leão	49

BLOCO III

Os casos de corrupção das *International Oil Companies* (OIC)

Poder econômico e corrupção: afinal qual é a peculiaridade brasileira?	
William Nozaki	57

As petroleiras estrangeiras são menos corruptas do que a Petrobras?	
William Nozaki	63

A Shell e a corrupção na Nigéria	
William Nozaki	67

A Statoil e a corrupção em Angola	
William Nozaki	71

BLOCO IV

O pré-sal e os interesses em jogo: realidade e desafios

A trajetória do pré-sal: a aposta vira realidade	
Eduardo Costa Pinto	77

Grupos de pressão e o pré-sal: antecedentes da crise	
William Nozaki	81

O pré-sal e a regulação: interesses nacionais ou estrangeiros?
Rodrigo Pimentel Ferreira Leão | 87

Leilão do pré-sal: a vez das petroleiras americanas
Cloviomar Cararine Pereira | 93

Sucesso ou fracasso?
Cloviomar Cararine Pereira
Eduardo Costa Pinto
Rodrigo Pimentel Ferreira Leão
William Nozaki | 99

BLOCO V

A (des)organização da gestão do setor petroleiro: a desarticulação tecnológica, do conhecimento e da qualificação profissional

A Petrobras e a nova política interna de gestão dos recursos humanos: meritocracia ou insegurança para o trabalhador?
Rafael Rodrigues da Costa
William Nozaki | 107

A desarticulação do parque tecnológico de petróleo
Paola Azevedo | 115

Capacidade Tecnológica e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Petrobras: do PROCAP a desestruturação
Eduardo Costa Pinto
William Nozaki | 121

O abandono do Prominp e o retrocesso da política de qualificação profissional
Rodrigo Pimentel Ferreira Leão | 125

BLOCO VI

Interpretações sobre a política de preço e de refino da Petrobras

O que está por trás do aumento dos preços de combustíveis?

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão

Eduardo Costa Pinto | 131

Parente garantiu lucratividade para a Petrobras?

Eduardo Costa Pinto | 135

Um pouco de economia na discussão do preço dos combustíveis

José Sérgio Gabrielli de Azevedo | 139

PREFÁCIO

Celso Amorim*

Pensar no Brasil que queremos implica refletir sobre o mundo em que nosso país está inserido e na forma como nos relacionamos com outros atores do cenário internacional, especialmente outros Estados. Até o final do século passado, o Brasil basicamente aceitava como um fato da vida sua circunstância de país periférico, que procurava extrair vantagens do relacionamento privilegiado com nações desenvolvidas, sobretudo os Estados Unidos da América. Embora não tenham faltado iniciativas nominalmente voltadas para a integração regional e para a cooperação com outras nações em desenvolvimento, tais iniciativas eram cercadas de cuidados, de modo a não ofender a potência hegemônica.

Esse cenário se alterou radicalmente a partir do governo Lula. A diplomacia brasileira, durante esses anos, foi posta a serviço do desenvolvimento nacional, ampliando os horizontes para as exportações e os investimentos na América do Sul, na África, nos países árabes e em grandes mercados como a China, a Rússia, a Índia, a Indonésia e muitos outros. Ao lado disso, não permitimos que acordos regionais claramente lesivos ao desenvolvimento autônomo do

* Ex-ministro das Relações Exteriores no Governo Lula e ex-ministro de Defesa no governo Dilma.

nosso país, notadamente a Área de Livre Comércio das Américas (ALCA), fossem concretizados. Atitudes firmes nas negociações da ALCA e da Organização Mundial do Comércio (OMC) permitiram manter importante margem de manobra para políticas industriais, agrícolas e sociais. Preservamos nossa liberdade para a utilização de medicamentos genéricos, ampliando a cobertura de saúde da população. Fizemos uso, quando necessário, de licença compulsória, valendo-nos das “flexibilidades” garantidas na declaração de Doha sobre propriedade intelectual e saúde. Na OMC, especialmente na reunião ministerial de Cancún, no México, em agosto de 2003, lideramos o combate aos subsídios às exportações agrícolas e outras distorções neste setor, o que não só assegurou espaço para o agronegócio brasileiro, mas também contribuiu para preservar nossa agricultura familiar, protegendo-a da concorrência desleal.

Essas ações foram acompanhadas de passos decisivos no incremento da Cooperação Sul-Sul, em benefício de outros países em desenvolvimento na América Latina e no Caribe, na África e até mesmo em nações mais distantes, como o Timor-Leste. A criação de foros como o IBAS (Índia, Brasil e África do Sul) e o BRICS (os mesmos países mais Rússia e China) ampliou nossa capacidade de ação diplomática, na medida em que contribui para uma ordem mundial em que o poder esteja menos concentrado em uma potência hegemônica.

Esse novo contexto, obviamente, alterou o posicionamento internacional do Brasil, aproximando o país de regiões em desenvolvimento e assegurando a condução de questões importantes – como o comércio exterior e as discussões no âmbito econômico-financeiros – de modo mais em acordo com os interesses nacionais. Essa também foi a lógica que determinou a gestão do governo brasileiro no setor petroleiro, principalmente com a descoberta do pré-sal.

As descobertas no pré-sal, localizadas na Amazônia Azul, elevaram o Brasil a um novo patamar de reservas e produção de petróleo e gás natural. Vários desses ativos podem se tornar objeto de dramática competição internacional. Vemos que situações conflituosas continuam a produzir-se do Oriente Médio ao Chifre da África e ao Nordeste Asiático. Nada garante que a rivalidade entre potências de fora de nossa região não tenha rebatimento em áreas de nosso direto interesse.

A grandeza desses recursos, num cenário em que a disputa global tende a se acirrar, fez com que o governo brasileiro, além de fortalecer nossa defesa por meio de projetos como o do submarino de propulsão nuclear, cuidasse de repensar a regulação e a forma

de exploração do petróleo brasileiro. Nesse sentido, foi criada a Lei da Partilha, que assegurou uma internalização maior de recursos do pré-sal e aumentou o controle nacional sobre a exploração do petróleo por intermédio da Petrobras, como operadora única nessa área. Por trás dessa nova concepção, buscava-se garantir a apropriação efetiva pelos brasileiros de uma riqueza nacional, fortalecendo, dessa forma, a nossa própria soberania.

No entanto, a queda da presidenta Dilma, por meio de um golpe parlamentar, sustentado pela grande mídia e apoiado por setores da sociedade brasileira inconformados com a ascensão dos mais pobres e com nossa autonomia no plano externo, trouxe uma nova configuração ao poder político. A ascensão do regime daí resultante modificou um cenário, que ainda estava sendo construído e implementado. A Lei da Partilha foi profundamente alterada, tirando-se o controle da operação das mãos da Petrobras. Em paralelo os leilões do pré-sal têm sido acelerados, atendendo às empresas estrangeiras em detrimento aos interesses nacionais.

Os artigos publicados pelos pesquisadores do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível Zé Eduardo Dutra (INEEP) trazem ao grande público uma importante reflexão sobre as mudanças do setor de petróleo e energia brasileiro, permitindo uma leitura adequada do que vem ocorrendo, em termos de economia política, com impacto direto no exercício da nossa soberania. Tal leitura busca incorporar a visão e os interesses dos diferentes atores nacionais e internacionais envolvidos no petróleo brasileiro, bem como uma avaliação crítica da retórica utilizada para justificar os retrocessos que têm sido impostos ao país. A presente obra é uma contribuição importante para que a sociedade brasileira possa ter uma visão clara do que está em jogo com o conjunto de mudanças negativas introduzidas pelo golpe no setor petrolífero, bem como sua relação com a atual crise vivenciada no país.

APRESENTAÇÃO

Rodrigo Leão*

William Nozaki**

Nos últimos anos, a Petrobras tem passado por diversas mudanças estruturais baseadas nas políticas de desinvestimentos e venda de ativos. Esse processo se inicia pela redução dos investimentos realizados pela estatal e pela venda de ativos considerados não estratégicos ao negócio de uma empresa de petróleo e gás, principalmente a partir de 2015.

Logo após assumir a presidência da Petrobras, Aldemir Bendine anuncia um plano ousado de desinvestimentos como forma de superar a perda do *investment grade* da Petrobras e a expansão do endividamento da companhia. Na ocasião, a Petrobras se dispôs a vender US\$ 13,7 bilhões (cerca de R\$ 39,5 bilhões) em ativos entre 2015 e em 2016, com foco nos setores de Gás e Energia, Abastecimento e nas áreas estrangeiras de Exploração e Produção.

Esse plano de desinvestimentos se intensifica, em termos de volume, e se generaliza em termos de segmentos, após a saída de

* Economista, pesquisador visitante do Núcleo de Estudos de Conjuntura da Universidade Federal da Bahia e diretor-técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

** Cientista político e economista, professor da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo e diretor-técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

Bendine e a entrada do novo presidente Pedro Parente. No Plano Estratégico de 2017-2021, divulgado no final de 2016, a Petrobras acelera o ritmo intenso de parcerias e desinvestimentos para o biênio 2017-2018 no valor de US\$ 19,5 bilhões. Além dos setores mencionados, a companhia também decide sair dos segmentos de petroquímica, biocombustíveis e fertilizantes. Após a chegada de Pedro Parente, a gestão da Petrobras tem como enfoque a venda de ativos, a partir de duas lógicas: primeiro, a desintegração da empresa com a Petrobras abandonando vários setores de atuação e, segundo, na venda de ativos de alto valor agregado inclusive aqueles mais estratégicos. A gestão microeconômica da companhia, ao mesmo tempo, retira graus de liberdade da Petrobras na gestão dos preços dos combustíveis e no próprio controle das suas reservas de petróleo.

Além disso, o Governo Federal, em menos de um ano, também tem impulsionado um conjunto de mudanças importantes na regulação de vários segmentos da indústria de petróleo e gás que visa facilitar a entrada dos investimentos estrangeiros e, ao mesmo tempo, retirar vantagens competitivas da indústria nacional. Entre os setores em que já se observa alterações regulatórias, cabe mencionar: a política de conteúdo local, refino, política de exploração e produção, importação de combustíveis entre outros.

Essas transformações, por sua vez, ocorrem num novo cenário geopolítico global. O plano de ascensão internacional chinesa, o acirramento dos conflitos no Oriente Médio e a chegada de Donald Trump à presidência dos Estados Unidos são apenas alguns exemplos de tais alterações. Todas elas, com maior ou menor intensidade, guardam alguma relação com os objetivos de cada Estado Nacional de assegurar fontes de energia capazes de sustentar o crescimento de cada país.

Nesse sentido, a forte exploração do *shale gas* americano, os maciços investimentos chineses em energias renováveis, a disputa em torno do pré-sal brasileiro e a crescente atuação das petrolíferas europeias em energias limpas são movimentos que, cada um à sua maneira, influenciam as estratégias nacionais e internacionais dos diversos países, principalmente aqueles com maior influência no plano geopolítico.

A natureza de cada uma dessas mudanças, sejam elas no Brasil ou no mundo, afeta indubitavelmente o nosso país direta ou indiretamente. Esses efeitos são observados desde a soberania e inserção internacional brasileira até a atual crise econômica brasileira. Evidentemente, eles atingem de forma diferenciada o mercado financeiro, a indústria nacional, os trabalhadores e a sociedade em geral.

Em todo caso, é inquestionável que o redesenho geopolítico do petróleo e do gás natural, as (des)regulação do setor no Brasil e nova visão estratégica da Petrobras tem um impacto central para entender a atual conjuntura política e econômica brasileira, bem como para se pensar em alternativas de uma reconstrução de uma estratégia de desenvolvimento a curto, médio e longo prazo.

A fim de entender essas transformações e de reposicionar o papel do setor energético no debate da reconstrução de uma estratégia de desenvolvimento para o Brasil, o Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) elaborou um extenso conjunto de curtas reflexões sobre todos esses temas, principalmente ao longo do último ano. Entre eles destacam-se, a geopolítica do petróleo, a transição matriz energética global, o papel do Estado no setor petróleo, os interesses internacionais em torno do pré-sal e a gestão macro e microeconômica da Petrobras.

Este livro, portanto, consolida parte dessas reflexões realizadas pelos pesquisadores do INEEP organizadas em seis diferentes seções: (i) a doutrina de segurança e energia dos Estados Unidos; (ii) transição e renovação global da matriz energética; (iii) os casos de corrupção nas *International Oil Companies* (IOCs); (iv) o pré-sal e os interesses em jogo: realidade e desafios; (v) a (des)organização da gestão do setor petróleo: a desarticulação tecnológica, do conhecimento e da qualificação profissional e (vi) interpretação sobre a política de preço de refino da Petrobras.

O espírito da construção de cada um dos textos apresentados nessas seis seções é de contribuir para o debate público, principalmente da classe trabalhadora, bem como de situar a importância estratégica do setor de energia no Brasil e no mundo com uma visão progressista e de sustentabilidade do desenvolvimento brasileiro.

Boa leitura!

BLOCO I

A DOCTRINA DE SEGURANÇA E DE ENERGIA DOS ESTADOS UNIDOS

A SÍNDROME DE BABEL E A NOVA DOUTRINA DE SEGURANÇA DOS ESTADOS UNIDOS*

José Luís da Costa Fiori**

We will pursue this beautiful vision – a world of strong, sovereign, and independent nations, each with its own cultures and dreams, thriving side by side in prosperity, freedom, and peace [...]. We are also realistic and understand that the American way of life cannot be imposed upon others, nor is it the inevitable culmination of progress (Presidency of the United States, “National Security Strategy of the United States of America”, December 2017, Washington, p. 2-4)¹.

No dia 18 de dezembro de 2017, a Casa Branca anunciou a nova “estratégia de segurança nacional” dos Estados Unidos, definida antes mesmo que o presidente Donald Trump completasse o primeiro ano de seu mandato. Trata-se de uma declaração abrangente, em que se definem os interesses nacionais do país, junto com seus objetivos estratégicos, e mais as metas e ações propostas pelo governo para assegurar a segurança nacional dos Estados Unidos, contra todo o tipo de ameaça externa aos interesses do país, venham de onde venham,

* Publicado originalmente no site do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) em fevereiro de 2018.

** Professor titular de Economia Política Internacional da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e pesquisador do INEEP.

¹ O trecho correspondente na tradução é: “Buscaremos essa bela visão - um mundo de nações fortes, soberanas e independentes, cada uma com sua própria cultura e sonhos, vivendo lado a lado em prosperidade, liberdade e paz [...]. Somos também realistas e compreendemos que o modo de vida norte-americano não pode ser imposto aos outros, nem é o culminar inevitável do progresso (Presidência dos Estados Unidos, ‘Estratégia de Segurança Nacional dos Estados Unidos da América’).”

de qualquer lugar do mundo. Todos os governos americanos fazem o mesmo, e definem – sucessivamente – seus próprios objetivos e metas, mas engana-se quem pensa que este novo texto seja apenas mais um documento sequencial e burocrático.

Há que ter presente que ele foi preparado em conjunto pelos Departamentos de Estado e de Defesa, pelo Pentágono e pela CIA, junto com o Departamento de Comércio e a Secretaria do Tesouro do governo americano. Seu conteúdo deve ser separado e distinguido da figura imprevisível e passageira do presidente Donald Trump – mesmo quando se deva reconhecer que talvez só uma figura como a do presidente Trump pudesse dar passagem a uma ruptura tão radical com toda a história e a tradição da política externa norte-americana.

Do ponto de vista estritamente acadêmico, o novo documento estratégico dos EUA lembra um “manual aplicado” e ortodoxo do pensamento realista americano, inaugurado por Hans Morgenthau (1904-1980) logo depois da Segunda Guerra Mundial, e retomado e atualizado, no início do século XXI, pelo cientista político da Universidade de Chicago, John Mearsheimer (1947-), sobretudo na sua obra *The tragedy of great power politics*. Um pensamento realista que se destacou por sua crítica ferrenha aos princípios do “cosmopolitismo liberal” que orientaram a política externa dos Estados Unidos durante todo o século XX, ou pelo menos desde que foram introduzidos no cenário internacional, pelo próprio presidente americano, Woodrow Wilson (1856-1924), durante as negociações do Tratado de Versalhes, em 1919.

Fora do ambiente acadêmico, entretanto, o “realismo” da nova doutrina de segurança dos Estados Unidos adquire importância muito maior, ao romper com a tradição liberal dos EUA no século XX, e ao aceitar – simultaneamente – as regras da “geopolítica” praticada pelos europeus desde o século XVII, e defendidas – nos EUA – pelo Almirante Alfred Mahan (1840-1914) e pelo presidente Theodore Roosevelt (1858-1919), no final do século XIX, durante a Guerra Hispano-Americana, e durante as intervenções militares dos Estados Unidos no Caribe e no Pacífico, logo antes da Primeira Guerra (1914-1918).

Na parte mais comentada – e menos inovadora – do documento, a Casa Branca define os interesses e objetivos estratégicos e permanentes dos Estados Unidos: (i) proteger o povo americano e seu modo de vida; (ii) promover a prosperidade econômica e a liderança tecnológica americana; (iii) preservar a paz mundial através da força; (iv) e avançar a influência global dos EUA. Em seguida, o documento identifica as principais “ameaças externas” aos interesses nacionais

dos EUA: (i) em primeiro lugar, a Rússia e a China, as duas grandes “potências revisionistas” que querem alterar a hierarquia do poder mundial, deslocando ou reduzindo a influência global dos EUA; (ii) em segundo, a Coreia e o Irã, que são definidos como “Estados predadores” que ameaçam seus vizinhos e o equilíbrio geopolítico, do nordeste da Ásia e do Oriente Médio; (iii) e por fim, o “terrorismo jihadista” e todo tipo de organização criminosa internacional que propagam a violência e o tráfico de drogas e armas, ameaçando a saúde e a sobrevivência da sociedade americana.

Na sequência, o documento propõe uma extensa lista de ações e iniciativas para enfrentar os rivais e inimigos, e para cumprir com os objetivos traçados pelo governo, aumentando o controle das fronteiras: assegurar o monopólio das grandes inovações tecnológicas; manter a liderança militar dos EUA, em todos os campos e em todo tipo de armamentos; assegurar o controle americano da produção e distribuição da energia ao redor do mundo; utilizar o combate à corrupção como forma de luta para mudar regimes e governos de países inimigos e de empresas concorrentes, etc.

Mas a grande novidade da nova estratégia de segurança nacional dos EUA não está em nenhum desses pontos em particular, que se repetem em várias outras declarações análogas dos governos de Bush, Clinton ou Obama. A novidade revolucionária do novo texto aparece nas suas entrelinhas e nas suas premissas e definições que vão sendo propostas através do documento como se fossem uma coisa trivial ou consensual, quando na verdade estão indicando uma mudança radical dentro do *establishment* da política externa americana.

Senão vejamos, de forma sintética, quase telegráfica, algumas dessas premissas e conceitos fundamentais e revolucionários, do ponto de vista da tradição norte-americana:

- I A definição do “sistema mundial” como um espaço de competição permanente pelo poder entre Estados que lutam por seus interesses nacionais, que são igualmente soberanos e poderosos e que seguem sendo o único instrumento capaz de construir uma ordem mundial pacífica.
- II O desaparecimento de qualquer tipo de ideia ou proposta de uma luta universal do “bem” contra o “mal” e o reconhecimento de que o sistema mundial está composto por nações que possuem valores, culturas e sonhos diferentes dos norte-americanos.

- III Com isso, os EUA reconhecem que seus valores nacionais não são universais, e que não existem de fato “valores universais”. Ao mesmo tempo, abdica de qualquer projeto messiânico de conversão dos povos ao que um dia se chamou de “valores ocidentais”. Mais do que isso, considera que não existe nada que assegure que os valores americanos triunfarão no final da história, graças à força dos mercados e da democracia, como pensavam os americanos depois do fim da Guerra Fria.
- IV Nesse novo contexto, os EUA assumem seus “interesses nacionais” como sua única bússola, abrindo mão da posição de árbitros neutros e universais. Na verdade, eles não abrem mão de seus valores nacionais, mas se propõem a negociar qualquer coisa que seja, e com qualquer membro deste sistema competitivo, a partir de seus interesses, e sempre a partir de uma “posição de força”.
- V Para manter esta “posição de força”, os EUA assumem que sua prosperidade econômica, assim como sua moeda e sua finança, é um instrumento fundamental da sua luta pelo poder internacional, e como base de sua capacidade de sancionar – com eficácia – seus rivais geopolíticos e concorrentes geoeconômicos.
- VII Por fim, os EUA abrem mão da ideia de sua “universalidade moral”, mas não abrem mão do seu “poder global”, que será exercido através de “força bruta”, em todos os tabuleiros geopolíticos e geoeconômicos do mundo.

Não é possível saber se essas novas posições norte-americanas serão ou não revertidas num futuro próximo. Mas com certeza elas não nasceram de uma idiossincrasia mental do presidente Donald Trump. Pelo contrário, tudo indica que esse documento faça parte de uma longa luta interna dentro do *establishment* americano, que ainda não terminou, mas que neste momento vai sendo vencida por seu segmento militar.

Nesta nova estratégia de segurança, os Estados Unidos abdicam de sua hegemonia ética mundial, mas ao mesmo tempo se assumem como um “poder global” sustentado por seu “império militar”. Um “poder global” que não tem inimigos absolutos e aceita negociar com qualquer país, desde que as negociações sejam favoráveis a seus interesses nacionais. Mas ao mesmo tempo, se propõem a sustentar uma competição tecnológica e militar permanente, dentro de um sistema no qual a “conquista do poder” é o principal objetivo, e a

guerra – pelo menos para os Estados Unidos – passa a ser possível, em qualquer momento e em qualquer lugar, contra qualquer rival, inimigo ou aliado de anteontem.

Como explicar uma mudança tão radical da estratégia americana neste início do século XXI?

A história da Torre de Babel é muito antiga e enigmática, e reaparece de forma quase idêntica em vários lugares e culturas da história milenar da Mesopotâmia. Como todos os grandes “mitos” que resistiram ao passar do tempo, este também contém verdades e lições que transcendem a sua época, sua origem étnica, ou mesmo sua função religiosa original. Como é o caso, sem dúvida nenhuma, da versão judaico-cristã deste “mito de Babel” que sintetiza um contexto imaginário e uma “síndrome” universal da luta pelo poder, muito sugestiva para quem se proponha a explicar a mudança recente da conjuntura internacional e da estratégia de segurança dos EUA.

O “mito da Torre Babel” conta a história dos homens que se multiplicam, depois do Dilúvio, unidos por uma mesma linguagem e um mesmo sistema de valores, propondo-se conquistar o poder de Deus através da construção da Torre. E conta como Deus reagiu ao desafio dos homens, dividindo-os e dispersando-os, dando a cada nação uma língua e um sistema de valores diferentes, de forma que não pudessem mais se entender nem se fortalecer conjuntamente. Depois disso, na sequência da mesma narrativa histórico-mitológica, Deus abre mão de sua “universalidade” e escolhe um único povo em particular, como porta-voz de seus desígnios, como instrumento de sua vontade e realizador de suas guerras contra todos os povos que ele mesmo criou no momento em que decidiu dividir e dispersara humanidade primitiva, em Babel. Pois bem, nossa hipótese é que o sistema mundial, e os EUA, em particular, estão vivendo e enfrentando essa mesma “síndrome”, nesta segunda década do século XXI.

Expliquemos melhor nossa hipótese e nosso argumento.

A unidade básica de poder do sistema mundial em que vivemos, nesse início do século XXI, ainda segue sendo o “Estado nacional”, com suas fronteiras claramente delimitadas e sua soberania reconhecida pelos demais membros do sistema. Esse “sistema interestatal” se formou na Europa, durante o “longo século XVI” (1450-1650) e desde seu “nascimento” se expandiu de forma contínua, para dentro e para fora da própria Europa, na forma de grandes “ondas explosivas” que ocorreram, concentradamente, nos séculos XVI e XIX, e na segunda metade do século XX. Nesses períodos, o sistema estatal europeu conquistou e/ou incorporou o território dos demais continentes, impérios e povos, que foram adotando, aos poucos, as regras de convivência internacional

estabelecidas pela Paz de Westfália, firmada em 1648, depois do fim da Guerra dos 30 Anos (1628-1648).

A Paz de Westfália foi assinada por cerca de 150 “autoridades territoriais” europeias, mas só existiam naquele momento seis ou sete “Estados nacionais”, com sua forma moderna, e com as fronteiras que se mantiveram depois da guerra. Depois das guerras bonapartistas, no início da “era imperialista” (1840-1914), esse número cresceu graças às independências dos Estados americanos, e no final da Segunda Guerra Mundial, a carta de criação das Nações Unidas foi assinada por cerca de 60 Estados nacionais independentes.

Na segunda metade do século XX, entretanto, o sistema interestatal deu um salto e se globalizou, e hoje existem quase 200 Estados soberanos com assento nas Nações Unidas. Contribuíram para esse aumento geométrico o fim do colonialismo europeu e a independência dos Estados africanos e asiáticos. Com destaque especial para a China, que transformou sua civilização e seu império milenar num Estado nacional, que se integrou definitivamente a todos os organismos e regimes internacionais criados após a Segunda Guerra Mundial, depois do fim da Guerra Fria. Por isso, aliás, muitos analistas americanos falaram na década de 1990, do “fim da história” e do nascimento de um mundo unipolar, com a vitória da “ordem liberal” e a universalização do sistema de valores ocidentais, sob a hegemonia dos Estados Unidos.

E tinham razão, porque de fato, nesse período, os Estados Unidos alcançaram uma centralidade no sistema mundial e um nível de poder global sem precedentes na História da Humanidade, junto à globalização do sistema interestatal capitalista e de todas suas regras e instituições criadas pela ordem liberal do século XX. Mas ao mesmo tempo, esta expansão do poder americano teve papel decisivo no ressurgimento da Rússia e no salto econômico da China, as duas novas potências que passam a se utilizar das regras do sistema interestatal, e de suas mesmas normas, regimes e instituições, para questionar o novo mundo liberal e unipolar americano. Em particular, a Rússia, no campo militar, e a China, no campo econômico. Mas também o Irã, a Turquia, a Coreia do Norte e vários outros países, que se utilizam hoje da “diplomacia de Westfália” e da “geopolítica das nações”, inventada pelos europeus, para questionar a própria hierarquia deste sistema europeu liderado pelos Estados Unidos.

Do nosso ponto de vista, foi exatamente essa convergência e homogeneização normativa do sistema interestatal, por um lado, e aumento do poder e da unidade dos Estados que questionam a centralidade americana usando suas próprias regras de jogo, que começaram a ameaçar o poder global norte-americano, obrigando os EUA

a darem uma guinada de 180 graus em sua estratégia internacional, tal como ocorre naquilo que chamamos de “síndrome de Babel”.

Aqui como no mito milenar, desafiados nos seus próprios termos, os Estados Unidos decidem abdicar de sua “universalidade moral” dentro do sistema e desistem do velho projeto iluminista de “conversão” de todos os povos aos valores da razão e da ética ocidentais. Ao mesmo tempo, abrem mão de sua condição de guardiões da “ética internacional” e de árbitros de todos os conflitos do sistema mundial. Mas não deixam de considerar que seus valores nacionais são superiores aos dos demais, e se assumem como um “povo escolhido” que opta pelo exercício unilateral de seu poder, através da força e da promoção ativa da divisão e da dispersão de seus concorrentes, e do boicote a todo tipo de blocos políticos e econômicos regionais, seja a União Europeia, o NAFTA, o BRICS ou a UNASUL.

Ou seja, os Estados Unidos se assumem como um “povo escolhido” e abdicam de sua “universalidade moral”, para alcançar a condição de um “império militar” de escala global. No entanto, ao mesmo tempo, os EUA reconhecem e valorizam o sistema interestatal e se propõem a sustentar uma competição permanente pelo poder, com as outras grandes potências, numa luta que não terá árbitros nem posições neutras, e onde todas as alianças e guerras serão possíveis, em qualquer momento e lugar. Um sistema no qual cada país terá que fazer valer seus interesses nacionais por si mesmo, através do aumento contínuo do seu poder econômico e militar, através de uma corrida tecnológica que deve levar a humanidade ao patamar sem precedente de inovação armamentista.

Essa nova estratégia internacional dos EUA pode ser revertida? É muito difícil de saber, porque ela não nasceu subitamente, nem é obra do presidente Donald Trump. É produto de uma longa luta interna dentro da sociedade e do *establishment* americano que ainda está em pleno curso. Mas a simples publicação oficial deste documento sobre a estratégia de segurança nacional dos EUA, já assinala uma vitória – mesmo que incompleta – do segmento ligado mais diretamente ao sistema de informação e de gestão “império militar” norte-americano. Por isso, do nosso ponto de vista, o mais provável é que as linhas centrais dessa nova estratégia se mantenham com qualquer governo depois de Trump, e só venham a ser alteradas por um novo equilíbrio de forças dentro do sistema mundial imposto pelas demais potências do sistema.

O problema é que para chegar até esse novo equilíbrio, as demais potências terão que seguir a própria cartilha dos norte-americanos, e este é um caminho que passa perigosamente pela beira do abismo da guerra.

O SHALE GAS E O PROTAGONISMO AMERICANO NO MERCADO DE ENERGIA GLOBAL*

José Sérgio Gabrielli de Azevedo**

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão***

Em março deste ano, a Agência Internacional de Energia (AIE) afirmou que a produção americana de petróleo e gás não convencional (*shale gas* e *tight oil*) deve crescer nos próximos cinco anos, dando a possibilidade de tornar os Estados Unidos exportador líquido de petróleo já em 2018. A expectativa é que a produção americana de petróleo e gás natural alcance 17 milhões de barris por ano em 2023 frente a 13,2 milhões de 2017. Esse volume de petróleo e gás tornaria os Estados Unidos o maior produtor do mundo.

A atual posição americana no mercado de *shale gas*, principalmente, foi resultado de um longo processo de inovação tecnológica e investimentos que combinaram atuação não apenas do setor privado, como também do Estado americano.

Na realidade, desde a criação do Departamento de Energia dos Estados Unidos (Department of Energy – DOE) no final dos

* Publicado originalmente na Revista Fórum, em 25 de junho de 2018.

** Ex-presidente da Petrobras. Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e professor aposentado da Universidade Federal da Bahia.

*** Mestre em Desenvolvimento Econômico (IE/Unicamp). Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

anos 1970, que surgiu com o objetivo de centralizar o planejamento e na autossuficiência energética americana, houve um crescimento das inovações e investimentos no setor de energia. Junto à criação do DOE, o Ato de Segurança Energética (em 1980) lançou medidas e programas de incentivos à eficiência energética, conservação energética e combustíveis alternativos. Nesse período, foram desenvolvidas 139 novas fontes de energia alternativas ou não convencionais, dentre elas o *shale gas*.

No entanto, como mostrou a recente dissertação de mestrado de Gabriela Boff², a expansão significativa da produção ocorreu somente nos anos 2000, em primeiro lugar, em função do envolvimento da Devon Energy na exploração do *shale gas*.

Foi só em 2001, que Larry Nichols, o CEO da Devon Energy, uma empresa de Oklahoma, notou um aumento repentino no suprimento de gás da região de Barnett. Mitchell havia desvendado a técnica ideal de extração do gás de xisto. Em 2002, a Mitchell Energy foi vendida para a Devon Energy por US\$ 3,5 bilhões. A Devon Energy era bem capacitada na técnica de perfuração horizontal, desenvolvida na década de 1980 a partir de uma *joint venture* 141 entre o DOE e a Devon [...] a perfuração horizontal permitiu que o gás de xisto fosse produzido em volumes significativos.

Em segundo lugar, a generalização do uso das tecnologias do *fracking* e poços horizontais nos últimos dez anos, as condições de superfícies nos EUA – existência de gasodutos com capacidade adicional – bem como a indústria de suprimento de equipamentos e serviços para perfuração, perfilagem e completação de poços altamente flexível também foram responsáveis por esta explosão do *shale gas*.

O crescimento exponencial do *shale gas* fez com que a administração Obama reconhecesse, no documento Blueprint for a Secure Energy Future em 2011, que esse produto teria um papel central na produção doméstica de energia, levando inclusive a perspectiva de autossuficiência energética no país. Algo que tem se confirmado, como atestou a AIE em março de 2018.

Além da reversão da posição de importador líquido para exportador líquido de gás natural, a expansão do *shale gas* possibilitou a montagem de uma estrutura de produção flexível que pode fazer dos Estados Unidos o principal *player* do mercado de gás natural.

² Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/177884/346782.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 15 jul. 2018.

Isso porque tem criado possibilidade para o aumento da produção de gás natural liquefeito (GNL) e flexibilidade do ajuste de sua produção às flutuações de preços, o que não ocorre com a produção tradicional, seja do gás associado, seja dos grandes reservatórios de gás não associado. O *shale gas* se mostrou muito mais sensível aos preços correntes. Ainda segundo a AIE, os Estados Unidos modificaram a relação entre os mercados de gás natural em razão da queda das importações por gasodutos, do aumento das exportações por terminais de GNL e do aumento das exportações por dutos para o México e Canadá.

Hoje o principal terminal de exportação de GNL é o Sabine Pass, em Cameron Parish, entre o Texas e a Louisiana, que começou a operar em 2016, construído e operado pela Cheniere, com a Total e a General Electric. Foram planejados cinco novos terminais para entrar em operação até 2020:

- Dominion Energy, em Cove Point, Maryland, com um trem de 0,8 bcf/d em finais de 2017;
- três terminais no Texas, com capacidade superior a 2,5 bcf/d, com um investimento superior a dez bilhões de dólares;
- Cameron LNG Terminal da Sempra Energy's, em Hackberry, Louisiana, com dois trens em 2019 e um terceiro em 2020 e capacidade de 1,8 bcf/d.

A projeção tem sido de que, a partir de 2040, as exportações de GNL originárias dos EUA devem superar aquelas realizadas via gasodutos para o México e Canadá. Segundo Keisuke Sadamari, diretor de mercado e segurança energética da AIE, em reportagem veiculada pelo The Guardian, mais da metade da produção adicional de *shale gas* deve ser transformada em GNL para exportação a terceiros mercados³.

Em fevereiro de 2017, o principal destino das exportações foi a América Latina (Chile, Brasil e Argentina) surpreendendo o mercado que esperava uma maior demanda da Índia e China. Em agosto do mesmo ano, o analista da Standard & Poor Global Platts, Ira Joseph, destacou que as exportações americanas de GNL estavam se direcionando prioritariamente para a região do Mediterrâneo e com perspectivas de alcançar no curto prazo a região do norte da Europa

³ Disponível em: <http://www.eiu.com/industry/article/475344631/exxon-to-start-shale-gas-exploration-in-argentina/2_2>. Acesso em: 15 jul. 2018.

e do Báltico. Com efeito, os americanos assumiram uma posição de concorrente da Rússia para o fornecimento de gás natural no continente europeu, bem como um importante fornecedor de gás para a América Latina.

Esses destinos para as exportações americanas, bem como a redução das suas importações originárias de mercados tradicionais do Oriente Médio devem modificar a estratégia dos países envolvidos no xadrez geopolítico energético. Recorrendo novamente ao trabalho de Gabriela Boff, “a revolução do *shale gas* tem potencial de recriar a geopolítica do petróleo. O gás de xisto transformou o mercado de gás dos Estados Unidos, ocupando o lugar que antes era destinado ao gás natural liquefeito e gerando um acúmulo deste no Oriente Médio. Essa conjunção de descobertas coloca muito mais gás no mercado do que era esperado, aumentando a concorrência por mercados para esse hidrocarboneto e também para o petróleo”.

É fato que ainda existem dúvidas sobre a sustentabilidade do *shale gas* a longo prazo. O rápido esgotamento das reservas e a dificuldade de realizar novas descobertas de volumes capazes de substituí-las colocam desafios para as próximas décadas, talvez anos. Nesse sentido, as empresas americanas têm realizado esforços para internacionalizar a produção de *shale gas* para outros mercados. O periódico “The Economist” noticiou, em 2017, que a Exxon iniciaria a perfuração de campos em Vaca Muerta na Argentina⁴. A região tem se mostrado estratégica para o desenvolvimento fora do mercado americano, por possuir uma das maiores reservas do mundo – cerca de 16,2 bilhões de barris – e ter sido pouco explorado em função das dificuldades operacionais e financeiras existentes.

No entanto, os esforços dos Estados Unidos em assegurar reservas não se resumem ao *shale gas*. O ingresso das empresas americanas no pré-sal brasileiro mostra que os Estados Unidos não devem adotar uma postura passiva no mercado internacional de energia. Muito pelo contrário, independente do futuro da produção não convencional, a sua posição de ator protagonista do xadrez geopolítico energético será mantida.

⁴ Disponível em: <<https://www.theguardian.com/business/2017/jul/13/us-worlds-top-gas-exporter-2020-iea-russia-norway>>. Acesso em: 15 jul. 2018.

A ESTRATÉGIA AMERICANA DE ENERGIA E DE SUAS PETROLÍFERAS PRIVADAS: A CENTRALIDADE DE MÉXICO E BRASIL*

Caroline Scotti Vilain**

Nos últimos anos, os Estados Unidos reafirmaram sua centralidade no campo energético não apenas como o principal demandante global, mas também como um gigantesco produtor de petróleo e gás. A crescente produção do *shale gas* – um tipo de petróleo não convencional – tem permitido aos Estados Unidos, por meio de suas empresas, reposicionarem-se no setor de energia no mundo.

Como afirmou o pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (INEEP), José Luis Fiori, em recente artigo publicado na *Le Monde Diplomatique*,

Trump assume e radicaliza o nacionalismo econômico dominante dentro do sistema mundial, e acelera a política de autonomização energética dos EUA, no momento em que os Estados Unidos voltam a ser os maiores produtores mundiais de petróleo, mas também do gás, e se propõem reassumir sua velha função de articulador do mercado mundial de energia. Esta decisão já havia sido tomada antes da eleição

* Publicado originalmente em: <https://jornalggn.com.br/noticia/a-estrategia-americana-de-energia-e-suas-petroliferas-privadas-a-centralidade-de-mexico-e-brasil-por-caroline-scotti-vil>

** Mestre em Relações Internacionais pela UNB. Pesquisadora do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

de Donald Trump, mas não há dúvida que Trump lhe deu uma nova dimensão muito mais agressiva, recolocando os EUA na luta pelos mercados europeu e asiático, em competição aberta com os russos e os iranianos, mas também, de certa forma, com seus velhos aliados da Arábia Saudita.

Essa janela de oportunidade aberta aos Estados Unidos, no entanto, apresenta um relativo grau de incerteza por conta das perspectivas de rápido esgotamento das reservas do *shale gas*. Outro texto do mesmo Le Monde Diplomatique, assinado por Nafeez Mosaddeq Ahmed, utilizando um estudo de David King levanta o problema econômico do *shale gas*, “uma vez que gera uma produção de vida muito curta [...] o rendimento de um poço de gás de xisto diminui de 60% a 90% após seu primeiro ano de exploração”⁵. Algumas estimativas afirmam que as reservas de *shale gas* nos Estados Unidos devem entrar em declínio já no final da década de 2020.

Independente da precisão dessas estimativas, o fato é que os Estados Unidos tentarão preservar sua posição de grande produtor global, se não pelo seu próprio petróleo, assegurando reservas em outros países por meio de suas grandes petrolíferas, em especial a ExxonMobil e a Chevron.

Nesse cenário, Brasil e México emergem com países estratégicos para a política americana de energia. No caso brasileiro, desde a descoberta do pré-sal em 2007, os Estados Unidos redobram sua atenção ao mercado de petróleo brasileiro. Basta lembrar do vazamento das conversas entre o senador José Serra e executivos da Chevron para que, caso o tucano fosse eleito presidente em 2010, uma prioridade do seu governo fosse a mudança da lei de regulação do pré-sal. O México, no mesmo sentido, flexibilizou a regulação do setor de petróleo e gás ampliando a possibilidade de entrada das petrolíferas americanas.

Uma matéria recente do Wall Street Journal lembra que os dois países são uma das poucas regiões fora dos Estados Unidos que apresentam reservas de petróleo e gás promissoras a longo prazo. Os americanos confirmaram essa preferência em documentos oficiais de governo incentivando parcerias estratégicas com países como Brasil e México. Em 11 anos, os investimentos externos diretos vindos dos EUA aumentaram vertiginosamente. Na América Latina e

⁵ AHMED, N. M. A grande farsa do gás de xisto. Le Monde Diplomatique, ed. 69, 2 abr. 2013. Disponível em: <<https://diplomatique.org.br/a-grande-farsa-do-gas-de-xisto/>>. Acesso em: 15 jul. 2018.

Caribe, os EUA são a maior fonte de investimento externo direto, representando 25,7% deste tipo de recurso em 2015, sendo 52% somente no México.

O mesmo José Luís Fiori explica (ver o primeiro artigo deste livro) que com a “nova estratégia de segurança nacional”, há mudanças radicais no *establishment* da atuação externa americana. Segundo ele,

nesta nova estratégia de segurança, os Estados Unidos abdicam de sua hegemonia ética mundial, mas ao mesmo tempo se assumem como um ‘poder global’ sustentado por seu império militar. Um ‘poder global’ que não tem inimigos absolutos e aceita negociar com qualquer país, desde que as negociações sejam favoráveis a seus interesses nacionais.

Os mercados de energia no continente americano estão profundamente integrados. Apesar do *boom* do *shale gas*, que levou a um aumento acentuado na produção de petróleo dos EUA e uma queda nas importações, os Estados Unidos ainda dependem da América Latina para mais de 30% do petróleo que compra no exterior. Ainda que haja perspectiva dos americanos retomarem sua autossuficiência em petróleo e gás por conta do *shale gas*, a segurança energética dos EUA continua em jogo. Esse fato, associado ao aumento dos preços do petróleo a partir do começo de 2016, impulsiona as grandes petrolíferas a buscarem novos ativos e investimentos, segundo as diretrizes da sua política energética.

Em 2011, o Governo dos Estados Unidos divulgou um documento chamado Blue Print for a Secure Energy Future, cujas sete iniciativas incluem ampliar a produção de petróleo do país por meio da plataforma continental americana e ampliar as negociações e cooperação com países como México e Brasil. Este último, principalmente, focado nos recursos do pré-sal, visando promover o desenvolvimento e acelerar a produção destes recursos.

Para além da estratégia dos EUA na América Latina, em especial Brasil, há também a facilitação dos governantes do nosso país em cooperação com os americanos. O relatório da ONG The Dialogue “Investimento em Energia EUA-América Latina” comenta que “novas oportunidades se abriram para o investimento privado nos setores de óleo e gás após líderes pró-mercado entrarem no poder no Brasil e na Argentina”. Luiz Inácio Lula da Silva, ex-presidente do Brasil, em uma entrevista transformada em livro e publicada este ano, afirmou que

é sempre difícil falar, mas os interesses hoje, sobretudo em função do pré-sal [...] O Brasil é muito grande, muito grande. Logo depois que nós descobrimos o pré-sal, os Estados Unidos restabeleceram a Quarta Frota no Atlântico [em 2008]. Para que a Quarta Frota?

Esta Quarta Frota é explicável quando se analisa a estratégia americana para o continente, boa parte dela focada em Brasil e México. Neste último, o setor energético foi aberto ao investimento estrangeiro apenas recentemente, em 2013. Com o fim do monopólio da Pemex, estatal mexicana, sobre a exploração e produção do petróleo, as companhias americanas passaram a fornecer serviços neste ramo, construíram infraestrutura de gasodutos e passaram a investir em exploração e produção. Relembrando o documento Blue Print, as companhias americanas já construíram 17 gasodutos entre os dois países e planejam construir mais. Além disto, no primeiro leilão de investimentos em óleo e gás natural no país, empresas como ExxonMobil e Chevron estiveram presentes com ofertas na Bacia de Perdido.

No caso do Brasil, desde 2007 com o pré-sal, o investimento direto americano no setor de petróleo e gás cresceu de menos de um bilhão de dólares para 4,5 bilhões de dólares em 2015. A Chevron e a ExxonMobil, por exemplo, já adquiriram blocos de petróleo da área do pré-sal nos últimos leilões realizados do Brasil. A última empresa adquiriu em leilão mais de 2 bilhões de barris de petróleo no campo de Carcará. Também compraram dez blocos de exploração e aumentaram seu domínio no pré-sal. A principal estratégia de seu portfólio é integração: negócios na área de *upstream*, ou exploração e produção de petróleo e gás natural, acontecem na Permian Basin e outras Bacias estrangeiras; os volumes são transportados para os EUA; e, por fim, adicionam valor ao produto produzindo derivados. A estimativa da empresa é que a mesma tenha um ganho de US\$700 milhões atuando como empresa integrada.

A Chevron, por sua vez, também trabalha como empresa integrada, não somente na prestação de um serviço para petrolíferas. A empresa americana atua desde a exploração e produção de petróleo, até energia elétrica, lubrificantes e aditivos, todos derivados de petróleo. Além disso, está presente também no transporte de petróleo e gás natural, com navios reservatórios e gasodutos. Além dos blocos na Bacia do Ceará e de Campos, a Chevron adquiriu recentemente participação no bloco Três Marias localizada na área do pré-sal da Bacia de Santos.

Mais do que atender aos seus interesses comerciais e de mercado, essas empresas, embora privadas, seguem fielmente a estratégia do governo americano. A conquista da autossuficiência em razão do *shale gas* e sua manutenção, bem como o controle da produção de petróleo internacional continuarão sendo dois alvos da política energética do governo americano. Vários instrumentos e métodos serão utilizados para alcançá-los. Até mesmo a desestabilização de governos de países próximos.

BLOCO II

TRANSIÇÃO E RENOVAÇÃO GLOBAL DA MATRIZ ENERGÉTICA

O GÁS NATURAL NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA GLOBAL DA CHINA*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

A entrada da China no pré-sal – o país asiático já possui 22,3% das reservas de petróleo e gás natural leiloadas na camada do pré-sal brasileiro – tem chamado a atenção de diversos analistas a fim de compreender quais são os objetivos e as estratégias da política energética chinesa e seus impactos para a economia e política global. Seja por interesses geopolíticos, seja por questões ambientais e/ou pressões sociais, a China tem adotado um conjunto extenso de medidas a fim de modificar sua matriz energética atendendo a dois objetivos: (i) o fomento gradual ao desenvolvimento de energias limpas e, ao mesmo tempo, (ii) a diversificação tanto dos fornecedores como o tipo de energia utilizados no país.

Em matéria recente, o jornal Valor destaca as duas principais diretrizes da política energética chinesa: (i) a redução da intensidade energética em um total de 15% entre 2016 e 2020 e, (ii) a ampliação da utilização de fontes de energias renováveis. O próprio jornal lembra que “na esperança de se tornar líder mundial nesse campo,

* Publicado originalmente na Revista Fórum, em 6 de dezembro de 2017.

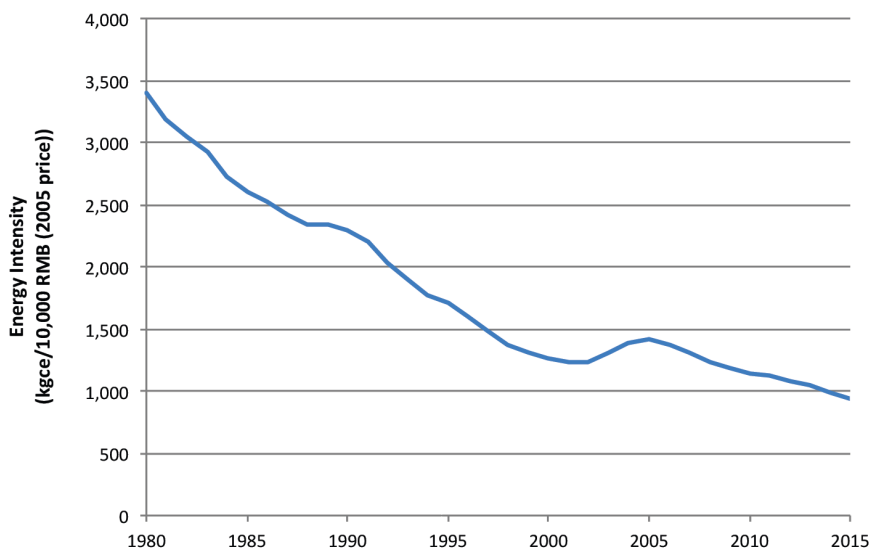
** Mestre em Desenvolvimento Econômico (Instituto de Economia/Unicamp). Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

a China já está investindo mais de US\$ 100 bilhões em renováveis domésticos. Isso corresponde ao dobro do nível investido pelos Estados Unidos em energia renovável doméstica e supera o investimento anual somado dos EUA e da União Europeia”.

Essas duas diretrizes estão subordinadas a um conjunto de interesses geopolíticos, como o maior controle das reservas energéticas, a maior diversificação de fornecedores estrangeiros, a ampliação de parcerias com países considerados estratégicos, entre outros.

Em relação a primeira diretriz, o Key China Energy Statistics 2016 mostra que a China reduziu o seu consumo de energia por unidade do PIB em mais de três vezes, entre 1980 e 2015.

Figura 1 – Consumo de energia na China por unidade do PIB
1980-2015



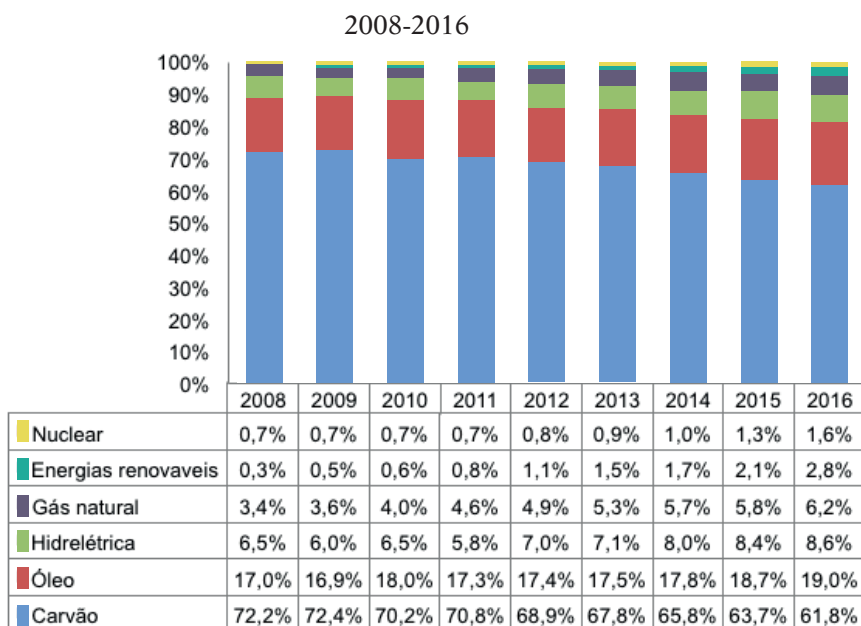
Fonte: Key China Energy Statistics, 2016.

Os dados apresentados no Key China Energy Statistics mostram que a China também tem alcançado seu objetivo de ampliar o uso de energias renováveis diminuindo a participação do carvão.

Entre 2008 e 2016, a contribuição do carvão no consumo energético da China caiu de 72,2% para 61,8%. Um esforço de redução acentuado se considerarmos que, no mesmo período, a China am-

pliou seu consumo de energia em quase 50%. O menor uso do carvão foi substituído, em grande medida, pelas energias renováveis, hidrelétrica e o gás natural. Entre 2007 e 2016, o consumo de energias renováveis e de hidrelétrica cresceu, cada uma, cerca de 2,5 pontos percentuais. Ainda que com uma diferença pequena, o gás natural foi quem apresentou a maior expansão dentre todas as fontes de energias consumidas na China, tendo sua participação saltando de 3,4% em 2008 para 6,2% em 2016.

Figura 2 – Consumo primário de energia na China por fontes



Fonte: BP Energy Outlook, 2017.

Embora o perfil da nova matriz energética chinesa caminhe para uma maior diversificação, com peso relevantes para diferentes fontes energéticas, é indubitável que o gás natural deve exercer um papel fundamental no processo de transição. Um fato que comprova isso é o papel relevante atribuído à expansão dos gasodutos chineses, principalmente ligando o país à Ásia Central, no ambicioso programa global de investimentos em infraestrutura lançado pelo Partido Comunista Chinês (PCC), denominado a “Rota da Seda”, com valor estimado em US\$ 900 bilhões.

Três aspectos ajudam a entender a relevância do gás natural para as discussões de energia na China. Em primeiro lugar, como lembra a analista da BBC, Carrie Gracie, as iniciativas de expansão dos gasodutos na “Rota da Seda” atendem a um interesse geoestratégico chinês, pois “os oleodutos e gasodutos que atravessam a Ásia Central [...] poderiam servir para fins militares no futuro”⁶. Em segundo lugar, o gás natural é uma fonte consideravelmente mais limpa que parte de seus substitutos. Em terceiro lugar, entre os principais países demandantes de energia, já existe uma infraestrutura consolidada tanto em termos de escoamento e distribuição do produto, como de utilização para os mais diferentes segmentos.

Somado a esses aspectos, o gás natural liquefeito (GNL) tem proporcionado uma mudança estrutural importante ao flexibilizar e integrar o processo de transporte e distribuição de gás e permitido uma forte expansão da sua utilização. O processo de liquefação do gás permite que o seu transporte seja realizado por navios e tanques ao invés de dutos, o que facilita a expansão da sua comercialização por vias marítimas e terrestres. Segundo um trabalho de Yanna Clara (2015)⁷, o GNL foi a fonte de energia que mais cresceu no mundo desde os anos 2000, a uma taxa de 7% ao ano.

Além disso, o forte crescimento da produção do *shale gas* (gás não convencional) principalmente no mercado americano tem impulsionado uma expansão da oferta de gás em nível global auxiliando o abastecimento de vários mercados e a redução do seu preço, bem como reduzindo a dependência do gás convencional fornecido pelos grandes produtores globais.

O objetivo de uma matriz mais limpa, a busca por um maior controle da matriz energética e as inovações de exploração (*shale gas*) e de transporte (GNL) tem modificado estruturalmente o setor de gás. Considerando-se as amplas possibilidades de uso do gás – energia elétrica, insumo industrial, consumo residencial, etc. – essas mudanças têm se acelerado nos últimos anos. Ao se posicionar como uma energia relativamente limpa, com uma influência menor dos monopólios globais (e cada vez menos atrelada ao mercado de petróleo) e com preços cadentes colocam o gás como uma fonte cada vez mais estratégica no processo de transição energética. Esse cenário não é diferente para o caso chinês.

⁶ Com informações da BBC: <http://www.bbc.com/portuguese/internacional-39976899>.

⁷ CLARA, Y. O mercado de GNL do futuro: risco ou oportunidade para o Brasil? Blog do Infopetro, 21 set. 2017. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2015/09/21/o-mercado-de-gnl-do-futuro-risco-ou-oportunidade-para-o-brasil/>>. Acesso em: 15 jul. 2018.

Um relatório da Shell aponta que até 2020 o mercado global de gás deve se expandir 50%, permanecendo a Índia e a China como os principais importadores. Como um todo, as projeções indicam que o mercado asiático deve se ampliar em 70% até 2030. Os investimentos realizados pelos dois países asiáticos em terminais de regaseificação visam se aproveitar desse cenário.

No 12º Plano Quinquenal, a China planejou construir sessenta novas transportadoras de GNL e ampliar de cinco para quatorze o número de terminais de GNL no país, totalizando um investimento superior a US\$ 12 bilhões neste segmento. Em maio deste ano, o Guangzhou Gas Group anunciou a construção de um terminal de importação de GNL com capacidade anual de armazenamento de dois milhões de toneladas. Além disso, a mesma empresa definiu um acordo de importação de GNL de um milhão de toneladas anuais para os próximos 25 anos com a Singapore's Pacific Oil & Gas.

Segundo dados do governo chinês, a expectativa é que a capacidade de estocagem de gás natural aumente a uma taxa de 17% ao ano entre 2015 e 2025. Esse movimento tem sido liderado pelo GNL. Mesmo quando a compra do gás por meio dos gasodutos está mais barata, a China tem optado pela aquisição por meio de GNL. Com isso, a China simultaneamente tem garantido o aumento da sua capacidade de estocagem de gás diversificando a origem de seus fornecedores.

Segundo o Key China Energy Statistics 2016, enquanto as importações de gás natural por gasodutos em 2015 se originaram de apenas quatro países, as de GNL foram realizadas em acordos com mais de dez países. Entre esses países, nenhum deteve participação maior que 30% no total importado pela China. A Austrália e o Catar, os principais exportadores de GNL para China, responderam por 28% e 24%, respectivamente, do total de GNL importado pelos chineses.

Em relação ao *shale gas*, um trabalho do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), em 2013⁸, lembra que, desde 2010, a própria China busca acelerar sua exploração de *shale gas*, uma vez que é uma das maiores detentoras de reservas deste tipo de gás no mundo, a despeito dos grandes problemas ambientais que esta fonte energética pode representar. A fim de atingir as elevadas metas de redução de emissões de gases do efeito estufa, a China investe bilhões na aquisição de participações em empresas

⁸ LAGE, E. et al. *Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro*. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n. 37, p. 33-88, mar. 2013.

americanas produtoras de *shale gas* para conhecer as técnicas de produção utilizadas nos Estados Unidos. Prova de que esse movimento permanece está no acordo fechado no último mês entre a China Energy Investment Corp. e o Departamento de Comércio da West Virginia para investimentos de US\$ 83,7 bilhões, nos próximos 20 anos, em projetos de *shale gas*, estocagem de LGN e produtos químicos. Como resultados de tais investimentos, a China vê, entre 2015 e 2016, a sua produção de *shale gas* crescer em 76,4%.

Desse modo, fica claro que o movimento da China no pré-sal brasileiro é apenas uma das inúmeras jogadas que o país tem feito no tabuleiro energético global, seguindo seus objetivos de garantir a segurança energética a longo prazo, no qual o gás natural tem um papel crescente como protagonista.

OS BIOCOMBUSTÍVEIS, A EUROPA E A PETROBRAS NA CONTRAMÃO*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

Em prosseguimento à política de desinvestimentos, a Petrobras divulgou a venda de suas ações no grupo do ramo sucroalcooleiro, São Martinho, por um valor de 444,24 milhões de reais. No segmento de energia renovável, em 2016, a Petrobras vendeu para o grupo francês Tereos a sua participação na sucroalcooleira Guarani por 202 milhões de dólares, bem como anunciou o fim das atividades da PBio e reduziu os investimentos em P&D nesse segmento.

A decisão da Petrobras de se desfazer dos ativos em energia renováveis caminhou em trajetória oposta àquela percorrida pela Europa nos últimos anos. Não por acaso, além da Tereos, outras empresas europeias ingressaram recentemente no mercado de energias renováveis no Brasil.

A suíça Glencore adquiriu dois anos atrás por 350 milhões de reais a usina de Guararapes do grupo Unialco. No mesmo ano, o maior complexo europeu produtor de açúcar, a alemã Suedzucker, anunciou o interesse em investir no Brasil por meio da aquisição de usinas.

* Publicado originalmente na CartaCapital, em 27 de fevereiro de 2018.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico (Instituto de Economia/Unicamp). Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

Esse interesse europeu no Brasil não reflete uma estratégia de curto prazo, mas uma decisão estratégica de maior investimento (seja pela compra de ativos no exterior ou pela internacionalização de suas empresas) no segmento de energia renovável, principalmente a partir da década de 2000.

A decisão de maiores investimentos no ramo de energia renovável não é resultado apenas de uma decisão empresarial, como também de uma articulação política e econômica entre os diferentes países da região. O caso do desenvolvimento dos biocombustíveis reforça essa visão.

O marco do desenvolvimento dos biocombustíveis foi a assinatura do Protocolo de Kyoto e um documento elaborado pela Comissão Europeia sobre o futuro da energia na Europa em 1997. Todavia, foi a partir de 2009 que se intensificaram as políticas para o desenvolvimento de bioenergia europeia.

Em 2009, o Parlamento Europeu aprovou o programa de promoção de energia renovável: “Renewable Energy Directive”. Tal programa ficou conhecido por impor, até 2020, o alcance das metas “20-20-20”: redução de 20% da emissão de gases do efeito estufa, diminuição do consumo de energia básica em 20% e ampliação da participação de energia renovável no total consumido pela Europa para 20%.

No que diz respeito aos biocombustíveis, foi determinado que, após 2017, ao menos 60% dos projetos realizados para a redução de gases do efeito estufa deveria utilizar biocombustíveis. Além disso, os biocombustíveis deveriam representar 10% dos combustíveis utilizados nos transportes e o percentual de mistura com o diesel teria de alcançar 7% até 2020.

Em 2012, a Comissão Europeia lançou um documento denominado “Innovating for Sustainable Growth: a Bioeconomy for Europe”, que propôs medidas para impulsionar o desenvolvimento da “bioeconomia” europeia. Entre as áreas prioritárias estavam aquelas de biocombustíveis e de usinas de biodiesel.

Em 2017, a Conferência do Clima (COP-23) realizada na Alemanha, que desenhou medidas capazes de atingir os objetivos de limitação do aquecimento global estabelecidos no Acordo de Paris de 2015, lançou a “Plataforma para o Biofuturo” assinada por 20 países, sete europeus. O documento sugeriu a realização de novas políticas públicas e metas para o desenvolvimento dos biocombustíveis.

Esses programas evidentemente foram criados em paralelo a instrumentos de fomento aos investimentos no setor.

No campo tributário, o Parlamento Europeu incentivou a reestruturação do sistema de taxaço de produtos energéticos e da

eletricidade em âmbito comunitário, oferecendo a possibilidade de apoiar o uso de biocombustíveis mediante incentivos fiscais de até 100% em nível nacional e isenção de até seis anos para instituições que utilizassem combustíveis com alto percentual de mistura de biocombustíveis.

Em relação aos investimentos, em 2009, a Política de Desenvolvimento Tecnológico da Economia de Baixo Carbono (“Low-Carbon Technology Development RoadMap of 2010-2020”) reservou um fundo de 9 bilhões de dólares para investimentos em P&D de bioenergia e para a construção de 30 projetos pilotos de bioenergia em toda a Europa.

Ademais, a sétima edição do “Framework Programmes for Researches and Technological Development” de 2013 dedicou 2,53 bilhões de euros a projetos em energia, principalmente na área de bioenergia. Os maiores projetos ficaram focados para escala de produção e o estabelecimento de novas plantas de bioenergia, incluindo combustíveis de aviação com utilização de novas matérias-primas como algas.

Esse esforço de tornar a matriz energética mais sustentável tem sido feito inclusive por grandes empresas de petróleo europeias, entre elas a Eni e a Total, em reduzir a emissão de gás metano e investir em energias renováveis como os biocombustíveis.

A Europa tem alcançado resultados promissores com essa política. Em 2015, a Alemanha, França e Holanda estavam entre os oito maiores produtores de energia renovável no mundo, com quase 10% da produção global (em biocombustíveis somente os alemães detêm algo em torno de 30%). No mesmo ano, a Alemanha havia alcançado seu maior volume de produção de biocombustíveis em uma década.

Apesar dos esforços realizados, ainda existem desafios de longo prazo a ser superados. A demanda por biocombustíveis não tem crescido suficientemente para absorver o crescimento da capacidade de produção da Europa.

Entre 2012 e 2016, o percentual de utilização do parque produtor de biocombustíveis tem se reduzido, de 55% para um valor pouco menor que 50%. Além disso, em 2016, o percentual de mistura dos biocombustíveis no combustível estava em 4,3%, ainda distante dos 7% almejados para 2020. As margens de lucro estreitas, a redução do preço do petróleo e as diferentes estruturas de produção do bloco europeu no segmento dificultam o alcance desse percentual.

Em suma, há a necessidade de se estruturar instrumentos para melhorar as condições de oferta e demanda no setor. Essas políticas passam por um maior direcionamento e coordenação estatal em busca de condições de oferta e demanda.

Um estudo recente dos especialistas Yujie Su, Peidong Zhang e Yuqing Su atesta que “o apoio de políticas públicas é a principal força motriz para o desenvolvimento da indústria de biocombustíveis. Oito das dez maiores companhias nos Estados Unidos recebem pesados investimentos governamentais”.

E é exatamente isso que tem ocorrido no caso europeu. A COP-23 mostra o compromisso da União Europeia e de seus Estados de articulação de políticas públicas para fomentar o crescimento do setor no médio e longo prazo. Esse é um caminho sem volta para o desenvolvimento de uma matriz energética mais sustentável a longo prazo.

Nesse sentido, o fortalecimento da atuação da Petrobras e a existência de uma institucionalidade estatal que coordene as atividades do setor são fulcrais para combinar o aumento das reservas de petróleo e do refino nacional com políticas adequadas para resguardar a segurança energética e a reindustrialização nacional. Essa breve comparação entre Brasil e França sugere que qualquer estratégia de abertura deve ser dirigida pelo Estado e é muito mais uma exceção relacionada aos seus interesses nacionais, em vez de ser uma regra geral.

A ASCENSÃO DOS RENOVÁVEIS E A ESTRATÉGIA DA BP: O CASO DA ENERGIA SOLAR*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

A renovação e a transição da matriz energética para fontes mais limpas têm sido um tema de constante preocupação das grandes empresas de petróleo. As crescentes pressões sociais para a utilização de energias mais limpas, os riscos associados a emissão de gases do efeito estufa, entre outros aspectos, tem obrigado a essas empresas olharem com maior atenção para outras fontes de energia, que não o petróleo e gás natural.

No entanto, seria equivocado associar os investimentos recentes no segmento de renováveis às pressões ambientais. O crescente nível de incerteza do setor petrolífero, principalmente, em relação à evolução dos preços tem modificado a tomada de decisão das empresas. O próprio Diretor de Finanças da British Petroleum (BP), Brian Gilvary, afirmou que desde a forte desvalorização do petróleo em 2014 as empresas, como a BP, têm priorizado projetos mais baratos e mais rápidos. Na mesma linha, o Diretor Executivo da empresa britânica, Bob Dudley, ao comentar a desistência da BP de um proje-

* Publicado originalmente no portal GGN em 13 de julho de 2018.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico (Instituto de Economia/Unicamp). Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

to em Angola, destacou que “é cada vez mais difícil prever se projetos desse tipo serão realizados no futuro. [...] Com a queda do preço do petróleo, os custos devem ser estruturalmente mais baixos”.

Há uma crescente avaliação de que os preços do petróleo devem ser estruturalmente mais baixos – a própria BP acredita que o preço ao longo da próxima década deve flutuar próximo dos US\$ 50. De certa forma, isso tem impulsionado um movimento de maior participação dos projetos de energia com investimento inicial mais baixo e retornos mais rápidos, como o gás de xisto. E esses projetos, por sua vez, tem reforçado a tendência de redução do preço do petróleo, pelo menos no médio prazo. Com isso, além de uma maior cautela na realização de investimentos custo elevado e retorno de longo prazo, tem se observado um movimento de direcionar recursos para projetos com: (i) custo mais baixo e possibilidade de ganhos mais rápidos; (ii) retornos não apenas elevados, mas menos incertos no longo prazo; (iii) em novas fontes de energia.

Por trás disso, evidentemente, há o interesse dos grandes demandantes de energia de diversificarem a oferta global não apenas de petróleo, como de atuarem na produção seus potenciais substitutos.

Seja pelas pressões ambientais, como pelos aspectos de preço e geoestratégicos, o fato foi que as grandes petrolíferas têm diversificado sua atuação no segmento energético, ingressando no mercado de energias renováveis.

No caso da BP, esse processo começou pelo segmento de energia solar, exatamente num período em que o preço do petróleo se reduziu significativamente (mais de 50% entre 1980 e 1984) e as posições contrárias ao uso de energia com origem fóssil ganharam uma certa força.

Na primeira metade da década de 1980, a BP formou joint-ventures para a fabricação de módulos fotovoltaicos na Índia, na Tailândia e na Arábia Saudita. Desde aquele período, a opção da empresa britânica de atuar no mercado de renováveis ocorreu, em grande medida, por intermédio do segmento de energia solar.

Embora os especialistas sobre o tema não apontem com precisão os motivos dessa decisão, o trabalho de Arthur Gerbasi da Silva, realizado na Universidade Federal do Rio de Janeiro, sugere três aspectos que podem ter influenciado a opção da BP de investir em energia solar: (i) possibilidade de sinergia entre as operações de energia solar e de petróleo e gás; (ii) assim como o setor de petróleo e gás, trata-se de uma indústria de alta tecnologia e que exige mão de obra qualificada; (iii) seus produtos necessitam de uma rede global de distribuição.

Independente das razões, a BP reforçou sua presença no mercado solar, principalmente, a partir do final dos anos 1990. Isso se deu, em primeiro lugar, pela definição de um plano de ação a fim de ampliar os investimentos em P&D e em operações de renováveis, principalmente de energia solar. Além disso, a empresa construiu um projeto de transição energética junto com outras instituições globais, como o US Electric Power Research Institute, que visava “elaborar uma estratégia técnica para acelerar o desenvolvimento e a difusão de tecnologias de baixa emissão de carbono e de custos reduzidos”. E, em segundo lugar, por meio da compra da empresa Solarex em 1999, que era a maior fabricante de módulos fotovoltaicos do mundo na época. No começo dos anos 2000, a BP alterou o nome da Solarex para BP Solar e, a nova empresa, foi integrada ao negócio de Gás, Energia e Renováveis da BP.

Desde então, a empresa britânica acelerou seus investimentos em energia solar visando ampliar sua capacidade de fornecimento em escala global, principalmente na Califórnia onde concentrou a maior parte da sua expansão. Com essa estratégia, a BP Solar se estabeleceu como líder mundial de suprimento de células fotovoltaicas nos anos 2000.

Ao longo daquela década, a BP alavancou seu volume de vendas e investimento no segmento de energia solar. Em 2004, passou a gerar o maior lucro nessas operações após 30 anos de mercado. Entre 2006 e 2010, as vendas de energia solar saltaram de menos de 100 megawatts para 325 megawatts. Naquele período, a empresa despendeu cerca de 6% (cerca de US\$ 4 bilhões) de seus investimentos com energias alternativas, principalmente no segmento solar.

Essa expansão de investimentos e das vendas permitiu a consolidação de um modelo de negócio próprio, que possuía cerca de 1.700 funcionários e atendia não apenas aos mercados residenciais, mas também comerciais e industriais ao redor do mundo. Além disso, a BP Solar montou estruturas produtivas em diversos mercados, desde os Estados Unidos, Espanha até a Ásia (China e Índia), bem como realizou parcerias com universidade – como a InterUniversity Microelectronics Centre (IMEC) – para desenvolvimento de tecnologias no setor.

No caso da IMEC, a parceria desenvolveu um novo tipo de células fotovoltaicas – Mono2TM – que eram 18% mais eficientes se comparado com as células existentes no mercado naquela época. A BP Solar não somente fabricou essas células, como também realizou o seu processo de comercialização.

Apesar desses resultados, já em 2009, no seu Relatório Anual, a petrolífera britânica informou que, por conta da queda de deman-

da, os preços das vendas de módulos solares registraram quedas de 40%. Ao final daquela década, o setor voltou a apresentar resultados negativos, mesmo com a expansão das vendas. Foi isso que fez, segundo o Diretor Executivo da BP Solar à época, Mike Petrucci, com que a BP saísse do negócio solar em 2011:

os desafios globais têm impactado significativamente a indústria solar, tornando difícil sustentar retornos para a companhia no longo prazo. [...] Nós não conseguimos mais fazer dinheiro com a BP Solar. O setor se tornou commoditizado. Não há mais espaço para empresas especializadas.

A notícia na época levantou dúvidas sobre a postura da BP em relação ao segmento de renováveis, uma vez que o setor solar tinha sido o maior e o mais antigo investimento da empresa, com quarenta anos de existência. No entanto, os negócios de energia eólica e biocombustíveis foram ampliados e a empresa sinalizou a importância de continuar encontrando novos modelos para atuar, cada vez mais, no ramo de energias renováveis. Nesse período, por exemplo, os investimentos em energia eólica nos Estados Unidos e em etanol no Brasil ganharam participação relevante no portfólio da BP.

Além de investimentos próprios no setor eólico e de etanol, a BP realizou uma mudança de visão do negócio para reingressar na indústria solar.

Como mostraram os especialistas Minjia Zhong e Morgan Bazilian, em texto publicado em 2018 no *The Electricity Journal*, a BP seguiu o caminho das petrolíferas globais, que passaram a adotar novas estratégias de atuação neste segmento, para além de filiais ou subsidiárias próprias. Entre as mais importantes estavam: (i) disseminar a expertise operacional do setor de exploração e produção *offshore* e de refino, respectivamente, para o segmento de eólica e de biorrefinarias; (ii) prover financiamento (venture capital) para *startups* com alta intensidade tecnológica em renováveis; (iii) construção de negócios integrados com o setor de renováveis, principalmente nas operações de exploração e produção. Por intermédio das duas últimas estratégias que a BP voltou ao segmento de energia solar.

Em primeiro lugar, em dezembro de 2016, a petrolífera britânica adquiriu 43% de participação da empresa Lightsource (que passou a se chamar Lightsource BP), por US\$ 200 milhões, uma *startup* de energia solar com os maiores projetos de desenvolvimento desse segmento na Europa. Segundo a BP, o objetivo dessa compra foi acelerar a internacionalização da Lightsource (a empresa possuía, no momento da aquisição, uma capacidade

de fornecer cerca de 1,3 gigawatts de energia solar) e, ao mesmo tempo, possibilitar o reingresso da BP nesse segmento e facilitar sua entrada em terceiros mercados.

Em segundo lugar, no início deste ano, a BP anunciou a realização de um investimento anual de US\$ 500 milhões em energia renovável a fim de ampliar sua capacidade de geração de energia eólica para 15 gigawatts (em 2010, era de 774 megawatts) e de 6 gigawatts em energia solar. Além das *startups*, a empresa tem buscado integrar suas operações com o uso de formas alternativas de energia. Como exemplo, foram realizados investimentos no uso de baterias e fornecimento de energia das suas operações por meio de módulos renováveis não apenas para reduzir custo, como também para reduzir a emissão de gases do efeito estufa.

Essa trajetória da BP no segmento solar mostra que, embora os interesses comerciais pautem a ação das grandes empresas de petróleo, a inevitável transição da matriz energética forçarão a adoção de novas estratégias para que essas empresas participem do processo. Evidente que a velocidade da transição e o grau de envolvimento dependerá de muitas outras variáveis, como a geopolítica e a evolução da própria indústria do petróleo. No entanto, não restam dúvidas de que as grandes petrolíferas serão, cada vez mais, grandes companhias de energia.

BLOCO III

OS CASOS DE CORRUPÇÃO DAS INTERNATIONAL OIL COMPANIES (OIC)

PODER ECONÔMICO E CORRUPÇÃO: AFINAL QUAL É A PECULIARIDADE BRASILEIRA?*

William Nozaki**

O poder econômico e a corrupção política são faces de uma mesma moeda, a bem da verdade: o capitalismo acontece naquela antessala mal iluminada, em horários duvidosos, onde se encontram os donos do dinheiro e os donos do poder. A negociação de decisões do executivo, do legislativo ou do judiciário como barganha para interesses de grandes corporações, de conselhos administrativos e de empresários é a regra global e não a exceção brasileira.

Não haveria economia de mercado dos EUA à China, passando por Inglaterra, França, Alemanha, Rússia, Japão ou Coreia, sem que houvesse a imbricação entre interesses políticos e interesses empresariais, como, aliás, demonstram os grandes e recentes casos de corrupção na Siemens alemã, na Samsung coreana, na Alstom francesa, na BAE inglesa, na Weatherford suíça, para não mencionar os bancos norte-americanos e agências de classificação de risco que, com muitos desvios, propinas e ilícitos, provocaram a grande crise

* Publicado originalmente na Revista Brasileiros em junho de 2017.

** Professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (FESPSP) e Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

econômica de 2008, ou alguém imaginou que um país que elegeu Donald Trump como presidente seria um caso de capitalismo asséptico e de democracia autoimune? Talvez nossos crédulos republicanos liberais nativos que tanto admiram os federalistas e os *founding fathers* norte-americanos tenham se deixado seduzir por esse engodo, mas ele pouco ajuda a compreender o caso brasileiro atual.

Noutras palavras, a mistura entre público e privado – ao contrário do que acredita parte do pensamento social e da opinião pública brasileira – não é uma peculiaridade nacional. Mas tal enunciação não deve servir para naturalizar ou para normalizar a corrupção no mundo e no Brasil, ela serve antes para colocar o debate em outro lugar, talvez, no seu devido lugar.

O escândalo provocado pelas delações de Marcelo Odebrecht e Joesley Batista não tratam apenas das relações entre a Odebrecht e a Petrobras, ou entre a J&F e a CEF ou o BNDES, elas revelam problemas mais profundos e que são pouco observados tanto pelos operadores e entusiastas da Lava Jato quanto pela maior parte daqueles que fazem uma leitura crítica da Operação. Um ponto os une: a obsessão em resumir todo o problema brasileiro à famigerada questão do patrimonialismo. No Brasil esse conceito cria ares de família entre as mais variadas posições teóricas e colorações políticas. Nada disso, vale explicitar em tempos de calores e polarizações políticas, ameniza ou absolve o escandaloso butim praticado pelo bando de Aécio, Temer *et caterva*. Mas a conjuntura desafia a reflexão, ao menos ela, a ir além da lama onde nos colocou essa quadrilha de saqueadores.

Entre nós o conceito de patrimonialismo virou uma espécie de “pau para toda obra” e a flexibilidade teórica chega a tal ponto que a ideia de patrimonialismo é tratada como mero sinônimo de patriarcalismo, de patronato, de privatismo, de clientelismo, de fisiologismo, de corporativismo, de mistura entre público e privado, e toda sorte de patologias que abatem nossa cultura política, em favor do conceito dão-se abraços conceituais para acolher e dilatar a ideia de que o Brasil é mesmo o país dos malfeitos e do “jeitinho”, onde o capitalismo é mal-ajambrado e a democracia é um mal-entendido. A boa intenção em encontrar a tal singularidade brasileira esconde por trás de si a suposição de que em algum lugar do mundo exista um capitalismo puro e uma democracia ideal. Ledo engano.

Mas, se a corrupção não é exclusividade nacional, como entre nós ela tem criado tanto assombro? A nossa peculiaridade se encontra em outro lugar, não no problema, mas na falta de iniciativas concretas capazes de enfrentar o referido problema. O que se perce-

be em ao menos três aspectos fundamentais, que, infelizmente, têm sido negligenciados pelo debate público, quais sejam:

- a ausência de regulamentação do *lobby*; diante da falta de uma normatização clara sobre o que é permitido e o que é proibido no campo das relações público-privadas, as interpretações ficam a cargo das vontades e dos valores de procuradores, juízes e policiais de plantão, tudo agravado pela utilização indiscriminada das delações premiadas, dos acordos de leniência e dos vazamentos seletivos;
- a possibilidade de que as doações de campanha sejam proporcionais às rendas e riquezas dos doadores. Esse tipo de jabuticaba só existe no Brasil, se não houver um teto universal para todos os doadores é evidente que os mais ricos sempre terão mais poder de decisão nessa democracia, ainda que como pessoas físicas, o que só reforça o surgimento de fenômenos como a ascensão de empresários na política;
- a existência de uma cultura política fraca e de instituições políticas pouco sólidas, criando um clima muito favorável para a desqualificação e a criminalização da política em geral e para a construção de uma opinião pública muito suscetível ao moralismo e desejosa menos de justiça e mais de justiça e linchamentos.

Em qualquer capitalismo mais organizado a mistura entre público e privado sofreu algum tipo de regulamentação mais contundente, no Brasil não, de forma que toda negociação passa a ser potencialmente tratada como relação espúria ou como crime, ao sabor do jogo de interesses do momento. Nesse ambiente, toda negociação, toda barganha, todo ajuste de interesses está passível de ser colocado numa sombra de avaliação moral, dando margens para perseguições políticas como a realizada pela Operação Lava Jato contra o Partido dos Trabalhadores (PT) e contra Lula.

É sintomático que as investigações tenham atingido outros partidos, como o PMDB e o PSDB, apenas quando a “delação preventiva” da J&F recorreu diretamente à PGR de Rodrigo Janot sem passar pela instância curitibana de Sérgio Moro. Ao realizar tal procedimento, evidentemente, para salvar a si próprio, à família e aos negócios privados, Joesley Batista revelou, ainda que indiretamente, os limites da Operação Lava Jato, parafraseando

a expressão popular: o buraco é mais em cima. Os procuradores, juízes e policiais de Curitiba não têm um diagnóstico claro do problema que pretendem combater.

Passa ao largo da leitura desses jovens justiceiros elementos fundamentais para compreender e enfrentar a relação entre poder econômico e corrupção no Brasil: (i) historicamente, o arranjo institucional que permitiu o desenvolvimento da nossa economia se ancorou na articulação entre empresas estatais e empresas privadas; (ii) estruturalmente, o poder econômico monopoliza o sistema político em qualquer Estado nacional relevante no sistema capitalista; (iii) dinamicamente, o poder econômico e o poder político são essencialmente interconectados, é possível melhorar a relação entre eles, mas não é possível isolá-los um do outro, ao menos não no capitalismo; iv) tampouco se questionam que o comportamento político que está sendo investigado talvez seja a regra geral do sistema político e não a exceção partidária brasileira.

Entretanto, na concepção estreita e moralista dos operadores da Lava Jato, o problema da corrupção no Brasil é um mal recente, concentrado em pessoas más e antiéticas que precisam ser enfrentadas por pessoas boas e competentes. Tamanho reducionismo é risível, vexatório, e seria apenas uma piada de mau gosto se ele não tivesse se transformado no princípio que justifica a teoria do domínio do fato, a hipótese da flexibilização das provas, a priorização das convicções do Ministério Público sobre o direito de defesa de indiciados, e o expediente de se condenar acusados pela mídia antes do que pela própria justiça, tudo isso levado a cabo pela generalização da delação premiada, um instrumento propício para quem entende a corrupção como um problema pessoal ou moral e que vem substituindo a construção de outros mecanismos mais eficientes de combate à corrupção.

Com esse diagnóstico moralista e essa prática inquisitória a Operação Lava Jato cria um clima político instável, marcado ora pelo êxtase com a revelação da suposta verdade ora pela depressão com o desnudamento da realidade, enquanto isso ela coloca sob suspeita todas as instituições do país, o resultado em última instância tem sido o assombro e a desesperança da população com a política como um todo.

Em certa medida, os operadores da Lava Jato contam com a cumplicidade da opinião pública, que, se por um lado sempre desconfiou que as coisas funcionassem assim, posto que ela própria é dada aos pequenos delitos e ilícitos do cotidiano, por outro lado, ela ficou assustada e boquiaberta ao ver de forma nua e crua as entra-

nhas “do sistema”. Aliás, enquanto a opinião pública não superar o choque do trauma e não der boas-vindas ao deserto do real dificilmente nos recuperaremos de fato, e a avenida política seguirá aberta para *outsiders* de plantão e aventureiros de última hora.

A corrupção é um problema sistêmico que precisa ser enfrentado? Sim. Qualquer instrumento é válido para enfrentar a corrupção? Não. A Operação Lava Jato caminha na contramão da governança e da jurisprudência internacional e presta um desserviço ao Brasil jogando água no moinho daqueles que só repetem monotonamente feito uma cantilena: o Brasil é o país do patrimonialismo, onde o capitalismo não vingou. Não, o Brasil é um país capitalista como tantos outros, e se quisermos superar os reclamos e lamentos temos que enfrentar o choque de realidade que nos tem sido imposto pela conjuntura adversa e responder uma questão já enfrentada por outros países.

Que rumos daremos para as instituições políticas brasileiras de modo a mitigar o monopólio do poder econômico das grandes corporações e das famílias endinheiradas sobre o sistema político? Sobressaltos, moralismos e expedientes inquisitoriais não nos ajudarão nesse momento, isso a Operação Lava Jato já faz, assim como não nos ajudarão formulações genéricas sobre a democracia e platitudes etéreas sobre a falta do republicanismo brasileiro.

O tempo histórico exige mais do que pudemos oferecer até agora, exige medidas concretas de reconstrução e aperfeiçoamento das nossas instituições em outros patamares. Sem regular e regulamentar a sanha do poder econômico e o assanhamento do poder político seguiremos aos tropeços, enfrentando golpes, rupturas constitucionais e quebras de pactos sociais.

AS PETROLEIRAS ESTRANGEIRAS SÃO MENOS CORRUPITAS DO QUE A PETROBRAS?*

William Nozaki**

As últimas rodadas de leilões do pré-sal consolidaram a tendência de ampliação da entrada das petrolíferas estrangeiras no País. Os consórcios liderados pela Petrobras, com participação de associadas internacionais, foram vitoriosos em três dos oito campos vendidos. As cinco ofertas restantes foram arrematadas por consórcios de fora do Brasil. A segunda maior vencedora do certame foi a anglo-holandesa Shell. A novidade foi a entrada da norte-americana ExxonMobil e o que chama a atenção é a intensificação da atuação das empresas chinesas.

Para a opinião pública, o discurso empreendido pelo governo toma como ponto de partida duas ideias: a de que a Petrobras foi completamente contaminada pela corrupção e por isso precisa ceder seu lugar no mercado para outras empresas com melhor governança. Mais ainda: tal contaminação foi potencializada pelo fato de ela

* Publicado originalmente na CartaCapital, em 14 de novembro de 2017.

** Professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (FESPSP) e Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

ser uma estatal, portanto mais suscetível aos malfeitos e à má alocação de recursos.

A pergunta que daqui emerge é: petroleiras estrangeiras são menos corruptas e mais eficientes do que a Petrobras? Para ensaiarmos um início de resposta para essa pergunta, tomemos os três casos acima destacados nos últimos leilões do pré-sal: Shell, ExxonMobil e as chinesas.

A Shell era uma operadora do pré-sal brasileiro em sociedade com a Petrobras. No último leilão ela arrematou importantes campos nas bacias de Santos e Campos. No último período, a anglo-holandesa se envolveu, entretanto, em um escândalo de corrupção na Nigéria com dimensões financeiras e políticas maiores do que aquelas investigadas pela Operação Lava Jato no Brasil. A fim de melhorar sua posição no mercado nigeriano, a alta direção da companhia se envolveu em pagamentos de propina, suborno e lavagem de dinheiro. Chegou a ser investigada por ações ilícitas envolvendo altos ministros de Estado e o próprio presidente da Nigéria, resultando em processos e condenações criminais.

A ExxonMobil, por seu turno, adentrou nas áreas de exploração do pré-sal a partir do último leilão com a compra de um campo na Bacia de Santos, em associação com a Statoil e a Petrolgal. Assim como a Shell na Nigéria, a ExxonMobil na Guiné Equatorial também tem passado por problemas relacionados à corrupção. Rex Tillerson, secretário de Estado do governo de Donald Trump, foi presidente da ExxonMobil e é acusado de financiar a ditadura do presidente guiné-equatoriano Teodoro Obiang Nguema, além de a petrolífera ter firmado contratos escusos com uma empresa da família do presidente africano. Uma teia de nepotismos, subornos e propinas também tem sido objeto de investigação do próprio Senado norte-americano.

Para a tristeza daqueles que acreditam num tipo ideal de capitalismo concorrencial e meritocrático anglo-americano, em contraposição a um capitalismo patrimonialista e clientelista ibero-brasileiro, há que se admitir: tanto lá quanto cá os problemas são análogos, o “petro-clepto-capitalismo” não faz distinção geográfica e cultural.

Para se ter uma ideia, um estudo do cientista político da Universidade da Califórnia, Paasha Mahdavi, detalha: dos 141 processos movidos entre 1977 e 2013 pela Securit and Exchange Comission (SEC) e pelo Departamento de Justiça norte-americano, 41, praticamente um terço, são ações anticorrupção relacionadas ao setor de óleo e gás e julgadas no âmbito do Foreign Corrupt Practices Act (FCPA), lei criada justamente para mitigar desvios neste setor.

Daí a questão: qual o sentido de usar o argumento de combate à corrupção para justificar o desmonte da Petrobras se seus ativos serão vendidos para empresas igualmente envolvidas em atos ilícitos em outros países?

No que se refere às empresas chinesas, chama a atenção a entrada de três delas em campos distintos do pré-sal, Repso-Sinopec, CNODC e CNOOC também arremataram fatias em Campos e Santos. Nesse caso, o que chama a atenção é o fato de parte dessas empresas serem subsidiárias de estatais chinesas, donde emerge uma nova questão: qual é o sentido de usar o argumento de que as empresas estatais são mais ineficientes do que as empresas privadas se parte dos nossos recursos naturais são vendidos justamente para estatais de outros países?

Nesse caso específico, aqueles que bradaram nas manifestações de rua “minha bandeira nunca será vermelha” deveriam ficar com as bochechas tão coradas quanto o vermelho da bandeira chinesa.

Ainda segundo o estudo de Mahdavi, o petróleo não conduz necessariamente à corrupção, mas os casos de corrupção no setor petrolífero mapeados pelo autor se distribuem em 39 países e envolve tanto grandes quanto pequenas petroleiras, privadas ou estatais (as chamadas National Oil Companies – NOCs). A causa apontada é o grande número de contratos e o expressivo volume de recursos envolvidos em diversos processos de licitação, com alta complexidade de rede de fornecedores e distribuidores.

Desta forma, os argumentos muitas vezes apresentados pelo governo à opinião pública para justificar o desmonte da Petrobras, assentados na ideia de corrupção intensa nas estatais e de ineficiência aguda do Estado, não coadunam com parte dos resultados das desestatizações promovidas pelo próprio governo, que tem repassado ativos nacionais para empresas também envolvidas em escândalos de corrupção e/ou empresas estatais do setor petrolífero.

Desfeito esse véu que encobre a realidade, há que se observar quais interesses das empresas estrangeiras estão efetivamente escondidos por trás dessas justificativas contraditórias do atual governo brasileiro.

A agenda das empresas petrolíferas estrangeiras para o setor no Brasil tem sido marcada por ações que vão da espionagem industrial à luta por renúncia fiscal, passando pelo desmonte da Petrobras, por mudanças nos marcos regulatórios, pelo enfraquecimento da política industrial nacional e pela montagem de uma teia de relações contrárias ao fortalecimento do Estado no setor de petróleo, contan-

do quase sempre com a anuência e a cumplicidade do Ministério de Minas e Energia, do Conselho Nacional de Política Energética, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e da própria Petrobras.

Em suma, as petrolíferas estrangeiras não são mais nem menos corruptas do que a Petrobras, tampouco as petrolíferas privadas são mais ou menos eficientes do que a petrolífera estatal brasileira. Por trás das ideias genéricas do patrimonialismo corrupto e do clientelismo ineficiente escondem-se interesses estrangeiros bastante concretos nos recursos naturais e minerais brasileiros e que, infelizmente, tem sido atendidos integralmente pelo atual governo.

A SHELL E A CORRUPÇÃO NA NIGÉRIA*

William Nozaki**

A atual gestão da Petrobras tem promovido o desmonte e a descapitalização da empresa muitas vezes utilizando como justificativa para a opinião pública a necessidade de sanear uma companhia impactada frontalmente pela corrupção investigada pela Operação Lava Jato. O curioso é que a suposta preocupação com a ética e a lisura parece evaporar quando se trata de problematizar outros casos de corrupção no setor.

Como se sabe, em 2015 a Shell protagonizou a maior fusão do setor de petróleo na última década ao comprar sua rival de menor porte BG Group. A BG era então a principal parceira da Petrobras no campo de Lula, principal produtor do pré-sal da Bacia de Campos, detendo cerca de 25% do negócio. Além disso, a companhia britânica também era parceira da estatal brasileira em outras áreas relevantes como Sapinhoá, Lapa e Iara. O campo de Lula foi originado da descoberta de Tupi, a mais relevante do pré-sal anunciada pela Petrobras nos últimos anos, na época com volumes recuperáveis de 5 a 8 bilhões de barris.

* Publicado originalmente no site da Federação Única dos Petroleiros (FUP), em 18 de abril de 2017.

** Professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (FESPSP) e Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

A própria Shell, a propósito, já era sócia da Petrobras com 20% da área de Libra, no pré-sal da Bacia de Santos, a maior jazida do país, que pode conter cerca de 8 a 12 bilhões de barris de petróleo de reservas recuperáveis, com óleo de bastante qualidade e em crescimento.

Em suma, a Shell comprou a BG com o objetivo de avançar na exploração e na produção a partir da camada do pré-sal brasileiro, mais ainda: a empresa anglo-holandesa foi uma das responsáveis por pressionar a Petrobras para que ela deixasse de ser a única operadora do pré-sal e foi uma das primeiras empresas a saudar a flexibilização da política de conteúdo local.

Pois bem, após entrar para a mira de investigadores com acusações de pagamentos de propinas na Nigéria, a Shell voltou a ser investigada por esquema envolvendo bilhões para a obtenção de um campo de petróleo no país, em troca de repasses que teriam favorecido políticos e, inclusive, o ex-presidente nigeriano Goodluck Jonathan.

Ainda em 2010, a Shell já havia sido multada em US\$30 milhões por pagamentos a uma companhia que depois se transformaram em subornos a funcionários nigerianos, em esquema de lavagem de dinheiro. Aquela época, a empresa mantinha o discurso de se declarar inocente. A partir de então, o Departamento de Justiça dos Estados passou a mirar a empresa, em cooperação com a polícia anticorrupção da Nigéria, que chegou a interrogar o então diretor-geral da Shell no país, Mutiu Sunmonu.

A investigação tratava de uma suspeita de suborno, envolvendo US\$ 180 milhões junto a Companhia Nigeriana de Gás Natural Liquefeito e a empresa Halliburton, que antes era associada à KBR. Esta última chegou a admitir o pagamento do montante, em 2009, a funcionários nigerianos.

Agora, um novo caso é trazido à tona. Uma investigação dá conta que altos executivos da Shell tinham conhecimento de um pagamento feito por meio de lavagem de dinheiro ao governo nigeriano por interesses em um grande campo de petróleo, o OPL 245.

A nova negociação teria se dado em meio ao processo em tramitação ocorrido há mais de sete anos. A empresa, ativa no país por cerca de 60 anos, estava interessada na obtenção de contratos do campo petrolífero, cujas estimativas de nove bilhões de barris de petróleo gerariam cerca de meio trilhão de dólares à empresa.

Entretanto, o campo estava sob a propriedade do empresário Dan Etete, ex-ministro do petróleo da Nigéria, que posteriormente foi condenado por lavagem de dinheiro em outro caso. Em 2011,

a Shell conseguiu adquirir a OPL 245, juntamente com a companhia italiana de petróleo ENI, em uma transação de US\$ 1,3 bilhão ao governo. Segundo a imprensa, a quantia é mais do que todo o orçamento de saúde no país, além disso o montante obtido com a negociação não foi usado em serviços públicos. Deste total, US\$ 1 bilhão foi repassado a uma empresa de Dan Etete, chamada Malabu. Também há fortes indícios de que parte dos recursos foi repassada ao ex-presidente Goodluck Jonathan.

Investigadores italianos acreditam, ainda, que pelo menos US\$ 466 milhões de dólares foram lavados através de uma rede de casas de câmbio nigerianas, para facilitar os pagamentos ao então presidente Jonathan e outros políticos.

A Nigéria apresentou acusações criminais contra as multinacionais petrolíferas Shell e ENI. As acusações apresentadas na Suprema Corte da capital nigeriana, Abuja, sustentam que as empresas pagaram US\$ 801 milhões ao ex-ministro do Petróleo Dan Etete, ao ex-ministro de Justiça Mohammed Bello Adoke e ao empresário Aliyu Abubakar pela licença de exploração.

O governo nigeriano teria recebido apenas US\$ 210 milhões no negócio. A documentação apresentada na Suprema Corte acusa a subsidiária nigeriana da Shell e seu ex-diretor Ralph Wetzels, a ENI e sua subsidiária nigeriana Agip e os diretores Roberto Casula, Stefano Pujatti e Sebastiano Burrafato. Também é acusada a Malabu Oil, companhia estabelecida secretamente por Etete que ganhou a concessão do bloco quando ele era ministro do Petróleo.

As acusações foram apresentadas pela Comissão de Crimes Econômicos e Financeiros da Nigéria, que em janeiro ganhou na Justiça uma decisão para que o controle do bloco petrolífero fosse devolvido ao governo local. Adoke é acusado pela comissão também de lavagem de dinheiro, pois teria recebido mais US\$ 2,2 milhões em 2013 por ajudar no negócio.

A Shell e a ENI pagaram US\$ 1,3 bilhão em uma conta nigeriana em uma agência em Londres do JPMorgan Chase, em 2011. Adoke, então ministro da Justiça e procurador-geral, autorizou a operação. O caso gerou investigações nos Estados Unidos, na Itália, França, Suíça e Holanda. Promotores italianos pediram no mês passado que a ENI, a Shell, o executivo-chefe da Eni, Claudio Descalzi, e mais dez pessoas sejam julgadas por corrupção.

A Shell é uma das mais importantes sócias da Petrobras na exploração do pré-sal e o escândalo de corrupção da Nigéria mobiliza montantes comparáveis aos estimados pela Operação Lava Jato no Brasil, além disso, o caso nigeriano envolve políticos do primeiro

escalão e o próprio presidente da república. Nesse sentido tem uma intensidade mais forte até do que o caso brasileiro, entretanto, a gestão da Petrobras tão ciosa de criticar a corrupção no Brasil parece não se preocupar em se associar e em entregar as reservas do pré-sal para uma Shell submersa em corrupção.

A STATOIL E A CORRUPÇÃO EM ANGOLA*

William Nozaki**

A Noruega e a Angola são países que ocupam lugares diametralmente opostos nos rankings de transparência internacional, enquanto os nórdicos figuram nas listas dos países com melhor governança estatal e empresarial cabe aos africanos o posto de país elencado nas listas dos mais corruptos e com ambiente de negócios altamente permeável à porta giratória entre Estado e mercado.

Tal diferença, entretanto, não impediu que os dois países aparecessem lado a lado figurando como cúmplices em uma investigação anticorrupção envolvendo as grandes petrolíferas Statoil, hoje com o nome de Equinor, e Sonangol.

Segundo investigações conduzidas pelas autoridades europeias, a Statoil teria pago cerca de 500 milhões de euros para ter acesso às licenças de exploração e produção ao longo da costa de Angola, além disso outros 81 milhões de euros seriam usados para diferentes investimentos sociais e tecnológicos, com destaque para a construção de um centro de pesquisa, qualificação,

* Publicado originalmente no Jornal GGN, em 23 de junho de 2018.

** Professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (FESPSP) e Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

desenvolvimento e inovação. Os montantes teriam sido pagos à Sonangol, entretanto os recursos não teriam sido utilizados para suas finalidades contratadas.

Os primeiros indícios de desvio desses recursos começaram a surgir em 2013, quando outras empresas do setor como a BP inglesa, a Total francesa e a Repsol espanhola se associaram à Statoil para mobilizar um fundo de financiamento que atingiu cerca de 400 milhões de dólares para a constituição do referido centro de pesquisas.

A despeito do valor expressivo recebido pela Sonangol angolana, o centro não chegou a ser construído e os registros do projeto, ao que tudo indica, desapareceram. Esse núcleo de P&D deveria ter sido construído na cidade de Sumbé, onde está sediado o Instituto Nacional do Petróleo, mas ao contrário do que se imaginou, provavelmente, o projeto era apenas um pretexto para a operacionalização de negociatas em torno de licitações, concessões e regulações das reservas de óleo e gás angolanas.

A situação veio à tona apenas depois da Statoil e da BP tornarem o caso público em seus balanços anuais e depois de o governo Angolano recorrer ao FMI para um pedido de ajuda financeira, o que colocou a Sonangol debaixo de uma fiscalização mais atenta por parte dos organismos financeiros internacionais.

As investigações desse caso remetem a um outro escândalo de corrupção envolvendo dessa vez o vice-presidente angolano e ex-presidente da Sonangol, Manuel Vicente, e o ex-procurador do departamento central de investigação e ação penal de Portugal (DCIAP), Orlando Figueira. O magistrado português teria recebido algumas parcelas para arquivar investigações de crimes de colarinho branco e de organização criminosa internacional contra o político angolano de alta patente.

Os montantes utilizados no suborno também seriam referentes a projetos financiados, mas nunca executados pela empresa Sonangol e pelo governo Angolano, indicando um possível *modus operandi* da elite econômica e política daquele país.

Se por um lado é verdade que a economia angolana é uma das mais opacas em termos de publicização e transparência nas contas públicas, por outro lado também é correto que as grandes petrolíferas internacionais muitas vezes zelam pela boa governança em seus países de origem, mas atuam ao arrepio da lei nos países periféricos.

Tanto as International Oil Companies (petrolíferas privadas de atuação global, IOCs), como a BP e a Total, como as National Oil Companies (petrolíferas estatais de atuação global, NOCs), como a Statoil, não estão imunes ao fato de que a indústria mundial de pe-

tróleo é uma das mais expostas aos casos de investigações envolvendo corrupção ativa ou corrupção passiva, não se trata de um problema empresarial endêmico, mas de um problema setorial sistêmico, dados os interesses geopolíticos e políticos e os volumes de contratos e recursos movimentados por esse setor. O combate à corrupção no setor petrolífero não comporta simplificações e moralismos.

BLOCO IV

O PRÉ-SAL E OS INTERESSES EM JOGO: REALIDADE E DESAFIOS

A TRAJETÓRIA DO PRÉ-SAL: A APOSTA VIRA REALIDADE*

Eduardo Costa Pinto**

Dez anos após a descoberta de grandes reservas de petróleo no pré-sal, o Brasil inicia uma nova fase de aceleração do ritmo de exploração e produção de petróleo e gás nessa área. Em 27 de outubro, a Agência Nacional do Petróleo realizará a segunda e a terceira rodadas de partilha de produção, quando serão licitados oito blocos localizados nas bacias de Campos e Santos.

Os leilões compõem a atual estratégia do governo federal de vender mais rapidamente os ativos do pré-sal. Antes mesmo dessa nova fase de aceleração, a exploração e produção de petróleo e gás no pré-sal se tornou uma realidade. Do total de petróleo produzido no Brasil entre janeiro e agosto, 48% vieram de 84 poços em campos do pré-sal.

A produção na região saltou de 45 mil bbl/dia em 2010 para 1,2 milhão bbl/dia, ao passo que nas áreas do pós-sal (terra e mar) a produção caiu de 2,015 milhão em 2010 para 1,369 milhão bbl/dia. É uma pequena amostra do que está por vir. Outro destaque positivo

* Publicado originalmente na CartaCapital, em 17 de outubro de 2017.

** 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 Zé Eduardo Dutra (INEEP).

do pré-sal são os seus custos decrescentes de extração abaixo de 7 dólares o barril.

As descobertas dos recursos do pré-sal – grande jazida de petróleo localizada abaixo do leito do mar, sob três a quatro quilômetros de rochas abaixo do fundo marinho e se estende do litoral do Espírito Santo até o litoral de Santa Catarina, com aproximadamente 200 mil quilômetros quadrados – colocaram o Brasil como um ator potencialmente relevante tanto na posição de produtor quanto na de exportador de petróleo.

Trata-se da maior descoberta mundial dos últimos 50 anos da indústria de petróleo e gás natural. A partir dos anúncios divulgados, estima-se que há cerca de 100 bilhões de barris recuperáveis nos campos do pré-sal, o que colocaria o Brasil entre os maiores detentores de reservas, tais como Venezuela e Arábia Saudita.

A grande quantidade de petróleo recuperável descoberto no pré-sal somente foi possível em virtude: (i) de um longo processo evolutivo de desenvolvimento da capacidade tecnológica e geológica da Petrobras em atividade exploratória em águas profundas; (ii) de uma aposta política/estratégica que não se subordinou a uma lógica estritamente microeconômica, pois havia enormes obstáculos tecnológicos e financeiros até a Petrobras encontrar petróleo no segundo poço perfurado no campo de Tupi (bloco exploratório BM-S-11).

No que tange à questão tecnológica e geológica, o desafio era perfurar poços com profundidade entre 5 mil e 7 mil metros. Até então, a Petrobras tinha alcançado a profundidade máxima de 1.886 metros (recorde mundial), e procurar petróleo em rochas desconhecidas geologicamente com mais de 120 milhões de anos.

Como lembra João Victor Campos, em meados dos anos 1990, a equipe técnica da Petrobras vislumbrava o alto potencial exploratório na Bacia de Santos.

Conhecedora do potencial dessa área, a Petrobras, em parceria com outras empresas, arrematou todos os blocos oferecidos na licitação de 2000. [...] No bloco BM-S-10 (onde foi realizado a primeira perfuração do pré-sal) se situava a locação que a empresa havia proposto quando requereu o antigo bloco BS-300 ainda em 1997. [...] A Petrobras levou cinco anos estudando a tecnologia necessária para essa descoberta ocorrida em 2006.

Ou seja, esse relato comprova um esforço de, ao menos, uma década para resultar no primeiro esforço exploratório na região do pré-sal.

O desafio também era enorme em termos financeiros, em decorrência dos enormes custos de exploração. A Petrobras e seus

parceiros no projeto chegaram a desembolsar mais de 100 milhões de dólares no primeiro poço na área de Parati que ainda não havia alcançado o pré-sal.

O alto custo sem êxito exploratório levou a Chevron a desistir do projeto e vender sua participação para a Petrobras e para a Partex (empresa portuguesa). Mesmo não encontrado petróleo nesse poço, que alcançou a profundidade de 7,6 mil metros, custou 240 milhões de dólares e encontrou um enorme reservatório de gás, a Petrobras apostou na continuidade do projeto e perfurou um segundo poço na área de Tupi, onde a operadora encontrou enormes reservas (entre 5 bilhões e 8 bilhões de barris). Depois disso, novos poços foram perfurados com êxito, novas reservas foram comprovadas e o pré-sal, de uma aposta, tornou-se realidade.

O diretor de Exploração e Produção da Petrobras à época, Guilherme Estrela, afirmou que a Petrobras não poderia ser guiada apenas pela dinâmica microeconômica/financeira, pois “[...] uma empresa de petróleo tem que correr riscos, tem que ser agressiva na exploração, tem que investir muito e desenvolver tecnologia e conhecimento geológico [...]”. Sem isso, as empresas desses segmentos não conseguem controlar o acesso aos recursos que podem se transformar em reservas e, conseqüentemente, rendas presentes ou futuras.

O enorme potencial (ainda não conhecido plenamente até hoje) da geração de excedente econômico na exploração e produção do petróleo no pré-sal suscitou uma enorme expectativa a respeito da utilização desses recursos. Quais seriam os impactos da abundância desse recurso natural na estrutura produtiva e nas condições de vida da população?

Para o caso brasileiro ainda não há resposta definitiva. Cabe observar que há muitas experiências históricas em que a descoberta de recursos naturais em abundância não representa uma melhora nas condições de vida da população em geral e ainda provoca a redução da capacidade industrial nacional.

Esse fenômeno é conhecido como “maldição dos recursos naturais”. Isso ocorre em virtude do aumento das exportações de recursos naturais, o que amplia as divisas em moeda estrangeira e implica na valorização da moeda nacional que, conseqüentemente, reduzirá a competitividade da indústria de transformação nacional, diminuindo a capacidade de geração de emprego e de progresso técnico local.

Isso pode ser mitigado ou revertido por meio da utilização de políticas industriais e de conteúdo local. O Brasil atualmente segue numa direção oposta aos elementos mitigadores dos efeitos negati-

vos da ampliação da exploração e produção de petróleo no pré-sal. O que é muito temerário no médio e longo prazo.

Os protagonistas do setor, com forças assimétricas, lutam primordialmente pelo controle do acesso aos recursos do pré-sal e pela apropriação dessa renda petrolífera que está longe de ser pequena mesmo com a redução dos preços internacionais de petróleo, pois, segundo Pedro Parente (presidente da Petrobras), o breakeven (ponto de equilíbrio) do pré-sal hoje é de 30 dólares por barril. Ou seja, a produção nessa região é viável economicamente com o preço do petróleo acima desse valor. O que chama atenção é que esse mesmo presidente afirmou, em setembro de 2016, que “houve endeusamento do pré-sal”.

Essa afirmativa é no mínimo estranha. Como uma das maiores descobertas mundiais de petróleo deveria ser deixada num segundo plano? O pré-sal suscita interesses das mais diversas empresas petrolíferas, inclusive de governos nacionais. O exemplo é que várias delas ingressaram no leilão de Libra (primeira rodada de partilha de produção realizada em 2013) em parceria com a Petrobras e, no recente processo de venda de ativos, promovido pela gestão Parente, outras companhias também adquiriram blocos localizados nessa região.

Não há dúvida de que a área do pré-sal possui grande atratividade em virtude do baixo risco exploratório, dos custos de extração competitivo e decrescente, do suficiente conhecimento geológico e da fase inicial de descobertas. A segunda e a terceira rodadas de licitação evidenciarão isso.

Algumas questões ainda precisam ser melhor explicadas, tais como: quais os principais atores nacionais e estrangeiros e seus interesses no jogo do controle do acesso e da apropriação da renda petrolífera do pré-sal?

Como as mudanças regulatórias afetarão as rodadas licitatórias, a estrutura produtiva local e, sobretudo, a apropriação das rendas do petróleo?

Quais são as principais características da segunda e da terceira rodadas de partilha do pré-sal e seus principais resultados?

GRUPOS DE PRESSÃO E O PRÉ-SAL: ANTECEDENTES DA CRISE*

William Nozaki**

Passada uma década da descoberta do pré-sal e um ano do governo Michel Temer são muitas as evidências de que a instabilidade política provocada pelo impeachment e as mudanças nos marcos de produção e exploração do petróleo conformam uma trama complexa de inter-relações entre distintos grupos de pressão, internacionais e nacionais, a envolver tanto interesses estratégicos e empresariais de longo prazo quanto oportunismos políticos e financeiros de curto prazo.

O desvelamento completo das origens e desdobramentos da atual crise será tarefa difícil para os historiadores do futuro. Entretanto, ainda que sem o devido distanciamento e a devida frieza que só o tempo histórico trazem, faz-se importante, ainda que no calor da hora, elencar alguns acontecimentos da última década que talvez estejam subestimados e que certamente ainda são pouco explicados, mas que marcam possivelmente uma estreita e nebulosa relação entre o calendário da descoberta do pré-sal e o calendário de coesão das forças políticas que protagonizaram o impeachment de Dilma

* Publicado originalmente na CartaCapital, em 20 de outubro de 2017.

** Professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (FESPSP) e Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

Rousseff. Vejamos os indícios e organizemos as peças desse jogo, deixando para o leitor a tarefa de encontrar os fios da meada que ligam esses pontos.

Talvez o primeiro capítulo para se fazer a reconstrução da atual crise por que passa o País remonte a um acontecimento pouco lembrado atualmente: em janeiro de 2008, um ano após o anúncio da descoberta do pré-sal, a Petrobras foi vítima do furto de um de seus contêineres. Lá estavam quatro notebooks, dois HDs e um conjunto de informações sigilosas sobre a exploração de petróleo na bacia de Santos. O container deveria sair de Santos (SP) em direção à Macaé (RJ). Sua origem e seu destino eram justamente cidades onde se encontram dois dos maiores campos do pré-sal.

Na ocasião, a Polícia Federal definiu uma linha única de investigação: a hipótese de espionagem industrial, dado que não se furtou todo o conteúdo do container, apenas aqueles itens nos quais havia informações sigilosas. Foram investigadas as duas empresas responsáveis pelo transporte, a norte-americana Halliburton e a brasileira Transmagnó. Subitamente a PF mudou a linha de investigação e passou a tratar o caso como furto comum. Prendeu quatro vigilantes do terminal portuário.

O segundo capítulo dessa história remonta ao ano seguinte. Em outubro de 2009 foi realizada uma grande conferência no Rio de Janeiro a reunir integrantes da PF, do MP e do Judiciário com autoridades do governo norte-americano a fim de debater procedimentos e métodos de combate à lavagem de dinheiro e ao terrorismo.

Esse evento contou com a participação ativa do até então desconhecido juiz Sérgio Moro, no âmbito de uma articulação denominada Bridge Project (Projeto Pontes). Vale lembrar também que o evento foi aberto pela embaixadora norte-americana Shari Villarosa, especialista em gestão de crises políticas que envolvam a ação de movimentos sociais, tendo atuado na repressão de grupos organizados em Mianmar. Seria um prenúncio ou uma prevenção contras as manifestações que mais tarde se insurgiriam no País entre 2013 e 2015?

O caso veio à tona com o vazamento feito pela Wikileaks, no qual também se pode verificar que Moro foi o único juiz de primeira instância citado nominalmente na ata do encontro. Alguns anos depois, seu método de condução da Operação Lava Jato trataria de criar, de forma simplista e equivocada, uma associação direta entre os pacotes de investimentos da Petrobras no pré-sal e os desvios provocados pelos casos de corrupção.

O terceiro capítulo, por seu turno, remete à disputa eleitoral ocorrida em 2010 e teve como principais candidatos o tucano José

Serra e a petista Dilma Rousseff. Uma vez mais, um vazamento posterior do Wikileaks revelou que naquela ocasião o candidato tucano trocou um conjunto de telegramas com uma alta executiva da petrolífera norte-americana Chevron, a mesma empresa que desistiu do projeto de exploração do pré-sal em virtude dos elevados custos de exploração no primeiro poço, tratando da importância de se fazer mudanças mais drásticas nos marcos de exploração e produção do pré-sal.

Vale lembrar: no fim daquele ano, em dezembro de 2010, o governo Lula havia conseguido aprovar o regime de partilha para a exploração do pré-sal, garantindo a atuação da Petrobras como operadora única e partícipe prioritária dos leilões. Não por acaso, o projeto que alterou a participação da Petrobras nas camadas do pré-sal foi originalmente concebido por Serra, que antes mesmo de ganhar as eleições provavelmente se comprometera com pressões e interesses não necessariamente nacionais, como deixam claros os telegramas vazados.

Além disso, não parece ser uma hipótese desprovida de sentido desconfiar da nomeação de Serra para o Ministério das Relações Exteriores do governo Temer, dada a sua derrota eleitoral. Talvez esse tenha sido o melhor espaço para o atual senador cumprir as promessas que antes havia realizado para as petrolíferas estrangeiras.

O quarto capítulo desse rascunho histórico-conjuntural se dá entre 2011 e 2012. Nesse momento a mídia começou a noticiar de forma mais sistemática as “frustrações do mercado” com o desempenho da Petrobras. O argumento pró-mercado se concentrava na reclamação de que a estatal não bateria suas metas de produção e lucro. A gestão da companhia alertava para o fato de que o grande pacote de investimentos, da ordem de 55 bilhões de dólares exigia um tempo de maturação até a produção aumentar de forma crescente e exponencial, como veio a acontecer pouco tempo depois graças ao sucesso da produção do pré-sal e da redução de seus custos de extração.

Nesse mesmo ano ocorre um redirecionamento estratégico da política energética de vários países. Os EUA, na sua política de energia, detalhada no documento governamental Blue Print for a Secure Energy, coloca o Brasil como um ator central. Em três das sete diretrizes estratégicas elencadas no documento, refere-se ao Brasil como um país cujas tecnologias nas áreas do pré-sal, biocombustíveis e hidrocarbonetos não convencionais precisam ser observadas com cuidado. Não por acaso, ainda em 2011 Barack Obama visitou as instalações da Petrobras, repetindo o gesto que havia sido realizado no ano da descoberta do pré-sal, em 2007, por George Bush.

Na esteira desses movimentos estratégicos, as empresas de outros países começaram a realizar aproximações com setores políticos a fim de se apropriar da descoberta do pré-sal. Em 2011, a chinesa CNPC fez uma visita ao governador de São Paulo, Geraldo Alckmin, para investir na cadeia de petróleo do Brasil, tendo em vista as perspectivas de investimento de longo prazo na Bacia de Santos. Não apenas a China e os EUA. Também há outros *players* interessados nessa nova fronteira, como França e Noruega, que colocaram no centro de suas políticas energéticas a entrada no segmento do pré-sal brasileiro.

Entretanto, ao que parece, uma expressiva fatia do empresarialismo nacional estava menos preocupada com os investimentos de longo prazo e mais com seus ganhos de aplicações financeiras no curto prazo. Não é exagero afirmar que nesse momento boa parte da mídia nacional atuou como porta-voz das operadoras estrangeiras interessadas em ingressar no pré-sal brasileiro.

Em 2013, toma forma o quinto capítulo dessa história conturbada: o consultor de informática da Agência Nacional de Segurança (NSA, sigla em inglês), Edward Snowden, revelou documentos que mostravam como a presidenta Dilma Rousseff, ministros e altos dirigentes do governo, assim como a rede privada de computadores da Petrobras eram alvo de alta espionagem, uma vez mais ficava claro o interesse norte-americano sobre a tecnologia a envolver a exploração em águas profundas.

Nesse mesmo ano, após os vazamentos, o governo norte-americano decidiu pela troca de sua embaixadora no Brasil, nomeando Liliana Ayalde, conhecida por ter atuado no Paraguai participando ativamente das movimentações que derrubaram o presidente Fernando Lugo, intensificando a reversão liberal-conservadora na América Latina.

Além dessa troca, em outubro de 2013 foi realizado o primeiro leilão do pré-sal sob o regime de partilha. Como forma de pressão contra o protagonismo da Petrobras, as petrolíferas norte-americanas (ExxonMobil e Chevron) e inglesas (BP e BG) boicotaram o leilão. Mais ainda: neste período começa a tomar corpo aquela operação que tomaria conta do noticiário nacional.

Em março de 2014, é deflagrada a primeira fase ofensiva da Lava Jato e se inicia a criminalização do projeto de desenvolvimento baseado no ativismo estatal e na centralidade da Petrobras como polo para o avanço industrial e tecnológico do País.

É incontestável o mérito da pauta de combate à corrupção, entretanto os métodos utilizados pela Operação Lava Jato são integral-

mente contestáveis, pois se valem de procedimentos seletivos, perseguições indevidas, além da espetacularização de suas ações, tudo ancorado na problemática premissa de que o Estado seria o império do vício enquanto o mercado caberia no reino da virtude.

É curioso notar: o empenho que a Operação Lava Jato desde seu início dedica à busca de conflitos de interesse e tráficos de influência envolvendo a Petrobras, nem de longe se compara à negligência com que ela trata as empresas estrangeiras.

O resultado tem sido a destruição da economia nacional em favor da autopromoção de uma casta jurídica de atuação, no mínimo, duvidosa e de um grupo político-partidário inequivocamente corrupto, direta ou indiretamente ambos concorrem para a aceleração da entrada de atores estrangeiros na exploração e produção do pré-sal. Ainda em novembro deste mesmo ano, o senador Serra, enfim, apresentou a redação final de seu projeto de emenda constitucional para a mudança nos marcos de exploração e produção do pré-sal, subtraindo o papel da Petrobras.

O próprio governo reeleito de Dilma Rousseff, dardejado pelo clima de polarização que assume a campanha presidencial e marcado pelas crescentes pressões de grupos financeiros internacionais e nacionais, empreende de forma equivocada e inacabada um giro em direção à desaceleração do ativismo estatal, e, à oposição declarada de parcela do empresariado vai se somar a insatisfação de parte da própria base aliada, intensificando o clima de crise conflagrada.

Os passos que daí se seguiram, como todos sabemos, nos conduziram não ao fim de um período de instabilidade, mas ao início de uma crise ainda mais profunda que atravessou o ano de 2015 e culminou na conformação do governo Temer em 2016, nos trazendo ao desmonte da Petrobras e à entrega do pré-sal nos leilões em curso no presente ano de 2017, com as rodadas de licitação do pré-sal realizadas no próximo dia 27 de outubro.

É importante destacar: a confluência de interesses difusos do capital internacional, da elite político-partidária, da casta jurídico-policial e da mídia oligopólico-espetacularizada convergiram para o mesmo horizonte, tais atores não assistiram a esse processo apenas como títeres coadjuvantes dos interesses internacionais, mas se valeram desse momento para impor, como protagonistas agindo ao arrepio das urnas, os seus interesses corporativos, nos conduzindo até o problemático estado de coisas em que o País se encontra.

A descoberta e a exploração do pré-sal são resultados de investimentos da Petrobras que propiciaram o desbravamento de fronteiras geológicas, de engenharia e tecnológicas. Neste ano,

48% do petróleo produzido no País é oriundo de bacias na área do pré-sal. Além disso, os campos do pré-sal têm maior potencial de produtividade e menor custo de extração, são fundamentais para a autossuficiência energética nacional e para a construção de uma transição energética sustentável.

Estima-se cerca de 100 bilhões de barris recuperáveis em campos do pré-sal. Esse número coloca o País entre os dez maiores produtores de petróleo do mundo, o que poderia fazer do Brasil um grande *player* no tabuleiro geopolítico e geoeconômico global, além de criar condições para a construção de uma nova estratégia de desenvolvimento nacional. Entretanto, a diretriz do atual governo caminha na contramão dessa perspectiva.

Para o biênio 2017-2018, a meta da Petrobras é se desfazer de ativos avaliados em 21 bilhões de dólares. Ao que tudo indica, o pré-sal é o elemento que mais tem despertado o interesse e o apetite de investidores internacionais, todos eles a buscar os recursos do pré-sal e se apropriar da renda petrolífera.

Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), as empresas interessadas e habilitadas a participar dos leilões do pré-sal que acontecem na próxima semana sob o novo modelo de concessão, com exceção da Petrobras, são todas estrangeiras: ExxonMobil (EUA), Petrogal (Portugal), Petronas (Malásia), Repsol (Espanha), Shell e BP (Reino Unido), Statoil (Noruega), Total (França), CNODC (China) e QPI (Catar). Mais do que uma desestatização estamos diante de um processo de desnacionalização de um bem estratégico para o País.

Em momentos históricos decisivos para a estratégia de desenvolvimento nacional, a elite parece sempre ceder à sua cômoda posição de “sócia subalterna” do capitalismo central e das grandes petrolíferas estrangeiras, uma posição favorável para sua acumulação privada, mas muitas vezes danosa para o projeto de desenvolvimento do País, que, a propósito, de tempos em tempos se vê sabotado diante de grupos de pressão cujos interesses pessoais, corporativos, paroquiais e muitas vezes provincianos acabam a levar à instabilidade das nossas instituições políticas e à entrega do nosso patrimônio nacional.

O PRÉ-SAL E A REGULAÇÃO: INTERESSES NACIONAIS OU ESTRANGEIROS?*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

Na sexta-feira (27/10/2017), a Agência Nacional do Petróleo realiza duas rodadas dos leilões da área do pré-sal. Estes são os primeiros após a alteração da lei da partilha ocorrida em outubro de 2016. Antes de explicar essa mudança, cabe contextualizar as razões que possibilitaram a criação do que se denominou regime de partilha em 2010.

Assim que a Petrobras anunciou a descoberta do pré-sal em 2007, houve uma mudança no curso das rodadas de licitações praticadas até então. Apesar de a ANP insistir na realização dos leilões programados, os gestores da estatal defenderam a interrupção dos mesmos em virtude das características distintas das áreas do pré-sal, com baixo risco exploratório, em relação ao pós-sal. Tal impasse foi decidido pelo presidente Lula que, por sugestão de Haroldo Lima, então diretor-geral da ANP, manteve a rodada, mas retirou do leilão os 41 blocos localizados no pré-sal.

O regime de concessão, único vigente no País naquela data, não se mostrava adequado para regular a exploração e produção do pré-sal em virtude da passiva atuação estatal. Tal regime, estabelecido em 1997, garantiu às empresas vencedoras o direito de propriedade do petróleo e do gás natural extraídos após o pagamento

* Publicado originalmente na CartaCapital, em 25 de outubro de 2017.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico (Instituto de Economia/Unicamp). Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

das taxações, como os tributos incidentes sobre a renda (imposto de renda, contribuições etc.), participações governamentais e a taxa de ocupação da área. Ou seja, após o pagamento dos tributos devidos, a empresa privada possuía direito sob todo o óleo produzido.

Em vista do papel essencial da Petrobras para o sucesso exploratório do pré-sal e o volume de recursos envolvidos (veja o primeiro artigo desta série), num cenário de amplo apoio popular ao projeto político em curso, foi possível desenhar um novo aparato regulatório para exploração exclusiva do pré-sal em 2010.

Esse aparato construído a partir de dois modelos distintos (cessão onerosa e sistema de produção de partilha) ensejou uma maior participação estatal seja nas atividades exploratórias, seja na apropriação da renda gerada pelo petróleo e gás natural.

Segundo o jurista Alex Prisco, o sistema de partilha permite um maior controle do Estado pois

inverte a lógica do fluxo-moeda dos países que o adotam. Isso porque sua conformação jurídica permite aos estados produtores transferirem às empresas apenas o direito de conduzir as atividades de exploração e produção dos minerais do subsolo [...] os hidrocarbonetos produzidos permanecem na propriedade do Estado hospedeiro, que contrata a companhia petrolífera para efetuar a exploração econômica de hidrocarbonetos sob seu próprio risco.

Segundo o Cambridge Research Energy Associates, sob a concessão, o Estado brasileiro arrecadou entre 50% e 60% da receita do petróleo, enquanto países que adotaram o sistema de partilha ficavam com até 90%.

Na lei nº 12.276, que regulamentou o modelo de “cessão onerosa”, a União foi autorizada a ceder diretamente à Petrobras, dispensada a licitação, o exercício das atividades de pesquisa e exploração de petróleo em áreas não concedidas localizadas no pré-sal, até o limite de 5 bilhões de barris de petróleo. Após o pagamento dos royalties e participações especiais, a Petrobras adquiriu o direito sob os hidrocarbonetos extraídos. Desse modo, o modelo de cessão onerosa permitiu uma maior ação estatal mediante: 1) o aumento da participação da União no capital votante da Petrobras; 2) a ampliação do volume de reservas de óleo e gás para Petrobras e 3) a capitalização realizada pela Petrobras.

Na lei nº 12.351, que estabeleceu o regime de partilha da produção somente para as áreas do pré-sal e aquelas tidas como estratégicas, além de criar um Fundo Social e uma empresa pública (Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA) para gerir o excedente de óleo dos contratos de partilha da

produção do petróleo, exigiu que a Petrobras fosse operadora do contrato (com uma participação de no mínimo 30% sobre as áreas licitadas).

Nesse novo modelo regulatório, definiu-se como critério de decisão do leilão a parcela do petróleo excedente destinado à União, descontado o percentual da Petrobras (no mínimo 30%) e as taxas incidentes sobre a produção (royalties e impostos).

O restante do petróleo e do gás natural ficaria com as empresas participantes do consórcio. Em relação à tributação, em vez das participações especiais e da taxa de ocupação, o consórcio vencedor da licitação na área do pré-sal teria de ceder à União uma fração excedente de óleo (petróleo bruto) estipulada em contrato. Portanto, nesse caso, o maior controle do Estado se observou na obrigatoriedade da participação da Petrobras e no controle de uma parcela significativa dos recursos extraídos pela PPSA. A tabela abaixo sistematiza as principais diferenças entre o Regime de Concessão e o de Partilha.

Tabela 1 - Principais diferenças entre os Regimes de Concessão e o de Partilha de Produção

	Regime de Concessão	Regime de Partilha de Produção
Operador obrigatório	Não	Sim
Participação mínima do operador	Não	Mínimo de 30%
Participação da PPSA	Não	Administração do excedente óleo e poder de veto
Participações Governamentais		
i) Royalties	Alíquota entre 5% e 10%	Alíquota de 15%
ii) Participação Especial	Alíquota entre 10% e 40%	Não
iii) Taxa de ocupação ou retenção	Pagamento anual por km ² da área	Não
iv) Bônus de assinatura	Sim	Sim
v) Excedente em óleo para a União	Não	Sim, definido dentro dos contratos de licitação
Crítérios para escolha do vencedor	Bônus de assinatura, conteúdo local e programa exploratório mínimo	Maior excedente em óleo

Fonte: O autor, 2018. Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/>>. Acesso em: 25 jul. 2018.

Sob a égide do regime da partilha e da cessão onerosa, a perspectiva era de que uma parcela maior da riqueza do pré-sal tivesse como destinação o financiamento de gastos sociais e o apoio ao desenvolvimento das atividades produtivas nacionais, com a Petrobras assumindo a função de grande articuladora desse processo.

Como anota o segundo artigo desta série, não restou dúvidas de que, após a aprovação desse novos regimes exploratórios, houve uma grande ofensiva dos grandes produtores globais de petróleo para inviabilizar a efetivação dessas leis. Desde reuniões e acordos com políticos de partidos de oposição, passando pela redefinição do planos energéticos de vários *players* internacionais, observou-se uma incessante atuação de empresas e países interessadas no pré-sal para a alteração dos marcos regulatórios visando facilitar sua entrada na exploração e produção dessas áreas.

Foi nesse contexto que, logo após a ascensão do governo ilegítimo de Michel Temer, o senador José Serra propôs um projeto de lei que retirou a cláusula de obrigatoriedade de participação da Petrobras no regime de partilha. Essa mudança, como observado, quebrou um dos pilares de controle estatal sobre as reservas do pré-sal em favor das empresas estrangeiras.

Essa foi a primeira de uma série de mudanças que atendeu o setor externo em detrimento dos interesses nacionais. Duas delas chamaram a atenção: primeira, o abandono da busca pela autossuficiência energética na política de exploração e produção de petróleo e gás; segunda, o estabelecimento de um cronograma acelerado de leilões do petróleo do pré e do pós-sal.

Essas modificações deslocaram o eixo estratégico que o pré-sal poderia ter para o planejamento energético de longo prazo e para a indução da cadeia do setor petroleiro no Brasil com a retirada da obrigatoriedade da Petrobras e o abandono de uma política energética. Somou-se o desmonte da política de conteúdo local. Assim, a maior parte da renda gerada na exploração e produção de petróleo no pré-sal deve ser vazada para o exterior, gerando o desenvolvimento industrial em outros países.

Em suma, as recentes mudanças regulatórias favorecem claramente as empresas petroleiras estrangeiras, que podem ingressar de forma acelerada independentemente da postura da Petrobras no pré-sal, assim como a cadeia de seus fornecedores globais que substituirão os fornecedores brasileiros.

Isso gerará emprego, renda e desenvolvimento industrial no exterior em detrimento do desenvolvimento nacional. Resta agora saber mais objetivamente quais são os recursos financeiros e produ-

tivos que o Estado brasileiro abre mão nos leilões do dia 27, a partir dessas mudanças regulatórias motivadas por uma complexa teia de relações expostas no nosso artigo anterior. Essa tarefa será realizada nos dois últimos textos da série “O pré-sal e os interesses em jogo: realidade e desafios”.

LEILÃO DO PRÉ-SAL: A VEZ DAS PETROLEIRAS AMERICANAS*

Cloviomar Cararine Pereira**

As duas rodadas de licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para campos do pré-sal brasileiro, sob o regime de Partilha da Produção, acontecem nesta sexta-feira, 27/07/2018.

Essas rodadas acontecem num contexto bem diferente da 1ª Rodada de Licitação do pré-sal (realizada em outubro de 2013) em que o Estado brasileiro possuía maior capacidade de coordenação das atividades de petróleo e gás, em virtude do modelo anterior em que a Petrobras assumia o papel de operadora e detinha uma participação mínima do campo leiloado, o de Libra.

Com as mudanças regulatórias (ver terceiro texto da nossa série), a segunda e a terceira rodadas abrem uma janela de oportunidade para maior atuação das empresas estrangeiras, sem a exigência da Petrobras como operadora única.

Na segunda rodada serão ofertadas quatro áreas localizadas nas bacias de Santos e Campos, com jazidas unitizáveis, ou seja, adjacentes

* Publicado originalmente na CartaCapital, em 27 de outubro de 2017.

** Mestre em Ciências Sociais pela Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFFRJ). Economista do Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos (DIEESE) e Pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

a campos cujos reservatórios se estendem para além da área concedida anteriormente; e, na terceira, serão licitadas também quatro áreas novas, ainda não exploradas, localizadas também nas bacias de Campos e Santos.

Esses oito campos abrangem uma área de 7.977 km² e estima-se, segundo ANP, um volume de reservas de petróleo de cerca de 12 bilhões de barris, sem levar em conta os campos de Alto de Cabo Frio-Oeste e Alto de Cabo Frio-Central que não tiveram suas estimativas divulgadas.

Tabela 1 - Descrição geral das rodadas e áreas licitadas

Rod.	Campo	Bacia	Volume estimado (milhões barris)	Bônus de assinatura (milhões R\$)	Preço por barril (R\$)	Percentual mínimo de excedente de óleo (%)	Área ofertada (km2)
2 ^a	Sul de Gato do Mato	Santos	203	100,00	0,49	11,53	128,83
2 ^a	Norte de Carcará	Santos	2.200	3.000,00	1,36	22,08	312,92
2 ^a	Entorno de Sapinhoá	Santos	35	200,00	5,71	10,34	213,99
2 ^a	Sudoeste de Tartaruga Verde	Campos	160	100,00	0,63	12,98	7,62
3 ^a	Peroba	Santos	5.300	2.000,00	0,38	13,89	1.073,41
3 ^a	Pau Brasil	Santos	4.100	1.500,00	0,37	14,40	1.183,68
3 ^a	Alto de Cabo Frio-Oeste	Campos	NI	350,00	NI	22,87	1.383,00
3 ^a	Alto de Cabo Frio-Central	Campos	NI	500,00	NI	21,38	3.674,37
	Total		11.998	7.750,00	1,49 (média)	16,18 (média)	7.977,82

Fonte: O autor, 2018. Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/>>. Acesso em: 25 jul. 2018.

Chama atenção nas rodadas atuais, a forte redução do percentual mínimo de excedente de óleo necessário para participar dos leilões (média de 16,18% - Tabela 1) em relação ao resultado da primeira rodada do leilão de Libra que foi de 41,65%.

Estudo de Paulo Cesar Lima e Pedro Garrido, consultores legislativos do Congresso, mostra que, atualmente sob o regime de concessão, o campo de Sapinhoá já recebe o equivalente a 28,67% da produção de petróleo, quase treze pontos percentuais acima do mínimo exigido, na média dos campos.

Considerando-se apenas o campo entorno de Sapinhoá, o mínimo exigido foi de somente 10,34%, quase dezoito pontos percentuais a menos que o valor obtido pelo Estado com a participação especial.

Esse movimento de forte diminuição das exigências mínimas de óleo excedente destinado à União que, na prática, significou que uma maior parte do óleo produzido ficará com as operadoras vencedoras do leilão, associado à retirada da Petrobras como operadora única, expressa a redução dos eixos de controle do Estado sobre as reservas do pré-sal – como visto no terceiro texto da nossa série. Esses elementos são resultados de grandes pressões, ao longo dos últimos anos, das empresas estrangeiras – como observado no segundo artigo desta série – para facilitar suas entradas no pré-sal.

Chama atenção o número elevado de interessados na participação dessas duas rodadas de licitação, já que o setor de petróleo é fortemente oligopolizado. Segundo a ANP tiveram 10 empresas inscritas a participar da segunda rodada e 14 empresas para a terceira Rodada. As oito áreas ofertadas nas licitações totalizam R\$ 7,750 bilhões em bônus de assinatura.

Mesmo acontecendo na mesma data e local, as duas rodadas são bem diferentes e a atuação das empresas no leilão deve expressar as estratégias de cada empresa para o setor petrolífero brasileiro. Os campos leiloados na segunda rodada já possuem, de certa maneira, empresas interessadas, pois são conhecidos há muito tempo e já possuem instalações nas proximidades destes (Tabela 2).

Entre os 8 campos ofertados pela ANP nestas duas rodadas de leilões, a Petrobras mostrou interesse em apenas 3 campos, Sapinhoá, Peroba e Alto de Cabo Frio-Central, sendo sua participação em 30% em cada um destes. Nos outros 5 campos a empresa pode até participar no momento da realização do leilão, em consórcio com outra empresa operadora. No entanto, a Petrobras não manifestou

interesse prévio, o que revela uma estratégia de participar de forma tímida nos leilões, abrindo a possibilidade para o ingresso de outras empresas no pré-sal brasileiro (Tabela 2).

Tabela 2 – Interesses das empresas estrangeiras e da Petrobras nos campos

Rod.	Campo	Bacia	Interesses explícitos das Empresas	Posição da Petrobras antes do leilão
2ª	Sul de Gato do Mato	Santos	Shell (80%), Total (20%)	Não se posicionou
2ª	Norte de Carcará	Santos	Statoil (66%), Petrogal (14%), Queiroz Galvão, (10%), Barra Energia (10%)	Não se posicionou
2ª	Entorno de Sapinhoá	Santos	Petrobras (45%), BG (hoje Shell, 30%), Repsol Sinopec (25%)	Exerceu seu direito de preferência de operação e participação em 30% da área não contratada.
2ª	Sudoeste de Tartaruga Verde	Campos	Petrobras (100%)	Não se posicionou
3ª	Peroba	Santos	Ainda não	Exerceu seu direito de preferência de operação e participação em 30% da área não contratada.
3ª	Pau Brasil	Santos	Ainda não	Não se posicionou
3ª	Alto de Cabo Frio-Oeste	Campos	Ainda não	Não se posicionou
3ª	Alto de Cabo Frio-Central	Campos	Ainda não	Exerceu seu direito de preferência em 30% da área não contratada.

Fonte: O autor; 2018. Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/>>. Acesso em: 25 jul. 2018.

Se a Petrobras não tem apetite, outras grandes petroleiras estão empolgadas em entrar nos promissores campos do pré-sal brasileiro. Algumas já têm alguma participação, como a norueguesa Statoil, a anglo-holandesa Shell, francesa Total, sino-espanhola Repsol Sinopec e a chinesa CNOOC, por exemplo. A novidade está na posição das petroleiras americanas que publicamente mostraram-se muito interessadas, estas seriam a Exxon e Chevron.

Em relatório recente da Atlantic Council recomendou-se que

o país necessita destravar o seu potencial e aumentar a produção de petróleo e gás. O pré-sal deve ser aberto a diferentes operadores. [...] Investidores capazes de precificar corretamente oportunidades de investimento, ativos e empresas no Brasil têm diante de si a maior janela de oportunidade em décadas.

Não há dúvidas, portanto, que desde a descoberta do pré-sal pavimentou-se um caminho para atuação das empresas estrangeiras que se intensifica exatamente no momento que a Petrobras adota um papel coadjuvante no setor nacional.

O interesse é tanto que a Chevron e a ExxonMobil chegaram a sugerir mudanças no edital de licitação dos campos e no modelo de contrato, feita pela ANP em consultas públicas. De maneira geral, as empresas sugerem maiores prazos para exploração dos campos.

Mesmo com todo o interesse das empresas estrangeiras no pré-sal, em virtude do baixo risco exploratório, dos baixos custos de extração (abaixo de 7 dólares o barril) em virtude da produtividade 30% superior ao esperado, do suficiente conhecimento geológico e da fase inicial de descoberta, o governo brasileiro optou por mudanças regulatórias que beneficiam ainda mais a petroleiras estrangeiras (de capital privado e estatal) em detrimento dos interesses nacionais.

Dentre essas medidas, destacam-se: (i) a redução dos indícios do Conteúdo Local; (ii) a ampliação do REPETRO (regime aduaneiro especial que desonera a tributação de importação – que permite inclusive deduzir IRPJ e CSSL – de equipamentos importados destinados à pesquisa e à produção de petróleo e gás natural – projeto de lei nº 795); (iii) o fim da exigência da Petrobras como operadora única nos campos do pré-sal. Isso abre espaço para a expansão das petroleiras internacionais, em especial as americanas.

O grau de abertura e de atração das empresas estrangeiras é tão desmedido que, como se observa na Tabela 1, o governo brasileiro está claramente desvalorizando os ativos do pré-sal nos leilões, a despeito do interesse das empresas e da capacidade de lucro potencial que o pré-sal possui. Isso fica evidente pelos valores de bônus de assinatura inicial de R\$ 7,750 bilhões que representa em média apenas R\$1,49 por barril de petróleo (Tabela 1) das reservas estipuladas das áreas leiloadas.

Isso é no mínimo contraditório, pois já que o próprio presidente da Shell Brasil afirmou recentemente que “o pré-sal é onde todo mundo quer estar”.

Cabe fazer um exercício simples aqui. Se estes 12 bilhões de barris fossem explorados apenas pela Petrobras (dado seu menor custo de operação e participações do governo em ações da empresa), o volume arrecadado para a União seria de R\$ 1,2 trilhões. Sem a participação da Petrobras, a União poderá arrecadar cerca de R\$ 650 bilhões. Assim, estima-se perdas para a União de cerca de R\$ 500 bilhões de arrecadações nos 30 anos de produção destes campos. No que tange ao volume de royalties e recursos gerados ao Fundo Social (destinados a Saúde e Educação) as perdas são da ordem de R\$ 25 bilhões sem a participação da Petrobras.

Dadas as atuais características da segunda e da terceira rodadas do leilão do pré-sal, no contexto de mudanças regulatórias, o Estado brasileiro abrirá mão de enormes massas de recursos financeiros e produtivos e de sua capacidade de apropriação de parte importante da renda petrolífera gerada no pré-sal, que poderiam ser destinadas para o desenvolvimento industrial e social do país.

As políticas governamentais atualmente seguem numa direção oposta aos interesses da maioria da população brasileira. No último artigo da série: “O pré-sal e os interesses em jogo: realidade e desafios” analisaremos os resultados efetivos do leilão e seus possíveis efeitos.

SUCESSO OU FRACASSO?*

Cloviomar Cararine Pereira**

Eduardo Costa Pinto***

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão****

William Nozaki*****

A segunda e a terceira rodadas de partilha do pré-sal, realizadas na sexta-feira, dia 27 de outubro de 2017, começaram com atraso de mais de quatro horas em razão de uma liminar da 3ª Vara Federal Cível da Justiça do Amazonas que suspendeu o leilão na noite de quinta-feira (26). A ação, uma iniciativa do Sindipetro-AM, foi fundamentada a partir de dois eixos: lesão ao patrimônio público por uma possível perda de receita tributária, e lesão contra o desenvolvimento nacional, dada a potencial perda para a indústria nacional.

* Publicado originalmente na CartaCapital, em 28 de outubro de 2017.

** Mestre em Ciências Sociais pela UFFRJ. Economista do DIEESE e Pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

*** Professor do Instituto de Economia da UFRJ e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

**** Mestre em Desenvolvimento Econômico (Instituto de Economia/Unicamp). Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

***** Professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (FESPSP) e Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

A liminar concedida pelo juiz federal apontou “suposto vício de iniciativa no projeto de lei que encerrou a obrigação da Petrobras de ser a operadora única do pré-sal, passando a ter participação mínima de 30% por campo”, além de decidir pela suspensão a fim de afastar “qualquer possibilidade de ocorrência de danos ao patrimônio público”.

Na manhã da sexta-feira, a Advocacia-Geral da União (AGU) conseguiu reverter a suspensão. Ao comentar o evento, o atual presidente da Petrobras afirmou que a liminar concedida pela Justiça era um “ato político”. Chama a atenção esse tipo de discurso quando feito por um dos participantes do certame, que parece atuar como uma espécie de ministro de Minas e Energia invocando para si a tarefa política de questionar a Justiça e os rumos dos leilões. Tal posicionamento, uma vez mais, demonstrou como o atual CEO da Petrobras na realidade tem se posicionado muito mais como um grande articulador no processo de abertura do setor de petróleo do que como um defensor dos interesses da estatal brasileira.

Tal impressão é reforçada, em primeiro lugar, pela própria postura da Petrobras nos leilões realizados, uma vez que a empresa ingressou apenas nas áreas que já havia manifestado previamente seu interesse de exercer sua participação de operadora com mínimo de 30% dos blocos. Ou seja, um adiamento dos leilões não alteraria as chances de participação da Petrobras nas áreas desejadas.

Além disso, em segundo lugar, o indício se reafirma quando se observa o grande interesse das empresas estrangeiras nos dois leilões do pré-sal, muito superior ao observado na 14ª rodada dos leilões ocorridos sob o Regime de Concessão. Dos oito blocos licitados (área 7.977 km²), seis blocos foram arrematados (6.786 km²), cerca de 85% em termos de área. O valor arrecadado com bônus de assinatura pelo governo foi de 6,15 bilhões de reais, abaixo do valor esperado de 7,75 bilhões caso todas as áreas fossem arrematadas (Tabela 1). Destacou-se o elevado percentual médio de 55,72% da parcela do petróleo excedente destinado à União resultante do leilão, bem acima do valor médio de 16,18% exigido pela ANP nas licitações. Considerando-se a média ponderada pelo volume estimado de reservas nas áreas leiloadas, esse percentual superou a faixa dos 70%.

Tabela 1 – 2ª e 3ª Rodada de Licitação: descrição geral, valor mínimo e resultado do leilão

Rod	Campo	Bacia	Vol. estimado (milhões barris)	Bônus de assinatura (milhões R\$)	Percentual mínimo de excedente de óleo (%)	Excedente de óleo ofertado pelas vencedoras (%)	Consórcio Vencedor
2ª	Sul de Gato do Mato	Santos	203	100	11,53	11,53	Shell (80%) Total (20%)
2ª	Norte de Carcará	Santos	2.200	3.000,00	22,08	67,12	Statoil (40%) Petrogal (25%) ExxonMobil (40%)
2ª	Entorno de Sapinhoá	Santos	35	200	10,34	80	Petrobras (45%) Repsol (25%) Sinopec (25%) Shell (30%)
2ª	Sudoeste de Tartaruga Verde	Campos	160	100	12,98	0,00%	Não houve ofertas
3ª	Peroba	Santos	5.300	2.000,00	13,89	76,96	Petrobras (45%) CNODC (20%) BP Energy (40%)
3ª	Pau Brasil	Santos	4.100	1.500,00	14,4	0,00%	Não houve ofertas
3ª	Alto de Cabo Frio-Oeste	Campos	Não informado	350	22,87	22,87	Shell (55%) CNOOC (20%) QPI Brasil (40%)
3ª	Alto de Cabo Frio-Central	Campos	Não informado	500	21,38	75,86	Petrobras (50%) BP Energy (50%)

Fonte: ANP, 2017.

Participaram dessas rodadas 15 empresas de dez países estrangeiros, e desse total dez empresas estrangeiras de oito países compuseram os seis consórcios vencedores. A Shell (anglo-holandesa) ingressou em três consórcios vencedores. A Petrobras participou e venceu também nas três áreas nas quais fez oferta.

Esses resultados (duas áreas não arrematadas, elevado ágio do óleo excedente, especialmente dos consórcios liderados pela Petrobras, além de três áreas leiloadas onde a Petrobras não vai operar) novamente confirmam a relevância da estatal brasileira para o desenvolvimento do pré-sal. O grande apetite das empresas estrangeiras deve-se, em parte, ao fato de que nesse processo enquanto a Petrobras absorve o risco do investimento inicial as empresas estrangeiras incorporam retornos garantidos.

Graças ao conhecimento da Petrobras, a área do pré-sal adquiriu grande atratividade em virtude do baixo risco exploratório, dos custos de extração competitivo ($< 7 \text{ US\$/boe}$), do suficiente conhecimento geológico e da fase inicial de descobertas. Além disso, foram exatamente nas áreas em que a Petrobras participou onde verificaram-se as maiores ofertas de excedente de óleo. Por fim, as empresas estrangeiras adotaram a estratégia de fazer parcerias com a estatal brasileira (nos casos dos campos de Entorno de Sapinhoá, Alto Cabo Frio-Central e Peroba) ou atuaram em áreas que possuem proximidade com campos onde elas atuam (a Shell em Sul de Gato do Mato e a Statoil em Carcará). Logo, o ingresso das empresas no pré-sal brasileiro ocorre no “rastros” da Petrobras ou em áreas onde já detém conhecimento prévio.

Embora esses aspectos sejam centrais, cabe observar mais de perto a dinâmica de atuação da China que, por meio de diferentes empresas (Sinopec, Cnooc Petroleum e CNODC), integrou três consórcios vencedores. Sendo assim, o país asiático ingressou de modo diversificado e mais pulverizado nos leilões, na esteira da Shell e da Petrobras (as duas principais operadoras do pré-sal) e em áreas distintas.

O suposto êxito do leilão (ágio elevado e grandes volumes de recursos arrecadados por meio do bônus de assinatura) esconde, dessa forma, a subordinação da atual política de exploração e produção aos interesses estrangeiros – nesse caso, principalmente aos chineses. Em estudos anteriores, já observamos que há um roteiro estratégico das grandes empresas de petróleo e dos países interessados para tomarem suas decisões de investimento no setor.

Há uma geoestratégia em que as gigantes de petróleo se movem a partir de uma lógica próxima a militar, analisando o controle de suas reservas de petróleo e de seus territórios e também de seus competidores, dado o cenário geopolítico e os interesses nacionais existentes.

No caso da China, a crescente demanda interna por petróleo, o interesse global de se posicionar em outras regiões fora da Ásia e o acesso a novos espaços territoriais são alguns dos interesses que moveram o país a ingressar no setor de petróleo e gás (P&G) brasileiro com a intensidade mencionada anteriormente.

Além de parcerias em outros segmentos da cadeia de P&G, na exploração e produção, a China, que já possuía acordos de cooperação para fornecimento de petróleo com a Petrobras, consolidou-se como o segundo grande “parceiro” brasileiro no pré-sal. Até o mais recente leilão, a Sinopec tinha participação nos campos de Carioca e Sapinhoá (Bacia de Santos) e também tornou-se concessionária do bloco BM-C-33, na Bacia de Campos.

Segundo a ANP, em agosto de 2017, a petroleira chinesa ocupava a terceira posição entre os maiores produtores de petróleo e gás do Brasil, com uma produção de 103.407 barris equivalentes por dia. Além da Sinopec, a Cnooc e CNPC ingressaram como sócias no leilão de Libra em 2013. Somando as licitações da segunda e da terceira rodadas, a China obteve um volume de reservas de óleo recuperáveis superior a 3 bilhões de barris (Tabela 2).

Tabela 2 – Posição chinesa no pré-sal brasileiro

Bacia	Área	Reserva recuperável mínima esperada (em milhões de barris)	Concessionária	Participação das chinesas no pré-sal (%)	Volume de óleo da concessionária chinesa (em milhões de barris)
Santos	Carioca	500	Sinopec	25,0%	125
Santos	Sapinhoá	2.100	Sinopec	25,0%	525
Santos	Libra	8.000	CNPC CNOOC	10,0% 10,0%	800 800
Santos	Peroba	2.000	CNODC	20,0%	400
Santos	Entorno de Sapinhoá	200	Sinopec	25,0%	50
Campos	Alto de Cabo Frio-Oeste	Não informado	CNOOC	20,0%	-
Campos	Pão de Açúcar e Gávea	1.200	Sinopec	35,0%	420
Total		14.000		22,3%	3.120

Fonte: ANP, 2017.

Como observado nos artigos anteriores desta série (“Pré-sal e os interesses em jogo: realidade e desafios”), há uma estratégia de atração do capital estrangeiro que se explicita com as mudanças regulatórias e com o aumento da apropriação da renda petrolífera pelas empresas de fora. Essa abordagem, na contramão dos interesses nacionais, desfruta de forte apoio da gestão da Petrobras, a despeito da estatal brasileira ser uma concorrente das operadoras estrangeiras.

Dado o grande potencial atrativo dos leilões do pré-sal, as mudanças regulatórias em prol do aumento da apropriação das empresas estrangeiras evidenciam que o Estado brasileiro está abrindo mão de enormes massas de recursos financeiros e produtivos gerados pelo pré-sal. Isso diminui a capacidade nacional de controle da renda do petróleo nessas áreas, na medida em que importantes fases produtivas de maior valor agregado (intensivas em renda e tecnologia) serão desenvolvidas em outros países – sem que isso gerasse grandes efeitos sobre o desempenho da segunda e terceira rodadas.

Desse modo, a inserção das empresas estrangeiras na exploração do pré-sal está muito mais relacionada à pressão por elas exercida desde a descoberta das reservas, em um cenário em que ascendeu no Brasil um governo de caráter fortemente desnacionalizante, do que com medidas institucionais e setoriais. Tais medidas têm, inclusive, como característica geral a quebra de instrumentos importantes para assegurar que a forma de exploração do pré-sal fosse controlada pelo Estado Nacional.

Os resultados do leilão expressam, portanto, duas facetas de uma mesma moeda: o sucesso do esforço tecnológico e exploratório da Petrobras e a fragilidade institucional de assegurar que os frutos desse esforço sejam usufruídos pela própria Petrobras em particular e pela sociedade brasileira em geral.

BLOCO V

A (DES)ORGANIZAÇÃO DA GESTÃO DO SETOR PETROLEIRO: A DESARTICULAÇÃO TECNOLÓGICA, DO CONHECIMENTO E DA QUALIFICAÇÃO PROFISSIONAL

A PETROBRAS E A NOVA POLÍTICA INTERNA DE GESTÃO DOS RECURSOS HUMANOS: MERITOCRACIA OU INSEGURANÇA PARA O TRABALHADOR?*

Rafael Rodrigues da Costa**

William Nozaki***

No final de fevereiro de 2018, a Petrobras anunciou em comunicado interno para os seus funcionários que iria adotar uma nova política para os Recursos Humanos da companhia. Batizada pela imprensa como “cartilha da meritocracia”, as novas medidas foram comunicadas pelo diretor de Assuntos Corporativos, Eberaldo de Almeida Neto, que assumiu o cargo no fim de janeiro, no lugar de Hugo Repsold, atual diretor de Desenvolvimento de Produção e Tecnologia.

De acordo com reportagem publicada pelo Estado de São Paulo, a carta do diretor afirma que a companhia ainda tem muito a avançar em dois temas essenciais para o seu futuro, “a integração e o mérito”. Sob este ponto, o novo diretor afirmou: “Temos de acelerar esse processo, de forma a intensificar o aumento da eficiência”. Dentre as novas medidas, destacam-se o pagamento de bônus por

* Publicado originalmente no Jornal GGN, em 9 de março de 2018.

** Mestrando em Ciências Sociais pela Universidade Federal de São Paulo (Unifesp). É assistente de pesquisa do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

*** Professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (FESPSP) e Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

desempenho individual, criação de banco de talentos interno e alteração do plano de cargos e salários.

As mudanças têm inspiração no modelo de gestão de Recursos Humanos (RH) desenvolvido por Vicente Falconi, famoso nos anos 1990 por ser um dos principais idealizadores da chamada “cultura AmBev”, modelo cujos pilares estão centrados no corte sistemático de custos, na obsessão do cumprimento de metas e na meritocracia – recompensada, nos melhores casos, com participação societária. Com o *slogan* “ao invés de cortar custos, corte desperdícios”, esse modelo de gestão tende a transformar grandes indústrias em pequenos escritórios, buscando maximizar o desejo dos acionistas de retornos sobre seus ativos o mais rápido possível.

A implementação desse tipo de modelo de gestão de RH, centrado na redução do tamanho dos quadros de funcionários (*downsizing*), gerou resultados financeiros positivos de curto prazo em empresas que o empregaram. Nos últimos anos, as empresas do trio Jorge Paulo Lemann, Marcel Telles e Carlos Alberto Sicupira – principais capitães da política de meritocracia de Falconi e sócios no fundo de investimento 3G Capital – fundiram a cervejaria americana Anheuser-Busch com a belgo-brasileira InBev, multiplicando os lucros da companhia, agora AB Inbev, em 10 vezes em menos de um ano; assim como o caso da criação da Kraft Heinz, a segunda maior empresa de alimentos do mundo, também controlada pelo trio de empresários. Com isso, a melhora financeira decorreu da redução dos custos da força de trabalho, num primeiro momento, e do processo de fusão entre essas grandes empresas, reiniciando um novo ciclo de *downsizing*.

Se por um lado, o desempenho financeiro da “cultura Ambev” é venerado por seus acionistas em virtude do aumento do retorno rápido sobre seus ativos – mesmo que isso possa implicar em redução ou adiamento de investimentos para manter elevado os índices de rentabilidade – por outro lado, essa mesma cultura tem sido alvo constante de críticas no mundo do trabalho. As queixas vão desde as demissões em massa, passando pela extinção de cargos de gerência de nível médio, pelo aumento de casos de adoecimento no trabalho até o crescimento das recorrentes denúncias de assédio moral.

Para se ter uma ideia, as fusões da AB InBev, em 2008, e Kraft Heinz, em 2013, geraram demissões da ordem de mais de 1.000 e de 13.000 funcionários, respectivamente. Logo, cortar postos de trabalho torna-se uma das estratégias centrais (“o mantra”) para alcançar resultados financeiros de curto prazo, deixando para um segundo plano a lógica dos investimentos que poderiam gerar resultados fi-

nanceiros no médio e longo prazo. Neste sentido, o corte de funcionários na “cultura Ambev” segue a matemática descrita pelo CEO da companhia, Carlos Brito, por meio do esquema 20-70-10: “Em qualquer empresa há os 20% que lideram, os 70% que seguem e os 10% que não fazem nada [...] Os 10%, obviamente, você precisa se livrar deles [...] Eles estão sempre infelizes e sempre reclamando”. Dessa forma, esse modelo de gestão da força de trabalho é desenvolvido para recompensar os 20% melhores funcionários de cada ano com bônus extraordinários, enquanto os 70% medianos ficam restritos à participação nos lucros e resultados (PLR) e os 10% restantes ficam vulneráveis à demissão. A questão é que depois que a empresa supostamente consegue de “livrar” desses 10% “que não fazem nada”, novamente irão aparecer um novo conjunto de 10% de trabalhadores que não querem fazer nada. Quais as consequências dessas medidas para os trabalhadores dessas empresas e a consequente organização empresarial em torno do trabalho?

MERITOCRACIA E INSEGURANÇA DO TRABALHO

Embora o sucesso empresarial desse modelo seja costumeiramente associado a uma gestão que busca estimular o melhor de cada funcionário, com metas desafiadoras e recompensá-los de acordo com o seu desempenho individual, a verdade não dita durante este processo é que todos os funcionários ficam sujeitos a uma constante tensão entre a obsessão pelos bônus dos melhores e o fantasma da demissão dos piores.

Como a produtividade dos empregados é avaliada por meio do desempenho nas metas de curto, médio e longo prazo da empresa, se porventura as metas não vão sendo atingidas, não é raro que surjam casos de assédio moral. É o caso do vendedor da Ambev de Porto Alegre que era obrigado por seu superior a comprar produtos da empresa para alcançar metas e manter o valor da comissão que ganhava, ou como o caso de um grupo de funcionários da companhia, no Rio Grande do Norte, que recebeu sentença favorável do Tribunal Superior do Trabalho (TST) após denunciar situações vexatórias aos que não alcançavam os objetivos definidos, como o impedimento de sentar durante as reuniões, a obrigação de dançar na frente dos outros e de usar camisas com dizeres ofensivos.

Para além do assédio moral, outro fator consequente da cultura de “meritocracia” está no clima constante de competição entre os próprios funcionários da empresa. Um exemplo desse fenômeno é o que ocorreu na Sadia no final dos anos 2000, quando o então presi-

dente-executivo da companhia tentou impor a política de resultados da cultura Ambev.

Apontado por muitos como um dos principais erros estratégicos da companhia, a mudança na cultura administrativa fez com que os superintendentes e gerentes da empresa passassem a reclamar da competição que foi criada entre as unidades. A unidade que se saísse pior perdia os bônus, que eram repassados para as de melhor desempenho. A consequência é que as unidades começaram a maquiar seus resultados para não perder os bônus – e, dessa forma, a competição interna abalou a política de cooperação na qual a companhia se baseara durante décadas.

Todas essas ações nos levam a pergunta: afinal, a cultura da meritocracia valoriza o esforço individual dos funcionários ou apenas serve para potencializar a insegurança do trabalho?

INDIVIDUALIZAÇÃO DOS GANHOS (E PERDAS)

Quando se fala em sistema de meritocracia nas empresas, um dos argumentos favoráveis mais frequentes é que o modelo gera uma conduta de *ownership* (sentimento de proprietário) nos funcionários, segundo afirma um dos sócios da 3G, Marcel Henrique Telles, visto que ajuda despertar no empregado “a cabeça de dono”. Esse argumento, contudo, não é invenção particular do professor Falconi e seus alunos da 3G.

Como nos lembra o sociólogo Luc Boltansky e a economista Ève Chiapello em seu clássico *O Novo Espírito do Capitalismo* (WMF Martins Fontes, 2009), um dos principais êxitos ideológicos do novo capitalismo é que, ao contrário do que ocorria no período de produção fordista do século XX – no qual a política de salários e benefícios era realizada por intermédio da “integração coletiva e política dos trabalhadores na ordem social e por meio de uma forma do espírito do capitalismo que unia o progresso econômico e tecnológico a uma visão de justiça social” – agora ele pode ser alcançado a partir de uma organização toyotista do trabalho que é um “projeto que vincula, por um lado, culto ao desempenho individual e exaltação da mobilidade e, por outro, concepções reticulares do vínculo social”.

O que está em jogo no nosso século, portanto, é a desconstrução do mundo do trabalho tal como conhecemos na relação entre patrão-empregado para a substituição de um modelo próximo ao da “cultura Ambev”, em que os melhores talentos (conjunto muito restrito dos empregados) chegam a ser inclusive recompensados com uma porcentagem das ações da empresa, elevando assim a condição

dos empregados ao mesmo tempo à estatura de sócios (minoritários, evidentemente).

Como já foi dito, em um cenário corporativo que tensiona o sonho dos bônus e o pesadelo da demissão, mina-se ao mesmo tempo qualquer organização de solidariedade entre os trabalhadores.

A consequência prática disso é a instalação do abismo hierárquico entre executivos e funcionários – em que os executivos, de um lado, defendem e representam os interesses dos grandes acionistas e proprietários do capital, e os funcionários, por sua vez, sem capacidade de intermediação política organizada, encontram-se limitados em termos de negociação com os seus empregadores, restringindo as opções de escolha praticamente ao binarismo entre aceitar ou rejeitar as condições de trabalho impostas.

No contexto nacional, esse cenário pode ainda ser agravado à luz da implementação da reforma trabalhista que coloca trabalhadores da administração indireta, empregados públicos contratados pelo regime celetista, sob a mira das novas possibilidades de precarização do trabalho.

EXTINÇÃO DOS CARGOS DE GERÊNCIA E OBSTÁCULOS PARA A ORGANIZAÇÃO SINDICAL

Outro fator digno de nota na transição entre a cultura de gestão do capitalismo fordista para a toyotista (materializado no modelo Falconi no caso brasileiro) é a desobrigação gradual de cargos de gerência de nível médio. No modelo industrial tradicional, a relação entre burgueses e proletários era intermediada por dois agentes principais, personificados na figura do gerente, de um lado, e do sindicalista, de outro. Acontece que, para garantir os ganhos sociais da classe trabalhadora e monitorar as movimentações do patronato, os sindicatos se organizam desde o século passado para defender os interesses das categorias representadas.

Em contrapartida, a fim de defender os interesses do empresariado, especialmente no que tange à produtividade, surge no compromisso fordista a figura do gerente de nível médio, isto é, aquele a quem os ganhos de produtividade e eficiência dos trabalhadores tornam-se uma constante (e custosa) vigilância. É por meio dessa dupla relação que durante as últimas décadas o Ocidente conseguiu estabelecer mecanismos de negociação entre capital e trabalho capazes de trazer ganhos e vantagens para ambos os lados. Contudo, esse modelo passa a ser questionado a partir da década de 1980 com a crise de lucratividade das grandes empresas mundiais.

Com esse novo processo de gestão da força de trabalho – que provoca a individualização dos empregados e a redução dos postos da gerência média fordista – ocorre uma diminuição da capacidade de mobilização dos trabalhadores e a redução dos postos de trabalho tradicionais da classe média (emprego industrial e gerência média), afetando negativamente a renda e o emprego do conjunto dos trabalhadores o que configura um processo paulatino de precarização da força de trabalho.

A PETROBRAS E O RETROCESSO DA DÉCADA DE 1990

No caso da Petrobras, a possível implementação da nova política interna de gestão dos recursos humanos oferece um risco ainda maior; uma vez que o sonho dos bônus e o pesadelo da demissão irão provocar uma desorganização política dos trabalhadores, afetando diretamente os quase 70 mil empregados e as centenas de gerentes da companhia, sem contar com os outros milhares de prestadores de serviços e funcionários indiretos da estatal.

Com o novo modelo de gestão, a empresa adota uma gestão de RH que tem repercutido com má reputação no mercado internacional, sobretudo pela obsessão no corte de custos e na agressividade dos negócios que causam rarefação de garantias e benefícios para o conjunto dos trabalhadores. Por outro lado, o modelo é elogiado por seus entusiastas no mercado financeiro e pelos acionistas minoritários (que estão presos à lógica dos retornos rápidos), no qual o bom desempenho dos indicadores financeiros supostamente justificariam os eventuais “erros de percurso” que recairiam sobre os empregados.

Cabe ainda alertar que a Petrobras tem como seu principal acionista o Estado brasileiro que não necessariamente busca maximizar retornos rápidos, tal como seus acionistas minoritários, em virtude dos seus objetivos públicos (ligados, sobretudo, ao projeto de país e a ordem macroeconômica). Portanto, a função objetiva da Petrobras e do seu modelo de gestão de recursos humanos tem que conciliar os interesses da acumulação interna da empresa e os benefícios para a sociedade brasileira e para seus funcionários. A nova proposta de gestão dos recursos humanos da Petrobras retrata o novo estágio do capitalismo contemporâneo e, sobretudo, a nova forma de administrar da atual presidência, que confunde a ideologia do mérito individual com o fardo da insegurança sobre os ombros dos trabalhadores, em um momento delicado para as empresas públicas brasileiras e para o conjunto do mercado de trabalho nacional, e especificamente os empregados da Petrobras.

Por esse caminho quase todos os empregos da empresa caminham juntos (tanto do operacional como do administrativo/gerecncial) no sentido da precarização e da intensificação da carga de trabalho com todos os seus efeitos prejudiciais. Apenas alguns poucos (os supostos 20% mais esforçados) alcançarão o sucesso. Nesse sentido, a “cartilha da meritocracia” reforça a posição dos acionistas minoritários em sua busca por maior retorno financeiro, deixando de lado os interesses do principal acionista – o Estado brasileiro – e, sobretudo, dos empregados da empresa que serão transformados em competidores dentro de sua própria equipe. Nesse cenário, em que posição serão classificados os funcionários da Petrobras?

A DESARTICULAÇÃO DO PARQUE TECNOLÓGICO DE PETRÓLEO*

Paola Azevedo**

A participação do setor de petróleo e gás natural no Produto Interno Bruto (PIB) cresceu de 3% em 2000 para 11% em 2016, segundo a Agência Nacional do Petróleo, especialmente em virtude dos investimentos realizados pela Petrobras, consolidando o setor como vetor crucial no desenvolvimento econômico brasileiro.

Este crescimento e participação expressiva no PIB é resultado, entre outros fatores, de uma trajetória histórica e articulada de investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) que envolve a participação da transnacional pública, universidades, fornecedores e institutos de pesquisa e regulamentações atreladas ao setor, decorrentes desta trajetória e evolução.

O dinamismo vinculado ao setor de petróleo e gás e a necessidade contínua de vencer desafios tecnológicos torna a PD&I e aquisição de novos conhecimentos essencial para o avanço na produção e exploração em águas profundas e ultraprofundas e para o desenvolvimento do parque tecnológico do País.

* Publicado originalmente na CartaCapital, em 16 de janeiro de 2018.

** Doutora em Administração pela Universidade Federal de Santa Catarina. É pesquisadora do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

Desde sua origem em 1953, a Petrobras estava direcionada para a emancipação da economia brasileira e visava desenvolver o setor petrolífero e propiciar a diminuição da dependência de petróleo, o que foi possível ao longo de mais de seis décadas por meio de investimentos contínuos em PD&I. Estas atividades estavam inicialmente concentradas na Fundação do Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisa de Petróleo (1955), e desde 1966 no Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello.

A partir da Lei nº 9.478/1997, conhecida como Lei do Petróleo, este investimento tornou-se mais amplo em virtude da obrigatoriedade de realização de despesas qualificadas em PD&I. Os leilões de concessão para exploração e produção do petróleo realizados a partir da década de 2000 introduziram uma cláusula de PD&I presente nos contratos para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural que incentiva a pesquisa e a utilização de novas tecnologias para o setor.

Conforme a ANP, instituída por esta mesma lei, nos contratos de concessão, a cláusula de PD&I determina que os concessionários devem investir 1% da receita bruta da produção dos campos que pagam participação especial em PD&I.

A participação especial é uma compensação financeira extraordinária que deve ser paga pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural para campos de grande volume de produção. Na exploração dos campos do pré-sal, realizados sob os contratos de partilha de produção e de cessão onerosa, essa cláusula foi preservada.

Nos contratos de partilha, o valor é de 1%, enquanto na cessão onerosa a obrigação é de 0,5% da receita bruta anual dos campos situados nos blocos definidos nos contratos. Tanto a apuração da participação especial quanto o destino dos recursos segue atualizações e distribuições existentes na legislação.

Partindo desta obrigatoriedade intitulada participação especial, a Petrobras criou em 2006 um novo modelo de parceria tecnológica com as universidades e institutos de pesquisas no Brasil, as redes temáticas e os núcleos regionais, sob a gestão do então presidente José Sérgio Gabrielli, a fim de direcionar esses investimentos obrigatórios de forma articulada e garantir a sustentabilidade do processo de desenvolvimento de PD&I.

Na atualidade a empresa relaciona-se com mais de cem universidades e instituições nacionais de pesquisa por meio deste modelo de parceria tecnológica que é coordenado pelo CENPES e vinculado a todas as áreas da empresa envolvidas com o Sistema Tecnológico

da Petrobras, que se caracteriza como a empresa com maior investimento em ciência e tecnologia (C&T) no País.

A partir da identificação de temas estratégicos na área de petróleo e gás foram formadas redes com instituições distribuídas pelo Brasil. Os investimentos realizados pela empresa permitem às instituições conveniadas a implantação de infraestrutura, criação de laboratórios e aquisição de equipamentos com padrão de excelência, formação e aprimoramento de pesquisadores e recursos humanos e desenvolvimento de projetos de PD&I em cinco grandes áreas, exploração, produção, abastecimento, gás natural, energia e desenvolvimento sustentável e gestão tecnológica, que englobam quarenta e nove redes temáticas.

Os projetos que constituem as redes são desenvolvidos de forma colaborativa entre as instituições reconhecidamente competentes nos temas selecionados. A rede temática é um modelo de relacionamento com as instituições de ciência e tecnologia do Brasil, e por meio do qual a empresa participa do desenvolvimento do parque tecnológico.

Além das redes temáticas, foram criados sete núcleos em regiões de grande atividade operacional da empresa, nas quais há uma instituição de ensino e pesquisa que atua no sentido de atender as demandas tecnológicas peculiares da sua região. Estes núcleos objetivam realizar atividades ligadas à reforma e criação de infraestrutura, formação e capacitação de recursos humanos, desenvolvimento de projetos de PD&I, bem como a prestação de serviços tecnológicos relevantes para o setor.

Desde o princípio de sua formação, os núcleos atuam no sentido de criar infraestrutura e desenvolver PD&I, fomentando assim o desenvolvimento da região onde estão instalados. Por sua vez, as redes temáticas possibilitam uma distribuição de recursos descentralizada, proporcionando o atendimento de projetos de PD&I e criação de infraestrutura em todo o território brasileiro.

Em conjunto, os núcleos e as redes gerenciam recursos investidos nas universidades e nos institutos de pesquisa, sob a forma de projetos, fortalecem e aperfeiçoam a trajetória histórica de parceria com a comunidade de ciência e tecnologia, bem como fomentam a pesquisa de fronteira no Brasil, especialmente aquelas ligadas à exploração e produção em águas profundas e ultra-profundas. Destaca-se ainda o fortalecimento do setor de Petróleo e Gás por meio do desenvolvimento tecnológico reconhecido em nível mundial, e, sobretudo, a participação ativa no desenvolvimento econômico.

A dimensão da articulação e sistematização do investimento em PD&I da Petrobras pode ser visualizada também por meio dos valores investidos. Conforme a ANP, o valor total acumulado para investimentos em PD&I no período de 1998 até o terceiro trimestre de 2017 foi de 12,9 bilhões de reais, decorrentes de contratos assinados sob o regime de concessão e cessão onerosa.

A Petrobras investiu em torno de 12 bilhões de reais neste período e o restante, 896 milhões de reais, foi proveniente de investimentos de outras empresas petrolíferas. A maior parte dos recursos de outras empresas advêm dos últimos três anos (2015, 2016 e três primeiros trimestres de 2017), que representam mais de 50% do total investido por estas empresas desde 2004, ano da primeira participação. Por outro lado, a Petrobras, que investe em PD&I por meio da participação especial desde 1998, momento em que passou a vigorar a obrigação, reduziu significativamente sua participação nos últimos três anos em comparação aos anos anteriores.

Em 2014, o volume total de obrigações geradas pela empresa para PD&I foi de 1,248 bilhão de reais. Em 2015, 2016 e 2017 foi, respectivamente, de 898 milhões, 713 milhões e 713 milhões. Há fatores conjunturais que afetam diretamente esta participação, entretanto, a mudança de gestão da empresa, de legislação e aumento de participação de outras multinacionais na exploração de petróleo e gás em território brasileiro tem forte impacto nestes resultados.

Na atualidade, 15 empresas petrolíferas têm participação nos campos produtores de petróleo e gás natural que geraram obrigações de investimentos em PD&I. A maior parte destes campos ainda fazem parte da Petrobras. Nos últimos três anos, incluindo os três primeiros trimestres de 2017, ocorreu, porém, o aumento de participação de outras empresas petrolíferas no setor de petróleo e gás brasileiro.

Estas passaram a ter obrigações de PD&I em alguns campos, tais como: 100% da Parnaíba Gás Natural (PGN) no Campo Gavião Real da bacia sedimentar terrestre da Parnaíba, 45% da Queiroz Galvão, 10% da Brasoil e 10% da Geopark no campo de Manati na bacia sedimentar marítima de Camamu, 50% da Shell, 27% da ONGC e 23% da QPI nos campos de Argonauta e Ostra na bacia sedimentar marítima do Espírito Santo, 80% da Shell no campo de Bijupirá, 60% da Statoil e 40% da Sinochem no campo Peregrino, 100% da PetroRio no campo polvo, 51,7391% da Chevron e 18,2609% da Frade Japão no campo Frade, 10% da Repsol-Sinopec no campo de Albacora Leste, todos estes na Bacia sedimentar marítima de Campos, 25% da Shell e 10% da Petrogal no campo Lula, e 30% da Shell e 25% da

Repsol-Sinopec no campo Sapinhoá, ambos campos situados na bacia sedimentar marítima de Santos.

Embora o investimento em PD&I seja indiscutivelmente relevante e essencial para o desenvolvimento de tecnologias e fortalecimento do setor de petróleo e gás no Brasil, na prática esta mudança na alocação de recursos de obrigação decorrente do aumento de participação de outras empresas no setor de petróleo e gás e a redução da participação da Petrobras apresentadas anteriormente podem se tornar uma ameaça. Isto, pois, o desenvolvimento das tecnologias de fronteira, especialmente aquelas vinculadas ao pré-sal, e a posição de destaque em nível internacional alcançada pelo Brasil neste setor é resultado de um plano estratégico de longo prazo, em conjunto com universidades e empresas fornecedoras, articulado e coordenado pelo Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), e que dependem da aplicação de recursos contínuos e sistematizados pela Petrobras em PD&I.

Dentre as 49 redes temáticas coordenadas pela Petrobras, destacam-se os estudos de técnicas avançadas de geofísica para exploração e reservatórios, nos campos de aquisição, processamento, inversão, monitoramento e interpretação geofísicas, relativos à rede de geofísica aplicada, vinculados à área de exploração. Também são relevantes as pesquisas sobre estimulação de poços produtores em reservatórios carbonáticos e de reservatórios de baixa permeabilidade, a melhora da performance de perfuração de poços profundos, hidráulica de perfuração, sistemas de fluidos, segurança de poços, e modelagem geomecânica vinculados à rede de engenharia de poços na área de produção.

Além desta, vale citar os projetos de materiais nanoestruturados, compósitos, interfaces e dispositivos de nanotecnologia molecular relacionados à rede de nanotecnologia aplicada à indústria de energia na área de gás natural, energia e desenvolvimento sustentável.

Estas são apenas algumas das redes temáticas e pesquisas que podem ser afetadas ou mesmo extintas com a redução dos investimentos da Petrobras em PD&I, em virtude da crescente entrada de multinacionais na exploração de petróleo e gás no Brasil. Além destas redes consolidadas de pesquisas, estudos acerca de novas tecnologias importantes para o desbravamento e o crescimento do setor, como a robótica subaquática, sondagens de alta pressão e alta temperatura, nanotecnologia, materiais autorregenerativos, perfuração a laser, modelagem de fluxo de sísmica 4D, dentre outras tecnologias de fronteira, estão ameaçadas.

Desta maneira, é possível que em médio e longo prazo, o aumento destas multinacionais e de outras empresas petrolíferas em campos que geram participação especial para aplicação em PD&I culmine na desarticulação dos núcleos e das redes temáticas de pesquisa de petróleo e gás instituídas e coordenadas pela Petrobras, prejudicando o desenvolvimento de novas tecnologias essenciais para o setor de petróleo e gás e, sobretudo, fragilizando o desenvolvimento sistematizado e estratégico do parque tecnológico do País, que tem uma trajetória histórica de construção impulsionada pela estatal.

CAPACIDADE TECNOLÓGICA E PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (P&D) DA PETROBRAS: DO PROCAP A DESESTRUTURAÇÃO

Eduardo Costa Pinto*

William Nozaki**

O longo processo evolutivo de desenvolvimento das capacidades tecnológica e geológica da Petrobras em atividade exploratória de petróleo e gás em águas profundas (segmento offshore) foi um elemento central para a descoberta do pré-sal brasileiro, colocando o país num novo patamar no mercado mundial de petróleo.

Essas capacidades, desenvolvidas ao longo dos últimos 30 anos, somente conseguem ser explicadas pela ampliação dos investimentos da empresa em P&D (pesquisa e desenvolvimento) por meio de projetos tecnológicos nacionais capitaneados pela Petrobras em articulação com empresas privadas, com universidade e com centros de pesquisas.

Esse processo tem sua origem na estratégia nacional que buscou diminuir a dependência energética externa brasileira – que se aprofundou no final da década de 1970 com a elevação dos preços internacionais do petróleo (choques de 1973 e 1979) – por meio de investimentos em P&D para a exploração de petróleo e gás em águas

* Professor do Instituto de Economia da UFRJ e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

** Professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (FESPSP) e Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

profundas. Os resultados desses esforços, inicialmente, proporcionaram a descoberta de petróleo na Bacia de Campos (Albacora em 1984 e Marlim em 1985). No âmbito dessa estratégia, cabe destacar o Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP) que foi um dos mais importantes projetos de investimento em P&D da Petrobras, entre 1986 e 2006, em seus esforços para exploração offshore, que culminou na descoberta do pré-sal em 2007.

O PROCAP (PROCAP 1.000) foi criado em 1986 e tinha como objetivo desenvolver tecnologia para produzir petróleo até 1.000 metros de profundidade. O programa durou 6 anos e empreendeu 109 projetos, alcançando os resultados pretendidos e inovações importantes, como a instalação do sistema de produção flutuante. Com o sucesso desse programa a Petrobras criou em 1993 o PROCAP2000, buscando ampliar a exploração para até 2.000 metros de profundidade, que durou 6 anos e contou com 20 projetos e também alcançou resultados exitosos (desenvolvimento de inovações para explorar o petróleo de Roncador, na Bacia de Campos (RJ), a 1.853 metros de profundidade).

Esse êxito estimulou a Petrobras a criar o PROCAP 3000, entre 2000 e 2006, com o objetivo de desenvolver as inovações necessárias para explorar petróleo e gás em lâmina d'água superior a três mil metros e, ao mesmo tempo, reduzir os custos de extração nesse tipo de campo.

Dada as perspectivas iniciais positivas da Petrobras em relação ao PROCAP (programa de P&D), a empresa investiu cerca de 1% do seu faturamento nessa empreitada, o que tornou o projeto um dos maiores programas tecnológicos da história do país. Análises financeiras mostram que esse dispêndio gerou um retorno de US\$ 4,3 para cada dólar gasto no início do PROCAP. A maior parte desses investimentos foram destinados ao CENPES da Petrobras localizado na UFRJ. Esse programa foi estruturado por meio de uma rede de pesquisa com concorrentes, fornecedores e instituições de pesquisa, com destaque para a Coppe/UFRJ e o Centro de Estudos em Petróleo (Cepetro), da FEM/Unicamp. Além destas instituições, empresas privadas, sobretudo os fornecedores, também desenvolveram tecnologia conjuntamente com a Petrobras (FURTADO & FREITAS, 2004⁹; ORTIZ & COSTA, 2017¹⁰).

⁹ FURTADO, André Tosi; FREITAS, Adriana Gomes Freitas. *Nacionalismo e aprendizagem no programa de Águas profundas da Petrobras*. Revista Brasileira de Inovação, 2004, v.3, n.1, p. :55–86. Disponível em: <<https://periodicos.sbu.unicamp.br/ojs/index.php/rbi/article/view/8648892/15438>>. Acesso em: 15 jul. 2018.

¹⁰ ORTIZ NETO, José Benedito; COSTA, Armando João Dalla. *A Petrobras e a exploração de petróleo offshore no Brasil: um approach evolucionário*. Rev. Bras. Econ. [online].

Os investimentos de P&D da Petrobras vão ganhar um novo impulso na década de 2000 – os projetos saltam de 48, entre 1982 e 2000, para 108, entre 2000 e 2007 – em virtude da nova estratégia de expansão da Petrobras, do CTPETRO – um fundo de ciência e tecnologia que gerenciou cerca de R\$673 milhões entre 1999 e 2006 – e da cláusula de P&D da ANP – que regulamentou que 1% dos rendimentos recebido pelos operadores dos campos de petróleo mais produtivos deveriam ser destinado a um fundo de P&D, sob sua gestão, entre outros fatores. Com essa expansão, ampliou-se ainda mais as pesquisas destinadas ao setor de petróleo no Brasil, pois, entre 2008 e 2009, mais de 8.000 pesquisadores das universidades e centros de pesquisas estavam envolvidos em contratos de serviços demandados pela Petrobras, sendo que nos últimos anos (entre 2012 e 2015) foram concluídas 2.400 dissertações e teses, 1700 (doutorado) relacionados a esses recursos da Petrobras. Além disso, a ampliação desses investimentos foi utilizada para a construção de 165 laboratórios de pesquisa e para a reforma de mais 200 laboratórios. Essa rede coordenada pela Petrobras aproximou os segmentos industriais (fornecedores) das universidades e centros públicos (ROCHA, 2015¹¹).

Esse tipo de rede criou as condições favoráveis para o desenvolvimento de sistemas nacionais de inovação que tem como objetivo a endogenização tecnológica – elemento fundamental para o desenvolvimento de países periférico. Sem isso, o país consegue no máximo se inserir de forma passiva na concorrência internacional sem conseguir ultrapassar a barreira da renda média. Nesse sentido, é possível afirmar que a Petrobras criou uma das principais experiências brasileiras constitutivas de um sistema nacional de inovações do setor de Petróleo e Gás e de seus fornecedores. Isso foi de suma importância, uma vez que as principais empresas líderes da industrialização são multinacionais há muita dificuldade em construir arranjo voltados ao desenvolvimento de tecnologias originais. Nesse sentido, a existência de sistema nacional de inovações nesse segmento pode potencializar o desenvolvimento nacional (ORTIZ & COSTA, 2017).

No entanto, essa articulação entre a Petrobras, os seus investimentos em P&D e o sistema nacional de inovação brasileiro, centrado no setor de petróleo e gás, tem sido desestruturado nos últimos dois anos (2016 e 2017) em virtude da nova estratégia da Petrobras,

2007, v. 61, n. 1, p. 95-109. ISSN 0034-7140. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1590/S0034-71402007000100006>>. Acesso em: 15 jul. 2018.

¹¹ ROCHA, Frederico. *Recursos naturales como alternativa para la innovación tecnológica: petróleo y gas en Brasil*. Santiago, Chile: CIEPLAN, 2015 (Estudios de la CIEPLAN).

estabelecidas em seu Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2017-2021, que tem focado cada vez mais na gestão financeira de curto prazo em detrimento do seu papel de importante instrumento de desenvolvimento tecnológico nacional.

Essa mudança ficou evidente já em 2016 com a redução dos investimentos na área de pesquisa e desenvolvimento em cerca de 10% (de R\$ 2 bilhões em 2015 para R\$ 1,8 bilhão em 2016). Impacto negativamente não somente para a Petrobras, mas também para comunidade acadêmica e institutos de pesquisa que possuem projetos e convênios com a Petrobras em diferentes segmentos de P&D. Em 2016, R\$ 548,5 milhões foram feitos por intermédio de parcerias com 90 universidades e institutos de pesquisa no Brasil e 21 no exterior. Valor 22% menor do que o observado em 2015 (R\$ 700 milhões).

Apesar do discurso da importância do investimento em P&D, observado no relatório de sustentabilidade 2017 da Petrobras, os dados do próprio relatório evidenciam uma redução dos investimentos de P&D em 2017 para R\$ 713 milhões, queda de cerca de 60% na comparação com 2016. Cabe destacar ainda que no último biênio foram desarticuladas diversas redes de integração entre empresas, institutos de pesquisa, universidades e o CENPES, para não mencionar a desestruturação da política de conteúdo nacional e a flexibilização das regras para a entrada de engenheiros e trabalhadores estrangeiros no País.

Nesse sentido, a atual estratégia da Petrobras explicita uma abissal distância, no âmbito dos investimentos em P&D, entre o discurso e a prática que é marcada pela priorização da lógica financeira e desnacionalizante de uma empresa orientada estritamente para seus acionistas minoritários e para sua dimensão privada, negligenciando sua função pública (que tem o Estado como principal acionista) para o conjunto da sociedade brasileira que tem como um de seus eixos o desenvolvimento tecnológico nacional com potencial de transbordamento tecnológico para outros setores (empresas, universidade e centros de pesquisa), como observado nos resultados exitosos do PROCAP tanto para a empresa como o país.

O ABANDONO DO PROMINP E O RETROCESSO DA POLÍTICA DE QUALIFICAÇÃO PROFISSIONAL*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

Ao longo dos anos 1990, quando o Brasil passou a conviver com elevadas taxas de desemprego e forte precarização do emprego, cresceram os estudos sobre as transformações observadas no mercado de trabalho naquele período. Uma das teses mais defendidas no meio empresarial e na grande mídia foi que os problemas observados no mercado de trabalho derivaram da baixa qualificação da força de trabalho. A abertura e liberalização econômica beneficiariam a economia por intermédio do aumento da concorrência interna e da atração de setores modernos para o país. Os novos desafios colocados expunham à baixíssima qualificação do mercado de trabalho. Havia uma lógica na qual os gargalos de qualificação seria uma barreira à entrada da modernização e melhora do ambiente concorrencial da economia brasileira.

Mesmo com a melhora relativa da qualificação e as iniciativas de ampliação do ensino superior e técnico naquele período, observou-se uma piora das condições relativas do mercado de trabalho. Afora a bruta expansão do desemprego, a informalidade aumentou e

* Publicado originalmente na Revista Fórum, em 7 de junho de 2017.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico (Instituto de Economia/Unicamp). Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

atingiu cerca de 55% da força de trabalho no final da década de 1990, o número de trabalhadores empregados com ensino superior cresceu timidamente de 9,6% em 1990 para 12,0% em 2000. Uma análise dos dados e discursos mostraram que o diagnóstico da baixa qualificação serviu apenas para deslocar o foco dos problemas dos empresários para a força de trabalho e não era capaz de solucionar as mazelas do mercado de trabalho brasileiro.

Revelou-se necessária não apenas a qualificação em si dos trabalhadores, mas a criação de uma demanda para a absorção desses empregados recém-qualificados. No caso do setor petróleo, o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp) visou atuar tanto na oferta, como demanda de qualificação do setor petróleo. Por um lado, os fortes investimentos previstos para a cadeia de petróleo capitaneados pela Petrobras e, por outro, a crescente necessidade aberta por tais investimentos para empresas e profissionais capacitados seriam forças motrizes do Prominp.

Segundo os pesquisadores Cássio Garcia e André Furtado, em texto publicado na Revista de Gestão Industrial, em 2006:

o Prominp busca criar um fórum de oportunidades para o parque supridor local a partir da carteira de investimentos da Petrobras – a agente balizadora do Programa – para os próximos anos, que leve em conta a sustentabilidade e a competitividade deste segmento industrial. De acordo com as entrevistas realizadas, busca-se com o Prominp criar um novo modelo de política de compras dentro da Petrobras, diferente do modelo paternalista que vigorou na fase substitutiva de importações. Para alcançar este objetivo, a estrutura de governança criada para gerir o Programa abarcou não apenas membros do governo e da Petrobras, como também entidades da classe empresarial. Pretendeu-se com a incorporação de entidades da classe empresarial na estrutura de governança do Prominp, aproximar o governo e a Petrobras da indústria para-petroleira local, tornando possível que tal indústria exponha suas debilidades e demandas.

No que diz respeito à qualificação profissional, o Prominp atuou em cinco frentes: (i) indução nos currículos de engenharia de maior conteúdo por projeto; (ii) aceleração do fluxo de informações para as diferentes empresas que atuam na cadeia de petróleo e gás por meio de acordos de transferência entre empresas e universidades; (iii) maior intercâmbio de profissionais locais com empresas de engenharia do exterior; (iv) criação de incubadoras nas universida-

des visando reforçar competências do setor; (v) formação de *clusters* locais associando o desenvolvimento de cursos locais com as demandas por investimentos do setor.

Como resultado desse processo, o Prominp investiu mais de R\$ 300 milhões, entre 2006 e 2014, qualificando cerca de 100 mil trabalhadores e permitindo que mais de 80% das empresas nacionais conseguissem ingressar na faixa de exigência de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS) da Petrobras para participar de processos licitatórios da estatal de petróleo. No entanto, como noticiou a matéria do jornal “O Globo” assinada por Ramona Ordoñez em 5 de junho de 2017, desde 2014 o Prominp se encontra em estado de hibernação por conta dos desdobramentos da Lava Jato. Na verdade, a interrupção das atividades de várias empresas ligadas à cadeia de petróleo e gás, bem como o forte desinvestimento da Petrobras no último triênio frustraram as expectativas criadas no Prominp. Como lembra a matéria, os 100 mil profissionais qualificados acabaram não sendo absorvidos pelo setor, principalmente após 2014.

Esse é mais um exemplo de retrocesso provocado pelos efeitos econômicos da Lava Jato, bem como pela política reducionista das empresas estatais. Novamente, observa-se um descompasso entre a oferta e a demanda por qualificação profissional. Agora, encontram-se vários profissionais capacitados sem emprego ou subempregados fora das suas áreas de qualificação. Resta saber qual será o discurso agora adotado pelo empresariado e pela grande mídia.

BLOCO VI

INTERPRETAÇÕES SOBRE A POLÍTICA DE PREÇO E DE REFINO DA PETROBRAS

O QUE ESTÁ POR TRÁS DO AUMENTO DOS PREÇOS DE COMBUSTÍVEIS?*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

Eduardo Costa Pinto***

Nesta última semana de maio de 2018, os protestos protagonizados pelos caminhoneiros em função dos recorrentes aumentos dos preços dos combustíveis têm tomado conta do noticiário no Brasil. De fato, nos últimos meses, os preços dos derivados vendidos pela Petrobras cresceram de forma intensa e contínua.

Desde 20 de fevereiro, o preço da gasolina vendido pelas refinarias da Petrobras aumentou 35% saindo de 1,52 real o litro para 2,04 reais o litro. Somente no último mês, o aumento foi de 19%.

Cabe ressaltar que, nesse período, não houve nenhuma mudança estrutural na cadeia produtiva dos derivados de combustíveis (variações nas alíquotas dos impostos ou significativas alterações nas margens dos distribuidores e postos), o que torna muito frágil a tese que enxerga os aumentos dos combustíveis como decorrên-

* Publicado originalmente na CartaCapital, em 24 de maio de 2018.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico (Instituto de Economia/Unicamp). Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

*** 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 Zé Eduardo Dutra (INEEP).

cia dos impostos e dos cartéis dos postos. Nesse sentido, a questão central a ser debatida é a atual política de preços da Petrobras e seus efeitos para a empresa e para os consumidores.

Em primeiro lugar, é importante entender que a cadeia de produção do petróleo é bastante oligopolizada nos segmentos de produção, refino e distribuição e, por isso, a formação dos seus preços não obedece somente à lógica da microeconomia clássica de equilíbrio entre oferta e demanda.

Como lembra recente texto de Rubens Sawaya, professor da PUC-SP,

o debate sobre os preços deve tomar o capital como seu nexo central, resultado de sua forma de organização. As empresas [...] são entidades que pensam, planejam e atuam segundo táticas e estratégias muito bem elaboradas, com o objetivo de abocanhar o máximo possível da riqueza [...]. Seus métodos de definição de preço seguem estratégias específicas. Como também apontava Kalecki, o mais normal são as grandes empresas operarem com custos marginais constantes, se não decrescente, podendo ofertar qualquer quantidade no mercado sem qualquer alteração do custo unitário.

Esses aspectos também devem ser observados na determinação do preço, ainda mais por se tratar de um setor oligopolizado dominado por empresas gigantescas e com amplo poder de marcação de preços.

Em segundo lugar, a variação de preços no setor petroleiro está relacionado a um conjunto de fatores geopolíticos, como conflitos entre os maiores produtores, embargos realizados pelos grandes consumidores, entre outros. Ou seja, um embargo realizado pelos Estados Unidos ao Irã pode afetar o preço do petróleo no mercado internacional.

Em uma economia aberta e onde há escassez da produção de derivados de petróleo, a política de preços para esse segmento apresenta poucas alternativas. Como essas economias são dependentes das importações de gasolina, diesel etc., o preço doméstico dos derivados obrigatoriamente acaba seguindo os internacionais. Como eles são obrigados a comprar os derivados pelo preço internacional do petróleo, as variações internas obrigatoriamente incorporam para as variações ocorridas no mercado internacional.

No entanto, os países (como o Brasil) que apresentam uma ampla capacidade de produção de derivados não necessitariam recorrer às importações de derivados para abastecer seus mercados.

Com isso, os preços podem responder muito mais à estrutura de custos e receitas das empresas produtoras dos combustíveis do que à variação do preço internacional.

No caso brasileiro, essa relação causal entre preço e custos é ainda maior porque o País tem autossuficiência na produção de petróleo cru, ou seja, o Brasil tem uma demanda marginal de importação de petróleo cru para atender a demanda do parque nacional do refino.

Desse modo, a formação dos preços deve estar mais relacionada à capacidade de cobrir os custos variáveis das empresas e gerar um excedente do que aos movimentos dos preços internacionais.

Entre 2013 e 2017, a empresa reduziu o volume de produção de derivados em mais de 300 mil barris/dia, saindo de 2.124 mil barris/dia para 1.800 barris/dia. Nesse período, o consumo de derivados ficou relativamente estável na casa dos 2.400 mil barris/dia.

Com isso, enquanto em 2013 a Petrobras tinha capacidade de atender cerca de 90% da demanda interna de combustíveis, em 2017 esse percentual caiu para 76%, num cenário em que a empresa ampliou seu parque de refino (saiu de 2.060 mil barris/dia para 2.350 barris/dia). Ou seja, mantida a utilização das refinarias, a Petrobras seria capaz de ofertar ao mercado nacional quase toda a demanda de derivados sem necessitar das importações.

No entanto, a opção da companhia tem sido subutilizar suas refinarias e favorecer a entrada dos importadores. Em 2013, a Petrobras utilizava praticamente 100% do seu parque de refino e, em 2017, esse percentual caiu para 76%. Com isso, uma parcela substancial do mercado interno tem sido suprida com importações.

Com a enxurrada de importações (que já detém 24% do mercado interno), a Petrobras fica refém de uma política de preço atrelada ao mercado externo. Isso porque, caso a empresa decida controlar os preços, os importadores sairão do jogo e a Petrobras terá de arcar sozinha com o diferencial de preços praticados no mercado doméstico e no exterior.

É evidente que, dado o custo de oportunidade existente em economias abertas, não é possível praticar durante um longo período um preço doméstico tão distante do mercado externo. Todavia, o maior uso do parque de refino daria graus de flexibilidade temporais e de intensidade para o reajuste dos preços.

Não resta dúvida que a atual política de preços da Petrobras tem gerado, por um lado, uma redução do papel da Petrobras no mercado de derivados e no refino e, por outro, tem potencializado o aumento da entrada e expansão de *players* internacionais. Isso ocorre

em virtude da manutenção a “qualquer custo” do preço de paridade internacional mesmo que isso implique a redução das margens de refino (bruta e líquida) com a perda de mercado.

O que causa enorme estranheza é que a Petrobras abdicou de sua posição de *price maker* (formador de preço) – que lhe possibilitava manter maiores margens – para adotar uma posição de *price taker* (tomador de preço) num mercado claramente oligopolizado. A questão, portanto, não está na política de preços *strictu sensu*, mas sim na política adotada para o refino como um todo.

Por fim, cabe lembrar que essa política de subutilização do refino, combinada com a política de paridade dos preços, visa facilitar a venda desses ativos para as empresas estrangeiras, tornando o mercado de petróleo nacional ainda mais dependente do mercado e do preço internacional.

PARENTE GARANTIU LUCRATIVIDADE PARA A PETROBRAS?*

Eduardo Costa Pinto**

O movimento dos caminhheiros, que paralisou o país no final do mês passado, foi uma reação ao aumento dos preços dos derivados, mais especificamente do diesel nas refinarias (que passou de R\$ 1,81 em 08/02/2018 para R\$ 2,34 em 23/05/2018, crescimento acumulado de 26%) que foram repassados para as bombas dos postos de combustíveis.

Muitos analistas defenderam que o aumento dos derivados seria fruto do aumento dos impostos e dos cartéis dos postos. Hipóteses completamente equivocadas. Entre novembro/2017 e maio/2018 não ocorreram variações expressivas nas alíquotas dos impostos que incidem sobre o setor (CIDE, PIS, COFINS, ICMS etc.) e as margens dos postos/de revenda ficaram praticamente estáveis no período (em torno de cerca de 10% para o diesel e gasolina).

Não há dúvida que essa crise foi causada pela atual política de reajuste dos derivados e de refino da Petrobras, que atrela os preços dos combustíveis, produzidos nas suas refinarias, ao do mercado internacional e com as variações cambiais, sem levar em conta os cus-

* Publicado originalmente na Revista Fórum, em 7 de junho de 2018.

** 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 Zé Eduardo Dutra (INEEP).

tos de produção do refino nacional, que não necessariamente segue diretamente os preços internacionais. Com essa política, a empresa repassou os custos econômicos da volatilidade dos preços e do câmbio para os consumidores (de diesel, gás de cozinha e gasolina).

O argumento do Pedro Parente, ex-presidente da Petrobras que pediu demissão no auge da crise, e de boa parte dos valorosos “especialistas” de plantão, é que essa política estaria garantindo hoje a lucratividade da empresa, permitindo aumentar os dividendos de seus acionistas. Será que esse argumento é verdadeiro?

Essa questão somente consegue ser explicada quando se analisa o mix entre a política de preços da Petrobras (variações nos preços dos derivados nas refinarias) e a estratégia para o refino (variações na quantidade processada nas refinarias).

Esse segundo eixo da estratégia da Petrobras tem criado artificialmente uma capacidade ociosa, nas suas refinarias (31,9% em março de 2018), com o objetivo de abrir espaço, num primeiro momento, para a entrada de importadores de combustíveis; num segundo momento vender suas refinarias, sendo que estas (em mãos privadas) poderiam posteriormente ocupar os atuais espaços dos importadores.

É verdade que boa parte da queda do nível de utilização das refinarias entre 2015 e 2016 foi fruto da crise que gerou expressiva diminuição do consumo de derivados. No entanto, em 2017, mesmo com certa recuperação da venda de derivados (expansão de 1,2% do consumo aparente), o nível de utilização das refinarias continuou caindo (diminuição de 4,7% na produção), permitindo o crescimento das importações de derivados e a entrada de novos importadores de gasolina, diesel, querosene da aviação e GLP.

Sim, por incrível que pareça, a Petrobras está criando artificialmente capacidade ociosa. Como assim? Pois, como afirma José Sérgio Gabrielli, ex-presidente da Petrobras, é possível a gestão da companhia definir o nível de utilização do refino, ao contrário do que vinha afirmando Pedro Parente:

Nas refinarias, o algoritmo de programação linear pode ser alterado de forma a maximizar o seu uso. É uma questão de escolha estratégica o ajuste de algoritmo. No atual cenário, portanto, há uma opção de reduzir o papel da Petrobras e ampliar a presença de outros atores no mercado de refino, vendendo participações em algumas refinarias e, para isso, é necessário criar um ambiente que atraia potenciais investidores.

Não, não é uma questão de custo. Pelo contrário, o custo de importar derivados é muito maior; cerca de R\$ 1,47 por litro (preço de impor-

tação mais custos de transporte interno), do que o custo de produção de derivados nas refinarias da Petrobras que é de R\$ 0,96 por litro (Tabela 1).

Junto com o diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra, Rodrigo Leão, calculamos esse custo do refino considerando que a Petrobras é uma empresa integrada e que a área de exploração e produção repassa petróleo cru (ao preço do custo de produção de petróleo e gás que é da ordem de R\$ 0,5 real por litro) para a área de abastecimento que é responsável pela venda e refino.

Imputou-se ao custo de refino as seguintes despesas: 1) gastos da carga processada que é da ordem de R\$ 0,58 por litro. Esse valor é dado pela soma entre 0,50 real por litro, formado pelos custos de produção do petróleo e gás ponderado pela proporção da carga de origem nacional (94%), e R\$ 0,08 real por litro que é a despesa decorrente da carga importada (preço de importações de petróleo ponderado pela participação da carga importada – 6%); 2) do custo de transporte (R\$ 0,24 por litro); 3) do custo operacional do refino (R\$ 0,06 por litro); 4) custos de depreciação, depleção e amortização das refinarias (R\$ 0,08 real por litro).

**Tabela 1 - Custos e preços médios em R\$ por litro
1º trimestre de 2018**

Componentes para formação de Preço	Derivados refinados	Petróleo exportado	Derivados importados
Custo de produção petróleo e gás/Preço derivado importado	0,50	0,50	1,35
Lifting cost (c/participação governamental - exploração, desenvolvimento e produção que resultaram em descobertas provadas)	0,48	0,48	-
Despesas exploratórios para extração de petróleo e gás (que não resultaram em reservas provadas)	0,01	0,01	-
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	0,01	0,01	-
Custos de Refino	0,72	-	-
Custo da carga processada	0,58	-	-
Custo da carga petróleo nacional (94% - custo de produção)	0,50	-	-
Custo da carga de petróleo importado (6%)	0,08	-	-
Custo operacionais do refino	0,06	-	-
Despesas de DD&A (Depreciação, Depleção e Amortização)	0,08	-	-
Custo de Transporte	0,24	0,08	0,12
Custo total (A)	0,96	0,58	1,47
Preços de vendas (B)	1,61	1,17	1,61
Resultado Operacional (B-A)	0,65	0,59	0,14

Fonte: O autor, 2018. Elaborado a partir dos dados do Balanço da Petrobras e da ANP.

Essa coleção de números nos diz que cada litro de derivado importado custa R\$ 1,47 por litro, ao passo que se esse mesmo derivado fosse produzido pelas refinarias da Petrobras custaria R\$ 0,96 reais por litro. Qual é o sentido econômico para a Petrobras não ampliar a produção e perder deliberadamente o seu *market share* no consumo aparente do mercado de derivados? Sabe-se que o preço internacional é uma referência importante em função do custo de oportunidade, entretanto, o custo de produção pode permitir flexibilidade na gestão de preços a fim de garantir a participação e/ou evitar a volatilidade nos preços praticados no mercado doméstico.

Das duas, uma: ou a petroleira brasileira está abrindo mão de forma deliberada de sua participação no mercado, adotando uma estratégia *sui generis* de não competir, de não lutar pelo seu mercado, de criar condições que favoreçam o seu competidor; ou ocorreu um enorme erro na gestão da sua produção que alocou de forma ineficiente os seus recursos.

Nesse sentido, a questão central, portanto, não é a política de preços *strictu sensu*, mas sim a política adotada para o refino como um todo, pois essa política pode até garantir aumento das margens (preços de vendas menos os custos – variações positivas nos preços), mas que são eliminadas pelas perdas na quantidade produzida.

Um outro argumento utilizado é de que as exportações de petróleo apresentariam rentabilidade mais elevada do que a do produto refinado.

Vejamos: o custo de refino como vimos é de R\$ 0,96 por litros ao passo que o custo para exportação de petróleo cru é de 0,58 real por litro (custo de produção do petróleo e gás somando ao custo de transporte); no entanto o preço dos derivados vendidos no mercado interno é de 1,61 real por litro, bem superior ao preço de 1,17 real por litro do petróleo brasileiro exportado. Com isso, para cada litro de derivado produzido a Petrobras lucra 0,65 real por litro, ao passo que para cada litro de petróleo exportado a empresa lucra 0,59 real por litro (Tabela 1).

Nesse sentido, a atual política de preços da Petrobras é uma escolha política da atual diretoria que visa reduzir sua participação no refino para atrair compradores internacionais para suas refinarias. Ou seja, uma estratégia deliberada que troca a estabilidade da empresa integrada (“do poço ao poste”) pela geração de caixa a curto prazo, adotando uma gestão curto-prazista não condizendo com o segmento de petróleo e gás.

UM POUCO DE ECONOMIA NA DISCUSSÃO DO PREÇO DOS COMBUSTÍVEIS*

José Sérgio Gabrielli de Azevedo**

A greve dos caminhoneiros e dos petroleiros revelou de forma muito clara as limitações dos princípios fundamentais da atual política econômica: mecanismos de mercado exacerbados, despreocupação com os impactos sociais das políticas e austeridade apenas naquilo que se destina aos mais pobres.

A solução encontrada pelo governo, além de paliativa e de curto prazo, é uma bomba de efeito retardado se os preços internacionais de petróleo não se estabilizarem.

Na origem da crise estão as variações diárias dos preços de combustíveis, em um ambiente recessivo com contração da atividade econômica, que baixou a demanda por frete, impedindo o repasse de aumento de custos.

Nos governos Lula e Dilma, ao contrário, a economia crescia, as refinarias estavam quase a plena capacidade e nos planos de investimentos havia uma importante parcela para a expansão da capacidade de refino no Brasil.

* Publicado originalmente na CartaCapital, em 29 de maio de 2018.

** Ex-presidente da Petrobras. Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e professor aposentado da Universidade Federal da Bahia.

Naquele contexto, os preços seguiam as flutuações internacionais, mas em ciclos longos, sem precisar transmitir para o mercado interno, onde a Petrobras é monopolista de fato no refino, a volatilidade diária de um mercado altamente especulativo, com elementos formadores de preço muito distantes da realidade econômica nacional.

No atual contexto, de recessão por três anos e queda da atividade econômica e da demanda por combustíveis, a direção da Petrobras reduziu o volume de carga processada das refinarias para permitir a expansão de importações de derivados, com a entrada de centenas de novos importadores de gasolina, diesel e outros para suprir o mercado doméstico.

No mercado em queda, a Petrobras perde mais aceleradamente sua participação, dá espaço para os importadores, aumenta a sensibilidade dos preços internos às variações internacionais, com o objetivo de criar um ambiente propício para a venda de parte do parque de refino da empresa.

Troca-se a estabilidade de uma empresa integrada, que atua “do poço ao posto”, para fazer caixa no curto prazo com a venda de seus ativos, de forma a acelerar o pagamento das dívidas e dividendos.

Mais adiante, as condições de endividamento e da própria lucratividade serão menores, prejudicando os investidores na companhia. O resultado imediato desta política é a perda de *market share*, maior exposição à volatilidade do mercado de petróleo cru e, portanto, menor lucratividade no longo prazo, apesar de fazer caixa para pagar o sistema financeiro no curto prazo.

ORGANIZADORES

RODRIGO LEÃO possui graduação em Economia pelas Faculdades de Campinas (FACAMP) e mestrado em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Foi pesquisador do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea) e do Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Sócioeconômicos (DIEESE). Foi Gerente Executivo de planejamento (2015-2016) da Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros) e membro do Conselho de Administração da Romi (2016-2017). Atualmente é pesquisador visitante da Universidade Federal da Bahia (UFBA). Tem experiência nos temas de economia internacional, cadeias produtivas, mercado de trabalho e setor de petróleo e gás, é diretor-técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

WILLIAM NOZAKI possui graduação em Ciências Sociais pela Universidade de São Paulo (USP) e mestrado em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). É professor de ciência política e economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (FESPSP) e da Faculdade Latino-Americana de Ciências Sociais (FLACSO). Tem experiência em temas relacionados à estrutura e transformação do Estado, economia brasileira, empresas estatais e teoria e política de planejamento econômico, é diretor-técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

Os artigos publicados pelos pesquisadores do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível Zé Eduardo Dutra (INEEP) trazem ao grande público uma importante reflexão sobre as mudanças do setor de petróleo e energia brasileiro, permitindo uma leitura adequada do que vem ocorrendo, em termos de economia política, com impacto direto no exercício da nossa soberania. Tal leitura busca incorporar a visão e os interesses dos diferentes atores nacionais e internacionais envolvidos no petróleo brasileiro, bem como uma avaliação crítica da retórica utilizada para justificar os retrocessos que têm sido impostos ao país. A presente obra é uma contribuição importante para que a sociedade brasileira possa ter uma visão clara do que está em jogo com o conjunto de mudanças negativas introduzidas pelo golpe no setor petrolífero, bem como sua relação com a atual crise vivenciada no país.

Celso Amorim

Ex-ministro das relações exteriores do governo Lula

Ex-ministro da defesa do governo Dilma

