

ano 4
número 26
ISSN 2595-8232

Título | Antes, durante e depois do tsunami: especulações sobre a Petrobras

Autor | José Sérgio Gabrielli de Azevedo¹

Palavras-chave | Petrobras, Plano Estratégico e Política de desenvolvimento

Fevereiro de 2021

¹ Professor aposentado da Universidade Federal da Bahia, pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Inep) e ex-presidente da Petrobras.



Instituto de pesquisa de natureza privada criado pela Federação Única dos Petroleiros (FUP) que fornece suporte técnico às ações da Federação e fomenta o debate público por meio da produção e divulgação de pesquisas, artigos e palestras. O espírito do Instituto tem um caráter público no sentido de prover uma compreensão das transformações e dos impactos econômicos, políticos e sociais das empresas do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis para a sociedade brasileira.

TEXTO PARA DISCUSSÃO

Publicação que divulga uma série de textos elaborada pelos pesquisadores do Instituto e também de trabalhos acadêmicos realizados por pesquisadores parceiros que tratam de temas relacionados ao setor energético, principalmente geopolítica, petróleo, gás natural e biocombustíveis.

Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Ineep

Texto para Discussão / Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Rio de Janeiro: Ineep, 2021.

ISSN 2595-8232

1. Introdução

Falar do futuro sempre é difícil, especialmente quando o presente é tão tenebroso e o passado tão controverso. O passado da Petrobras é de grandes sucessos, mas a narrativa dominante é de um mar de lama corrupto. O presente é de destruição rápida, apequenamento da empresa e mudanças de missões estratégicas, para deixar de ser o centro de um projeto de desenvolvimento nacional para ser uma “vaca leiteira” de dividendos. O futuro é incerto, porque não se sabe se as tendências presentes prevalecerão, se serão contidas ou modificadas.

Aqui se pretende levantar hipóteses sobre esse incerto futuro. Partimos de uma visão esquemática do que era a Petrobras em torno de 2010-2011, uma descrição do que é em 2019-2020 e especulações sobre como poderá ser em 2023-2024. Chamados, cada período, como antes, durante e depois do tsunami.

O tsunami, o terremoto, o dilúvio são fenômenos naturais e a destruição da Petrobras e da política de desenvolvimento associada a ela foram escolhas feitas por grupos sociais. Portanto, não são naturais, são escolhas de caminhos excludentes, sem abrangência nacional. Usamos a metáfora do tsunami, dilúvio e terremotos com incêndios para enfatizar a destruição que está ocorrendo. Esses fenômenos naturais deixam um rastro de destruição e exigem reconstrução e construções. Os fenômenos sociais, como a destruição de um setor, podem ser alterados se a sociedade assim se mobilizar. Do mesmo modo, o pós-desastre exigirá uma nova política para o setor energético e para o petróleo e gás natural, a partir dos escombros.

Esse Texto para Discussão está fortemente lastreado em dois capítulos de livros, escritos com quase dez anos de diferença, em 2009 e 2018 (GABRIELLI DE AZEVEDO, 2009; 2018). No primeiro, apresentou-se um esboço para a política de desenvolvimento do Pré-sal, sob liderança da Petrobras e com a construção de uma cadeia de suprimento instalada no Brasil. No outro, alertou-se para os riscos do desmonte dessa política. Aqui são introduzidas algumas ideias sobre o que poderá acontecer no futuro do atual Plano Estratégico da Petrobras e no começo do governo que sucederá ao atual governo Bolsonaro, em 2022.

2. Antes do tsunami

Em 2009, em artigo que começava destacando a continuidade da importância estratégica do petróleo, mesmo com a transição energética esperada, constatavam-se as vantagens das empresas integradas de petróleo e sua

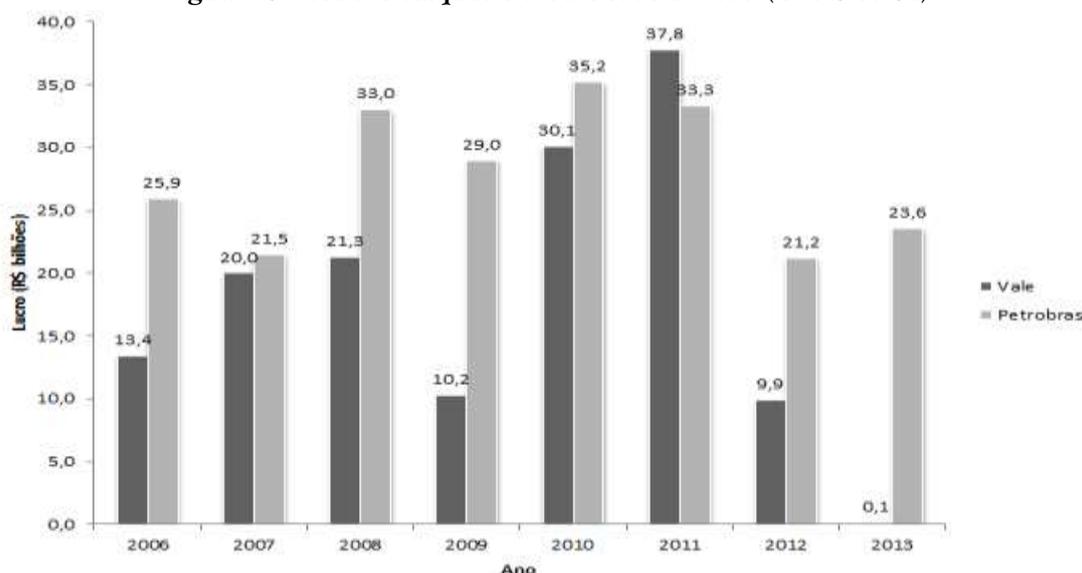
possibilidade de ser um centro de políticas nacionais de desenvolvimento. No Brasil, com a descoberta do Pré-sal:

A cadeia de fornecimento de bens e serviços para a indústria de petróleo e gás no Brasil, bem como a integração dos sistemas produtivos existentes com as novas fontes produtoras e refinadoras, exige a formulação de um modelo para o setor que privilegie a eficiência sistêmica, minimize os riscos da segmentação, potencialize a expansão dos setores que constituem a cadeia de suprimentos e defina uma repartição da renda petroleira, de forma a combinar o máximo benefício social com o ritmo adequado dos investimentos. O ritmo de implementação desse programa depende fortemente da velocidade de percepção, pela sociedade brasileira, das oportunidades e dos desafios relacionados com as descobertas e os seus entrelaçamentos com os sistemas atuais de produção, refino e distribuição, nas suas várias dimensões: operacional, tributária, regional, cambial e de investimento no próprio setor e no conjunto da economia (GABRIELLI DE AZEVEDO, 2009).

Já em 2010, o governo Lula conseguiu que o Congresso Nacional aprovasse as mudanças do marco regulatório do petróleo e gás no Brasil para viabilizar aquele esboço de marco conceitual. À época, a performance da Petrobras era de uma empresa em ascensão. Os maiores lucros da empresa, até aquele momento, ocorreram no seu período de expansão de 2003 a 2012, sendo os três maiores em 2010, 2008 e 2006, como se pode ver na Figura 1, em que também se apresentam os lucros da Vale.

Esta alta lucratividade permitiu, até 2011, financiar o gigantesco programa de investimentos com base em recursos operacionais próprios, passando a depender do endividamento depois daquele ano.

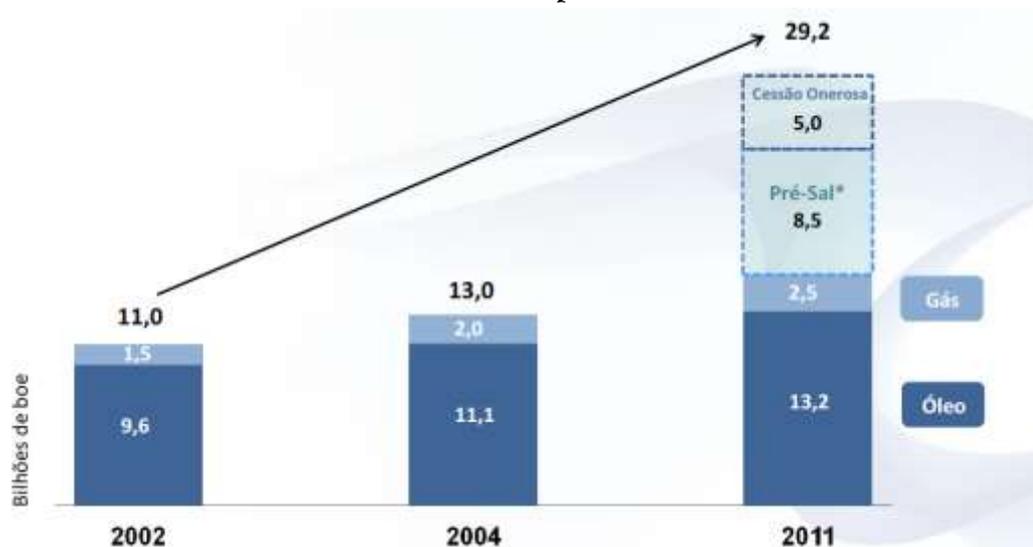
Figura 1 – Lucro Líquido Petrobras e Vale (2001-2012)



Fonte: Lima, 2015.

Porém a melhor perspectiva de crescimento da Petrobras era sua base de recursos que podiam se transformar rapidamente em reservas. Em 2012, ela desfrutava de uma posição excepcional, com um potencial de 29,2 bilhões de barris a serem transformados em reservas com os investimentos previstos nos planos de negócio da empresa.

Figura 2 – Recursos Identificados em 2012 para a Petrobras. Bilhões de BOE



Fonte: Petrobras, 2010b.

Além da dinâmica financeira, em que os dados sobre endividamento são fundamentais, principalmente em uma empresa petrolífera, a avaliação das reservas de petróleo e gás, ainda que não entrem diretamente nos balanços contábeis, é a principal indicação da saúde econômica de longo prazo da empresa.

Com o fim do monopólio estatal do petróleo, em 1997, a Petrobras já tinha consolidado sua posição como produtora de águas profundas e já começava suas atividades em águas ultra profundas. Já tinha descoberto os grandes campos de Albacora, Marlim, Barracuda e Roncador, na Bacia de Campos, que se afigurava com enorme potencial produtivo e cumpriu a meta de produzir um milhão de barris por dia. Na Bacia de Santos, já tinham sido descobertos os campos de Tubarão, Coral e Estrela do Mar (LUCCHESI, 1998). Portanto, no período do monopólio estatal do petróleo até 1997, a Petrobras já tinha acumulado reservas provadas de 8,5 bilhões de barris de óleo equivalente, principalmente no mar, como se observa na Figura 3.

Figura 3 – Evolução das Reservas. Bilhões de Barris



Fonte: Petrobras, 2015b.

Pode-se identificar no período 1997-2015, quatro subperíodos de crescimento das reservas da Petrobras: crescimento moderado de 1997-2003, basicamente com a incorporação de descobertas do período do monopólio; crescimento acelerado de 2003-2007; relativa estagnação de 2008-2011; e por último, retomada do crescimento a partir da incorporação das reservas do Pré-sal, a partir de 2012.

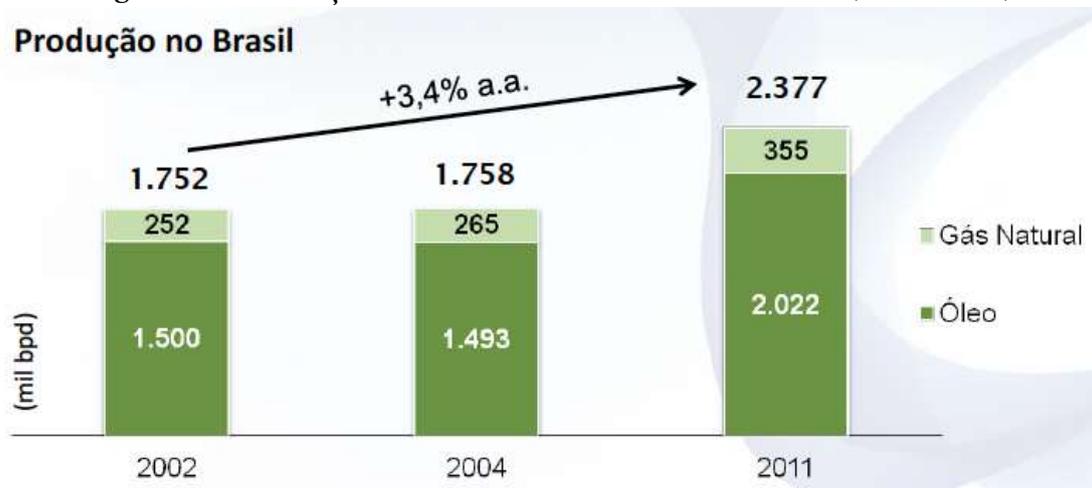
Isto pode ser interpretado como resultado do longo período de maturação da atividade exploratória e do desenvolvimento dos sistemas de produção e do sucesso da Petrobras nos últimos anos. As descobertas do período do monopólio transformaram-se em reservas no período da abertura, assim como as descobertas do Pré-sal viraram reservas na segunda década do século XXI e a Cessão Onerosa vai virar a reserva do futuro imediato.

Um dos principais fatores para a revisão negativa das reservas provadas de uma empresa de petróleo é a variação dos preços do petróleo, que afeta a viabilidade futura de alguns campos de produção, como se observou em 2008, após a queda dos preços internacionais e em 2015, com a drástica queda dos preços de 2014 para 2015. Também em 2008, quando os preços caíram rapidamente com a crise do sistema financeiro internacional, as reservas provadas de petróleo foram reduzidas. Também em 2008, houve uma mudança nos critérios de divulgação das reservas da SEC, com vigência a partir de 2010, que alteraram a série em 2009.

No que se refere à produção, a performance da companhia também mostrava bons resultados com um crescimento médio anual de 3,4% no período

de 2002 a 2011, saindo de uma produção de petróleo e gás no Brasil de 1,7 milhões de barris por dia em 2002 para mais de 2,3 bilhões em 2011.

Figura 4 – Produção de Petróleo e Gás Natural Brasil (2002-2011)



Fonte: Petrobras, 2012b.

A maior parte deste crescimento da produção ocorre depois de 2004. Para viabilizar este crescimento, simultaneamente ao desenvolvimento do programa exploratório e manutenção da produção dos campos já em produção, a frota de sondas de perfuração foi um equipamento fundamental. A frota da companhia de sondas de perfuração para lâminas de água superiores a dois mil metros cresceu de duas sondas em 2006 para 19 sondas contratadas em 2011, iniciando-se um processo para a construção de 33 novas sondas no Brasil.

Figura 5 – Frota de Sondas de Perfuração de mais de 2 mil metros de lâmina de água no Brasil (2005-2011)



Fonte: Petrobras, 2012b.

O setor de gás natural, cuja oferta nacional é fortemente associada ao crescimento da produção do petróleo também se expandiu, incluindo a construção de uma malha de gasodutos capaz de viabilizar o escoamento da produção, ao

mesmo tempo em que atendia as necessidades da flexível demanda para a geração elétrica.

Figura 6 – Expansão do Setor de Gás Natural no Brasil

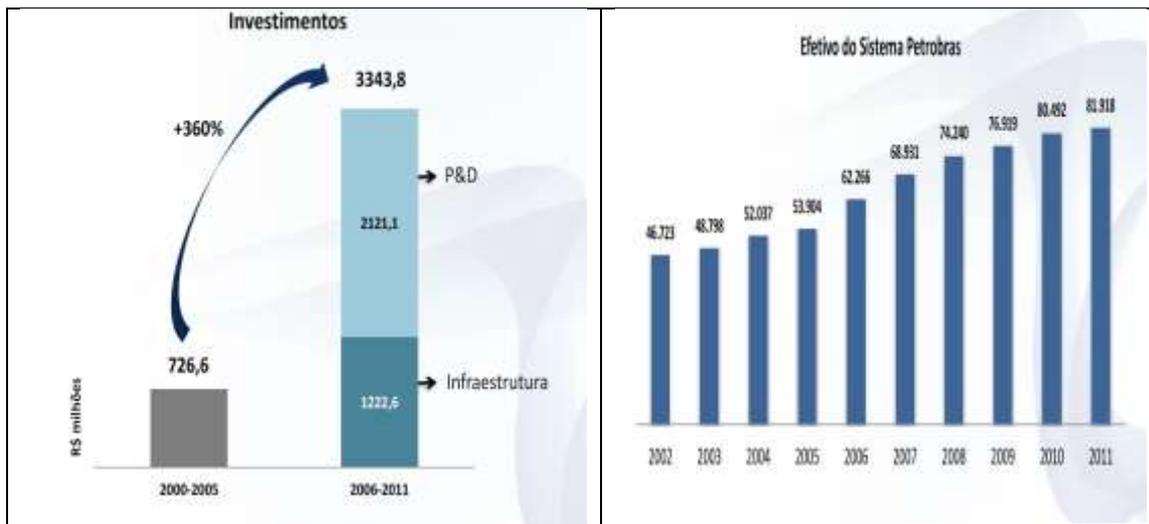


Fonte: Petrobras, 2012b.

A malha de gasodutos sai de 5,6 mil quilômetros em 2003 para 9,7 mil quilômetros em 2011, enquanto que a oferta total de gás natural passa de 47 milhões de metros cúbicos por dia para 85 milhões no mesmo período. A oferta nacional cresceu de 22 para 34 milhões de metros cúbicos por dia, enquanto que a instalação dos terminais de regaseificação permitiu o processamento de até 21 milhões a partir de 2008.

Para realizar seu programa de investimentos, a Petrobras precisava dar saltos na sua capacidade tecnológica e na consolidação do conhecimento técnico de seu pessoal. Os investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) aumentaram 360% de 2003 a 2011, ao mesmo tempo que sua força de trabalho cresceu de um pouco mais de 42 mil empregados para mais de 82 mil, como se vê na Figura 7.

Figura 7 – Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento e Efetivo de Pessoal na Petrobras (2003-2011)



Fonte: Petrobras, 2012b.

O tamanho do CENPES, centro de pesquisa da Petrobras, foi duplicado, tanto em área física como na capacitação e qualificação de pessoal, de forma que a empresa ficasse habilitada a dar as respostas adequadas para os novos desafios. Por outro lado, sob forte estímulo da empresa, foi mais que duplicada a capacidade das universidades e centros de pesquisas, que se articulam em mais de 70 redes temáticas, congregando os esforços de mais de 120 universidades e centros de pesquisa pelo país afora, potencializando enormemente as capacidades de esses laboratórios se habilitarem a responder aos desafios da indústria do petróleo, mas também de outros setores da sociedade e da economia.

Isso possibilitou o fortalecimento das dezenas de redes temáticas de pesquisa, integrando centenas de pesquisadores, centros de pesquisa e universidades, voltadas para temas relacionados com o setor e financiados com recursos da renda petrolífera. Além disso, organizando dezenas de instituições de pesquisa em torno de temas que interessavam a Petrobras, a ANP permitiu a utilização de parte dos recursos obrigatoriamente destinados a P&D para equipar laboratórios e ampliar a base experimental de universidades e centros de pesquisa no país, em área equivalente a quatro vezes a área do CENPES. O número médio de pesquisadores das redes temáticas era de 15 pesquisadores para cada pesquisador próprio da Petrobras e absorvendo, em 2010, 517 milhões dos 1,8 bilhões aplicados pela empresa em P&D naquele ano (MORAIS, 2013, p. 240).

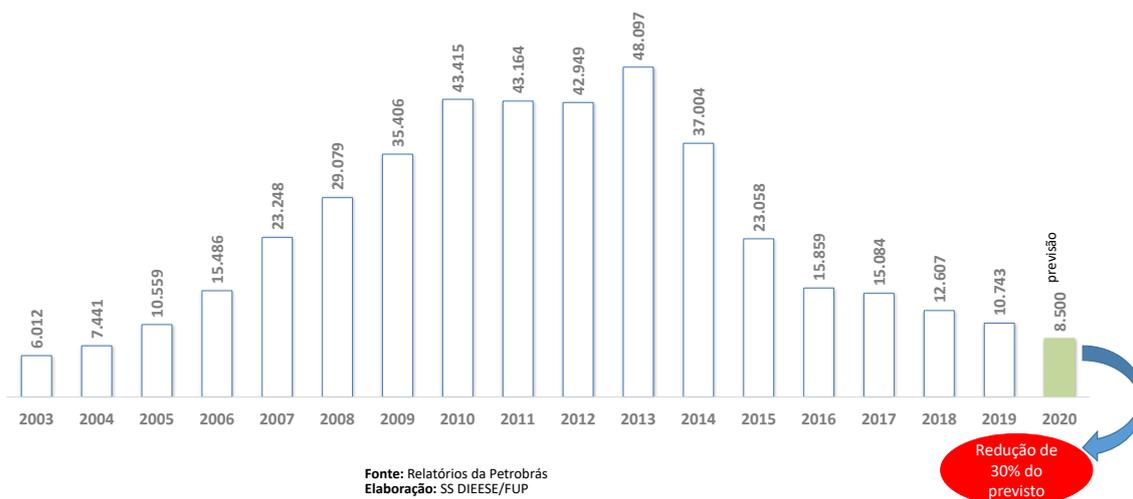
Os desafios tecnológicos crescentes da produção em águas ultra profundas exigiam mais inovações na cadeia de suprimentos, especialmente nos equipamentos mais críticos do processo produtivo. No que se refere às inovações tecnológicas e substituição de fornecedores internacionais, o programa teve alguns sucessos como a substituição de importações de guindastes *offshore* das plataformas, de catalisadores químicos nos processos de hidro tratamento, de linhas flexíveis e

umbilicais eletro-hidráulicos, de conversão de motores do ciclo Otto para gás natural e atuadores elétricos para válvulas de grande diâmetro, entre outros.

De 2005 até agosto de 2014, foram desenvolvidos mais de 130 fornecedores de primeira linha para a Petrobras, com investimentos superiores a 14 milhões de dólares. Com o SEBRAE, o programa capacitou mais de 13 mil Pequenas e Médias Empresas (PME), realizando 135 rodadas de negociação com uma movimentação de 6 bilhões de reais em negócios com estas PMEs (ROSSI; ALONSO; GUIMARÃES, 2015, p. 351-352).

Entre 2003 e 2020, a Petrobras chegava em 2010 ao pico de seu programa de investimentos, de toda a sua história, mantidos estáveis em torno de 42-43 bilhões de dólares por ano, para atender as necessidades daquele programa de desenvolvimento integrado, até 2013, quando começa o tsunami.

Figura 8 – Investimentos Totais da Petrobras - US\$ milhões nominais (2003-2020)



Fonte: DIEESE/FUP, 2020.

Em 2006, com a descoberta dos reservatórios do Pré-sal, a maior fronteira de hidrocarbonetos convencionais do planeta, o Brasil, que já era conhecido como um dos vértices do “triângulo de ouro” da exploração e do desenvolvimento da produção em águas profundas, junto com Golfo do México e costa ocidental africana, tornou-se o centro das atenções da geopolítica mundial por conta do potencial petrolífero identificado. Esse acontecimento levou a uma mudança no marco regulatório para adequá-lo ao baixo risco exploratório presente.

O governo brasileiro enviou projetos ao Congresso Nacional para redefinir o marco regulatório do petróleo e gás natural, com vistas a ampliar a participação governamental nas rendas petrolíferas e dar o controle estratégico das tecnologias e do conhecimento para a Petrobras. Esta então seria uma âncora para

o desenvolvimento de uma cadeia de fornecimento de equipamentos e serviços críticos no Brasil, ampliando os ganhos nacionais aplicados em um fundo social que financiaria as transformações da educação brasileira. O Congresso Nacional aprovou o novo marco regulatório, definindo que o Governo deveria ampliar seus ganhos futuros advindos da exploração e produção com contratos de partilha, substituindo os contratos de concessão então existentes.

O modelo de desenvolvimento que está sendo desmontado buscava combinar a operação única dos novos campos do Pré-sal, de forma a dar escala para a ampliação da capacidade do setor de fornecimento de equipamentos críticos para o *offshore*, com um ritmo de crescimento da produção que fosse compatível com os investimentos da cadeia de suprimento.

A sustentabilidade de longo prazo seria conseguida com uma política exploratória que calibrava a velocidade dos novos leilões com o crescimento da cadeia de fornecedores no país e a utilização de parte da renda petroleira para financiar projetos de desenvolvimento que fossem compatíveis com o crescimento e as transformações necessárias para reduzir as desigualdades, com fortes investimentos públicos e estímulos para inovação tecnológica (GABRIELLI DE AZEVEDO, 2009). Foi criada uma empresa 100% estatal, com o objetivo de gerir as receitas governamentais oriundas da produção de petróleo e representar a União nos consórcio de exploração e produção de petróleo, a PPSA.

O novo marco regulatório dava à Petrobras um papel estratégico fundamental. Por ser a maior empresa do mundo em produção de petróleo em águas profundas, deter grande conhecimento da área, ter a maior infraestrutura própria para atendimento dessa indústria no Brasil, além de possuir mais experiência em implantação desse tipo de projeto, e da reconhecida competência da força de trabalho, a Petrobras seria a operadora única de todos os campos do Pré-sal, sendo responsável pela formulação dos projetos, gestão da implantação, operação dos empreendimentos e proposta de soluções técnicas.

O novo marco regulatório também criava um fundo social que iria receber os recursos da parte do Governo Federal nos novos contratos de partilha de produção, e esse fundo destinaria os seus rendimentos para financiar projetos, especialmente na área da educação, que possam melhorar a vida das novas gerações.

Além da mudança dos marcos regulatórios, a própria Petrobras vinha sofrendo transformações internas importantes, ao abandonar o conceito de organização em Unidades de Negócios (UNs), em que cada parte do sistema Petrobras era gerido como uma empresa isolada, visando maximizar os seus

próprios resultados e facilitando sua privatização por partes. A nova orientação organizacional, ao contrário, fortalecia as Unidades Operacionais (UOs), geridas como parte de um sistema, que deveria maximizar seu resultado como um todo. O sistema integrado da Petrobras era mais importante do que cada um de seus componentes organizacionais.

Com a criação das UOs, a Petrobras prioriza a atividade operacional. As unidades de negócios e novos projetos passam a ser exclusivamente unidades de operação. Novos negócios ou projetos passam a ser submetidos aos interesses maiores da companhia. As Unidades de Operação passam a ter um comando único. A inclusão da “gestão por processo” no modelo de gerenciamento da Petrobras permitiu crescimento integrado e sustentável, com melhoria dos resultados da companhia, facilitando a interface com a cadeia de fornecedores.

Os resultados operacionais dessa nova orientação começaram então a aparecer. De acordo com os dados apresentados pela Presidente Graça Foster, no 13o. Encontro Internacional da FIESP (em 7/08/2012), o Brasil, no período 2000 a 2011 apresentou:

- (i) Crescimento da produção de petróleo em 73%, enquanto que o crescimento mundial foi de 12%;
- (ii) Aumento da produção de gás em 61%, contra 36% no mundo;
- (iii) Ampliação das reservas de petróleo em 73%, contra 38% no mundo;
- (iv) Crescimento de 729% na capacidade de geração de energia a gás natural, 124% na energia a óleo e a marca de 1,3 mil MW de capacidade de geração de energia eólica.

Em todo esse crescimento, o papel da Petrobras foi fundamental. Da mesma forma, o valor de mercado da empresa também respondeu bem às mudanças organizacionais. O preço de um título PBR, equivalente a ações da empresa no mercado de NY, saiu de US\$ 3,67 em 31/12/2002 para US\$ 55,31 em 1/08/2008, aumentando em 15 vezes até a crise de 2008. Mesmo depois da crise, em finais de 2011, o valor do PBR era US\$ 24,67, o que equivalia a 6,7 vezes o seu valor anterior ao momento em que a equipe indicada pelo presidente Lula assumiu a direção da companhia em 2003.

Para realizar o maior plano de investimentos, a Petrobras precisava de uma sólida estrutura de capital e promoveu, em 2010, uma venda de ações ao mercado em volumes inéditos na história do capitalismo. A Petrobras vendeu 2,4

bilhões de ações ordinárias, em 2010, a R\$29,65 cada. E R\$26,30 para cada uma das 1,87 bilhões de ações preferenciais vendidas, em uma operação de 120,3 bilhões de reais, constituindo-se na maior capitalização de uma empresa na história das bolsas mundiais até aquele momento.

Os acionistas privados contribuíram assim com a diferença entre o valor total das emissões e a aquisição do petróleo através da Cessão Onerosa, no valor de mais de 45 bilhões de reais para reforçar o caixa da Petrobras, que reduz sua alavancagem de mais de 34% para cerca de 18%, no segundo semestre de 2010. A Cessão Onerosa foi uma operação de compra do direito de produzir cinco bilhões de barris de petróleo, em áreas pré-determinadas, com volume total fixo, antecipadamente pagos pela Petrobras ao governo brasileiro. O pagamento se deu em emissões primárias de ações entregues ao governo, que aumentou sua participação na empresa. Esse contrato é o que deu origem aos vários campos produtores de Búzios, que hoje representam a maior parte da produção atual da empresa e é seu único horizonte de futuro, com a redução de suas atividades exploratórias e contração de seus investimentos. Nesse sentido, pode-se afirmar que o futuro das reservas da Petrobras depende das operações do contrato de Cessão Onerosa de 2010.

A empresa aumentou a liquidez das ações, tornando-as mais sensíveis a flutuações de curto prazo dos humores do mercado. Por outro lado, aumentaram as possibilidades de levantar novos recursos no mercado de dívida.

A primeira venda de ações da Petrobras ao mercado americano, em 2000, foi uma venda secundária, com o governo se desfazendo de suas posições na companhia, vendendo as ações em seu poder para o setor privado. A participação do governo no capital social da companhia caiu, aumentando a participação dos acionistas do setor privado, especialmente os acionistas na Bolsa de Nova York.

Em meados de 2000, ao mesmo tempo em que se iniciava o programa dos *American Depositary Receipts* (ADRs), que permitia a negociação de títulos na Bolsa de Valores de Nova York associados às ações da Petrobras, o governo federal vendia a este mercado², através do BNDES, parte das ações ordinárias e praticamente todas as ações preferenciais da Petrobras que dispunha, mantendo o controle do direito de voto, mas reduzindo sua participação no capital total para menos de um terço do capital total da empresa.

Já a emissão de ações de 2010 foi diferente. Foi uma emissão primária em que a Petrobras aumentou seu capital e vendeu suas ações ao mercado, tanto ao

² Foi permitido também aos trabalhadores utilizarem parte dos saldos que dispunham do FGTS para adquirirem parte destas ações, gerando assim uma classe de mais de 300 mil trabalhadores acionistas da Petrobras.

governo como ao setor privado. O governo aumentou sua participação no capital da empresa.

Tabela 1 – Composição Percentual do capital social da Petrobras

Entidades	Ordinárias	Preferenciais	Total
Antes da Capitalização			
União Federal	55,56	0	32,1
BNDESPAR	1,94	15,51	7,7
Outros	42,50	84,49	60,2
Total de Ações	5.073.347.344	3.700.729.396	8.744.076.740
Depois da Capitalização			
União Federal	53,6	1,18	31,1
BNDESPAR	2,33	23,94	11,61
BNDES+FPS	3,02	0	1,72
Fundo Soberano	4,62	2,88	3,88
Outros	36,40	71,99	51,68
Total de Ações	7.442.454.142	5.602.042.788	13.044.496.930

Fonte: Lima, 2011, p. 110-112.

Ainda que a participação direta da União tenha caído de 32,1% para 31,1% com a capitalização, a participação de outros entes da União (BNDES, BNDESPAR e Fundo Soberano) no capital social da Petrobras aumentou de 7,7% para 17,21%, levando a uma diluição dos acionistas privados de 6,1 pontos percentuais nas ações ordinárias, 12,5 pontos nas preferenciais e 9,52 pontos no capital social.

Posteriormente, no último ano do governo Lula e no governo Dilma estas ações trocaram de posições entre a União e seus agentes, viabilizando impactos positivos nas contas fiscais, mas dando margem a questionamentos regulatórios. A quebra das expectativas de retornos de curto prazo, que motivou alguns investidores privados na compra das ações da Petrobras, criou um movimento de venda dessas ações, aumentando a pressão baixista de seus preços.

As cotações das ações da Petrobras em Nova York contam a história dos vários momentos da companhia. Observando-se a curva do volume de ações transacionadas em Nova York se verifica que a média do número de ações transacionadas se manteve relativamente estável no período do primeiro governo Dilma, em torno dos 17-19 milhões na média de 30 dias de negociações. Este valor aumentou consideravelmente a partir de meados de 2014, chegando a média de mais de 50 milhões diários de novembro de 2014 a maio de 2015, no auge das denúncias da Lava Jato, simultaneamente ao drástico declínio dos preços do petróleo. Desfaz-se a base de acionistas da empresa, que troca de mãos, sendo adquiridas por investidores com mais apetite ao risco e mais especuladores,

incluindo aí os chamados “fundos abutres” que entram nas empresas com dificuldades para ter ganhos com processos judiciais e manipulações dos mercados secundários.

Dividindo este período em ciclos distintos de preços e política interna brasileira, pode-se observar comportamentos diferenciados na fase da ascensão dos preços até meados de 2008, quando ocorre a crise financeira do capitalismo mundial. A transição é muito rápida e em 2008 e 2009 os preços se recuperam, levando o governo Lula a conviver com preços relativamente estáveis e altos até o final de 2010. Neste ano, inicia-se um processo de declínio de preços, que só se encerra em 2016, com uma constante recuperação durante o ano, conforme se ilustra na Figura 9.

Figura 9 – Valor das ações da Petrobras em Nova York. Em US\$



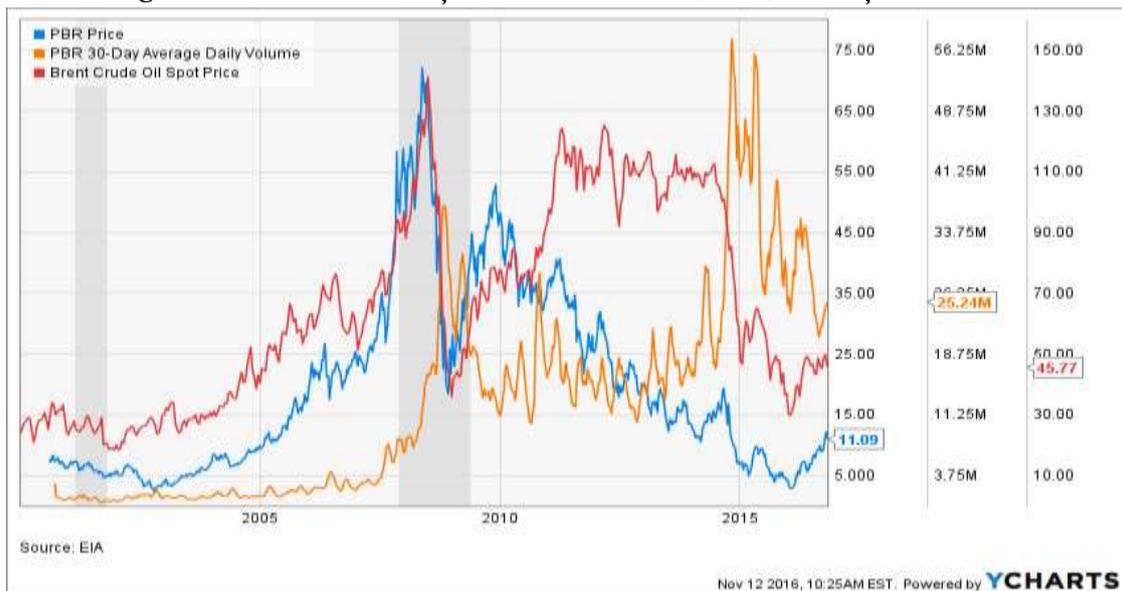
Fonte: Nymex.

O valor das ações da Petrobras seguiu a trajetória dos preços do petróleo, elevando-se continuamente de meados de 2002 até meados de 2008. Com a crise internacional, os preços do petróleo desabam, levando consigo as ações da Petrobras em Nova York, que ficam abaixo de 20 dólares em finais de 2008, recuperando-se para cerca de 52 dólares quase um ano depois. Neste período, começou uma trajetória continuamente decrescente, ainda que os preços do petróleo tivessem em uma trajetória relativamente estável acima de 110 dólares o barril do Brent até meados de 2014, como se vê na Figura 10.

Até 2010, a aderência do movimento das curvas de preço e o valor das ações das empresas de petróleo é quase completa. As diferenças aparecem em 2011 e 2012, em função do fato de que em 2007 e 2008, antes da crise do Lehman Brothers, o preço das ações da Petrobras cresceu mais do que o mercado e em 2010 foi realizada a maior capitalização de uma empresa da história mundial³.

³ A capitalização da Petrobras alcançou 70 bilhões de dólares, maior do que os 22,4 bilhões da venda das ações do Royal Scotland Bank e 22 bilhões da operação com o Agricultural Bank of China (LIMA, 2011, p. 119).

Figura 10 – Valor das ações da Petrobras (PBR) e Preço do Brent



Fonte: YCHARTS.

A mudança da base de acionistas da Petrobras depois da grande capitalização do final de 2010 combinou comportamentos de mercado contra a diluição dos acionistas minoritários, que ocorreu com a capitalização, bem como as mudanças de percepção dos atores do mercado financeiro sobre as condições macroeconômicas do Brasil, além de uma grande reação ao controle de preços dos derivados imposto pelo controlador sobre a empresa. Não se pode assim atribuir diretamente a uma política da empresa a situação do valor de mercado da Petrobras.

Até 2008, o movimento ascensional dos preços das ações da Petrobras seguia basicamente os movimentos dos preços internacionais do petróleo, com crescimentos que impactaram o valor da maioria das empresas petrolíferas com ações negociadas em bolsas internacionais. A partir do reajuste do sistema financeiro internacional e a recuperação dos preços do petróleo, principalmente o Brent, as ações da maioria das empresas de petróleo mantiveram relativamente estáveis os seus preços, enquanto a Petrobras apresentou uma contínua queda, destoando dos movimentos de outras empresas.

Foi o ciclo de expansão das expectativas sobre as perspectivas de crescimento da produção *offshore* da Petrobras a principal razão do descolamento do crescimento de seu valor de mercado no período anterior a 2008. A grande valorização anterior à crise, a enorme capitalização da empresa em 2010 e o melhor conhecimento sobre as realidades do gigantesco potencial do Pré-sal ajustaram as expectativas e colocaram âncoras na elevação do valor das ações, durante a recuperação pós-Lehman Brothers. Nada disso foi influência da política brasileira, apesar de que o mercado de ações tenha começado também a penalizar a empresa

por causa da política de preços de derivativos abaixo dos preços internacionais e com denúncias sobre a utilização política da companhia, nos primórdios do que seria a Operação Lava Jato a partir de 2014.

A quebra das expectativas de retornos de curto prazo, que motivou alguns investidores privados na compra das ações da Petrobras, criou um movimento de venda dessas ações, aumentando a pressão baixista de seus preços.

A Petrobras alcançou o grau de investimento entre as agências de avaliação de risco, e o custo de sua dívida caiu para níveis extremamente atraentes. A Figura 11 apresenta alguns indicadores financeiros no período 2002 a 2011 refletindo a melhora das condições das finanças da empresa, apesar dos enormes volumes de investimentos realizados e planejados.

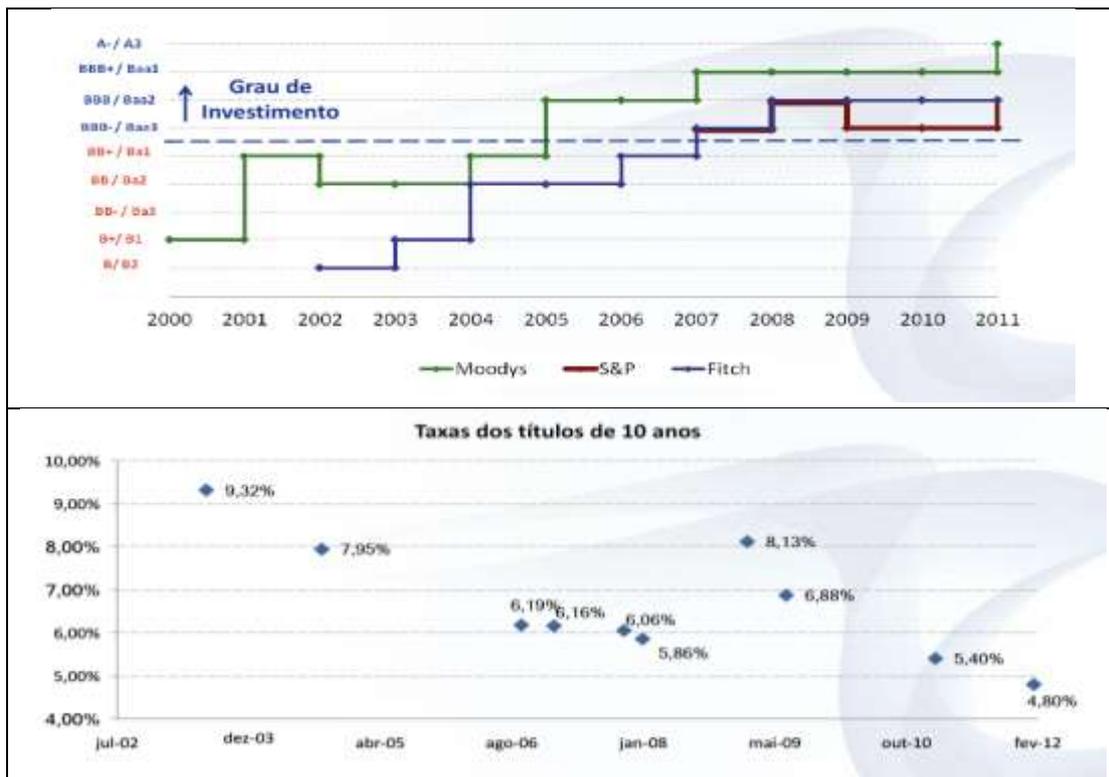
Figura 11 – Evolução de Alguns Indicadores Financeiros da Petrobras (2002-2011)



Fonte: Petrobras, 2012b.

Esta situação para os acionistas se refletiu na melhor percepção de risco pelo mercado e pelas agências de avaliação de risco de crédito, refletindo-se na concessão do *investment grade* em 2007, ainda que os custos da dívida já vinham declinando fortemente a partir de 2005, como se vê na Figura 12.

Figura 12 – Avaliação das Agencias de Rating e Custo da Dívida (2002-2011)



Fonte: Petrobras, 2012b.

Importa lembrar que para se proteger de bruscas variações cambiais, a partir de 2011 e principalmente em 2012 e 2013, a Petrobras adotou uma nova prática de contabilização de suas perdas cambiais, dando origem a uma grande controvérsia sobre as práticas contábeis adotadas para avaliar os impactos de operações de *hedge* (GABRIELLI DE AZEVEDO, 2018; SILVA, 2013; BORGES; MARTINS, 2015). No segundo trimestre de 2012, a Petrobras apresentou pela primeira vez, desde 1999, um resultado negativo atribuído principalmente aos impactos da variação cambial. A partir daí passa a considerar os efeitos da variação do câmbio, não diretamente sobre os resultados, mas acumulando no Patrimônio Líquido, sendo levados a resultado quando as exportações utilizadas para proteger o descasamento de ativos e passivos em moeda estrangeira se realizam (BORGES; MARTINS, 2015). As exportações futuras servem então como uma espécie de *hedge* dos impactos futuros da variação cambial de curto prazo⁴.

A adoção desta nova prática contábil levou o segundo trimestre de 2013 a ter um lucro positivo com a redução das despesas financeiras decorrentes da diminuição da exposição ao risco cambial da totalidade das dívidas, compensadas pelas expectativas de receitas futuras de exportações (BORGES; MARTINS, 2015). Apesar de realizada de acordo com os princípios contábeis existentes, a imprensa

⁴ Os contratos firmados de exportação para entrega futura constituem potencial receita futura em dólares, que serão lançados a resultado no momento em que se realizarem. Porém, abatem o estoque em cada momento sujeito a contabilizações de variações cambiais no presente.

destacou o caráter de “contabilidade criativa” pela transformação de prejuízo em lucro.

2.1 Desenvolvimento tecnológico e política de conteúdo nacional

Com as grandes possibilidades de crescimento da produção, a expansão do refino, a consolidação da infraestrutura de gás e energia e o crescimento dos biocombustíveis, tornou-se ainda mais relevante a política de promoção de novas condições de competitividade para a cadeia de suprimentos. Nesse contexto, especialmente, se destaca o papel estratégico da expansão da capacidade produtiva dos fornecedores nacionais, de forma a consolidar e ampliar a política de conteúdo nacional para nossos investimentos.

Aqueceram-se a indústria naval (tanto de navios de carga como de barcos de apoio, plataformas de produção e sondas de perfuração), a engenharia pesada, a construção e montagem de grandes estruturas industriais, a produção de módulos para plataformas, equipamentos de grande porte, metalurgia especial, logística, eletro eletrônica, engenharia de detalhamento, e novos entrantes se anunciaram. Milhares de empregos foram criados, e a continuidade do crescimento sustentável dessa cadeia de fornecedores era o maior desafio da indústria. Os obstáculos eram muitos, as resistências várias e os interesses contrariados eram diversos. A Petrobras afirmava a política de que tudo que pudesse ser construído no Brasil seria construído no Brasil.

Um dos elementos fundamentais do segundo governo Lula foi a definição de uma política industrial centrada na exploração e desenvolvimento do Pré-sal, com a Petrobras assumindo o centro da dinâmica setorial, utilizando seu poder de compra para alavancar um crescimento da indústria brasileira de fornecimento de equipamentos para a produção petroleira no mar (SCHUTTE, 2016).

No primeiro governo de Lula, houve algumas modificações importantes na política industrial setorial, que se consolidaram no final do seu segundo mandato. Até 2005, as estratégias da Petrobras se alteraram com o fortalecimento do sistema integrado da companhia, recomposição de sua engenharia interna e ampliação de suas atividades de pesquisa, recomposição da gestão integrada de todos os setores, reorientação para o crescimento do refino doméstico, petroquímica, biocombustíveis, fertilizantes e redefinição das condições contratuais das termoeletricas.

Do ponto de vista do governo, uma das primeiras mudanças foi a criação, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, de uma Secretaria de Petróleo e Gás,

em 2003, quando anteriormente as relações da Petrobras se davam no âmbito da Presidência da República (FELIPE, 2010), disputando formulações de políticas e até regulação com a ANP.

Uma grande mudança do governo Lula foi a importância da política de compras, de forma a viabilizar uma indústria nacional de fornecedores, mesmo que mantendo as boas relações com as empresas internacionais, tanto as petrolíferas, como as de serviços. O primeiro governo Lula não rompe drasticamente com o modelo de leilões de concessão (RIBEIRO; NOVAES, 2014), levando, no entanto, a uma postura muito mais agressiva da Petrobras na participação dos leilões. Como lembra Haroldo Lima, ex-diretor geral da ANP, ainda sob o mesmo marco regulatório das concessões, houve uma reversão da orientação política do comportamento da Petrobras, que sai de uma situação de dar espaços para as concorrentes internacionais, para uma atuação intensa nos leilões de forma a ampliar seu portfólio de áreas exploratórias (LIMA, 2008, p 97).

Depois de 2003, a política de compras se alterou, com maior ênfase na política de conteúdo nacional e com a implantação do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo (PROMINP), que visava qualificar mais os fornecedores brasileiros da Petrobras. O PROMINP foi instituído em março de 2003 com o objetivo de maximizar a participação da indústria do Brasil no volume de vendas para o setor de petróleo e gás, buscando melhorar a competitividade, com a implantação de projetos de inovação e desenvolvimento tecnológico, assim como na melhoria da qualificação e formação da mão de obra do setor. O conceito de conteúdo nacional relacionava-se com a produção dos equipamentos no Brasil, mesmo que realizada por empresas de origem estrangeira, estimulando, portanto, a participação de multinacionais na cadeia de fornecedores, a ser criada ou melhorada.

Na primeira década do século XXI, a Petrobras construiu parcerias com mais de 120 universidades e centros de pesquisa no Brasil. Sem alta tecnologia não seria possível produzir com equipamentos no fundo do mar, com lâminas de água superiores a mais de 2000 metros, dominar modelos de simulação de reservatório com gigantesco volume de processamento de dados, enfrentar os desafios de garantir de fluxos de produção em condições adversas e manter um sistema logístico com milhares de componentes. Para tanto, seria necessário ter conhecimento, além de um sistema de pesquisa e desenvolvimento capaz de solucionar os desafios tecnológicos.

Utilizando recursos da Petrobras para P&D⁵, com autorização da ANP, o PROMINP buscava treinar e qualificar trabalhadores em habilidades necessárias para que a cadeia de fornecedores pudesse atender as demandas da Petrobras. De 2008 a 2010 foram investidos 220 milhões de reais e 536 milhões de 2012 a 2015 para treinar quase 300 mil pessoas de forma a ajudar a melhorar a capacitação tecnológica da cadeia de fornecedores (FERNANDEZ, 2013). Em termos globais, o PROMINP de 2003 a 2009 permitiu a criação de 640 mil postos de trabalho na cadeia de fornecedores e aumentou a participação dos fornecedores nacionais de 35 bilhões de dólares para 190 bilhões (BROOKS; KURTZ, 2016, p. 45).

Diferente das políticas de substituição de importações, a política de compras da Petrobras sob a vigência do PROMINP levou a uma governança que incorporava na gestão do programa não apenas os órgãos do governo, mas também representantes do setor empresarial, criando um ambiente de integração e cooperação entre as fornecedoras e a operadora (SILVA; FURTADO, 2006, 108). Estas iniciativas eram coerentes com a trajetória da Petrobras que sempre baseou seu crescimento em um desenvolvimento tecnológico endógeno, com base nos seus próprios técnicos em associação com instituições de pesquisa e empresas fornecedoras de serviços tecnológicos para o setor de petróleo e gás. Desta vez, a escala dos problemas e a fronteira do conhecimento permitia a atração dos próprios centros de pesquisa destes segmentos para se instalarem no Brasil. A Ilha do Fundão, onde se localiza a UFRJ, transformou-se em um dos maiores centros mundiais de laboratórios de pesquisas das empresas que trabalham com o *offshore* do mundo.

Com a mudança de política após 2003, a Petrobras começou a abandonar os contratos *turn key* e aumentou a responsabilidade de sua engenharia interna na integração de módulos contratados⁶, com uma maior presença de empresas de engenharia nacionais e novos fornecedores. A criação do PROMINP e as exigências da ANP de conteúdo local são outros elementos indicativos da mudança de política.

O desafio era ainda encontrar um conteúdo nacional que fosse possível de ser garantido pela indústria nacional. Assim, a engenharia da Petrobras, em articulação com o E&P, iniciou um programa de capacitação e identificação de gargalos dos diversos componentes dos equipamentos a serem adquiridos. Como relatam Silva e Furtado (2006):

⁵ Pela regulação brasileira, as empresas de petróleo e gás precisam investir um mínimo de 1% de sua receita em projetos de P&D.

⁶ Geração, compressão, topsides e casco são alguns (SILVA; FURTADO, 2006, p. 112).

Para decidir quais deveriam ser as medidas tomadas para alavancar a participação da indústria para-petroleira local nos projetos de investimento da Petrobras, foi realizado um workshop em Angra dos Reis, com cerca de 200 pessoas da indústria e do governo. Nesse workshop foram divididos grupos de trabalho pelos comitês setoriais e cada uma das entidades participantes teve a oportunidade de previamente preparar propostas preliminares de projetos, as quais foram debatidas no próprio workshop. Das conclusões da reunião em questão nasceu o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP) (SILVA; FURTADO, 2006, p. 113).

2.2 Mercado de combustíveis e crescimento do mercado interno

Durante os governos Lula e Dilma, o mercado de combustíveis se acelera. De acordo com dados da presidente da Petrobras, Graça Foster, a demanda de gasolina subiu 49% no período de 2000 a 2011, contra uma expansão mundial de apenas 15%. No que se refere ao consumo de diesel, a diferença entre o Brasil e o mundo é de 43% contra 29%; e no caso do QAV, foi de 53% contra 2%. Crescimento econômico, distribuição de renda e boa política econômica, sob o comando dos dois presidentes (Lula e Dilma), são os fatores que explicam essa diferença.

A economia nacional cresceu com a inclusão de milhões de brasileiros, que escaparam da pobreza e aumentaram o consumo de energia e também de combustíveis derivados de petróleo. Enquanto isso, os desafios da Petrobras se multiplicaram, com os limites de capacidade das refinarias sendo alcançados.

O mercado doméstico de derivados de petróleo viveu uma grande estagnação no período de 1998 a 2006⁷, refletindo as baixas taxas de crescimento da economia, na época em que o combate à inflação era o centro da política econômica⁸. A aceleração do consumo aparente de derivados de petróleo no Brasil fica evidenciada na Figura 13, se destacando a relativa estagnação do mercado nos governos de Fernando Henrique Cardoso (1995-2002), que permanece até o fim do primeiro governo de Lula, quando a demanda de derivados cresce, atingindo no primeiro governo Dilma uma média de 1,95 milhões de barris de derivados por dia, contra uma média de 1,35 milhões nos dois governos de FHC.

Durante o período 2003-2010, há uma completa reversão do mercado brasileiro de derivados, quando comparado com o mercado dos sete anos

7 Ainda que a economia brasileira tenha dado sinais de iniciar a sua recuperação alguns anos antes, o mercado doméstico de derivados, especialmente gasolina, diesel, GLP e querosene de aviação só começa a crescer a partir de 2006.

8 Toda essa parte do refino está fortemente lastreada em Gabrielli De Azevedo (2018).

anteriores. Durante o período de Lula e de Dilma, de 2003 a 2014, o mercado de combustíveis, que vinha de uma longa estagnação, se acelera.

Figura 13 – Consumo aparente no Brasil - Derivados de Petróleo - Média – Mil barris por dia



Fonte: Ipea (2016); ANP.

A última refinaria nova construída no Brasil foi a de São José de Campos, que começa a operar em 1980. A partir daí até 2006 praticamente não se tem grandes investimentos na expansão do parque do refino. A última nova grande refinaria do Brasil é a RNEST, que entrou em operações em 2014 com o seu primeiro trem de destilação.

Não somente foram concluídos os ciclos de desobstrução dos gargalos dos equipamentos e processos existentes, como foram feitos pesados investimentos em unidades para melhorar a qualidade dos combustíveis⁹, ainda que sem aumento na produção de derivados, para atender aos requisitos da legislação ambiental¹⁰.

Os limites de capacidade das refinarias foram alcançados em 2014. Os dados da Tabela 2 expressam a intensa utilização da capacidade instalada de destilação no aparelho refinador brasileiro a partir de 2011, quando o mercado interno intensifica seu consumo de derivados, as importações crescem e a produção de petróleo brasileiro ainda não estava crescendo. Estes dados evidenciam os limites da capacidade de refino, a qual não suporta um crescimento da demanda sem impactar a balança comercial. A partir de 2015, com a redução

9 Principalmente a redução da presença de enxofre na gasolina e no diesel que exigiam investimentos pesados em unidades de hidrotreatamento e dessulfurização nas refinarias

10 A carteira de investimentos para melhorar a qualidade do combustível, por razões ambientais, custou alguns bilhões de dólares, sem acrescentar capacidade de produção nas refinarias, alocando recursos que competiam com recursos para expansão.

das atividades econômicas, a capacidade utilizada das refinarias começa a declinar, aumentando a utilização do petróleo nacional na carga fresca processada.

Tabela 2 – Fator de Utilização da Capacidade de destilação e Utilização de Petróleo de Produção Nacional

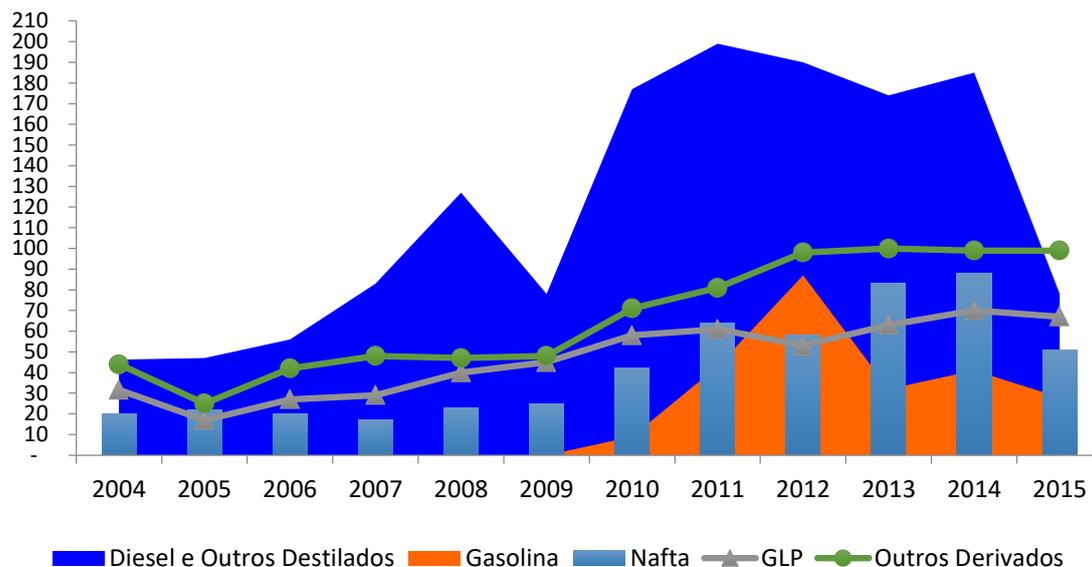
Anos	Utilização da Capacidade Instalada	Processamento Petróleo Nacional
2004	86%	76%
2005	85%	80%
2006	88%	80%
2007	92%	
2008	92%	78%
2009	91%	79%
2010	90%	82%
2011	92%	82%
2012	96%	82%
2013	97%	82%
2014	98%	82%
2015	89%	86%
2016	81%	92%
Até 2S2017	77%	94%

Fonte: Petrobras (2006; 2007; 2010; 2011; 2012a; 2013; 2015a; 2016b; 2017). O ano de 2008 não reportou a utilização de petróleo nacional para 2007.

A partir de 2009 começa a crescer a importação de derivados para o Brasil, especialmente da gasolina, em que o país era autossuficiente e exportador. Também se acelera o crescimento das importações de diesel e outros destilados e de nafta, refletindo não somente o crescimento do consumo pessoal no Brasil, expresso no aumento do consumo de gasolina, como também a intensificação das atividades agrícolas e de mobilidade (aumento do diesel) e petroquímicos (nafta).

Os dados da Figura 14 mostram que esta dinâmica se consolidou durante todo o primeiro governo da Dilma, ainda que tenha ocorrido um certo ajuste nas importações de gasolina a partir de 2012. Uma das hipóteses possíveis é de que, por uma avaliação de preços relativos, a Petrobras tenha aumentado a importação de nafta nestes anos, para incrementar a oferta de gasolina no mercado interno, deslocando as vendas do produto das petroquímicas para utilizar em correntes internas das refinarias para processar gasolina.

Figura 14 – Importações de derivados. Em mil barris/dia



Fonte: Petrobras (2006; 2007; 2010; 2011; 2012a; 2013; 2015a).

A expansão do parque de refino foi retomada a partir de 2005, com planos para a construção de cinco novas refinarias: Clara Camarão, no Rio Grande do Norte; Abreu e Lima, em Pernambuco; Comperj, no Rio de Janeiro; e as Premium I e II, no Maranhão e Ceará, principalmente concentradas no Nordeste, onde as taxas de crescimento de mercado são maiores e onde a relação entre capacidade instalada e demanda de derivados é mais desequilibrada.

A Petrobras desenvolveu um gigantesco programa de ajuste de suas refinarias para reduzir o teor de enxofre de seus derivados de petróleo, adequando-se às exigências ambientais de diminuir a presença de particulados na atmosfera e melhorar a vida nas grandes cidades. Foram mais de 25 bilhões de dólares para a instalação de unidades que reduziam o teor de enxofre dos produtos.

Por outro lado, havia também a necessidade de aumentar a capacidade de produção do parque de refino para reduzir a necessidade de importações com o crescimento da demanda nacional. Otimizações de processo, novas unidades de destilação foram implantadas e o parque existente aumentou sua produção. No entanto, era preciso também construir novas refinarias, especialmente no Norte e Nordeste. O Sudeste contava com mais capacidade de destilação do que a demanda regional, enquanto que no Norte e Nordeste havia déficit de capacidade de destilação.

Os projetos das refinarias começaram e não foram completados. Somente a Refinaria Abreu e Lima, de Pernambuco, está em efetiva operação, com capacidade menor que a projetada. Os projetos se prolongaram mais do que necessário e vários episódios de corrupção foram identificados em alguns deles. Assim, sem novas refinarias previstas para o futuro, que terá o crescimento da

produção de petróleo cru, o Brasil deverá aumentar bastante suas exportações deste produto, importando derivados para atender a potencial demanda destes produtos, quando a economia voltar a crescer.

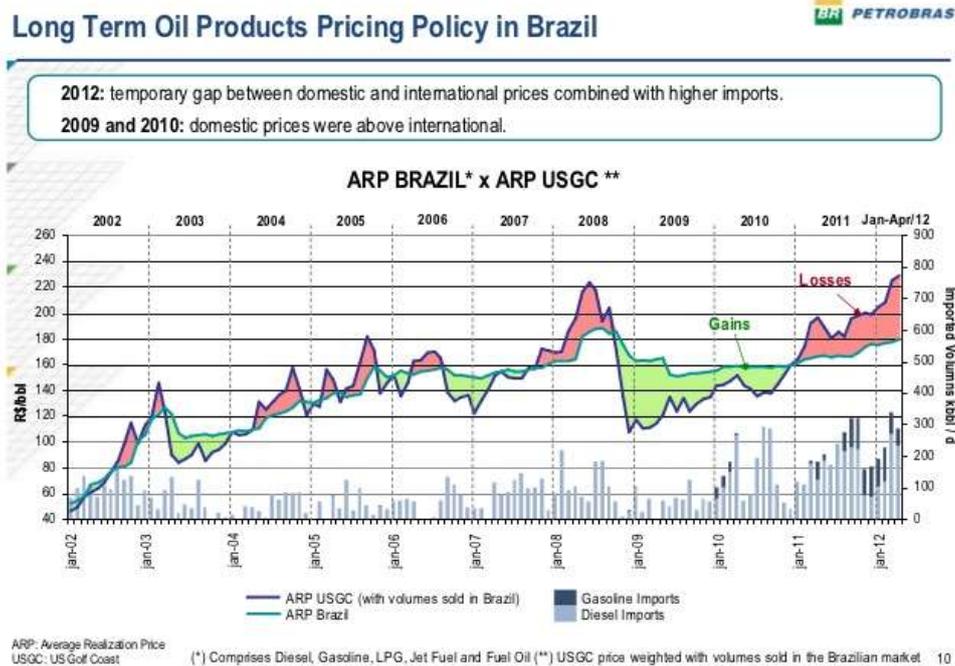
O mercado financeiro reagiu de forma negativa por não ter clareza sobre a rentabilidade dessas refinarias e da sua necessidade. O argumento a favor das refinarias destacava a importância de manter a posição da empresa no mercado de consumo de um dos países que mais cresce no mundo, e no fato de que a volatilidade das margens de refino seria compensada pelos ganhos advindos da integração do *upstream/downstream* que caracteriza a Petrobras. Uma das grandes vantagens da empresa integrada de petróleo – “do poço ao posto e até ao poste” – é a redução das flutuações do fluxo de caixa, compensando os momentos de queda dos preços do petróleo, com aumento dos lucros no refino, com os períodos de alta de preços do produto cru, que aumenta os lucros do E&P, como se vê nos dados da Figura 15.

Figura 15 – Lucro operacional do Refino e do E&P da Petrobras em milhões de reais e preço médio do barril (2007-2019)



Tendo isso em vista, cabe considerar a política de preços dos derivados adotada pela empresa para o mercado brasileiro. Ao observar o gráfico apresentado na Figura 16, pode-se ver que as relações dos preços domésticos de derivados de petróleo na porta das refinarias brasileiras – convertidos em dólar e comparados com os preços das refinarias americanas no Golfo do México, ponderados pelas quantidades vendidas no mercado brasileiro – apresentam uma relativa estabilidade a longo prazo (2002-2012), o que é muito bom para os investimentos em refino, uma vez que estabiliza as suas margens.

Figura 16 – Preços domésticos de derivados de petróleo comparados com os preços no Golfo do México



Fonte: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/apresentacao-do-videowebcast-pn-2012-2016-nova-iorque-disponivel-em-ingles.htm>

Os períodos de ganhos de oportunidade de meados de 2008 a 2011, com preços brasileiros estáveis enquanto os preços internacionais caíam e subiam, foram compensados pelas perdas mais recentes. Depois de 2012, há uma diferença importante que decorre da própria expansão do mercado doméstico, que levou a um aumento de importações de derivados, tornando mais urgente a necessidade de ajustes mais rápidos para aproximar os preços brasileiros dos internacionais, que começaram a ser realizados.

As importações de derivados têm um efeito direto sobre o fluxo de caixa, mais impactante do que a venda de derivados utilizando petróleo nacional, onde o fornecimento de cargas a processar ocorre em transações internas à companhia, com preços internos, que podem levar a perdas de oportunidades de ganhos. As refinarias levam tempo para serem construídas e elas começaram a ser erguidas a partir de 2005, depois de mais de 25 anos sem nenhum investimento programado em refinarias no Brasil.

Em conclusão, preços altos de petróleo e depreciação cambial, sem o correspondente ajuste dos preços domésticos dos derivados em reais contraem fortemente as margens de lucro da Petrobras e ameaçam a sua geração de caixa, agravando seus indicadores financeiros de curto prazo.

3. Durante o tsunami¹¹

O Pré-sal bateu vários recordes de produção, atingindo 2,952 milhões de barris de óleo equivalente de petróleo e gás no 3T20, com aumento de 5,4% em relação ao trimestre anterior. Nos nove primeiros meses de 2020, a produção cresceu 7,6%. O destaque foi o Pré-sal que cresceu 32,2% em 2020, com sua produção atingindo 56% da produção total da Petrobras. Isso foi o resultado da política anterior ao tsunami, que preparou as condições para essa produção de hoje.

Diferente do passado, a Petrobras bateu recordes de exportação de petróleo cru, superando a marca de um milhão de barris por dia em setembro de 2020. A Petrobras também informou que finalizou a venda total de suas participações nos Polos de Pampo e Enchova (Bacia de Campos), no Polo Lagoa Parda (Bacia do Espírito Santo) e nos campos Ponta do Mel e Redonda (Bacia Potiguar), pelo valor de US\$ 437 milhões, que já entraram no caixa, e US\$ 650 milhões, que deverão ter impacto positivo sobre a geração de caixa da companhia nos próximos anos (O GLOBO, 2020).

Do ponto de vista contábil, a Petrobras realizou gigantescos *impairments* em 2014-2016, reduzindo o valor de seus ativos de 112,2 bilhões de reais, por considerar que as expectativas futuras de rendimentos com estes ativos seriam inferiores aos valores registrados em seus balanços. Esta diferença reduziu o lucro, mas não teve efeito sobre o caixa, pois não representava qualquer desembolso adicional (GABRIELLI DE AZEVEDO, 2018). Isso não tem relações com as acusações de corrupção da Lava Jato, mas com as mudanças que ocorreram nas condições de mercado.

Apesar de todo o tsunami, o mercado financeiro continua interessado em financiar a Petrobras. Recentemente, em finais de outubro de 2020, a empresa conseguiu fazer uma operação de captação de recursos atingindo as menores taxas dos títulos de 10 anos de sua história, inferiores até do que aqueles conseguidos nos tempos em que era *investment grade* (PETROBRAS, 2020). Uma empresa menor, focada no Pré-sal, exportadora de petróleo cru, e foco dos mercados financeiros é o que resta depois dos escombros da tempestade.

3.1. Tempestade perfeita

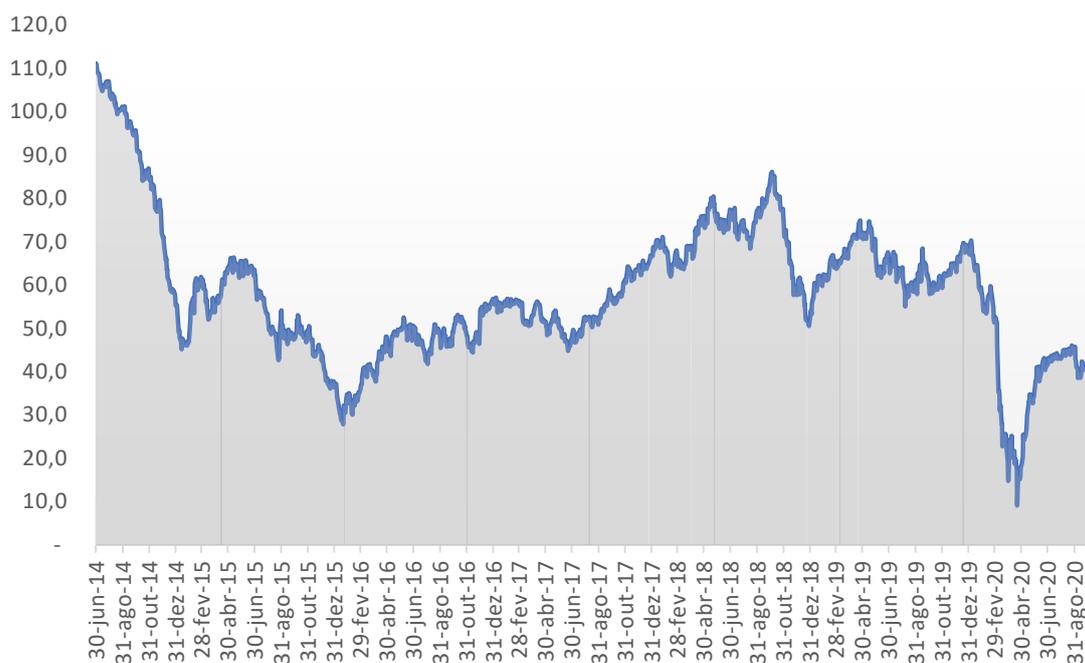
Atualmente toda a estrutura regulatória montada em 2010 está em frangalhos. A Petrobras não é mais operadora única, o Fundo Social não está em

¹¹ Grande parte do conteúdo dessa seção se encontra em Gabrielli De Azevedo (2018).

operação, os leilões de novas áreas se aceleram com objetivos de arrecadação fiscal de curto prazo, inviabilizando o tempo necessário para a instalação de uma indústria nacional de fornecedores de equipamentos críticos, e a partilha de produção está sob ameaça. O tsunami é a transformação da Petrobras pujante numa empresa média focada no Pré-sal da Bacia de Santos. É sua transformação em uma “vaca leiteira” de dividendos. Esse tsunami foi possível pela combinação de algumas circunstâncias que possibilitaram a “tempestade perfeita”.

Primeiro, a queda dos preços do petróleo depois de 2014, os quais ficaram baixos até 2017, quando a OPEP e a Rússia fizeram um acordo para conter a expansão de sua produção, conseguindo uma ligeira recuperação em 2018-2019. Logo, foram afetados pela pandemia do Covid-19, caindo de novo no primeiro semestre de 2020. No período do auge da crise – 2014 a 2017 – os preços caíram da faixa dos 110 dólares o barril para 30 dólares, ficando em torno de 50 dólares até o final do primeiro semestre de 2017¹², conforme se vê na Figura 17.

Figura 17 – Preços do Brent em valores nominais (07/2014-08/2020)



Fonte: <https://www.macrotrends.net/2480/brent-crude-oil-prices-10-year-daily-chart>

Um segundo ponto relevante foi o fato de que os preços domésticos dos derivados não estavam compensando. O cenário era marcado pela economia brasileira que também entrava em contração, com agravamento da crise política, dificuldades de implementação de política econômica em 2015, contração da demanda nacional e política de preços de paridade internacional para os derivados

12 O preço spot do barril de West Texas Intermediate (WTI) variou de \$106,07 em 30/06/2014 para \$53,45 em 31/12/2014, atingindo a faixa entre 37 e 42 dólares no final do primeiro semestre de 2015, conforme (LEN; ZHU, 2016).

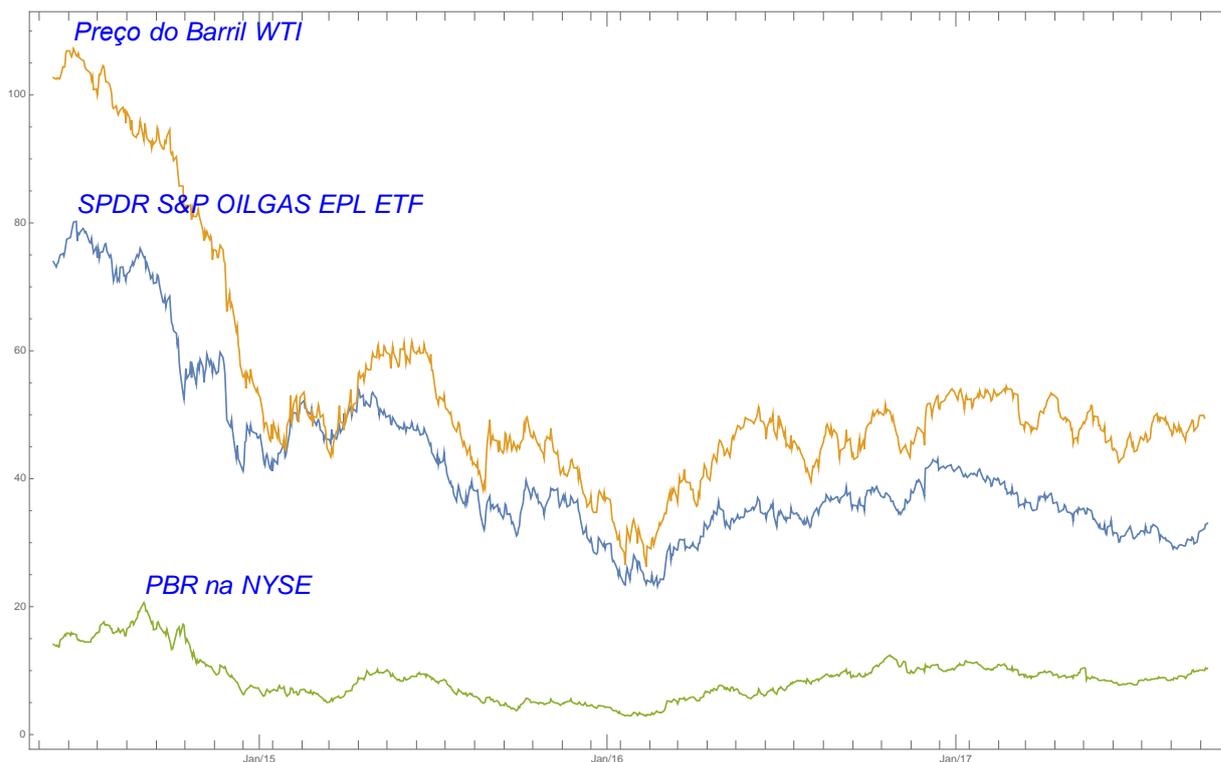
em queda, o que não permitiria a sua estabilização, reforçando o caixa em reais da Petrobras. A queda dos preços internacionais, assim como suas elevações passaram a ser mais cotidianas, não possibilitando a recuperação dos níveis de caixa de antes da queda.

Há diferenças econômicas importantes quando a carga processada das refinarias é custeada a preços de transferência internos da companhia, que pode gerar custos de oportunidade em relação aos preços de mercado, de quando há a importação direta dos combustíveis já processados, em que o seu custo é o de aquisição nos mercados internacionais. No primeiro caso, o resultado da Petrobras vai refletir o custo de sua produção de petróleo nacional, enquanto no segundo, reflete a situação internacional dos preços dos derivados (GABRIELLI DE AZEVEDO, 2018). No entanto, preços altos do petróleo, que são positivos para empresas exportadoras, nem sempre são boas perspectivas para a Petrobras, se os preços domésticos de derivados não acompanharem os preços internacionais.

Outra circunstância a ser levada em conta é que o valor das ações da Petrobras ficou abaixo dos pares, mas menos volátil, na queda depois de 2016. Importa considerar que as ações da Petrobras seguem fortemente o comportamento dos preços do petróleo, como a maioria das empresas do setor, como se vê na Figura 18. Verifica-se que durante 2014-2015 as ações da Petrobras tiveram quedas menos intensas do que as empresas do índice da S&P para as ações de empresas de petróleo.

A resiliência das ações da Petrobras, em níveis baixos, é bem verdade, pode ser explicada pela qualidade de seu portfólio de projetos de E&P. Desestruturando o CAPEX da maioria das empresas de petróleo, a queda dos preços depois de 2015 teve pouco impacto sobre o desenvolvimento da produção da empresa, com custos de extração baixos. Os projetos da Petrobras no Pré-sal continuaram numa fase de início de produção de seus investimentos ocorridos a partir de 2010. Do ponto de vista produtivo, a empresa tem um portfólio de projetos quase único na indústria a partir das descobertas do Pré-sal.

Figura 18 – Preços do barril do WTI, do Índice da S&P com empresas do setor de petróleo e ações PBR da Petrobras na NYSE (30/5/2014 a 19/09/2017)



Fonte: http://www.eia.gov/dnav/pet/hist_xls/RCLC1d.xls e FinancialData do software Mathematica 11.2.

Para a configuração da “tempestade perfeita”, somam-se as denúncias da Operação Lava Jato, as quais impactaram fortemente na reputação da empresa. Os efeitos da Operação Lava Jato foram muito maiores do que a recuperação de recursos dos corruptos. A operação dizimou as principais empresas fornecedoras da Petrobras, assim como o setor de engenharia pesada, além de regredir os avanços que já tinham sido alcançados na recuperação da indústria naval brasileira. Há estimativas de que os efeitos diretos e indiretos desta operação custaram entre 5 a 7 milhões de postos de trabalho no país. Somente as seis principais empreiteiras envolvidas na Lava Jato destruíram mais de 300 mil postos de trabalho.

Outro fator foi relacionado ao fato de que a dívida em dólares acabou sofrendo com a depreciação da moeda nacional, aumentando em reais (GABRIELLI DE AZEVEDO, 2018). Neste período, a taxa de câmbio real-dólar se deprecia, saindo de 1,67 reais por dólar, em 2011, para 2,35 reais por dólar em 2014, atingindo 3,33 reais por dólar em 2015 (GALLAGHER; PRATES, 2016, p. 87-88).

Em julho de 2011, o governo lançou uma série de mudanças regulatórias sobre o mercado de câmbio, especialmente no que refere aos mercados futuros, baixou as taxas de juros e buscou medidas de depreciação do real, introduzindo mecanismos de controle dos fluxos da balança de capitais que resultaram na depreciação do real. A combinação explosiva de depreciação da moeda nacional

com preços de petróleo elevados provoca um intenso impacto nas transações comerciais de petróleo e derivados, se os preços domésticos não seguirem estes dois marcadores fundamentais.

Do ponto de vista da Petrobras, estas duas variáveis impactam sobre os custos de participações governamentais, melhoram os resultados das exportações, aumentam os custos das importações e tornam os serviços das dívidas mais caros em reais. A questão mais relevante, no entanto, refere-se à principal fonte de receitas da empresa que é a venda, em reais, dos derivados de petróleo no mercado brasileiro. Como a Petrobras tem sua maior receita proveniente das vendas domésticas de derivados, cujos preços sofrem os efeitos das variações das taxas de câmbio, uma depreciação do real provoca fortes impactos sobre o fluxo de caixa, se os insumos se elevarem e as receitas não acompanharem.

Por outro lado, os ativos e passivos denominados em dólares sofrem variações abruptas, se a taxa de câmbio varia muito. A dívida da Petrobras explodiu em reais, principalmente depois de 2012, ainda que tenha se mantido mais estável em dólares. Para uma visão mais de longo prazo e destacando as dívidas em reais, a Figura 19 mostra o seu crescimento a partir de 2011.

Figura 19 – Dívida nominal da Petrobras em reais (2003-2015)



Fonte: <https://www.sermasa.com.br/pt/noticias/petrobras-atinge-divida-recorde-meio-trilhao-de-reais>

Em termos de dólares as variações foram menores, como se vê na Tabela 3. O perfil da dívida da empresa é de longo prazo, com grande parte dos vencimentos ocorrendo depois de 2021.

Tabela 3 – Dívida Total da Petrobras nominal em bilhões de dólares

Anos	Dívida total em bilhões de dólares
2011	86,8
2012	95,9
2013	114,2
2014	132,1
2015	126,2
2016	118,4

Fonte: Form 20-F Petrobras. Vários anos.

E, para completar a “tempestade perfeita”, o governo Dilma passou a sofrer um cerco político crescente a partir das manifestações de 2013, que atinge seu auge em 2015 com a pressão do Congresso Nacional dirigido por Eduardo Cunha que a impede de governar. Por outro lado, sua escolha de Joaquim Levy para dirigir a economia dificultou a arregimentação de forças sociais para sustentar seu governo que, fragilizado, sofreu golpe do impeachment em 2016.

A partir do governo Temer se aceleram as medidas para o desmonte do programa e da política de desenvolvimento baseada nos investimentos da Petrobras, conforme definido em 2010. A partir desse governo, todo o arcabouço de política econômica setorial para petróleo e gás passou por profundas mudanças.

3.2. O que está sendo destruído

O tsunami que está ocorrendo destrói completamente o que foi construído no passado recente. O modelo que está se implantando, em substituição ao anterior, busca acelerar a exploração e produção no curto prazo, com múltiplos operadores, principalmente estrangeiros, inviabilizando a escala necessária para induzir novos investimentos na cadeia de fornecedores. Além disso, a cadeia de fornecedores passa por uma crise agravada pelas acusações de corrupção e pela Operação Lava Jato que, entre outras coisas, inviabiliza o acesso destas empresas aos mercados de crédito de curto prazo.

O ambiente regulatório foi completamente alterado. A operação única do Pré-sal foi derrubada com uma nova lei aprovada no Congresso Nacional, as políticas de conteúdo nacional estão sob mudanças profundas com a diminuição dos requerimentos de fornecedores locais, a entrada de novas empresas internacionais no setor se acelerou com a velocidade dos novos leilões de oferta de áreas do Pré-sal e de outras áreas e as políticas para o gás natural e refino estão sendo modificadas para excluir o papel central da Petrobras.

A própria Petrobras modificou também seu plano estratégico e agora pretende (DIEESE; FUP, 2020):

- (i) Arrendar e hibernar suas unidades de fertilizantes;
- (ii) Acelerar as vendas de termoeletricas a gás natural;
- (iii) Redefinir seu papel no setor de gás natural, saindo da Gaspetro, NTS e TAG;
- (iv) Ficar somente com 50% do parque de refino no Sudeste do Brasil;
- (v) Sair do segmento de biocombustíveis;
- (vi) Vender sua participação na petroquímica;
- (vii) Vender o controle da BR Distribuidora;
- (viii) Focar suas atividades no Pré-sal da Bacia de Santos e Campos;
- (ix) Deixar de ser uma empresa nacional, concentrando-se basicamente no RJ e SP.

Um elemento fundamental desse novo plano da Petrobras é seu programa de privatizações. A Petrobras, em setembro de 2020, divulgou o estágio do programa, que já rendeu 15,4 bilhões para a empresa no curto prazo, mesmo destruindo seu caráter de empresa integrada, como se vê na Figura 20.

Figura 20 – Estágio do programa de privatizações da Petrobras (2020)



Fonte: Petrobras (2020).

O processo de privatização se acelerou no governo Bolsonaro. A Petrobras quase duplicou a oferta de ativos para venda, com 48 processos abertos, numa média de 2,5 ativos por mês. Durante o governo Temer a média era de 1,4 ativos por mês e hoje é oito vezes maior do que no segundo mandato da presidente

Dilma (DIEESE; FUP, 2020). Essa aceleração da venda dos ativos pode ser vista na seguinte tabela:

Tabela 4 – Ritmo das privatizações da Petrobras

Período	Teasers divulgados		Ativos Vendidos		Bilhões de dólares arrecadados
	Total	Média Mensal	Brasil	Exterior	
Jan 13 -mai 16	16	0,4	8	8	8,3
Jun 16-dez 18	41	1,4	13	3	17,6
Jan 19-Jul 2020	50	2,5	24	2	16,8
Total	101	1,3	45	13	42,7

Fonte: DIEESE/FUP (2020).

Não é sem luta que essas privatizações estão ocorrendo. A campanha “A Petrobras Fica” cresce em vários estados em que a empresa busca se retirar, incluindo a participação até de governadores, além da pressão do movimento sindical petroleiro e mobilização das comunidades em volta das unidades em privatização. Do ponto de vista institucional e jurídico, várias ações foram tomadas, como as listadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Ações judiciais para tentar impedir as privatizações

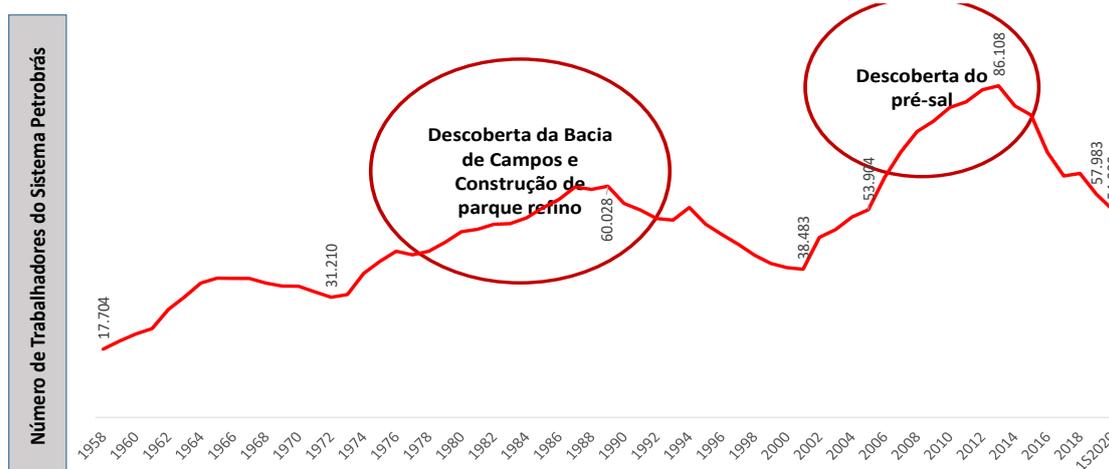
Anos	Dívida total em bilhões de dólares
Dezembro de 2016	Tribunal de Contas da União, questiona processo de vendas de ativos (representação do Senador Paulo Rocha (PT-PA) e do deputado distrital Chico Vigilante (PT-DF))
Março de 2017	Petrobras revisa procedimento e constrói uma nova carteira de projetos
Novembro de 2017	Decreto 9.188/2017 – regras de governança, transparência e boas práticas de mercado para a adoção de regime especial de desinvestimento de ativos pelas sociedades de economia mista federais
De 2018 a 2019	Decreto 9.355/2018 – regras para vendas de campos de petróleo e gás natural (cessão de direitos) da Petrobrás e embates jurídicos no STF (Marco Aurélio decisão liminar contrária em dez/2018 e Toffoli suspende esta decisão em 01/2019)
Junho de 2019	Decisão STF para venda de subsidiárias de empresas estatais e Petrobrás assina Termo de Compromisso com CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica) para venda de refinarias
Outubro de 2020	Os presidentes do Senado, Davi Alcolumbre e da Câmara, Rodrigo Maia, acionaram o STF (em julho) alertando para estratégia de criar subsidiárias para facilitar a privatização de empresas estatais, considerando um desvio de finalidade e, portanto, ilegal. Em votação de 6 a 4, o STF decidiu liberar a venda de subsidiárias, sem a aprovação do Congresso

Fonte: DIEESE/FUP (2020).

Do ponto de vista do pessoal, o corpo de empregados da companhia está sendo drasticamente reduzido. Mais de 200 mil empregados terceirizados perderam seus postos de trabalho com a redução dos investimentos e com a crise que se abate sobre as empresas fornecedoras, depois da Operação Lava Jato. Os programas de demissão voluntária levaram a saída de milhares de empregados próprios da empresa, com uma gigantesca perda de conhecimento acumulado na experiência destes trabalhadores. As condições de segurança das áreas de trabalho, especialmente no refino, começam a se tornar preocupantes, com os riscos de acidentes de trabalho se acumulando e ameaçando vidas (GABRIELLI DE AZEVEDO, 2020).

Como se vê na Figura 21, o número de empregados da companhia continua definhando através de programas de demissões voluntárias, não realização de novos concursos e aposentadorias. Dessa forma, muito conhecimento acumulado está se perdendo.

Figura 21 – Número de empregados da Petrobras (1958-2020)



Fonte: Petrobrás, elaboração DIEESE/FUP

Fonte: DIEESE/FUP (2020).

De acordo com esses dados, em 2013, mais de 55% dos empregados da Petrobras entraram depois de 2002. Com os planos de demissão atingindo os trabalhadores com mais tempo de casa, pode-se inferir que os atuais 54 mil empregados entraram na empresa no período de sua maior pujança, perdendo os mais experientes e formados nos períodos de luta da companhia para se afirmar como um patrimônio nacional. Até que ponto a atual composição da categoria está disposta a lutar pela preservação daquele modelo é uma das grandes incógnitas da presente correlação de forças.

3.3. Financeirização regular ou agressiva financeirização?

Como discutido em outro trabalho (GABRIELLI DE AZEVEDO, 2018), alguns consideram que as mudanças da Petrobras são comuns às grandes empresas em processo crescente de financeirização, sem expressar uma mudança de política que reflète interesses estratégicos de controle de um recurso energético fundamental que é o petróleo.

De fato, em geral, as grandes empresas cada vez mais focam em resultados de curto prazo na sua dependência dos acionistas e credores. O capitalismo depende crescentemente dos ganhos do setor financeiro e, no setor não financeiro, há um aumento da complexidade nas relações entre os capitais produtivos e o setor financeiro na direção dos investimentos produtivos, que passam a se subordinar aos interesses do capital financeiro.

Contudo, no caso do petróleo e gás não é correto afirmar que os investimentos financeiros superaram os investimentos produtivos. A maioria das grandes empresas de petróleo aumentaram seus investimentos produtivos, na contramão da maioria das empresas não financeiras neste período de mudanças do capitalismo mundial no século XXI.

É verdade que este novo século assistiu a uma financeirização crescente na dinâmica de definição dos preços do petróleo. O volume de petróleo transacionado nos mercados futuros, principalmente por instituições financeiras e fundos de pensão, aumentou exponencialmente com o ciclo de preços altos até a crise de 2008. Continuam importantes na rápida recuperação posterior, mas não foram tão importantes nas variações de preços depois de 2014. Neste último caso, as variáveis produtivas reais tiveram um papel mais relevante, ainda que as baixas taxas de juros nos EUA possam ser uma importante explicação pelo alto grau de alavancagem de muitas pequenas e médias empresas de petróleo não convencional, principal fonte do crescimento da oferta nos últimos anos e objeto da disputa geopolítica envolvendo os EUA, Arábia Saudita e Rússia, com fortes impactos sobre o Irã, Iraque, Venezuela e Brasil (GABRIELLI DE AZEVEDO, 2018)

Choques de demanda, com a queda do crescimento da China, choques de oferta com a expansão da produção americana e a disputa para retomar o *market share* do Irã e Iraque, além dos acúmulos de estoques nas mãos dos países consumidores potencializaram as decisões da OPEP de não cortar produção, levando ao colapso dos preços de final de 2014 - final de 2016. O Brasil também deu sua contribuição para colocar limites para a recuperação dos preços devido ao crescente volume de exportações brasileiras de petróleo para os mercados globais, principalmente nos meses mais recentes, depois do acordo da OPEP com a Rússia para limitar a expansão da produção e retomar a elevação dos preços de petróleo (GABRIELLI DE AZEVEDO, 2018).

Como analisado em Gabrielli De Azevedo (2018), a financeirização do setor de petróleo foi muito mais resultado da entrada de instituições financeiras na dinâmica do mercado como comercializadoras do produto, afetando sem sombra de dúvida as expectativas de ganhos futuros com a venda da *commodity*, do que um redirecionamento dos investimentos produtivos das empresas de petróleo. Estes continuavam dependentes do acesso a reservas, da capacidade de financiamento dos grandes volumes de capital a ser imobilizado e da retenção dos lucros para financiar investimentos, com baixa alavancagem.

Depois da crise de preços de 2014-2015, as privatizações cresceram e as empresas de petróleo passaram a se concentrar mais no seu *core business*, utilizando as receitas das vendas de ativos para financiar seu CAPEX produtivo. O mercado de *debt* passou a exigir retornos mais altos e o mercado de *equity* se afastou do petróleo e gás. Na esteira desses processos, as *National Oil Companies* (NOC), gigantes do setor que controlam a maior parte das reservas do mundo, junto com fundos soberanos de alguns países exportadores, passaram a ser *players* dominantes no mercado de Fusões e Aquisições, assim como ampliaram os contratos de fornecimento de longo prazo.

A dívida, assim como o valor das ações das companhias de petróleo sofrem um impacto direto das variações dos preços, intensificando a disputa pela renda petroleira na sua destinação para os pagamentos do *debt* versus a expansão do capital produtivo, que aumentaria o valor das ações em longo prazo, mesmo que, algumas vezes à custa de dividendos de curto prazo. Com a Petrobras não foi diferente. Desde seu início, convive com financiadores do mercado financeiro com uma governança dependente principalmente dos objetivos produtivos da companhia que, com a presença de seu sócio majoritário, Estado brasileiro, buscava objetivos de longo prazo para assegurar o abastecimento do país e sua autonomia energética. Com ações na Bolsa de Valores desde o seu início transformou-se em um atrativo investimento financeiro para os que queriam especular com os preços do petróleo.

A escolha das metas financeiras de curto prazo para reduzir estas métricas de dívidas para a metade muito rapidamente foi compatível com a financeirização das empresas produtivas, sustentada por um Conselho de Administração constituído predominantemente de representantes deste setor pela primeira vez na história da companhia.

3.4. Mudanças de políticas

No Brasil, as políticas referentes petróleo e gás historicamente movimentaram-se ora em ciclos de grande presença do Estado, ora deslocaram-se para uma abertura ao mercado, tentando atrair capitais internacionais para investir. O próprio governo afirma:

O setor de óleo e gás está passando pela maior transformação desde a fundação da Petrobras, em 1953. As empresas interessadas em investir em E&P, no downstream, no setor de gás natural, na cadeia produtiva e na indústria de serviços no Brasil têm a maior janela de oportunidade em décadas (ANP, 2020c).

A Petrobras do futuro não será a continuidade da Petrobras do passado recente. A política para o gás natural, uma indústria de rede, em que o papel da Petrobras como empresa estruturante, principal investidora, produtora e de maior volume de transporte, participando de todos os elos da cadeia de produção, está sendo profundamente alterado.

Deixando de atuar na distribuição, com a venda de suas participações nas distribuidoras estaduais, deixando de ser proprietária de dutos troncais, com a venda das suas transportadoras, redefinindo seu papel no setor de termoeletricas geradas a gás natural e na oferta total da molécula, tanto pela produção doméstica, como pela importação via o duto Brasil-Bolívia e via os terminais de regaseificação, a Petrobras abandona seu papel articulador do setor. A nova política deverá destacar os mecanismos de mercado e de regulação estatal para viabilizar a coerência sistêmica do setor.

3.4.1. Política de exploração e produção do petróleo

O modelo de desenvolvimento que está sendo desmontado buscava combinar a operação única dos novos campos do Pré-sal, de forma a dar escala para a ampliação da capacidade do setor de fornecimento de equipamentos críticos para o *offshore*, com um ritmo de crescimento da produção que fosse compatível com os investimentos da cadeia de suprimento. Enquanto isso, a política atual abandona completamente o objetivo de autossuficiência, tendo como principal meta, no seu lugar, a “atração de investimentos e o aumento das reservas e da produção nacional de petróleo e gás natural”, que irá “viabilizar a exportação dos volumes excedentes” (GT CNPE, 2017).

A velocidade dos leilões para as novas áreas do Pré-sal se acelera, diferentemente das orientações anteriores que condicionavam esta velocidade à constituição da indústria de fornecedores do setor de petróleo e gás no Brasil. Como dizia um Grupo de Trabalho do CNPE:

O Plano Plurianual de Outorga de Áreas passa a garantir leilões anuais, e que o CNPE oferte áreas com previsão de, pelo menos, 5 anos de antecedência, com o objetivo de atrair novos capitais internacionais, ampliando a “pluralidade de atores” (GT CNPE, 2017).

Alguns argumentam que o petróleo vai acabar nos próximos anos e, portanto, o momento é este para explorar as riquezas potenciais do Pré-sal, justificando assim a vantagem de acelerar os leilões do novo Pré-sal. As teorias do pico do petróleo vão e vêm junto com os preços.

O mundo conta hoje com dezenas de anos de reservas de petróleo e gás convencionais, que se acrescentados os volumes de reservas de hidrocarbonetos não convencionais, alcança algumas centenas de anos, sugerindo que o fim do petróleo não virá por falta de oferta. Do lado da demanda, a substituição da imensa frota de veículos automotores, das máquinas e equipamentos de combustão e compressão que usam combustíveis derivados de petróleo e da geração elétrica a gás e a óleo, assim como a adoção de práticas e materiais mais eficientes energeticamente que reduziriam o consumo destes derivados vai durar ainda algumas dezenas de anos.

Nesse sentido, pode-se entender que há uma clara opção pelas dimensões fiscais de curto prazo dos próximos leilões do Pré-sal, com a aceleração das outorgas sendo acompanhada da definição de elevados bônus de entrada, que colocam restrições para as ofertas de participação no lucro-óleo, característica fundamental dos contratos de partilha de produção.

A queda do preço do petróleo em 2015 desestruturou os programas de investimentos das empresas, reduziu a atividade de perfuração e reestruturou as relações entre as áreas produtoras. A partir de finais de 2016, os preços retomaram uma ligeira trajetória ascendente, com muita instabilidade e sem grandes perspectivas de elevações bruscas no curto prazo. No entanto, a queda dos investimentos em E&P irá necessariamente afetar a produção no médio prazo, confirmando as expectativas generalizadas de que os preços se elevarão no longo prazo. A queda dos investimentos no E&P mundial agora irá necessariamente impactar no médio prazo a nova produção, reduzindo as diferenças entre oferta, demanda e estoques.

É nisto que se encontra a grande atratividade do Pré-sal brasileiro: baixo risco exploratório, custo de extração competitivo, conhecimento geológico suficiente e bacia jovem, em fase inicial de descobertas. Qualquer que seja o marco regulatório, desde que as condições econômicas se sustentem, haverá interesses de IOCs para investirem no Brasil.

O grande desafio para as empresas internacionais de petróleo neste momento é o acesso a novos recursos que possam se transformar em reservas. Não importa muito o ambiente regulatório, se houver indícios de grandes volumes recuperáveis e se os preços e tecnologia permitirem alguma margem positiva. É claro que o preço do petróleo afeta o apetite para investir em novas áreas e por isso aquelas com menor risco exploratório acabam sendo privilegiadas nas escolhas durante os ciclos de baixa dos preços.

Dados os volumes de investimentos necessários para as áreas já conhecidas do Pré-sal sob o regime de concessões e da cessão onerosa da Petrobras, a indústria brasileira de fornecedores, fortemente afetada pelas investigações da Lava Jato, não tem condições de atender a atual demanda de conteúdo nacional. Acelerar a exploração do novo Pré-sal com o contrato de partilha só agravará este problema, que não é principalmente um problema da Petrobras, mas sim de seus fornecedores.

A melhor maneira de acelerar a produção no médio prazo é a retomada dos investimentos nas áreas já conhecidas e não nas novas áreas a serem exploradas, que terão impactos no longo prazo.

3.4.2. Política de conteúdo nacional

A economia estava em crescimento com inclusão social e redução da pobreza, abrindo possibilidades para uma política nacional de conteúdo nacional que estimulasse a cadeia de fornecedores de petróleo e gás, tanto nas áreas do Pré-sal, como nos segmentos de refino e complementares de uma empresa integrada, como era a Petrobras. Uma das principais questões da política adotada em 2010 era como compatibilizar o ritmo das novas descobertas com a capacidade da indústria brasileira de fornecer os bens e serviços necessários para o desenvolvimento desta nova produção.

Escala era fundamental para viabilizar uma curva de aprendizagem que reduziria os custos, tornando-os compatíveis com os internacionais no longo prazo, mesmo que um pouco superiores nas primeiras unidades produzidas. Por isso, a legislação aprovada foi sábia na medida em que a velocidade da abertura das novas áreas do Pré-sal brasileiro estava condicionada¹³ à implantação de uma cadeia de fornecedores competitiva, no longo prazo, com as empresas de outros países (GABBRIELLI DE AZEVEDO, 2018).

13 Assim define o inciso I do Art. 9o. da lei 12.351/2010: “Art. 9o. O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE tem como competências, entre outras definidas na legislação, propor ao Presidente da República: I - o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha de produção, observando-se a política energética e o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços”.

O Pré-sal colocava o Brasil na fronteira tecnológica do *offshore* mundial e sua escala era tamanha que impactaria a capacidade instalada da cadeia de fornecedores dos equipamentos críticos no mundo. Atualmente, o Brasil vive um processo acelerado de desmontagem desta política industrial setorial para o setor de petróleo e gás que pode trazer sérias consequências para o futuro do país.

O atual governo está promovendo uma modificação profunda das políticas de conteúdo local, reduzindo drasticamente as exigências de conteúdo mínimo e focando nos instrumentos de incentivo no lugar das exigências e punibilidade. Soma-se a isto as dificuldades de expansão dos investimentos em curto prazo decorrentes da situação financeira da Petrobras e a falta de horizontes para investimentos em refino, que levará a uma aceleração das exportações de petróleo cru, sem mecanismos para impedir os efeitos negativos que este fluxo acelerado pode trazer para a economia e sociedade brasileira.

3.4.3. Política de derivados

No período do monopólio, a Petrobras buscou sempre estabelecer relações de cooperação tecnológica e alianças estratégicas com a indústria nacional, principalmente na construção das refinarias, que tiveram enorme impacto na indústria brasileira de equipamentos e na engenharia pesada. Nos anos 1960-80, a indústria brasileira de tubulações, válvulas, trocadores de calor, bombas, construção e montagem foi intensamente mobilizada para a construção das refinarias e dos complexos petroquímicos (FERNANDEZ, 2013).

As relações da Petrobras com as empreiteiras, algumas delas envolvidas nas investigações da Lava Jato, vêm de longa data, anteriormente aos governos Lula e Dilma. Nesse sentido, a Petrobras teve papel central na constituição da indústria de bens de capital sob encomenda no país, dentro de uma política geral de substituição de importações para diminuir o estrangulamento externo (SILVA, 2005).

Com a retomada do crescimento do mercado interno de derivados, a partir de 2006, os Planos Estratégicos da Petrobras passaram a considerar a necessidade da expansão da capacidade de destilação no país e cinco novas refinarias foram planejadas para entrarem em operação até 2020. A construção de cinco refinarias simultaneamente, na fase 2003-2011, era um desafio para indústria de fornecedores brasileiros e para a capacidade de gestão de projetos da Petrobras.

O crescimento acelerado do mercado brasileiro de derivados possibilitou ao país ter a opção entre aumentar a capacidade de refino nacional e abastecer o mercado com a produção doméstica ou ficar dependente da disponibilidade

internacional, com importações que afetariam a balança comercial. A escolha da época foi a construção destas novas capacidades de destilação, especialmente no Nordeste do país, onde a diferença entre níveis de consumo e capacidade de refino regional se expandia.

Os projetos de expansão foram sendo desenvolvidos na mesma época em que os projetos de conversão e de qualidade – tanto para aumentar o processamento de óleo pesado nas refinarias brasileiras, como para reduzir o teor de enxofre dos derivados – atingiam sua maturidade, aumentando a pressão de demanda sobre os fornecedores, muitos deles atendendo aos vários tipos de projetos.

Estes investimentos eram também contemporâneos à política de ampliação do conteúdo nacional para as atividades de Exploração e Produção do Pré-sal, com a montagem de uma gigantesca estrutura produtiva que afetava a capacidade mundial de fornecimento de alguns equipamentos críticos, como sondas de perfuração, FPSOs e sistemas submersos. A Petrobras era o centro de uma política de industrialização que visava aumentar a participação de fornecedores nacionais na oferta destes serviços e equipamentos, capturando nacionalmente uma parcela maior da renda petroleira gerada.

Contudo, as refinarias ficaram muito caras e a Petrobras tentou várias estratégias para reduzir seu CAPEX, com a simplificação dos projetos, a maior padronização dos equipamentos, a divisão do tamanho dos pacotes de contratação para aumentar a competitividade dos certames e até a busca de fornecedores estrangeiros, para tentar conter a escalada dos preços. Nada disto teve efeitos significativos e alguns projetos tiveram que ser cancelados, com grandes *write offs* nos balanços patrimoniais da empresa em 2014 e 2015.

O maior impacto destes cancelamentos, no entanto, é a vulnerabilidade crescente da Petrobras ao mercado internacional para atender a demanda brasileira de derivados, na eventualidade dela crescer mais do que o projetado pelo PNG 2015-2019. O PNG 2017-2021 previa redução do consumo de gasolina e aumento do diesel, com um crescimento do mercado interno de combustíveis de 5,2% no período (média de 1,01% ao ano) (PETROBRAS, 2016a, p. 22). Já no atual plano de negócios da companhia não existem projetos de expansão de capacidade de destilação e a Petrobras está buscando parceiros para compartilhar as refinarias com sócios privados, reduzindo sua importância no mercado.

Sem os investimentos no refino, a ANP estima que o déficit da balança comercial do Brasil de derivados de petróleo poderá alcançar 1,1 milhões de barris dia em 2030. A agência reguladora tem 379 empresas autorizadas a realizar

importações de derivados de petróleo no Brasil, sendo que 30,6% (116 empresas) foram cadastradas a partir de 2016. Estas importadoras já representam 35,6% da oferta física de derivados no país (NOZAKI, 2017). Nesse cenário, soma-se à redução do papel do parque refinador da Petrobras na oferta total de derivados no Brasil, o fato de que a Petrobras já vendeu ao mercado o controle acionário da BR Distribuidora, perdendo o seu controle estratégico sobre esta empresa que passa a ser comandada exclusivamente pela lógica de mercado.

4. À guisa de conclusão: depois do tsunami

Em 2018, o estudo realizado em Gabrielli De Azevedo (2018) chamava a atenção para o fato de que uma política alternativa para o setor vai exigir uma redefinição do papel da Petrobras, das empresas internacionais e da velocidade dos leilões. Um dos elementos fundamentais para uma reversão da atual política é a desaceleração dos novos leilões para as novas áreas do Pré-sal. Uma modificação dos planos estratégicos da Petrobras com a aceleração dos seus investimentos, respeitados alguns limites financeiros, só pode ocorrer com o alongamento do objetivo de redução da alavancagem financeira nos próximos dois anos, o que é perfeitamente absorvível pelo mercado que demonstra apetite para refinar a Petrobras. Atingir as metas em quatro anos, ao invés de dois anos, é perfeitamente viável.

Do ponto de vista do conteúdo nacional, no entanto, a reversão do quadro atual será mais difícil. As empresas nacionais estão desestruturadas após os efeitos da Operação Lava Jato e a recomposição da capacidade operacional destas empresas será mais lenta. Uma política de reconstrução do setor só pode ser uma política de longo prazo. Os primeiros passos envolvem escolhas de subsectores com maior capacidade de recuperação e aumento progressivo das exigências de conteúdo nacional.

Em relação ao mercado brasileiro de combustíveis, a inexistência de projetos de expansão da capacidade de destilação coloca o país inteiramente dependente das importações na hipótese de uma retomada do crescimento da economia nacional. Do ponto de vista institucional, a ampliação do cadastramento de importadoras de derivados, a redução do papel da Petrobras no refino atual e a privatização da BR Distribuidora configuram um marco regulatório completamente distinto para a oferta de combustíveis no Brasil. No curto prazo, pouca coisa pode ser feita para reverter esta situação, uma vez que a construção de novas refinarias exige investimentos durante vários anos. Por outro lado, as expectativas de retomada acelerada do crescimento econômico são muito remotas, o que sugere que as importações de derivados deverão crescer para atender as

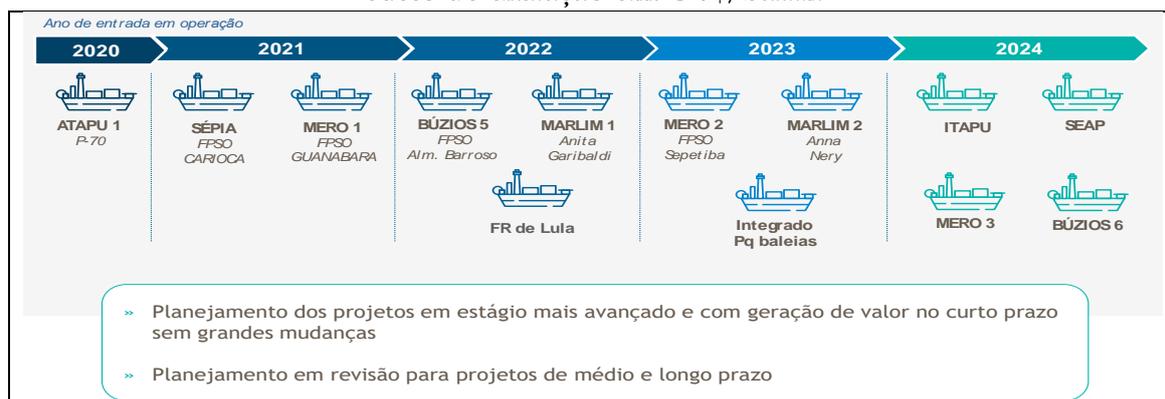
necessidades nacionais. Neste sentido, a Petrobras diminui sua importância no abastecimento nacional (GABRIELLI DE AZEVEDO, 2018, p. 144-145).

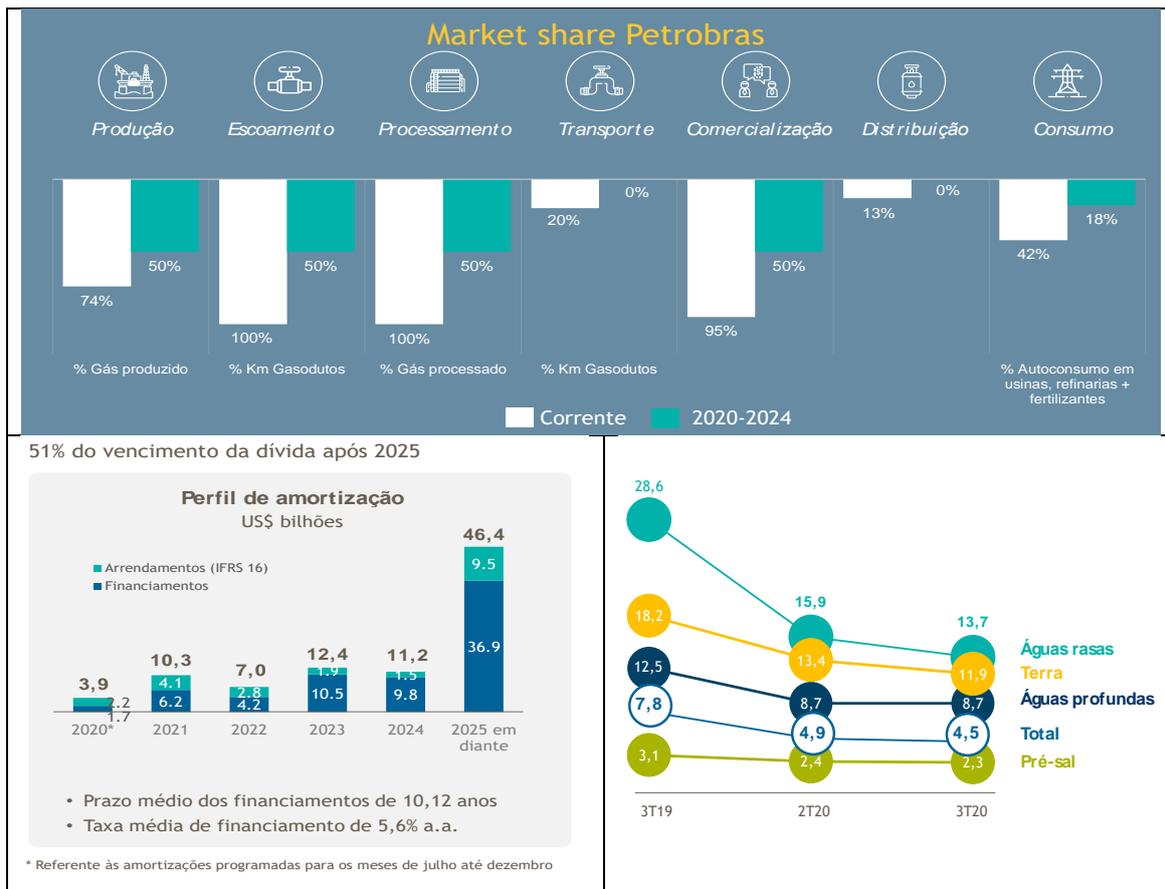
Tendo isso em vista, as condições em que a Petrobras chegará a 2023 são completamente diferentes daquelas de 2003. Em primeiro lugar, o mundo estará ainda se recuperando de uma pandemia que deverá alterar significativamente os mercados, em especial o mercado de petróleo e gás natural. As possibilidades de novo ciclo de elevação acelerada de preços e sua manutenção em períodos longos são baixas.

De acordo com o Plano Estratégico de 2020-2024, aprovado em novembro de 2019 e que tem o mesmo slogan que o metrô de Londres, “Mind the Gap”, 13 novas plataformas entrarão em operação, levando a produção total de petróleo e gás para 3,3 milhões de barris de óleo equivalente em 2023 (3,5 milhões em 2024), saindo dos atuais 2,7 milhões (PETROBRAS, 2019). A produção de petróleo crescerá de meio milhão de barris dia, saindo dos 2,2 milhões em 2020 para 2,7 milhões em 2024.

É um plano de 75,7 bilhões de dólares – média de 15,4 bilhões por ano – para os próximos cinco anos, sendo 85% destinados para a exploração e produção de petróleo e apenas 8% para o refino, basicamente para a manutenção das refinarias que permanecerem no portfólio da Petrobras.

Figura 22 – Alguns dados do Plano Estratégico da Petrobras 2020-2024. Novas Plataformas em Operação, metas para o gás e energia, perfil das amortizações e custo de extração em US\$/barril





Fonte: Petrobras (2020; 2019).

Na Figura 22 são apresentados os números do custo de extração da companhia, com o Pré-sal atingindo extraordinários 2,4 dólares por barril, em um portfólio da empresa com uma média de 4,5 dólares, no 3T2020, o que demonstra a grande resiliência de seu portfólio de exploração e produção, resistente a baixos preços do petróleo. Também se apresenta o perfil de amortizações da dívida, com 50% de seu vencimento ocorrendo depois de 2025, além do destaque para os 9,5 bilhões associados a contratos de arrendamento de plataformas e sondas, assim como as metas estratégicas de redução drástica da presença da Petrobras no setor de Gás e Energia.

De acordo com o Plano Estratégico, a empresa quer sair totalmente da distribuição e do transporte de gás natural, ficar com 18% do consumo e metade da comercialização, produção, processamento e escoamento. Em relação ao refino, a Petrobras pretende ficar só com as refinarias do Rio de Janeiro e São Paulo, desfazendo-se de 50% do seu parque de refino. Dessa forma, a Petrobras deverá ser uma grande exportadora de petróleo cru em 2023, com contratos de longo prazo com a China e se reposicionando em um mercado em que a produção da OPEP terá menor influência do que a dinâmica da produção dos EUA, Canadá, Guiana e Brasil, além da disputa de parcelas de mercado pela Líbia, Iraque e Irã, tentando se recuperar das perdas mais recentes.

O desenvolvimento nacional, seu papel estratégico e contribuições para a melhoria das condições de vida do povo brasileiro não estão no radar do mercado financeiro. Com a venda de metade do parque de refino, presença ativa de importadores de derivados, áreas do Pré-sal já sob controle de outras companhias, engenharia nacional destruída e com perda da sua engenharia interna e conhecimento acumulado, que se foi com a saída de técnicos experientes e desmontagem do CENPES e da engenharia interna, a Petrobras se restringe a uma empresa média de Búzios, concentrada no Rio de Janeiro e São Paulo. Ou seja, perde as características de empresa integrada sem a distribuidora, fora do núcleo do setor de gás natural, incluindo suas distribuidoras estaduais, abrindo suas unidades para terceiros e vendendo suas termoeletricas, unidades de fertilizantes e biocombustíveis.

Entre aqueles que defendem a aceleração dos leilões estão os que acham que o petróleo vai perder valor no futuro e a antecipação de sua produção poderia aumentar seu valor, incluindo o pagamento de royalties e participações especiais, assim como os benefícios da acumulação de renda no Fundo Social, que capitalizaria a renda petroleira carreada para a União nos contratos de partilha de produção que também cairia. Este argumento é correto no longo prazo, mas é completamente falso no curto e no médio prazo.

Em primeiro lugar, o Fundo Social foi extinto e o governo não aponta para qualquer alternativa para gestão do *government take* da produção petroleira. Ao contrário, anuncia sua intenção de vender a própria PPSA, criada com o fim específico de gerir os recursos governamentais oriundos do petróleo. Por outro lado, considerando que o tempo médio entre a descoberta e o primeiro óleo, quando os tributos e contribuições começam a fluir é de 5-7 anos, as novas áreas leiloadas só começarão a pagar *royalties* depois de 2025.

A Petrobras também está saindo de sua operação *onshore*, abandonando áreas em que esteve presente por dezenas de anos e que é estruturante das economias locais. Sua saída não só vai desorganizar a rede de fornecedores e seus impactos sobre as economias regionais, como lança sérias dúvidas sobre como se organizará a nova produção, com múltiplos operadores em um sistema que foi construído integralmente em torno de um operador único.

As disputas dos atuais *royalties* e participações especiais continuam judicializadas, em conflitos que colocam o Rio de Janeiro contra os outros estados na repartição dessas contribuições. O tema está no STF em fase final de julgamento e o seu adiamento ocorre na tentativa de se encontrar uma solução negociada, que possibilite aos estados da federação brasileira uma parcela da renda petroleira apropriada pelo estado. A questão, portanto, desloca-se para as decisões

do Poder Judiciário sobre a atual distribuição desta fonte de recursos, ainda sem decisão final.

E os mercados financeiros, que bancaram a capitalização de 2010 seriam capazes de financiar uma redefinição de rumos em 2023? Com a mudança da base de acionistas, a sua transformação em “vaca leiteira” de dividendos, foco no curto prazo para pagamento das dívidas e uma base de reservas de Búzios, que permite a continuidade de suas operações de petróleo cru com os níveis de exportação alcançados, dificilmente os acionistas aceitarão mudanças de rumo.

O governo e suas entidades controladas, como o BNDES, CEF e BNDEs, que ampliaram sua participação no capital da Petrobras em 2010, agora detêm uma parcela muito menor, depois que as entidades fora do governo central venderam suas ações, ficando o governo como mínimo legal de ações ordinárias para garantir o controle da empresa, requisito legal ainda existente. Isso diminui a capacidade de influenciar na escolha dos membros do Conselho de Administração, com maior poder de articulação dos fundos privados de acionistas minoritários na Assembleia Geral da companhia, na representação dos preferencialistas.

O governo, até agora, mantém a propriedade sobre mais da metade das ações ordinárias, possibilitando manter o controle da companhia. Seu papel de acionista controlador deve destacar os objetivos de longo prazo da empresa, que é essencialmente uma empresa produtiva de petróleo e gás e não uma geradora de dividendos. O controle da Petrobras deverá começar pela mudança do seu Conselho de Administração, que precisa ser constituído também com representantes do governo que tenham uma visão de longo prazo da importância estratégica dos hidrocarbonetos, seu papel no desenvolvimento brasileiro e sua possibilidade de alavancar o desenvolvimento.

Um redirecionamento da Petrobras, portanto, não pode ser tentar retornar ao projeto de antes do tsunami. Há que se pensar em outra política, começando pelo controle do ritmo de abertura das novas áreas para a exploração do Pré-sal, imposição de políticas para aumentar a apropriação de parcelas da renda petroleira por parte do Estado brasileiro e escolha de nichos de mercado que possibilitem a ampliação da participação de empresas no Brasil na cadeia de fornecimento de equipamentos e serviços críticos para o petróleo.

No pós-pandemia, as pressões para regulação controladora de emissões de gases de efeito estufa deverão crescer, incluindo a possibilidade de precificação do carbono, que deverão aumentar os custos econômicos da produção dos combustíveis fósseis. Por outro lado, a agenda de uma economia de baixo carbono

deve ter impactos sobre o setor de hidrocarbonetos, especialmente sobre o petróleo. Na esteira desses processos, as empresas de petróleo estão se preparando para entrar em um novo período de preços mais baixos do petróleo, intensa mudança regulatória a favor das energias renováveis e movimentações dos setores financeiros reduzindo sua exposição aos combustíveis fósseis (GABRIELLI DE AZEVEDO; LEÃO, 2020).

É preciso pensar em uma nova política para o petróleo e gás nas áreas terrestres de campos maduros com a saída da Petrobras e a potencial entrada de novos *players*. É preciso incorporar as autoridades e sociedade local para discutir como manter regionalmente parcela significativa da renda petroleira, incluindo o desenvolvimento de redes de fornecedores locais, treinamento e emprego de pessoal da região e resistência ao desmonte das redes de fornecedores que impactam as economias das áreas em que a Petrobras está saindo.

Como exportadora de petróleo cru, a Petrobras deve estreitar seus laços com a China, grande mercado comprador, mas que atua de acordo com seus próprios interesses geopolíticos, mais do que respondendo a variáveis de mercado. E no refino, com a substituição da Petrobras por monopólios locais dos novos donos das refinarias? Hoje o sistema de refino é gerido integradamente com maximização de seus resultados para o conjunto de refinarias em relação ao mercado nacional. Com sua repartição, incluindo os canais de logística de suprimento e escoamento da produção, a gestão vai depender da configuração das unidades de processo existentes em cada refinaria, os tipos de petróleo que elas processam e os mercados específicos para os seus derivados. Monopólios regionais se consolidarão.

Dois democratas, defensores da Petrobras e da soberania nacional, escreveram um recente artigo em que pugnam pela revisão das privatizações da empresa começando por lembrar que o monopólio estatal do petróleo foi alcançado com um movimento das ruas a favor do “Petróleo é Nosso”, um movimento da soberania nacional (COUTINHO; BERCOVICI, 2020). Dizem esses democratas, aqui em longa citação, que:

O que ninguém diz é que ao privatizar uma empresa estatal ou qualquer parcela do patrimônio público, o governo está expropriando a população de bens públicos que são de sua titularidade. [...] Todo processo de privatização é uma expropriação de bens que deveriam integrar permanentemente o patrimônio público de todos os cidadãos, decidida por uma autoridade política que exerce o poder temporariamente (e, no Brasil pós-golpe de 2016, ilegitimamente). No processo de privatização, o governo não vende o que é dele (governo). Na privatização, o governo vende o que pertence a todos nós. E sem nos consultar sobre isso. [...] Em termos do direito internacional, não

há restrição alguma à reestatização ou nacionalização, especialmente de setores estratégicos. [...] O fundamental no caso das nacionalizações e reestatizações é o apoio político e popular. [...] Neste sentido, a proposta do referendo revogatório das privatizações é de enorme importância. A consulta ao verdadeiro proprietário dos recursos estratégicos do país, o povo, é um instrumento essencial para garantir força política às nacionalizações (COUTINHO; BERCOVICI, 2020).

Coutinho e Bercovici (2020) lembram as recentes nacionalizações da Venezuela, Bolívia e Argentina, mas não mencionam o custo das desapropriações, além das pressões internacionais. De forma correta, destacam que a possibilidade legal da reestatização depende da correlação de forças, e que um dos instrumentos é a convocação de referendo revogatório. Até sua própria convocação exige uma correlação de forças distinta da atual, com mobilizações populares, pressão sobre o Parlamento, contenção do governo e ações judiciais, pelo menos até 2022.

Por mais pressão popular que exista, incluindo aí processos revolucionários mais profundos, como a Revolução Soviética, a chinesa e a cubana, esses processos de nacionalização envolveram pendências muito longas sobre as indenizações e negociações durante muitos anos para o retorno do capital internacional para esses países, inibindo o próprio desenvolvimento doméstico desses setores.

Dessa forma, a pressão popular será indispensável para a redefinição do marco regulatório e os atores relevantes no setor de petróleo e gás brasileiro. Contudo, não se pode desconsiderar a importante limitação das relações internacionais de um setor que não tem a mínima condição de ser autárquico e desconectado com o mundo.

De novo, as recentes experiências da Venezuela, Bolívia e Argentina precisam ser lembradas para mostrar as dificuldades dos governos que reestatizaram essas companhias e que enfrentam pressões internacionais fortíssimas. Nenhum deles propôs a reestatização sem indenizações. A Argentina comprou, no mercado, as ações da Repsol na YPF, a Bolívia pagou pelas refinarias brasileiras e a Venezuela propôs empresas mistas para continuar operando o petróleo no país.

A Petrobras adotou uma tática de privatização por partes e silenciosa, criando subsidiárias com o fim exclusivo de venda. A tentativa legal de exigir a autorização congressional para essas privatizações foi derrotada no STF, ao mesmo tempo em que as decisões políticas do governo de Brasília levaram entidades governamentais, grandes acionistas da empresa, a se desfazerem de suas ações no

mercado, da mesma forma que a venda das ações da BR Distribuidora foi uma privatização silenciosa. Dificilmente estas operações podem ser revertidas.

Em termos sintéticos, os grandes temas que precisam ser tratados por uma nova política envolvem uma discussão com a sociedade, o movimento social, o governo, as empresas e o Congresso sobre alguns pontos, tais como:

- (i) No plano do governo: redefinição do ritmo dos leilões novos; paralização dos programas de privatizações; mudanças das políticas de conteúdo nacional; redefinição da política nacional de fertilizantes, especialmente dos nitrogenados; retomada do Fundo Social para financiar a educação; alterações nas políticas de suprimento de combustíveis; paralisação das políticas de desmonte do gás natural; redefinição da política de energias renováveis, incluindo biocombustíveis.
- (ii) No plano da Petrobras: redefinição da composição do Conselho de Administração; redefinição de seu Plano Estratégico, buscando retomar sua integração vertical; reorientação de sua política de abastecimento, com menos refinarias e mais importadores de derivados; retomada da sua engenharia interna e fortalecer o CENPES; recuperação de sua posição nas áreas terrestres; ampliação de sua participação em energias renováveis; redefinição de estratégia para petroquímica e fertilizantes; nova política de exportações de petróleo e derivados.
- (iii) No plano das outras empresas do setor: redefinição do *government take*; reorientação das políticas de conteúdo nacional; relações com as sociedades locais.
- (iv) No plano das autoridades locais: internalização local das atividades das empresas; utilização da parcela subnacional do *government take*, incluindo royalties e participações especiais para diversificar as economias locais.
- (v) No plano sindical: organizações da categoria fora da Petrobras; relações com os terceirizados das unidades de serviços; relações com os trabalhadores dos setores fortemente fornecedores para o setor de petróleo; relacionamento com as comunidades afetadas pela saída da Petrobras.

Não há como evitar o fenômeno natural tsunami. O tsunami social que está ocorrendo no setor de petróleo e gás reflete a correlação de forças do

momento e sua mudança pode impedir que ele ocorra como previsto. As forças sociais que defendem uma política nacional de hidrocarbonetos, associada a um projeto de desenvolvimento nacional, com inclusão social, estão mais fracas nesse momento e as forças do tsunami pró-mercado estão ainda poderosas. Acumular forças para reverter essa política, impedir seus efeitos desastrosos e preparar alternativas para recolher os escombros, depois do desastre, são tarefas importantes e complexas.

5. Referências bibliográficas

ANP. Oportunidades no setor de petróleo e gás natural no Brasil. Rodadas de licitações 2017-2019. 2020c. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/wwwanp/publicacoes/livros-e-revistas/3822-oportunidades-no-setor-de-petroleo-e-gas-natural-no-brasil-rodadas-de-licitacoes-2017-2019>>.

BORGES, M. D. P. P.; MARTINS, V. F. Existem práticas de contabilidade criativa na petrobras? Uma análise de conteúdo nos principais meios de comunicação. Revista de Administração de Roraima, v. 5, n. 1, p. 62-89, 2015. UFRR. Disponível em: <https://scholar.google.com.br/scholar?q=Manuella+de+Piemonte+Pereira+Borges+Vidigal+Fernandes+Martins&btnG=&hl=pt-BR&as_sdt=0%2C5&as_ylo=2013>. Acesso em: 15/01/2017.

BROOKS, S. M.; KURTZ, M. J. Natural Resources and Economic Development in Brazil. In: SCHNEIDER, R. (Ed.). **New Order and Progress. Development and Democracy in Brazil**. New York: Oxford University Press, v.E Book, 2016. cap. 2, p.27-52. ISBN 978-0-19-046289-5.

COUTINHO, F.; BERCOVICI, G. *Em defesa das nacionalizações e reestatizações*, 2020. Disponível em: <<https://aterraeredonda.com.br/em-defesa-das-nacionalizacoes-e-reestatizacoes/>>.

DIEESE/FUP. Principais Indicadores da Petrobras e sua importancia para o Brasil. DIEESE/FUP. Rio de Janeiro: p. 2020 (Apresentação).

FELIPE, E. S. **Mudanças institucionais e estratégias empresariais: a trajetória e o crescimento da petrobras a partir da sua atuação no novo ambiente competitivo (1997-2010)**. 2010. 298 (Doutorado). Departamento de Economia, UFRJ, Rio de Janeiro. Orientação: EDMAR LUIZ FAGUNDES DE ALMEIDA. Disponível em:

<

http://www.ie.ufrj.br/gee4/images/producao/dissertacao_tese/137/ednilsondoutorado.pdf >.

FERNANDEZ, E. F. Y. Indústria Nacional de Bens e Serviços nos Arranjos Produtivos do Setor de Óleo e Gás Natural no Brasil. In: GIAMBIAGI, F. e LUCAS, L. P. V. (Ed.). **Petróleo: Reforma e Contra Reforma do Setor Petrolífero Brasileiro**. Rio de Janeiro: Elsevier, v.Kindle, 2013. cap. 5, ISBN 978-85-352-5549-2.

GABRIELLI DE AZEVEDO, J. S. Esboço de um marco conceitual para a análise da indústria do petróleo, pré-sal e desenvolvimento. In: GIAMBIAGI, F. e BARROS, O. D. (Ed.). **Brasil pós-crise: agenda para a próxima década**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2009. p.247-266. ISBN 978-85-352-3279-0.

_____. Mudanças no setor de petróleo: o novo papel da Petrobras. In: MATTOSO, J. e CARNEIRO, R. (Ed.). **O Brasil de Amanhã**. São Paulo: Instituto Lula/Fundação Perseu Abramo, 2018. p.119-147. ISBN 978-85-5708-096-6.

_____. O petróleo vai acabar? Controvérsias sobre pico de produção e transição energética. INEEP. Rio de Janeiro: 12/05/2020, 62 p. 2020 (Relatório de Pesquisa). Relatórios de Pesquisa.

GABRIELLI DE AZEVEDO, J. S.; LEÃO, R. P. F. Economia política da transição energética: um olhar sobre os atores não convencionais. INEEP-Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro: Junho, 32 p. 2020. (17) (Texto para Discussão). Textos para Discussão. Disponível em: < https://ineep.org.br/wp-content/uploads/2020/10/td_economia-politica-da-transicao-energetica_n-17_gabrielli-de-azevedo-e-leao_vf.pdf >.

GALLAGHER, K. P.; PRATES, D. M. New Developmentalism versus the Financialization of the Resource Curse. In: BEN ROSS SCHNEIDER (Ed.). **New Order and Progress. Development and Democracy in Brazil**. Oxford: Oxford University press, 2016. cap. 4, p.78-104. ISBN 978-0-19-046288-8.

GT CNPE. **Grupo de Trabalho da Política Energética para as Atividades de E&P e P&D**. CNPE. Brasília: CNPE 2017.

IPEA. IPEADATA. Brasília: IPEA 2016.

LEHN, K.; ZHU, P. Debt, Investment and Production in the U.S. Oil Industry: An Analysis of the 2014 Oil Price Shock. University of Pittsburgh. Pittsburgh: Agosto 2016p. 2016 (Working Paper). Disponível em: < <https://ssrn.com/abstract=2817123> >.

LIMA, H. **Petróleo no Brasil. A Situação, o Modelo e a Política Atual.** Rio de Janeiro: Synergia, 2008. 158 ISBN: 978-85-61325-00-8.

LIMA, P. C. R. **Pré-Sal, o Novo Marco Legal e a Capitalização da Petrobras.** Rio de Janeiro: Synergia, 2011. 132 ISBN: 978-85-61325-63-3.

_____. **A Situação Econômica, Financeira e Operacional da Petrobras.** Consultoria Legislativa. Congresso Nacional,. Brasília: Março 2015 p., 2015 Relatório. Disponível em: < <http://site.aepet.org.br/uploads/noticias/arquivos/Estudo-revisado.pdf> >.

LUCCHESI, C. F. Petróleo. Estudos Avançados, v. 12, n. 33, 1998. USP. Disponível em: < http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-40141998000200003&script=sci_arttext >. Acesso em: 22/12/2015.

MORAIS, J. M. D. **Petróleo em Águas Profundas. Uma história tecnológica da Petrobras na Exploração e Produção Offshore.** Brasília: IPEA/ Petrobras, 2013. 424 Convenio Ipea-Petrobras 03685. IPEA/PETROBRAS ISBN: 978-85-7811-159-5. Disponível em: < http://www.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/livros/livros/livro_petrobras_aguas_profundas.pdf >.

NOZAKI, W. A festa das importadoras estrangeiras no mercado de derivados de óleo e gás no Brasil. Revista Forum, 2017. Forum. Disponível em: < <https://www.revistaforum.com.br/2017/09/09/festa-das-importadoras-estrangeiras-no-mercado-de-derivados-de-oleo-e-gas-no-brasil/> >.

PETROBRAS. **Form 20-F 2006 apresentado a SEC.** Rio de Janeiro: Abril 2007, 427 p., 2006 Relatório. Disponível em: < <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0> >.

_____. **Form 20-F 2007 apresentado a SEC.** Rio de Janeiro: Abril 2008, 387 p., 2007 Relatório. Disponível em: < <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0> >.

_____. **Form 20-F 2010 apresentado a SEC.** Rio de Janeiro: Abril 2011, 371 p., 2010 Relatório. Disponível em: < <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0> >.

_____. **Form 20-F 2011 apresentado a SEC.** Rio de Janeiro: Abril 2012, 346 p., 2011 Relatório. Disponível em: < <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0> >.

_____. **Form 20-F 2012 apresentado a SEC.** Rio de Janeiro: Março 2013, 270 p., 2012a Relatório. Disponível em: < <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0> >.

_____. **Petrobras na Última Década.** GABRIELLI DE AZEVEDO, J. S. Rio de Janeiro 2012b.

_____. **Form 20-F 2013 apresentado a SEC.** Rio de Janeiro: Março 2014, 278 p., 2013 Relatório. Disponível em: < <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0> >.

_____. **Form 20-F 2015 apresentado a SEC.** Rio de Janeiro: Abril 2016, 337 p., 2015a Relatório. Disponível em: < <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0> >.

_____. **Petrobras Update.** BTG Pactual Conference VI LATAM CEO Conference, 2015b, New York. Petrobras. Disponível em: < <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/apresentacoes-gerais> >.

_____. **Plano Estratégico. Plano de Negócios e Gestão 2017- 2021.** Petrobras. Rio de Janeiro: Setembro 2016 p., 2016a Disponível em: < <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/plano-de-negocios-e-gestao> >.

_____. **RMF 4 Trimestre.** Rio de Janeiro: Fev 2017 p., 2016b Relatório. Disponível em: < <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding> >.

_____. **RMF 2 Trimestre.** Rio de Janeiro: Ago 2017 p., 2017 Relatório. Disponível em: < <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding> >.

_____. Petrobras Day 2019. Petrobras Day NYSE, 2019, New York. Petrobras, 4/12/2019. Disponível em: < <https://tinyurl.com/y26x3ac7> >.

_____. Desempenho do 3º Trimestre de 2020. 2020, Rio de Janeiro. Petrobras, 29/10/2020. Disponível em: < <https://tinyurl.com/yxw13wgx> >.

RIBEIRO, C. G.; NOVAIS, H. T. Da “Lei do Petróleo” ao Leilão de Libra: Petrobras de FHC a Dilma. **Revista da Sociedade Brasileira de Economia Política**, v. 39, p. 34-58, 2014. Disponível em: <https://goo.gl/diiXeN>.

ROSSI, J. L.; ALONSO, P. S. R.; GUIMARÃES, P. P. D. Oportunidades e desafios do desenvolvimento de APLs e territórios no setor de petróleo, gás e naval . . In: COELHO, C. F. (Ed.). Um olhar territorial para o desenvolvimento: Sudeste. Rio de Janeiro: BNDES, 2015. p.346-367. Disponível em: < https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/6306/1/Oportunidades%20e%20desafios%20do%20desenvolvimento%20de%20APLs_13_.pdf >.

SCHUTTE, G. R. Petrobras em Marcha Forçada. Núcleo de Estudos Estratégicos sobre Democracia, Desenvolvimento e Sustentabilidade- UFABC. Campinas, 94 p. 2016. (001/2016) NEEDDS (Texto para Discussão).

SILVA, C. G. R. S. D. **A política de compras de entidades públicas como instrumento de capacitação tecnológica : o caso da Petrobras**. 2005. 147 Dissertação (Mestrado). Instituto de Geociências, UNICAMP, Campinas. Orientação: ANDRE TOSI FURTADO. Disponível em: < <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000353512&fd=y> >.

SILVA, C. S. G. R. S. D.; FURTADO, A. T. Uma Análise da Nova Política de Compras da Petrobras Para Seus Empreendimentos Offshore. **Revista Gestão Industrial**, v. 2, n. 3, p. 103-122, 2006. Disponível em: <http://www.pg.utfpr.edu.br/ppgep/revista/revista2006/pdf/vol2nr3/vol2nr3art8.pdf>.

SILVA, S. S. A Contabilidade de hedge na Petrobras. Senado Federal. Brasília: Set 2013, 23 p. 2013. (138) CONLEG (Texto para Discussão). Disponível em: < <http://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/496442/TD138-SilvioSamarone.pdf?sequence=1> >.