

Petrobras, política de conteúdo local e maximização de valor para o acionista: uma sugestão de interpretação *

Leonardo Bispo de Jesus Júnior **

Fernando Sarti ***

Hamilton de Moura Ferreira Júnior ****

Resumo

O agressivo programa de investimentos e a exposição à interferência política local, evidenciada no represamento dos preços dos produtos refinados e na exigência de cumprimento de metas de conteúdo local, foram apontados como determinantes para a delicada situação econômico-financeira vivida pela Petrobras nos anos 2006-2013, quando se observou uma forte perda de valor no mercado acionário e uma reduzida lucratividade. Considerando esse pano de fundo, o objetivo geral do *paper* é analisar por que a política de conteúdo local está na contramão da perspectiva de maximização de valor para os acionistas da Petrobras. A principal conclusão é que a ineficiência gerada pelo direcionamento das aquisições é inconsistente com a dinâmica de acumulação das grandes corporações, num contexto em que impera a lógica de maximização do valor para o acionista.

Palavras-chave: Petrobras; Intervenção Governamental; Política de Conteúdo Local; Maximização do Valor para o Acionista; Teoria dos *Stakeholders*.

Abstract

Petrobras, local content policy and maximization of shareholder value: a suggestion of interpretation

The aggressive investment program and exposure to local political interference, evidenced in the repression of prices of refined products and the requirement of targeted local content have been identified as crucial to the fragile economic and financial situation faced by Petrobras in the years 2006-2013, when there was a major fall in the market value and reduced profitability. Considering this background, the overall aim of the paper is to analyze why the local content policy is counter to the perspective of the maximization shareholder value of Petrobras. The main conclusion is that the inefficiency generated by directing the acquisitions is inconsistent with the dynamics of accumulation of large corporations in a context which prevails the logic of maximization shareholder value.

Keywords: Petrobras; Government intervention; Local Content Policy; Maximization of Shareholder Value; Stakeholders theory.

JEL O32, O33, O38.

* Artigo recebido em 26 de novembro de 2015 e aprovado em 4 de maio de 2017. É uma versão da tese de doutorado denominada “Petrobras, intervenção governamental e maximização do valor para o acionista: uma sugestão de interpretação”, defendida no Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), em 2015, e orientada pelo professor Fernando Sarti. Agradecemos a Adilson de Oliveira, Célio Hiratuka e Renato Garcia pelas críticas e sugestões, assumindo a versão final como de nossa exclusiva responsabilidade.

** Professor Adjunto A da Universidade Federal da Bahia (UFBA) / Pesquisador da Unidade de Estudos Setoriais (UNES-UFBA), Salvador, BA, Brasil. E-mail: lbjunior@ufba.br.

*** Professor do Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas (IE/Unicamp) / Pesquisador do Núcleo de Economia Industrial e da Tecnologia (NEIT-Unicamp), Campinas, SP, Brasil. E-mail: fersarti64@gmail.com.

**** Professor Associado da Universidade Federal da Bahia (UFBA) / Coordenador e Pesquisador da Unidade de Estudos Setoriais (UNES-UFBA), Salvador, BA, Brasil. E-mail: hamijr@ufba.br.

Introdução

A delicada situação econômico-financeira da Petrobras nos anos 2006-2013, que se evidenciou na perda de valor no mercado acionário e na reduzida lucratividade, refletindo no corte de dividendos, determinou o rebaixamento de suas métricas de crédito pelas agências de *rating*. Estas apontavam como determinantes para a referida situação: (i) o agressivo programa de investimentos da companhia e (ii) sua exposição à interferência política local, que vinha (a) influenciando seu déficit comercial, dada a crescente necessidade de importar produtos refinados, vendidos a preços abaixo da sua paridade internacional, e (b) dificultando o atendimento de suas metas de produção, dado o nível de equipamentos necessários para exploração e produção (E&P) nas áreas do pré-sal e o cumprimento das metas de conteúdo local (CL).

O estabelecimento de metas de CL se referenciou no marco regulatório de E&P, criado pela Lei 9.478/97, que pôs fim ao monopólio estatal neste setor. No período anterior à referida Lei, a participação de empresas brasileiras na oferta de equipamentos e insumos para a E&P e refino de petróleo e gás natural (P&G) no país, decorria da política de compras da Petrobras, refletindo seus objetivos e estratégias, assim como orientações vindas do governo. Em 2010, com o novo marco regulatório, referendado pela Lei 12.351/10, a Petrobras passa a ser operadora de todos os blocos licitados das áreas do pré-sal e equivalentes, respondendo pelo cumprimento da exigência de CL.

Considerando esse pano de fundo, e tendo ciência dos múltiplos e diversos fatores que podem explicar a piora nos fundamentos da Petrobras, assim como os diferentes momentos em que cada um desses fatores pode ter atuado de forma mais ou menos intensa nesse processo, o objetivo geral do trabalho é analisar por que a política de CL, implementada para o desenvolvimento da Indústria Para-Petrolífera (IPP) brasileira, está na contramão da perspectiva de maximização de valor para os acionistas (MVA) da Petrobras.

Para atender ao objetivo proposto, o trabalho foi dividido em seis seções, incluindo a introdução e as considerações finais. A primeira seção apresenta a situação econômico-financeira vivida pela Petrobras entre os anos 2006 e 2013¹. A segunda apresenta o arcabouço teórico utilizado para análise das questões tratadas no texto. A terceira descreve as principais características da indústria petrolífera (IP) e da IPP, visando analisar como a estrutura destas indústrias impacta na formação de uma política efetiva de CL. A quarta descreve a história da Indústria de Petróleo

(1) O período analisado é conveniente para perceber que o mercado já vinha avaliando mal a forma pela qual a Petrobras estava sendo gerida antes mesmo da operação Lava-Jato ser deflagrada, em março de 2014. O principal argumento era que os maus resultados se deviam à excessiva intervenção governamental na gestão da companhia.

e Gás Natural (IPGN) brasileira, com enfoque na relação da Petrobras com sua rede de fornecedores nacionais. Na última, apresentam-se as considerações finais.

1 Petrobras: alguns fatos estilizados

1.1 Evolução dos indicadores econômicos e financeiros

A evolução dos indicadores econômicos e financeiros da Petrobras, entre os anos 2006-2013, foi objeto de intensos debates. A Tabela 1 apresenta quatro deles: liquidez, rentabilidade, endividamento e geração de caixa.

Tabela 1
Evolução de indicadores financeiros do grupo Petrobras (valores constantes de Dez/2012).

Indicadores	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Liquidez Geral	0,80	0,69	0,56	0,56	0,69	0,61	0,50	0,41
ROIC (Lucro/Investimento) (%)	76,94	47,50	63,57	40,96	46,86	45,64	24,91	22,03
Alavancagem (Endividamento/Lucro Líquido) (%)	179,81	184,74	190,81	346,18	329,29	469,81	936,66	1164,08
EBITDA *	70.068	66.300	71.192	71.562	67.996	65.881	53.439	59.453

(*) EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization).

Fonte: Petrobras (2014b; 2013; 2012; 2011; 2010b; 2009; 2008; 2007).

Todos os indicadores apresentaram deterioração no período, com o EBITDA tendo uma pequena recuperação em 2013, depois de uma redução acentuada em 2012². Essa recuperação se explica pelos maiores preços de venda de combustíveis, pelo aumento significativo da produção de derivados, pelos resultados alcançados com a redução de custos e aumento da produtividade, assim como pelos ganhos obtidos com o programa de desinvestimentos (Petrobras, 2014b).

O indicador de rentabilidade – *Return On Invested Capital (ROIC)* – apresentou declínio significativo, atribuído, entre outros fatores, (i) a capitalização da empresa, que gerou novas obrigações de exploração; (ii) a defasagem entre preços internos e externos de derivados de petróleo; (iii) a elevados investimentos em refinarias; e (iv) a políticas de CL mínimo (Barbosa, 2013).

Para mensurar a evolução do endividamento da companhia vis-à-vis sua capacidade de liquidação, considera-se o indicador de alavancagem. Percebe-se que no período analisado houve uma deterioração desse indicador, evidenciando um crescimento acentuado da dívida ou uma brusca redução do lucro, ou, até mesmo, a

(2) Essa redução é explicada, principalmente, pelo aumento da importação de derivados a preços mais elevados, pela desvalorização cambial e pela redução da produção de petróleo que, embora dentro da meta estabelecida no PNG 2012-2016, foi inferior à de 2011 (Petrobras, 2013).

combinação de ambos. No ano de 2013, o índice de alavancagem foi 547% superior ao de 2006.

A capacidade de geração de caixa pode ser avaliada por meio do EBITDA. Influenciado pela evolução errática do lucro líquido e do caixa utilizado em investimentos, este indicador apresentou forte oscilação.

Com a análise por segmentos de negócios, é possível identificar as áreas responsáveis pela considerável deterioração dos indicadores apresentados. A série de resultados consolidados revela que os dois negócios que mais influenciaram as oscilações ocorridas no período da análise foram E&P e Abastecimento³.

A E&P tem sido a atividade mais lucrativa da Petrobras. O preço crescente da *commodity*, somado à maior capacidade de E&P da companhia tem colaborado para isso. O mesmo não tem acontecido com a área de Abastecimento. A política de subsídio para o preço da gasolina, diesel e gás liquefeito de petróleo, estabelecido pelo governo, no fim de 2010, visando controlar a inflação, é apontada como a explicação para esse resultado. Essa constatação se torna ainda mais preocupante quando se percebe o crescimento da dependência externa brasileira em relação à importação de derivados de petróleo⁴.

Os maus resultados alcançados pela Petrobras coincidem com a ampliação dos investimentos para exploração do *pré-sal*. Conforme Tabela 2, o total de investimentos da companhia por áreas de negócios apresentou uma tendência crescente.

Tabela 2
Investimentos da Petrobras por áreas de negócios, 2006-2013 (valores constantes dez. 2012).

Investimento (Em R\$ Milhões)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Exploração e Produção	21357	24530	29877	34481	35116	35680	42970	57270
Abastecimento	5831	12829	12249	18469	30330	28248	28860	29345
Gás e energia	2184	2152	4629	7342	5289	4009	4166	5650
Internacional	9987	8756	7430	7645	5167	4625	5098	4894
Distribuição	895	2224	676	710	969	104	1307	1069
Biocombustíveis	0	0	0	0	0	524	299	307
Corporativo	1262	1165	1503	2580	2868	1281	1437	1141
• Sociedades de Propósito Específico	4891	7861	6839	6225	3011	0	0	0
• Empreendimentos em Negociação	570	796	1427	1712	0	0	0	0
• Projetos Estruturados	1	0	0	0	0	0	0	0
Total de investimentos	46979	60313	64630	79164	82749	75572	84137	99676

Fonte: Petrobras (2014b; 2013; 2012; 2011; 2010b; 2009; 2008; 2007).

(3) A série pode ser construída a partir de Petrobras (2014b; 2013; 2012; 2011; 2010b; 2009; 2008; 2007).

(4) Essa situação é magnificada com o impacto do câmbio sobre o caixa da companhia, que apenas poderá ser minimizado ou com a valorização cambial, ou com o aumento dos preços dos combustíveis.

A área de negócio E&P possui a maior participação relativa do total de investimentos; desde o ano de 2010 essa participação cresce. Dentre os principais fatores para este crescimento, está a necessidade de exploração da nova província.

O Plano de Negócio e Gestão (PNG) da Petrobras (2014 –2018) previu, ainda, um investimento de US\$ 220,6 bilhões. Deste, aproximadamente 69% adviria de fluxo de caixa operacional (após dividendos) e desinvestimentos, e 23% de captação (dívida), o restante de uso do caixa e de reestruturação no modelo de negócios (PETROBRAS, 2014a).

Com este cenário, o endividamento bruto total da companhia cresceu de forma vertiginosa. Em 2006, esse era de R\$ 64,2 bilhões, passando para R\$ 252,9 bilhões, em 2013. Ressalta-se que, à medida que o endividamento de curto prazo reduziu em, aproximadamente, 1,5%, o endividamento de longo prazo cresceu cerca de 409%, em conformidade com o perfil dos projetos de E&P⁵.

Aos fatos descritos, atribuíram-se o fraco desempenho bursátil da Petrobras, assim como o rebaixamento das suas notas de crédito pelas agências de *rating*, conforme se verificará nas próximas subseções.

1.2 Resposta do mercado de ações⁶

A política de dividendos da Petrobras, prevista em seu estatuto, determina que o valor mínimo a ser distribuído é de 25% do lucro líquido ajustado, tanto para ações ordinárias (ON), quanto preferenciais (PN). Priorizando as PN, no caso de reembolso do capital e no recebimento dos dividendos de, no mínimo, 5% calculado sobre parcela do capital representada por essa categoria de ações, ou de 3% do valor do patrimônio líquido da ação, preponderando sempre o maior. Desde o ano 2000, embora o estatuto da companhia garanta (i) maiores dividendos para as ações PN, os pagamentos eram idênticos para ambas as categorias, e (ii) um valor mínimo a ser distribuído, a remuneração se dava de forma mais generosa do que a prevista.

Nos anos de 2012 e 2013, o pagamento se deu de modo diferenciado. A empresa distribuiu o mínimo exigido tanto para as ações ON, quanto para as PN. Essa redução foi justificada pela tentativa da companhia manter caixa para conseguir cumprir seu plano de investimentos, mesmo com a redução do lucro.

Refletindo o corte de dividendos, tanto as ações ON (PETR3), quanto as PN (PETR4) despencaram. A trajetória declinante da ação da Petrobras fez com que houvesse uma redução de seu valor de mercado. No fechamento de 30 de dezembro

(5) Para perceber a evolução deste quadro, consultar Petrobras (2014b; 2013; 2012; 2011; 2010; 2009; 2008; 2007).

(6) As informações contidas nesta seção foram construídas a partir de Petrobras (2014b; 2013; 2012; 2011; 2010b; 2009; 2008; 2007).

de 2013, em valores de 2012, o valor de mercado da empresa era de R\$ 202.708 milhões, correspondente a 61,46% do valor do patrimônio líquido de R\$ 329.840 milhões.

Apesar da queda do valor de mercado, a Petrobras continuou entre as cem maiores empresas do mundo em capitalização, segundo o *ranking* da PWC (2013). Entre as empresas petrolíferas presentes, houve uma queda generalizada de posições, porém, a Petrobras, que saiu da 12ª posição, em 31 de março de 2008, para a 49ª, em 31 de março de 2013, perdendo 37 posições, foi a quarta que mais perdeu.

Na próxima subseção se verificará o impacto que o baixo desempenho bursátil da Petrobras teve na classificação de risco da companhia, conferida por agências internacionais.

1.3 Impacto no *credit rating* da Petrobras

A análise dos *ratings* da Petrobras, assim como das demais empresas petrolíferas, dá-se de maneira similar às empresas industriais – que consideram na análise o conjunto da situação financeira da empresa e seus potenciais fluxos de caixa futuros –, com exceção dos indicadores de produção e reservas, construídos obedecendo às particularidades da *commodity*.

A Petrobras, no período analisado, sofreu com o rebaixamento de suas notas de crédito pelas agências de *ratings* Moody's, Standard & Poor's e Fitch, reflexos da alta alavancagem financeira da empresa, com expectativa de continuidade, devido a seu programa de exploração e desenvolvimento *offshore*, um dos maiores do mundo⁷. Os riscos envolvidos na E&P da nova fronteira geológica, as perdas no *downstream*, causadas pelo aumento das importações de produtos refinados, e a prática de preços máximos sobre estes produtos no Brasil, as mudanças regulatórias dos últimos anos e a política de CL mínimo também foram levados em consideração. Como fatores positivos que influenciaram as classificações, destacaram-se: (i) a posição dominante da Petrobras no setor de energia brasileiro, com reservas de hidrocarbonetos e produção *offshore* de P&G que se destacam mundialmente; e (ii) sua posição de liderança na aplicação de tecnologias para E&P em áreas *offshore*.

Vale ressaltar que a elevação do *credit rating* da Petrobras à categoria de *investment grade* pela Moody's, em 2005, e pelas agências Standard & Poor's e Fitch, em 2007, possibilitou-a ter acesso à financiamento com menores *spreads*, o que lhe permitiu aumentar seus investimentos (Barbosa, 2013).

Na próxima seção serão discutidas as consequências da proeminência, nos anos de 1980, com o avanço da “desregulamentação” dos mercados e consequente

(7) Para acompanhar a evolução das notas atribuídas à Petrobras até os primeiros meses de 2014, consultar Petrobras (2014b).

intensificação da chamada globalização produtiva e financeira – quando as agências de *rating* ganharam importância como mais um agente do sistema financeiro –, do princípio de MVA, em que predomina a visão de mercado de capital da firma em detrimento da visão industrial. A contraposição entre estas visões será de suma importância para explicar por que a política de conteúdo local está na contramão da perspectiva de MVA da Petrobras⁸.

2 MVA, firma inovadora e performance econômica

2.1 Governança corporativa sob a perspectiva da MVA

Ao longo do século XX, a economia dos EUA foi dominada por um número pequeno de grandes corporações. O princípio de governança corporativa utilizado para alocação das receitas dessas corporações era denominado ‘reter e reinvestir’. Segundo esse princípio, as empresas retinham os lucros, reinvestindo-os em capital físico e recursos humanos complementares. No entanto, nas décadas de 1960 e 1970, esse princípio incorreu em problemas, por dois motivos: (i) excessivo crescimento das empresas, que lhes impunham dificuldades de coordenação; e (ii) surgimento de novos concorrentes, especialmente do Japão, que passou a desafiar os EUA em indústrias e setores em que empresas estadunidenses tinham sido líderes (Lazonick; O’Sullivan, 2000).

Foi nesse contexto que a abordagem de governança corporativa do “reduzir e distribuir”, conhecida como teoria da agência, é resgatada e reinventada por Michael Jensen e William Meckling⁹. Segundo esta, fazia-se necessário um mercado de aquisição que, funcionando como um mercado para controle corporativo, poderia disciplinar os gestores que usavam seu controle sobre a alocação de recursos para alcançar objetivos próprios, ou, pelo menos, contrários aos interesses dos acionistas (Lazonick; O’Sullivan, 2000).

Tal abordagem tem implicado em estratégias comerciais e financeiras que buscam aumentar a taxa bruta de retorno econômico sobre o capital empregado, pela combinação de dois métodos: (i) redução do custo do trabalho, que eleva a participação dos lucros; e, (ii) poupança de capital produtivo, que reduz a relação capital/produto. Com isto, a divisão do trabalho tem sido remodelada por estratégias relacionadas à terceirização, subcontratação, *spin-offs*, dentre outras (Willians, 2000).

O foco nestas estratégias tem reorientado a hierarquia de objetivos gerenciais numa direção em que, além de organizar processos e atender consumidores, as firmas

(8) Para uma descrição de como se deu esse processo de desregulamentação e globalização dos mercados consultar Tavares e Belluzzo (2005).

(9) Essa discussão, iniciada no século XVII, na Holanda e Inglaterra, com a criação das sociedades anônimas modernas, foi tratada por Adam Smith, em 1776, em *A Riqueza das Nações*.

devem satisfazer gestores de fundos e atender as expectativas do mercado de capitais. O resultado é uma nova forma de concorrência em que empresas de capital aberto competem, como um investimento, em termos de desempenho financeiro (Williams, 2000).

A não adesão aos critérios financeiros na tomada de decisões e na reorganização das firmas passou a ser negativamente avaliada pelo mercado. Os custos sociais provocados pela adesão a estes critérios, fechamento de plantas e perda líquida de postos de trabalho, passaram a ser creditados à situação de sobreinvestimento e sobreemprego em que estava operando a economia, associados a falhas nos sistemas de controle (Kerstenetzky, 2007).

Logo, em nome da MVA, a orientação estratégica dos gestores na alocação de recursos mudou de lógica; do ‘reter e reinvestir’ para o ‘reduzir e distribuir’ (Lazonick; O’sullivan, 2000).

Mas por que maximizar valor para o acionista?

Os simpatizantes da teoria argumentam que, dentre as partes interessadas (*stakeholders*), apenas os acionistas (*shareholders*) são os “*residual claimants*”, aqueles sem direitos contratuais garantidos; seu retorno, caso haja, depende do que sobra depois de terem sido pagas às partes suas contribuições produtivas (Lazonick, 2006). O fato deste grupo de agentes suportar a maior parcela da incerteza o obriga a monitorar os gerentes para assegurar que estes aloquem recursos da forma mais eficiente possível; o que reduz os custos de monitoramento dos contratos com outros grupos (Fama; Jensen, 1983).

Contratos que direcionam as decisões para o atendimento dos interesses dos acionistas contribuem para geração de valor das organizações. Pois, da mesma forma que produzir a um baixo custo, p. ex., está alinhado aos interesses dos reclamantes residuais, aumentar o fluxo de caixa líquido contribui para sobrevivência da empresa, ao permitir que produtos sejam vendidos a preços menores¹⁰ (Fama; Jensen, 1983).

Esta perspectiva é, também, benéfica para a sociedade como um todo. Pois, numa perspectiva rival, como a *stakeholder theory*, a não indicação da solução de conflitos entre diferentes interesses e princípios que devem guiar a tomada de decisões liberaria os gerentes, sem responsabilidades, a seguirem seus próprios interesses (Jensen, 2010).

Porém, como os interesses dos gestores podem estar associados à consolidação de suas posições através da solidez e produtividade alcançadas com a coalizão organizacional, o alinhamento com os interesses dos acionistas pode não se

(10) Fluxo de caixa livre ou líquido é o fluxo de caixa que excede o necessário para o financiamento de todos os projetos com valores presentes líquidos positivos, quando os custos relevantes de capital forem descontados (Jensen, 2010).

constituir a única preocupação. Além disso, a análise do processo de criação de valor, vinculado ao sistema de governança, não pode ser reduzido às transações entre empresas e acionistas e ao estudo da influência destes no controle sobre os gestores (Charreaux; Desbrières, 2001).

Os gestores criam valor quando a diferença entre os preços de venda e os custos de produção, incluindo o custo de oportunidade, é positiva. Neste sentido, um produto/serviço inovador, ao reduzir custo, pode se configurar como uma importante fonte de criação de valor. Da mesma maneira que, ao reduzir o risco de oportunismo, um acordo de parceria com os fornecedores (Charreaux; Desbrières, 2001).

Logo, o processo de criação de valor não pode ser analisado independentemente do processo de distribuição, sendo que este não deve se resumir à geração de valor para o acionista. Uma análise precisa do processo de distribuição revela que os atributos utilizados pelos demais *stakeholders*, que não os acionistas, para criação de valor, são, em sua maioria, intransferíveis. Um trabalhador, que recebe a parcela do valor criado correspondente à sua contribuição específica, p. ex., não é capaz de mobilizar esse valor no mercado facilmente. A possibilidade dos acionistas transferirem seus recursos, através do mercado de ações, constitui a melhor proteção do capital investido (Charreaux; Desbrières, 2001).

Com isto, o mercado de ações funciona, especificamente, como um mercado de controle corporativo, que permite aos *shareholders* ‘disgorge the free cash flow’ (Lazonick, 2006). Exceto para firmas com projetos de investimentos não rentáveis, a teoria do fluxo de caixa livre supõe que os preços das ações sobem com aumentos inesperados de pagamentos aos acionistas (ou promessa de aumentos) e caem com a redução de pagamentos ou nova requisição de fundos (ou perspectiva de reduções de pagamentos) (Jensen, 2010).

As falhas existentes no princípio de MVA, contudo, deixam sérias dúvidas sobre sua utilidade para analisar a relação existente entre governança corporativa e performance econômica. Essas falhas, conforme argumenta Lazonick (2006), podem ser assim sumarizadas:

i) falta de explicação sobre como as corporações passaram a controlar a alocação de significantes recursos da economia, já que o aumento dos preços das ações, muitas vezes, veio acompanhado de uma redistribuição de rendas corporativas – da renda do trabalho para renda do capital –, o que minou a efetividade da capacidade produtiva acumulada;

(ii) a forma de mensuração, em algum ponto do tempo, do fluxo de caixa livre, já que a teoria não trata de como se pode prever o fluxo de ganhos futuros

quando uma empresa tem de investir em inovação, um processo incerto, para se manter competitiva¹¹; e

(iii) a alegação de que apenas os acionistas são os “*residual claimants*”, na medida que não é possível supor – como ocorre quando uma empresa compra de outra, em um mercado aberto e competitivo, uma mercadoria física como insumo produtivo – que os insumos disponibilizados pelo Estado ou na forma de serviços dos empregados seja pago pelo preço de mercado, que reflete sua contribuição produtiva e pode ser especificado num contrato.

O último ponto pode ser ilustrado a partir dos seguintes argumentos: (i) a análise do papel da empresa no desenvolvimento econômico não pode prescindir do reconhecimento da relevância do Estado. Embora as empresas paguem taxas pela utilização das instalações estatais, não existe um nexo de contratos que garanta ao Estado um retorno baseado na contribuição produtiva desses investimentos para as empresas que os utilizam; e (ii) os trabalhadores realizam investimentos em capacidades produtivas mesmo sem a garantia de um retorno. Nesse sentido, estes também poderiam reclamar o *status* de *residual claimants* (Mazzucato, 2010; Lazonick, 2006).

Com isto, pode-se alegar, como fazem os adeptos da *stakeholders theory*, que, sob a perspectiva da MVA, os executivos empreendem políticas de curto prazo, mesmos que estas estejam na contramão da geração de valor para os demais *stakeholders*. Logo, o problema não deveria estar em disciplinar os gestores para não atuarem no atendimento de seus interesses, mas, protegê-los de pressões que os obrigam a aplicar essas políticas. A mobilidade do capital financeiro protege os acionistas, porém, impõe uma disciplina que pode ser contraproducente para tomada de decisões dos gerentes (Charreaux; Desbrières, 2001).

Isso não significa a isenção dos gestores de obrigações de performance, todavia, que esta avaliação não seja apenas pela taxa de retorno sobre investimento, mas, pela criação de valor às partes interessadas, também (Charreaux; Desbrières, 2001).

Como um dos objetivos da política de CL é a capacitação tecnológica dos fornecedores nacionais, na próxima seção discutir-se-á como esta forma de avaliação, compatível com a função objetivo da firma maximizadora, se contrapõe a perspectiva da firma inovadora. A firma inovadora assume que antes mesmo do

(11) Uma estratégia inovadora enfrenta três tipos de incertezas: a tecnológica, a de mercado e a competitiva. A tecnológica surge da impossibilidade de prever se a empresa desenvolverá processos e produtos de maior qualidade. A de mercado nasce da possibilidade de redução dos retornos dos investimentos, caso hajam futuras quedas nos preços dos produtos e aumentos nos preços dos fatores. A competitiva é reflexo da possibilidade de um investimento em uma estratégia, por uma empresa inovadora concorrente, gerar um produto de melhor qualidade e/ou menor custo.

retorno ser gerado, os investimentos devem ser realizados e utilizados; o que, de um lado, a coloca em desvantagem competitiva até que estes investimentos gerem capacidades produtivas superiores incorporadas em produtos, processos e pessoas, mas, de outro, cria oportunidades para que este tipo de empresa ganhe competitividade caso seus investimentos sejam bem sucedidos.

2.2 Firma maximizadora x firma inovadora¹²

O desprezo pela análise de como deve ser exercido o controle estratégico sobre a alocação de recursos das empresas, quais tipos de investimentos em capacidades inovadoras devem ser feitos e como os retornos dos investimentos que derivaram inovação devem ser distribuídos justificam o argumento dos teóricos da teoria da agência de que o desempenho econômico superior só pode ser alcançado através da MVA.

Porém, como o objetivo da firma é transformar recursos produtivos em bens e serviços que podem ser vendidos para geração de receitas, uma teoria da firma deve, pelo menos, dar explicações sobre como ocorre essa transformação produtiva e como as receitas são obtidas. Essas explicações devem contemplar as seguintes atividades genéricas: elaboração de estratégia, organização e financiamento.

Sobre estas atividades, a teoria tradicional, aquela dos livros textos de microeconomia, pressupõe que: (i) dada as restrições tecnológicas e de mercado, a elaboração de estratégia para competir na indústria e a quantidade a ser produzida é determinada pela regra de maximização de lucro; a condição de desequilíbrio inicial (lucros anormais) determina em qual setor o recurso será alocado; (ii) a organização da empresa para competição é determinada pela função de produção e preços de fatores, que são exógenos; e (iii) o financiamento para transformar recursos produtivos em produtos geradores de receitas não se configura um problema, dado o pressuposto de que, a qualquer momento, a empresa pode contrair empréstimos a taxa de mercado vigente e vender toda a produção que maximiza seus lucros, cobrindo o custo de capital.

Mas, porque a empresa maximizadora da teoria tradicional, compatível com o princípio de MVA, é supostamente não inovadora? (i) porque o empresário não tem influencia na criação da condição de desequilíbrio inicial; e (ii) porque o princípio da maximização não pressupõe conhecimentos especiais para competição em um determinado setor.

Uma vez escolhida a indústria de atuação, esta teoria assume a existência de certos custos fixos, que tem de ser suportados por todas as firmas que escolhem competir nessa indústria e são determinados exogenamente pela tecnologia existente

(12) Os argumentos presentes nesta seção estão baseados em Lazonick (2006).

e preços de fatores predominantes. Diferentemente, na teoria da firma inovativa o nível de custos fixos se configura uma decisão estratégica de fazer investimentos destinados a dotar a firma de capacidade produtiva distintiva.

No que se refere ao financiamento dos investimentos, a incerteza inerente ao processo inovativo é central na análise. A teoria da firma inovativa assume que antes mesmo do retorno ser gerado e sua taxa conhecida, os investimentos devem ser realizados e utilizados. O fato da empresa maximizadora apenas financiar investimentos para os quais já existe um retorno esperado cria oportunidades para as empresas inovadoras superá-las, caso seus investimentos sejam bem sucedidos.

O sucesso desses investimentos é incorporado em produtos, processos e pessoas, que passam a ter capacidades produtivas superiores. Porém, os altos custos fixos atrelados a esses, explicados pelo tempo necessário para desenvolver produtos de alta qualidade e baixo custo, colocam a firma em desvantagem, até o momento que as inovações desenvolvidas e o acesso aos mercados gerem retornos.

Devido a isso, numa teoria da firma inovadora é indispensável um arcabouço para analisar as interações de estratégia, para o enfrentamento da incerteza, organização, para geração de aprendizado coletivo, e finanças, para sustentar o aprendizado cumulativo.

Porém, não se pode perder de vista que os tipos de organizações que geram inovação, além de variar entre indústrias e nações, podem variar dentro de uma mesma indústria e nação ao longo do tempo.

Com isto, argumenta-se que o foco da análise sobre a proteção dos acionistas minoritários se configura estreita, na medida em que se referencia unicamente a questão da proteção das entidades de financiamento externo, excluindo partes determinantes para a performance da empresa (Berglof; Von Thadden, 1999).

Na próxima seção, para subsidiar a discussão da seção quatro e atender ao objetivo geral, serão apresentadas as principais características da IP e da IPP mundiais e o papel desempenhado pela intervenção governamental no desenvolvimento das IPPs nacionais.

3 As indústrias petrolífera e para-petrolífera: uma caracterização geral

3.1 A indústria petrolífera

A IP é um oligopólio internacional formado por grandes empresas muito competitivas, que atuam com escalas elevadas, tecnologia avançada e significativo poder financeiro. Esta indústria obteve um expressivo crescimento no pós-Segunda Guerra Mundial, o que motivou a entrada de novas empresas, tanto de países desenvolvidos, quanto de países em desenvolvimento, grandes produtores ou não. Esse movimento se intensificou nos anos de 1960 e se completou nos de 1970, com

os choques do petróleo, quando ocorreu uma grande onda de nacionalizações e fortalecimento de empresas de países produtores (Pinto Júnior, 2007).

A estrutura atual de distribuição de recursos da IP, em que se observa a progressiva exclusão dos grandes grupos de petróleo, como as antigas Sete Irmãs, das grandes províncias, especialmente das controladas pelos países da OPEP, deriva desse período. Assim, percebe-se nas décadas subsequentes uma trajetória de queda da relação reservas/produção desses grandes grupos, mesmo com a ampliação de sua atuação em outras províncias, principalmente no *offshore* profundo (Nolan; Thurber, 2010).

Por outro lado, as empresas ligadas aos países produtores, que tiveram a sua disposição reservas abundantes, cresceram em importância, passando a ter controle sobre as decisões de preço do petróleo, de produção e de investimentos em reposição de reservas (Nolan; Thurber, 2010). Estas empresas, denominadas de *National Oil Companies (NOCs)*, são compostas por empresas estatais, controladas por Estados consumidores ou produtores (Stevens, 2008).

As *NOCs* de países produtores, quando comparadas as grandes da indústria, possuem menor capacitação tecnológica, reduzidos ativos no *downstream*, menor internacionalização e acesso aos mercados centrais, apesar das vantagens de acesso às reservas as permitirem, nas últimas décadas, especialmente nos períodos de elevado preço do petróleo, importante capacidade de acumulação e crescimento (Ruas, 2012).

Diferentemente de uma empresa privada, as *NOCs* possuem uma restrição orçamentária mais suave, não sendo expostas aos riscos de aquisição e/ou falência. Porém, essas empresas estão sujeitas a pressões políticas em um grau maior. Essas condições básicas têm implicações fundamentais na capacidade de gerenciamento de riscos. Primeiro, porque o *link* entre elas e o governo pode restringir suas capacidades de levantar capital de risco ou executar outras operações para o gerenciamento do risco. Com isso, a maior parte das *NOCs* continua dependente de seu próprio fluxo de caixa, ou do governo, para o financiamento de seus projetos de exploração e desenvolvimento (Nolan; Thurber, 2010).

Segundo, pelo fato da relativa ausência de pressões competitivas reduzir o incentivo dessas no desenvolvimento de capacidades de gestão de risco, essenciais para sobrevivência em um ambiente mais competitivo. Em alguns casos, as *NOCs* assumem riscos tecnológicos, que, caso tivessem inseridas num ambiente competitivo, não assumiriam¹³ (Nolan; Thurber, 2010).

(13) A partir desse argumento, a agressividade dos investimentos da Petrobras no desenvolvimento de tecnologias *offshore* se justifica por sua posição de monopólio e reduzida restrição orçamentária (Nolan; Thurber, 2010); formalmente, o monopólio foi quebrado em 1997.

Terceiro, as pressões políticas e sua posição privilegiada no mercado doméstico se configuram como incentivos para que estas não se internacionalizem, reduzindo o risco de atuação num mercado global (Nolan; Thurber, 2010). Porém, cabe ressaltar que a aceleração do processo de globalização, da década de 1990, e o acesso a capital, tecnologia e conhecimento tem viabilizado a expansão das operações destas empresas globalmente, tanto no *upstream*, visando diversificar seu portfólio geográfico, quanto no *downstream*, para atingir diretamente consumidores (Goldstein, 2010).

O aumento da participação das *NOCs* na produção mundial, assim como na provisão da infraestrutura necessária para E&P de P&G, muitas vezes veio acompanhado, embora com variações, da transformação destas companhias; de entidades dominadas exclusivamente pelo Estado, dependentes de uma posição monopolista, em empresas de economia mista, com modificações em seus mecanismos de governança. Enquanto essas transformações reduziram a diferença de performance entre as *NOCs* e os grandes grupos do setor, distinções perduram, como questões referentes à soberania e ao papel que o setor petrolífero pode desempenhar no desenvolvimento nacional (Goldstein, 2010).

Dentro do grupo das *NOCs*, as empresas dos países membros da OPEP se destacam. Estes, além de responsáveis por grande parte da produção de petróleo mundial, detêm as maiores reservas. Uma série de atributos justifica seu poder: (i) baixo custo relativo de produção, dada a estrutura geológica de seus campos; (ii) capacidade de oferta flexível; (iii) proximidade de grandes centros consumidores; e (iv) atuação em cartel. A importância dessas empresas se revelou ao mundo nos choques do petróleo, nos anos de 1970 (Valente, 2009).

A partir de sua política própria, no que se refere às quotas de produção, as empresas dos países membros da OPEP são de grande relevância no processo de formação de preços, mesmo na fase atual da indústria, em que os preços são livremente estipulados pelos mercados à vista e futuro de petróleo. Dentro de patamares mínimos (que garanta rentabilidade aceitável sobre o óleo produzido e feche seu balanço de pagamentos) e máximos de preços (para não atrair novos entrantes e estimular a produção de bens substitutos ao petróleo), sua função objetivo é alinhar sua margem de manobra sobre a capacidade de oferta da indústria. Essa função não foi atingida em muitos momentos da história recente, devido a grande heterogeneidade de seus membros, o que torna sua coordenação problemática (Valente, 2009).

Diferentemente das *NOCs*, as *Majors* ou *International Oil Companies (IOCs)* possuem maior dificuldade de acesso às melhores reservas. Elas são lideradas por empresas formadas a partir das antigas Sete Irmãs. Apesar de maiores restrições de acesso, a ampla experiência na indústria, oriunda do pioneirismo e liderança

histórica, possibilitaram-nas alcançar uma maior eficiência operacional, acumular capacitações para desenvolver tecnologias, ampliar infraestrutura no *downstream*, internacionalizar-se e acessar aos grandes mercados, marcas e produtos. Outra característica marcante é sua forte atuação nas indústrias correlatas do gás natural e petroquímica, e nos setores elétricos e de energia alternativa (Ruas, 2012; Valente, 2009).

A maximização dos lucros é o principal foco destas companhias. Com este objetivo, elas competem pela oportunidade de investir, para atrair e reter capital intelectual e por capital de risco. A oportunidade de investir na exploração e desenvolvimento é garantida pela promessa ao Estado detentor das reservas de que gerará maior valor para ele, seja através de pagamentos em dinheiro não reembolsáveis, seja através de um programa de trabalho mínimo maior do que a concorrência (Nolan; Thurber, 2010).

A segmentação das petrolíferas em *NOCs e IOCs*, apesar do poder de síntese, não permite classificar alguns conjuntos de firmas, a saber: (i) empresas estatais de países consumidores; (ii) as já comentadas empresas mistas; e (iii) empresas independentes¹⁴ (Valente, 2009).

A emergência das *NOCs* e das empresas mistas (onde a Petrobras se enquadra), deu à intervenção estatal contornos particulares. O direcionamento de seus gastos e, em alguns casos, a configuração de redes de aprendizado tecnológico potencializaram a formação de indústrias nacionais de fornecedores (IPPs). É preciso destacar, contudo, que poucos governos esboçaram preocupação com a formação de *players* nacionais na IPP, estando as políticas de nacionalização de encomendas geralmente associadas à atração de IDE e instalação de filiais de empresas para-petrolíferas de países centrais, pelo menos no que tange aos segmentos mais complexos (Ruas, 2012).

Antes desta discussão, analisar-se-á, na próxima seção, as principais características da IPP, as relações intersetoriais entre essa e a IP e o impacto destas relações na dinâmica de concorrência da IPP.

3.2 A indústria para-petrolífera

Enquanto o papel das empresas petrolíferas, seja estatal ou privada, é saber onde explorar, desenvolver e produzir petróleo, o papel das para-petrolíferas é fornecer as tecnologias necessárias para executar essas atividades. Anteriormente, grande parte destas tecnologias era desenvolvida pelas petrolíferas. Atualmente, essas funções são realizadas pelas para-petrolíferas, dada a pouca vantagem competitiva obtida com a internalização destas (Nolan; Thurber, 2010).

(14) Os aspectos que distinguem os referidos grupos são discutidos em Valente (2009).

A IPP, desde sua criação, é extremamente dependente da IP, pelas seguintes razões: (i) as atividades da IPP dependem da composição da demanda encomendada pelas petrolíferas; (ii) as condições de captação de recursos para investimento são definidas, para parte das para-petrolíferas, pela confirmação de contratos ou de investimentos junto a IP, e o financiamento das para-petrolíferas, ou a composição de sua estrutura patrimonial, é realizado, muitas vezes, pelas petrolíferas; e (iii) o elevado poder de mercado das petrolíferas, que se reflete na negociação de contratos e planejamento de seus investimentos, obriga as para-petrolíferas obedecerem elevados padrões de qualidade e ofertarem em condições favoráveis (Iootty, 2004).

Logo, a distinção de interesses de empresas petrolíferas e para-petrolíferas pode subjugar ou mesmo inviabilizar a estratégia de desenvolvimento de uma IPP local (Ruas, 2012).

Em termos gerais, a IPP é composta por um amplo conjunto de segmentos e empresas, o que constata sua heterogeneidade estrutural. Essa heterogeneidade se evidencia, primeiro, pelo tamanho dos grupos econômicos e sua capacidade de acumulação e, segundo, pela diversidade de bases tecnológicas, relacionadas a produtos e serviços com distintas funções na estrutura de produção da IP¹⁵ (Ruas, 2012).

Mudanças importantes ocorreram na IPP mundial, catalisadas pela queda dos preços do petróleo nos anos de 1980 e 1990, que levou a busca por redução de custos (operacionais e de transação) das petrolíferas e maior participação de empresas mistas, de países OPEP, e outras *NOCs* no *upstream* da indústria – com menor capacitação para atividades de P&D (Ruas, 2012; Silva, 2009).

Esse novo cenário, determinado pelas estratégias de reestruturação das petrolíferas, de uma forma geral, delineou para as para-petrolíferas a necessidade de (i) ampliar o escopo de oferta de bens e serviços e (ii) realizar um maior esforço formal de P&D, permitindo a atualização tecnológica e a integração das, agora necessárias, múltiplas competências¹⁶. Isto culminou no surgimento de para-petrolíferas com atuação internacionalizada e diversificada, com grande escala de operações e atividades de P&D (Iootty, 2004).

Porém, cabe destacar a existência de novas evidências nos anos 2000, quando se observam a redução da externalização de algumas atividades, apesar das

¹⁵ Para perceber a diversidade de bases tecnológicas que compõem os grupos econômicos da IPP ver: ONIP (2011); Hansen *apud* Ruas (2012).

¹⁶ Entre as estratégias de reestruturação, inclui-se o abandono da estratégia de privilegiar fornecedores locais em benefício de uma política global de compras, o que favoreceu as relações com fornecedores integrados. Nestas relações, as petrolíferas se relacionam com contratantes principais, os *main-contractors*, ou *EPCistas*, que passam a integrar os projetos *turn-key*.

“para-petrolíferas integradas” continuarem com elevado *market-share*. A retomada do maior controle das petrolíferas sobre o direcionamento das encomendas favorece a entrada de novas firmas e o fortalecimento de IPPs nacionais, ao menos em alguns nichos (Ruas, 2012). Na próxima subseção discutir-se-á como o Estado tem atuado para o fortalecimento da IPP local.

3.3 Atuação governamental no desenvolvimento de IPPs nacionais

Conforme descrito, as petrolíferas e muitas das firmas líderes da IPP operam internacionalmente. O contexto internacionalizado da IPP representa uma dificuldade para a apropriação local de renda da IP. Com isso, a intervenção governamental, através de políticas de desenvolvimento produtivo e tecnológico¹⁷, pode ser justificada pela possibilidade de ampliação da apropriação de renda, além da necessidade de garantia da segurança energética, indispensável para o desenvolvimento industrial (Stevens, 2008).

Diversos métodos de intervenção têm sido utilizados para favorecer a IPP local, objetivando construir uma capacidade de produção e exportação. Dentre esses métodos, destacam-se: (i) cláusulas sobre *joint ventures* obrigatórias, transferência de tecnologia e programas de treinamento de recursos humanos contidos em leis de petróleo da nação; (ii) direcionamento/obrigação de petrolíferas nacionais no atendimento de cláusulas de CL; e (iii) restrição da concorrência a partir de licenças de importação, tarifas e limitação da propriedade estrangeira (Hallwood, 1993).

Alguns benefícios imediatos são garantidos com a adoção dessas políticas, como incremento no emprego doméstico e crescimento da participação nacional no valor adicionado da produção de petróleo. Contudo, a existência de barreiras à entrada agudas na indústria pode dificultar o acesso de fornecedores locais nos mercados internacionais (Hallwood, 1993).

A presença de empresa estatal amplia as possibilidades e formas de intervenção governamental na atividade petrolífera. Primeiro, ao permitir apropriação direta da renda petrolífera, maior controle das encomendas e das atividades de desenvolvimento tecnológico. Segundo, mesmo não sendo monopolista, sua existência possibilita ao governo maior conhecimento sobre a atividade, ampliando sua capacidade de negociação com empresas privadas e execução do planejamento energético e setorial (Stevens, 2008).

Um dos mecanismos de intervenção mais utilizados por países que apresentam abertura à operação de empresas estrangeiras na IP, como o Brasil, que

(17) Utilizou-se o termo políticas de desenvolvimento produtivo e tecnológico em substituição ao termo políticas protecionistas, pela percepção de que a reserva de mercado deixou de ser o objetivo único dessas políticas, que passou a incluir, por exemplo, o incentivo a inovação tecnológica nacional.

também possui uma empresa com participação majoritária do Estado, é a utilização de critérios de CL nas aquisições (Nordas; Vatne; Heum, 2003).

Os argumentos a favor desse instrumento vão desde a ampliação do emprego doméstico, à possibilidade de transferência tecnológica, visando redução do *gap* tecnológico, e, consequentemente, dos custos da IP. O *gap* pode ser superado com aprendizado, aproximando os custos de produção local aos padrões internacionais no médio e longo prazo (Nordas; Vatne; Heum, 2003). As possibilidades de diminuição desse *gap* se associam à escala de operações da IP e a base industrial prévia do país. A existência de uma base menos desenvolvida dificulta que as petrolíferas atinjam os requisitos de CL; quando atingidos, grande parte se restringe à produtos de baixo conteúdo tecnológico (Ruas, 2012).

O principal argumento contra é a diferença de preços praticados por fornecedores globais e locais. Além da redução de investimentos na IP, a ineficiência gerada pelo direcionamento das aquisições pode provocar: (i) seleção adversa na atração de IDE, na medida em que empresas mais ineficientes seriam menos afetadas pelo diferencial de custos, uma vez que a diferença entre os custos antes e depois do cumprimento das exigências de CL seria menor; e (ii) redução dos lucros das empresas e, consequentemente, dos tributos sobre rendimentos coletados pelo governo, na medida em que haveria um deslocamento da receita petrolífera do governo (e dos beneficiários de suas despesas) para a IPP local (Nordas; Vatne; Heum, 2003).

As pressões para redução dos custos de investimentos na IP e as dificuldades no desenvolvimento e/ou capacitação de fornecedores locais são as principais motivações para ampliação do acesso à fornecedores estrangeiros. Por esses motivos, os critérios de CL, na maior parte das províncias petrolíferas, são adotados, simultaneamente, a políticas de atração de IDE de grandes grupos para-petrolíferos. Entretanto, a presença desses grupos pode limitar os benefícios do direcionamento das encomendas (Hallwood, 1993).

Nesse sentido, o contexto global da concorrência na IPP se configura num dilema para o governo. Já que uma política de portas abertas eleva o risco de não desenvolver a indústria local e a adoção de uma política de desenvolvimento produtivo e tecnológico eleva os custos dos insumos, o que reduz os lucros. Com isto, duas soluções se apresentam possíveis: (i) aceitar que a IPP é um oligopólio internacional, o que representa uma grande barreira para o desenvolvimento de uma IPP local competitiva internacionalmente, e usufruir dos preços competitivos e da tecnologia de ponta das empresas estrangeiras; ou (ii) adotar políticas efetivas o suficiente para garantir competitividade internacional da IPP local (Hallwood, 1993).

Caso a competitividade não seja ampliada, a produção doméstica da IPP pode ser reduzida rapidamente com a diminuição da demanda da IP nacional. Por esse motivo, a introdução de mecanismos para transferência de tecnologias e aprendizado se torna indispensável para realização do potencial de desenvolvimento doméstico e inserção competitiva no mercado global (Hallwood, 1993).

No Brasil, a preocupação com o destino de sua IPP, com o fim do monopólio da Petrobras, fez com que fosse incorporado índices de CL nos critérios para seleção dos leilões de áreas de E&P de P&G. O estabelecimento destes índices tem sido apontado, pelas agências de *ratings*, conforme se verificou na seção 1, como um dos motivos para o rebaixamento das notas de crédito da Petrobras. Para fechar o argumento do por que esta política está na contramão da perspectiva de MVA da Petrobras, discute-se, na próxima seção, a relação da Petrobras com a IPP nacional no período pré e logo após liberalização econômica, a política de CL e a competitividade da IPP brasileira.

4 Petrobras e a IPP nacional

4.1 Petrobras e a IPP nacional: período pré-liberalização econômica

A Petrobras, principal agente da IPGN brasileira, foi criada, em 1953, para operar ao longo de toda cadeia de P&G no país. A estatal, durante as três primeiras décadas de sua existência, encampou as diretrizes políticas do Estado, centradas no desenvolvimento da indústria doméstica, a partir da adoção de uma política de Substituição de Importações (SI) (Silva, 2009).

No primeiro momento (1954-1972), a companhia utilizou seu volume de investimentos para fomentar a indústria local na área de refino e transporte, *downstream*. O reduzido preço do barril de petróleo, em relação ao de seus derivados, até 1972, explica o investimento majoritário nesta área¹⁸ (Ortiz Neto, 2006).

A partir do primeiro choque do petróleo, em 1973, as iniciativas em direção à nacionalização de equipamentos de E&P, *upstream*, passam a ser mais efetivas. As mudanças das condições de mercado, com o aumento dos preços do petróleo, elevaram não apenas os investimentos em E&P, mas a participação desse segmento nos investimentos totais da empresa (Ortiz Neto, 2006).

O esforço tecnológico da Petrobras reduziu o impacto dos choques, provendo o país de importantes reservas, destacando-se o campo da Garoupa (1974), os campos de Badejo (1975), Namorado (1975), Enchova (1976) e Cherne (1977), todos na Bacia de Campos (Silva, 2009).

(18) Na década de 1970 e início da de 1980, os investimentos na indústria nacional, que repercutiram na IPGN, foram alavancados pelos Planos Nacionais de Desenvolvimento (PNDs). Esses tinham como foco a SI, proibindo ou impondo barreiras à importação de tudo que pudesse ser fabricado ou que tivesse similar no Brasil.

Apesar do modelo de SI marcar a política de compras da Petrobras até o início da década de 1980, a capacitação tecnológica da IPP brasileira em áreas de fronteira continuou fraca. Essa limitação era atribuída (i) ao elevado custo de fabricação das tecnologias e (ii) as elevadas oscilações da demanda, que aumentavam o grau de incerteza quanto ao retorno dos investimentos em P&D. Quanto ao segundo ponto, observou-se que, apesar da Petrobras adotar, em alguns momentos, uma política objetiva e efetiva de nacionalização, em outros, essa política esteve associada às dificuldades conjunturais para importação (Freitas, 1999).

Diante destas limitações, o início da E&P das formações geológicas recém-descobertas foi realizado a partir de equipamentos, materiais e serviços encomendados de empresas estrangeiras.

Em 1983, no período da crise da dívida brasileira, a Petrobras descobriu campos gigantes – Albacora (1984), Marlim (1985) e Albacora Leste (1986) -, situados em profundidades entre 300m e 2.100m de lâmina d'água (LDA). Essas descobertas, além de indicar a possibilidade de uma considerável redução da dependência do petróleo importado, oportunizou a saída do desempacotamento e adaptação tecnológica, para o desenvolvimento, em bases locais, de uma nova trajetória tecnológica para E&P de petróleo *offshore* em águas profundas. Mesmo diante dessa oportunidade, a rotina de desempacotamento de tecnologias prontas não foi suplantada, devido a disponibilidade de reservas em águas rasas e do elevado custo do petróleo importado, que viabilizava a produção, mesmo que ineficaz (Dantas; Bell, 2011; Ortiz Neto, 2006).

O sucesso parcial da política de compras no mercado nacional – em que se observou o desenvolvimento com sucesso do *learning by using*, com limitado *learning by interacting*, dada a sazonalidade da política – e a descoberta de jazidas em águas profundas impuseram à Petrobras a proposição de um programa mais eficaz, que incentivasse atividades de P&D nas empresas nacionais (Freitas, 1999).

O lançamento do Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Produção para Águas Profundas (Procap 1000), cujo objetivo seria a sistematização de esforços visando o desenvolvimento tecnológico *offshore* em profundidades até 1000m, ocorreu em 1986, com o contracheque da Arábia Saudita¹⁹, maior produtor/exportador mundial de petróleo²⁰. No período de vigência desse programa,

(19) Os conflitos de interesses entre os países integrantes da OPEP fizeram com que a Arábia Saudita abandonasse a função de “*swing producer*” colocando no mercado seu potencial de produção, o que provocou uma queda acentuada dos preços em 1985-1986 (Pinto Jr., 2007).

(20) Com o contracheque, os altos custos (e os riscos elevados) dos empreendimentos relacionados à fronteira das águas profundas obrigaram o encerramento de várias experiências e aplicações efetivas realizadas no mundo, exceto no Brasil, cuja necessidade de redução imediata dos custos e aumento da produção interna, devido às restrições de divisas e a importância da conta petróleo, foram impostas à Petrobras, sob pena de um desestímulo à produção *offshore* local, caso se fizesse a opção pela importação (Ortiz Neto, 2006; Dantas, 1999).

1986-1992, a Petrobras desenvolveu intenções mais ativas de utilizar a rede de conhecimento para alcançar objetivos relacionados ao aprendizado, não meramente para adquirir conhecimento passivo com a aquisição de bens e serviços (Ortiz Neto, 2006; Dantas; Bell, 2011).

O que se percebe, portanto, é que a descoberta dos campos *offshore*, ao tornar as tecnologias exigidas para E&P cada vez mais complexas, alterou os desafios enfrentados pela Petrobras. Contudo, os fortes incentivos para inovação na Petrobras, apesar da crise dos anos de 1980, não se replicaram para os fornecedores domésticos, que, até a crise, recebiam fortes incentivos da Petrobras e do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) (Dantas; Bell, 2011; Oliveira; Rubiano, 2011). Logo, além da demanda esporádica da Petrobras pelos bens e serviços produzidos internamente, a redução dos investimentos na indústria nacional, alavancados na década de 1970 e início da de 1980 pelos Programas Nacionais de Desenvolvimento, contribuiu para a diferença de estágio que se encontram a Petrobras e a IPP nacional.

A situação destes fornecedores piorou ainda mais no início da década de 1990, quando o discurso governamental se voltava à competitividade e exposição da indústria nacional à concorrência estrangeira (Silva, 2009). A partir desse quadro, discutir-se-á, na próxima subseção, como se estabeleceu a relação entre a Petrobras e a IPP nacional.

4.2 Petrobras e a IPP nacional: período logo após liberalização

Com a revisão das políticas nos anos de 1990, promoveu-se, na IPGN brasileira, mudanças no plano institucional, jurídico e macroeconômico, que ocasionou certo abalo nos elos entre a Petrobras e a IPP nacional, com a redução do seu índice de nacionalização das compras. No plano institucional e jurídico se destacaram a lei de concessões de serviços públicos (Lei 8.987/95) e a quebra do monopólio da Petrobras (Lei 9.478/97).

A Lei 8.987/95 estabeleceu a base jurídica para a concorrência e para a atuação, em projetos energéticos, da iniciativa privada. A Petrobras, que gozava de liberdade na aquisição de bens e serviços, passou a ser obrigada a abrir participação nas licitações às empresas do país e do exterior. Com isto, a indústria nacional perdeu competitividade por apresentar uma estrutura de custos desfavorável, quando comparada a empresas do exterior²¹ (Silva; Furtado, 2006).

A Lei 9.478/97 autorizou a contratação pelo Governo Federal de empresas públicas ou privadas para participação nas atividades econômicas de E&P, refino,

(21) Essa lei foi flexibilizada pelo decreto 2.745/98, que possibilitou aquisições de equipamentos e serviços pelo mecanismo de negociação direta com os fornecedores locais e estrangeiros, dispensando a realização de licitações.

exportação, importação e transporte de bens e derivados de petróleo, anteriormente reservadas à Petrobras²² (Silva, 2009; Ortiz Neto, 2006).

Quanto às mudanças no arcabouço jurídico, destaca-se a implementação do Regime Aduaneiro Especial para a Indústria do Petróleo (Repetro), criado em 1999, que estabelecia que a importação de equipamentos destinados à E&P *offshore* estaria livre de qualquer tributação. Esse regime desfavoreceu a IPP nacional, mesmo com a criação do sistema de “exportação *ficta*”, que, apesar de compensar os fornecedores locais da concorrência desigual dos produtos importados, com a desoneração dos impostos federais, não os livravam dos impostos estaduais (Silva, 2009).

No plano macroeconômico se observou, nos anos de 1990, a abertura da economia brasileira e a sobrevalorização cambial. Esses fatos estimularam a importação de tecnologias e, em consequência, uma diminuição das encomendas feitas pela Petrobras aos fornecedores locais (Silva, 2009).

Outro aspecto que concorreu para a redução do índice de nacionalização, reflexo do acirramento da concorrência, foi a mudança organizacional implementada a partir dos anos de 1990. A companhia, seguindo a tendência internacional, passa a externalizar parte significativa das funções que anteriormente assumia em seus grandes projetos de investimentos. A inexistência de empresas brasileiras capacitadas favoreceu a contratação de *EPCistas* estrangeiras de grande porte e integradas verticalmente (Furtado et al., 2003).

A baixa competitividade da IPP brasileira refletiu-se no Procap 2000 (1993-1999), criado com o objetivo de desenvolver capacitações que permitissem a Petrobras o aproveitamento de jazidas de 1000m à 2000m de LDA. Neste se percebe uma maior inserção da companhia no processo de desenvolvimento tecnológico internacional, com o aumento de sua relação com centros de pesquisas e empresas, incentivando a formação de uma rede global de inovação²³ (Freitas, 1999).

Logo, enquanto no Procap 1000 houve envolvimento de fabricantes nacionais na absorção de tecnologias externas, no Procap 2000 não se estabeleceu como prioridade a absorção da tecnologia dos sistemas de E&P. Com isso, boa parte dos esforços tecnológicos da Petrobras foram delegados a empresas internacionais (Freitas, 1999).

A preocupação com o destino da indústria e dos fornecedores locais, no final da década de 1990, com a incorporação de índices de nacionalização nos critérios para seleção dos leilões de áreas de E&P de P&G, levou a reversão da política de

(22) A partir da aprovação dessa lei, foram criados o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e o Fundo Setorial do Petróleo (CTPetro). As atribuições de cada um destes órgãos podem ser encontradas em: Silva (2009); Ortiz Neto (2006).

(23) No ano de 2000 foi lançado o Procap 3000, cujo objetivo era viabilizar a operação em campos sob LDA de até 3000 m.

compras da Petrobras. Estes critérios estavam presentes desde a licitação dos primeiros blocos exploratórios, na Rodada 1, em 1999. Porém, é apenas na Rodada 4, em 2003, que a ANP fixa um nível mínimo de CL a ser observado pelo concessionário na Fase de Exploração e na Etapa de Desenvolvimento (Guimarães, 2013; CNI, 2012). Essa política será discutida na próxima subseção.

4.3 Política de CL para fortalecimento da IPP brasileira

Associada a uma avaliação de que a participação desejada do mercado doméstico não seria alcançada pela própria dinâmica mercantil, a política de CL consiste na exigência de que uma empresa ou um conjunto de empresas de um setor produtivo realize nesse mercado uma parcela de suas compras de insumos ou de bens e serviços requeridos por seus investimentos (Guimarães, 2013; CNI, 2012).

Os objetivos de política econômica que justificam essa intervenção podem ser: (i) de natureza macroeconômica e de curto prazo, cujo escopo abrange o fortalecimento da demanda dirigida ao mercado doméstico e a expansão do emprego; e (ii) de natureza mais específica e com uma perspectiva de longo prazo, dependente da mobilização de instrumentos de política que induza a emergência e/ou capacitação de oferta local para o atendimento da demanda que lhe é dirigida e cujo escopo abrange, portanto, a diversificação do parque manufatureiro, o desenvolvimento de setores intensivos em tecnologia ou a construção de segmentos relevantes do ponto de vista da defesa nacional (Guimarães, 2013; CNI, 2012).

Na IPGN brasileira, a definição de uma política de CL teve como referência o modelo de E&P criado pela Lei 9.478/97. Com o fim do monopólio, a participação de empresas brasileiras no suprimento da demanda de bens e serviços para a E&P e refino de P&G no país, que decorria da política de compras da Petrobras, passou a ser assegurada pela imposição aos investidores de participação relevante dos fornecedores locais (Guimarães, 2013; CNI, 2012).

Diferentemente do panorama quando da introdução do sistema de concessão, em que os preços internacionais tendiam à queda e os custos de produção no Brasil eram relativamente altos, havendo necessidade de investimentos privados para viabilizar o financiamento da E&P diante do risco exploratório, com o anúncio do pré-sal, em 2007, essas questões passam a ser colocadas em outro patamar, a saber: (i) risco exploratório baixo; (ii) campos gigantes; e (iii) mudança no patamar de preço do petróleo. E isso em contexto internacional no qual a reavaliação dos marcos regulatório se tornou uma tendência generalizada nos países produtores (Schutte, 2012).

No Brasil, o novo marco foi estabelecido em 2010, com consequências do ponto de vista da política de CL, e inclui: a Lei n. 12.276/10 (Cessão Onerosa), a Lei

n. 12.304/10 (Pré-Sal Petróleo S.A – PPSA) e a Lei n. 12.351/10 (regime de partilha e Fundo Social).

Com a Cessão Onerosa, a União fica autorizada a ceder à Petrobras até cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo, com a finalidade de capitalizar a empresa para fazer frente à enorme necessidade de investimento. Concomitantemente à esta, houve uma emissão de ações que foram vendidas com privilégio aos atuais (na época) acionistas, inclusive a União (Schutte, 2012).

A empresa pública, nomeada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S/A, PPSA, foi criada com a responsabilidade de gestão dos contratos de partilha de produção, celebrados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), e comercialização de P&G da União (Schutte, 2012).

O sistema de partilha foi a principal alteração deste marco. Com a opção do Governo de respeitar os contratos existentes, esse sistema apenas se aplica às novas áreas do pré-sal, ainda não adquiridas, permanecendo o regime de concessão nas áreas já licitadas e nas áreas fora do pré-sal a serem licitadas. Portanto, a propriedade da União será restabelecida apenas nas áreas do pré-sal não licitadas até dezembro de 2010 (Schutte, 2012).

O elemento central deste regime é a propriedade sobre os minerais, quando extraídos, permanecer estatal. Contudo, para compensar os custos e riscos, assim como os pagamentos realizados ao governo na forma de participações governamentais e tributos, os volumes produzidos são repartidos com a petroleira (ou consórcio) contratada para o financiamento e realização das operações²⁴ (Zacour et al., 2012).

Nos termos da Lei 12.351/10, além da Petrobras ser a operadora de todos os blocos concedidos, ela terá uma participação mínima de 30% no consórcio formado para executar as atividades sob esse regime, que pode ser ampliada caso participe dos procedimentos licitatórios da ANP (Zacour et al., 2012).

O fato de parte do óleo ficar com a União, por meio da PPSA, possibilita que esta desenvolva sua própria política de comercialização. Porém, fica com ela, também, a responsabilidade de ressarcir os custos de E&P; pressupondo a necessidade de um controle desses em defesa do interesse da União (Schutte, 2012).

Sendo a Petrobras a operadora do consórcio, apesar de não, necessariamente, participar deste no momento da licitação, o cumprimento de exigência de CL depende estritamente dela. Isso não implica que multas em decorrência do não

(24) A petroleira, em caso de descoberta comercial, adquire o direito de propriedade (i) do volume da produção correspondente ao "óleo custo", (ii) do volume correspondente aos *royalties* a serem pagos, e (iii) do volume correspondente ao "óleo lucro", proporcional a sua participação. À União caberá parte do produzido, de acordo com o percentual do "óleo lucro" (Zacour et al., 2012).

cumprimento não sejam compartilhadas por investidores privados, apesar da incapacidade destes influenciar no resultado do CL (Guimarães, 2013; CNI, 2012).

Além das mudanças no sistema legal, a descoberta do pré-sal, segundo Rocha e Ruiz (2011), abriga desafios tecnológicos, cuja solução implicará na realização de investimentos em P&D das empresas fornecedoras, visando superar obstáculos tecnológicos e obter vantagens competitivas.

Para superar esses obstáculos, algumas medidas foram adotadas. A política industrial, tecnológica e de comércio exterior do Governo Federal, lançada em 2011 – Plano Brasil Maior –, em sua dimensão setorial, prevê o desenvolvimento da competitividade do setor de P&G e naval, assim como as ações do BNDES, através do BNDES P&G e do Inova Petro. Além destas, foi criado, através do Decreto n. 4.925, de 19 de dezembro 2003, o Programa de Mobilização da Indústria de Petróleo e Gás Natural (Prominp).

O Prominp foi instituído com o objetivo de “fomentar a participação da indústria nacional de bens e serviços, de forma competitiva e sustentável, na implementação de projetos de P&G no Brasil e no exterior”. A principal justificativa para viabilizar o programa é a aparente falta de competitividade da IPP brasileira, que será analisada na próxima subseção²⁵.

4.4 Competitividade da IPP brasileira

Competitividade pode ser definida como a capacidade da firma formular e implementar estratégias, que a permita ampliar ou manter, de maneira duradoura, uma posição sustentável no mercado. Ela é fruto de fatores sistêmicos, estruturais e empresariais. Os sistêmicos são aqueles sobre os quais a possibilidade de intervenção da empresa é escassa ou nenhuma. Os estruturais são aqueles cuja capacidade de intervenção da firma é limitada pela mediação do processo concorrencial. Já os empresariais, sobre os quais se centra a análise de Oliveira (2010) da competitividade da IPP brasileira, são os que correspondem as variáveis do processo decisório da firma, podendo, portanto, ser controlados ou modificados por condutas ativas assumidas por esta (Kupfer; Ferraz; Haguenaer, 1996).

A conclusão central da análise é a existência de um déficit de competitividade nos segmentos avaliados, ligado à fragilidade da engenharia nacional, à limitada capacitação tecnológica e à coordenação da cadeia produtiva, principalmente no que se refere ao papel das *EPCistas*²⁶ (Oliveira, 2010).

(25) Para obtenção de detalhes sobre o Programa, consultar Silva e Furtado (2006) e sítio do Prominp.

(26) Os segmentos estudados foram siderurgia, tubos, conexões e flanges, caldeiraria, hastes e unidades de bombeio, subsea, bombas, compressores, motores a gás e diesel, turbinas, guindastes e guinchos, válvulas, geradores e motores elétricos, subestação e transformadores, instrumentação, serviços de engenharia e construção e montagem.

Somam-se a esta conclusão constatações obtidas com entrevistas realizadas em plantas industriais de uma amostra qualificada de fornecedores dos segmentos analisados, a saber: (i) o aprendizado do tipo *learning-by-doing* é uma das principais fontes de conhecimento, indicando, de um lado, que existe uma dedicação de parte do tempo de produção das firmas para aquisição de informações tecnológicas e, de outro, que o foco nessa fonte restringe o conhecimento tecnológico às atividades correntes, limitando a aquisição de conhecimento orientado para o futuro; (ii) a Petrobras exerce importante papel coordenador no processo inovativo, dada a necessidade de interação dos fornecedores com esta, para obtenção de informações tecnológicas; (iii) a reduzida articulação dos fornecedores da IP com os *EPCistas* e com a infraestrutura científica e tecnológica sobrecarrega a Petrobras, obrigando-a supervisionar a qualidade dos equipamentos; e (iv) a limitada oferta de mão-de-obra qualificada é determinante para a fragilidade das firmas de engenharia (Oliveira, 2010).

A conclusão de Oliveira (2010) é corroborada pelo estudo da ONIP (2011), que apresenta como principal desafio da IPGN brasileira, no contexto atual, a superação das lacunas de competitividade no fornecimento de determinados bens e serviços. A raiz dessa baixa competitividade se manifesta na prática de preços superiores aos praticados no mercado global.

Conforme estudo do IPEA (2010), os preços são, na maioria dos produtos mapeados – bombas, válvulas, canos, acessórios para canos, *pressure vessels*, trocadores de calor, instrumentação, painéis elétricos e cabos elétricos –, superiores, apesar do prazo se encontrar em situação relativamente semelhante ao quadro internacional. Essa baixa competitividade, segundo ONIP (2011), pode ser atribuída a fatores, tais quais: (i) impostos e acesso a capital; (ii) Repetro, que desfavorece a IPP nacional; e (iii) aos custos de capital, que expõe os produtores locais a custos sensivelmente superiores à média internacional.

Além dos componentes diretamente relacionados a custos, a competitividade local é também impactada pelos itens associados a serviços. Enquanto a indústria presente em mercados maduros se beneficia de um processo de produção contínuo, a indústria local apresenta demandas esporádicas (ONIP, 2011).

O que se percebe, com o exposto, é que a política de CL, no curto-prazo, dado o déficit de competitividade da IPP brasileira, que se reflete em maiores preços, impõe custos adicionais à Petrobras. Portanto, a redução do fluxo de caixa livre, coloca a política de CL na contramão da perspectiva de MVA da Petrobras. Outro aspecto que potencializa esta contraposição é a incerteza relacionada à possibilidade dessa modalidade de política promover, adequadamente, ganhos de competitividade suficiente para ampliar a capacidade de inovar e, futuramente, reduzir custos dos fornecedores e, conseqüentemente, da Petrobras.

Considerações finais

O objetivo geral do artigo foi analisar porque a política de CL está na contramão da perspectiva de MVA da Petrobras.

Esta perspectiva, amparada no princípio de governança corporativa denominado “reduzir e distribuir” – o tamanho das empresas é reduzido e o fluxo de caixa livre distribuído para os acionistas – justifica-se pelo fato dos acionistas, entre todos os *stakeholders*, serem os únicos que não possuem direitos contratuais garantidos. Dessa maneira, eles são os agentes com interesse em monitorar os gerentes para assegurar que estes aloquem recursos da forma mais eficiente possível.

Sob esta perspectiva, desempenho econômico superior não necessariamente resulta em capacitação tecnológica. Como o investimento em capacitação tecnológica envolve um confronto estratégico com a incerteza, os acionistas não desempenham papel algum neste processo. Pois, com a finalidade de minimizar o risco, eles diversificam seus investimentos sem considerar as capacidades inovadoras das empresas de cujas ações são titulares; subjugando a visão industrial e, portanto, a política industrial, em que as empresas estatais desempenhariam um relevante papel, à lógica do mercado financeiro. É a partir deste argumento que se analisa se a política de CL estaria na contramão da perspectiva de MVA da Petrobras.

A Petrobras, desde sua criação, encampou as diretrizes do Estado brasileiro, centradas no desenvolvimento da indústria doméstica de fornecedores, a partir do direcionamento de suas compras. Essa política enfrentou limitações, devido a baixa capacitação tecnológica desta indústria, o que a tornou dependente de um mercado protegido. Na década de 1990, quando o discurso governamental se voltou à competitividade e exposição da indústria nacional à concorrência externa, a situação desta IPP piorou.

A preocupação do Estado brasileiro com o destino desta indústria o fez incorporar índices de nacionalização nos critérios de seleção dos leilões de áreas de E&P. Esses critérios estiveram presentes desde 1999, porém, apenas em 2003 se fixa um nível mínimo de CL. Em 2010, com o novo marco regulatório, o monopólio da Petrobras foi restituído para atividades desenvolvidas no pré-sal e em áreas estratégicas, e esta passou a responder pelo cumprimento da exigência de CL fixada no contrato de partilha da produção.

Porém, o contexto internacionalizado da IPP, a alta especialização das empresas que atuam nesse segmento e o elevado *market share* das empresas líderes, aliado a baixa capacitação tecnológica da IPP nacional, colocam sérias dificuldades para o sucesso de uma política de CL.

Nesse sentido, a hipótese de que a política de CL está na contramão da perspectiva de MVA, que segue uma lógica de curto-prazo, da Petrobras é

confirmada. Primeiro, pela esperada elevação de custos, dada a obrigação de adquirir insumos com maior preço e, eventualmente, menor qualidade. Segundo, pela incerteza relacionada à possibilidade dessa política promover ganhos de competitividade suficiente para ampliar a capacidade de inovar e reduzir, no futuro, os custos dos fornecedores e, por conseguinte, da Petrobras.

Referências bibliográficas

BARBOSA, P. *O endividamento da Petrobras com o BNDES no período pós-2008 e impactos contábeis e econômico-financeiros*. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Economia, Faculdade Getúlio Vargas, 2013. (Texto para Discussão, n. 36).

BERGLOF, E.; VON THADDEN, L. *The changing corporate governance paradigm: implications for transition and developing countries*. Stockholm, 1999. Available at: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=183708. Acess: Feb. 5, 2014.

CHARREAUX, G; DESBRIÈRES, P. Corporate governance: stakeholder value versus Shareholder value. *Journal of Management and Governance*, v. 5, n. 2, p. 107-128, 2001.

CNI. *Política de conteúdo local na cadeia do petróleo e gás: uma visão sobre a evolução do instrumento e a percepção das empresas investidoras e produtoras de bens*. Brasília: CNI, 2012.

DANTAS, A. T. *Capacitação tecnológica de fornecedores em redes de firmas: o caso da indústria do petróleo offshore no Brasil*. 1999. 185f. Tese (Doutorado)–Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1999.

DANTAS, E.; BELL, M. The co-evolution of firm-centered knowledge networks and capabilities in late industrializing countries: the case of Petrobras in the offshore oil innovation system in Brazil. *World Development*, v. 39, n. 9, p. 1570-1591, 2011.

FAMA, E.; JENSEN, M. Separation of owner ship and control. *Journal of Law and Economics*, v. 26, n. 2, p. 301-325, 1983.

FREITAS, A. G. *Processo de aprendizagem da Petrobras: programas de capacitação tecnológica em sistemas de produção offshore*. 1999. 262f. Tese (Doutorado)–Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1999.

FURTADO, A. et al. *Política de compras da indústria do petróleo e gás natural e a capacitação dos fornecedores no Brasil: o mercado de equipamentos para o desenvolvimento de campos marítimos*. Rio de Janeiro: CT-Petro, 2003.

GOLDSTEIN, A. The emergence of multilatinas: the Petrobras experience. *Universia Business Review*, n. 25, p. 98-111, 2010.

GUIMARÃES, E. A. Uma avaliação da política de conteúdo local na cadeia de petróleo e gás. In: BACHA, E.; BOLLE, M. B. (Org.). *O futuro da indústria no Brasil: desindustrialização em debate*. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 2013. p. 333-353.

HALLWOOD, C. P. Transnational corporations and industrial diversification: the case of supply oil industry. *Transnational Corporations*, v.2, n.1, p. 91-109, 1993.

IPEA. *Perspectivas de desenvolvimento do setor de petróleo e gás no Brasil*. Série: eixos do desenvolvimento brasileiro. Brasília, 2010. Disponível em: http://www.h2brasil.com/resources/IPEA_comunicado%2055%20petroleo.pdf. Acesso em: 10 jan. 2014.

IOOTY, M. Mudanças no ambiente competitivo e novas estratégias tecnológicas: uma análise baseada nas estatísticas de patentes das principais empresas para-petrolíferas a partir dos anos 1980. *Revista Brasileira de Inovação*, v. 3, n. 2, p. 363-392, 2004.

JENSEN, M. C. Value maximization, stakeholder theory, and the corporate objective function. *Journal of Applied Corporate Finance*, v. 22, n. 1, p. 32-42, 2010.

KERSTENETZKY, J. A natureza da firma contemporânea: o problema da governança corporativa à luz da história do pensamento econômico. *Econômica*, Rio de Janeiro, v. 9, n. 2, p. 209-238, 2007.

KUPFER, D.; FERRAZ, J. C.; HAGUENAUER, L. *Made in Brazil: desafios competitivos para a indústria*. Rio de Janeiro: Campus, v. 1, 1996.

LAZONICK, W. Corporate governance, innovative enterprise, and economic development. *UNU World Institute for Development Economics Research (UNU-WIDER)*. 2006. (Research paper, n. 71). Available at: <https://www.wider.unu.edu/publications/rps/rps2006/rp2006-71.pdf>. Access: Sept. 1, 2013.

LAZONICK, W.; O'SULLIVAN, M. Maximizing shareholder value: a new ideology for corporate governance. *Economy and Society*, v. 29, n. 1, p. 13-35, 2000.

MAZZUCATO, M. *The entrepreneurial state: debunking public vs private sector myths*. London: Anthem Press, 2013, 264f.

NOLAN, P.; THURBER, M. On the state's choice of oil company: risk management and the frontier of the petroleum industry. *PESD Research*, Working Paper 99, Stanford University, 2010. Available at: http://iis-db.stanford.edu/pubs/23057/WP_99.Nolan_Thurber.Risk_and_the_Oil_Industry_10_December_2010.pdf. Access: Sept. 20, 2013.

NORDÅS, H. K.; VATNE, E.; HEUM, P. *The upstream petroleum industry and local industrial development: a comparative study*. Bergen: Institute for Research in Economics and Business Administration, May 2003. 87f. Available at: https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/164495/R08_03.pdf?sequence=1. Access: Aug. 1, 2013.

OLIVEIRA, A. *Indústria para-petrolífera brasileira: competitividade, desafios e oportunidades*. Rio de Janeiro: 2010. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/datacenterie/pdfs/seminarios/pesquisa/texto1811.pdf>. Acesso em: 15 jul. 2012.

OLIVEIRA, A.; RUBIANO, D. Innovation in Brazilian oil industry: from learning by using to prospective capacity to innovate in the technological frontier. In: THE 9TH GLOBELICS INTERNATIONAL CONFERENCE, 2011, Buenos Aires. *Analys...* Bueno Aires: Globelics, 2011. Available at: <http://www.ungs.edu.ar/globelics/wp-content/uploads/2011/12/ID-496-Rubiano-De-Oliveira-Innovation-Policies.pdf>. Access: Apr. 10, 2013.

ONIP. *Oportunidades e desafios da agenda de competitividade para construção de uma política industrial na área de petróleo: propostas para um novo ciclo de desenvolvimento industrial*. 2011. Disponível em: http://novosite.onip.org.br/wp-content/uploads/2011/07/estudo_competitividade_offshore_relatorio.pdf. Acesso em: 15 jun. 2013.

ORTIZ NETO, J. B. *O processo de aprendizado tecnológico na trajetória do Sistema de Produção Flutuante empreendido pela Petrobras em seu programa de capacitação tecnológica em águas profundas*. 2006. 194f. Dissertação (Mestrado)– Departamento de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2006.

O’SULLIVAN, M. The innovative enterprise and corporate governance. *Cambridge Journal of Economics*, v. 24, n. 4, p. 393-416, 2000.

PENROSE, E. *The theory of the growth of the firm*. 4. ed. Oxford: Oxford University Press, 1959. 249f.

PETROBRAS S.A. *Relacionamento com investidores: Plano de negócios e gestão*. 2014a. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/plano-de-negocios-e-gestao/ano/2014.htm>. Acesso em: 1 jul. 2014.

PETROBRAS S.A. *Relacionamento com investidores: central de resultados*. 2014b, 2013, 2012, 2011, 2010, 2009, 2008, 2007. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>. Acesso em: 10 mar. 2014.

PINTO JR., H. Q. (Org.). *Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007. 343f.

PWC. Global top 100 companies – 2013. 2014. Available at: <http://www.pwc.com/gx/en/services/audit-assurance/publications/top100-market-capitalisation-2013.html>. Access: May 13, 2014.

RABELO, F.; SILVEIRA, J. M. *Estruturas de governança e governança corporativa: avançando na direção da integração entre as dimensões competitivas e financeiras*. 1999. Campinas: Universidade Estadual de Campinas. Instituto de Economia, 1999. 24f. (Texto para Discussão, n. 77).

ROCHA, C. F. L.; RUIZ, A. U. The role of the network coordinator in the attraction of foreign investments in R&D: The case of the Brazilian oil and gas industry. *Transnational Corporations*, New York, v. 20, n.1, p. 33-60, 2011.

RUAS, J. A. G. *Dinâmica de concorrência na indústria parapetrolífera offshore: evolução mundial do setor de equipamentos subsea e o caso brasileiro*. 2012. 311f. Tese (Doutorado)–Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2012.

SCHUTTE, G. R. *Panorama do pré-sal: desafios e oportunidades*. Brasília: Ipea, 2012. (Texto para Discussão, n. 1791). Available at: http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/TDs/td_1791.pdf. Access: Feb. 15, 2014.

SILVA, C. G. R. *Compras governamentais e aprendizagem tecnológica: uma análise da política de compras da Petrobras para seus empreendimentos offshore*. 2009. 302f. Tese (Doutorado)–Instituto de Geociências, Departamento de Política Científica e Tecnológica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.

SILVA, C. G. R.; 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.

SINGH, A.; SINGH A; WEISSE, B. *Corporate governance, competition, the new international financial architecture and large corporations in emerging markets*. 2002. Available at: <http://www.cbr.cam.ac.uk/pdf/WP250.pdf>. Access: 25 mar. 2014.

STEVENS, P. National oil companies and international oil companies in the middle east: under the shadow of government and the resource nationalism cycle. *Journal of World Energy Law & Business*, v. 1, n. 1. p. 5-30, 2008.

TAVARES, M. C.; BELLUZZO, L. G. M. A mundialização do capital e o poder americano. In: FIORI, J. L. *O poder americano*. Rio de Janeiro: Vozes, 2005, p. 111-138.

VALENTE, F. S. P. F. *A dinâmica da acumulação de capital e os movimentos de fusões e aquisições em estruturas de mercado oligopolísticas: um estudo focado na evolução recente da indústria mundial do petróleo*. 2009. 119f. Dissertação (Mestrado)–Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.

WILLIAMS, K. From shareholder value to present-day capitalism. *Economy and Society*, v. 29, n. 1, p. 1-12, Feb. 2000.

ZACOUR, C. et al. Petrobras and the new regulatory framework for the exploration and production of oil and natural gas in the Brazilian Pre-salt region. *Journal of World Energy Law & Business*, v. 5, n. 2, p. 125-138, 2012.