



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO – UFRJ
INSTITUTO DE ECONOMIA – IE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM POLÍTICAS PÚBLICAS,
ESTRATÉGIAS E DESENVOLVIMENTO (PPED-IE/UFRJ)

ATRATIVIDADE DO UPSTREAM BRASILEIRO

Uma percepção de profissionais do setor de petróleo e gás natural.

MARCOS ANTONIO LINS DA COSTA CINTRA

Matrícula: 111229278

ORIENTADOR: PROF. HELDER QUEIROZ PINTO JR.

Rio de Janeiro, março de 2013.

ATRATIVIDADE DO UPSTREAM BRASILEIRO

Uma percepção de profissionais do setor de petróleo e gás natural.

Marcos Antonio Lins da Costa Cintra

Dissertação apresentada ao Corpo Docente do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Ciências, em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

Aprovada por:

Prof. Helder Queiroz Pinto Jr., D. Sc. (Orientador)

Profa. Mônica Desiderio, D. Sc.

Prof. Ronaldo Goulart Bicalho, D. Sc.

Rio de Janeiro, março de 2013.

Marcos Cintra

Graduou-se em Jornalismo pela Universidade Católica de Pernambuco (Unicap). Especializou-se em Administração (Ebape-FGV), Petróleo e Gás (Coppe-UFRJ) e Economia e Gestão em Energia (Coppead-UFRJ). Coursou entre 2011 e 2012 o Mestrado em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia da UFRJ.

Catálogo na Publicação

Cintra, Marcos Antonio Lins da Costa.
Atratividade do *upstream* brasileiro : uma percepção de profissionais do setor de petróleo e gás natural / Marcos Antonio Lins da Costa Cintra. – Rio de Janeiro : UFRJ, Instituto de Economia, 2013.
149f. : Il. ; 30 cm.

Orientador: Helder Queiroz Pinto Jr.
Dissertação (mestrado) – Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.
Referências bibliográficas: f. 149

1. Petróleo – Regulação - Brasil. 2. Gás natural -Regulação - Brasil. I. Pinto Jr., Helder Queiroz. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento. III. Título.

CDD - 338.27280981

A minha mãe, pela referência. À memória de meu pai, do meu avô Abdon e do meu tio Pedro. A meus irmãos, pelo carinho estimulante. A Karine, pelo apoio e encorajamento.

Agradecimentos

Este trabalho começou na ANP e não teria concretude sem ela. Agradecimento proporcional ao aprendizado e às contribuições que recebi é difícil oferecer. Menção especial é devida ao Prof. Helder Queiroz Pinto Jr., pelo estímulo acadêmico, desde o COPPEAD. Cumpre citar o apoio e a colaboração recebidos de Magda Chambriard, Allan Kardec, Florival Carvalho, Luiz Henrique Ferraz, Ciro Rebelo, Durval de Barros, Guilherme Papaterra, Waldyr Gallo, José Gutman, Claudia Biffi, Ado Duque Dutra, Tiago Macedo, Olavo David, Daniel Oliveira, Rodrigo Serra, Cesário Cecchi, Rodrigo Mendes, Leonardo Caldas, Paulo Roffé, Aurélio Amaral, André Giserman, Gualter Lemos, Tatiana Petricorena, Olavo Colela, Heloise Costa, Maria Antonieta Souza, Mário Lima Filho, Marco Túlio Rodrigues, Luciana Vieira, Licia Medeiros e equipe do CDI, Bruno Caselli, Carlos Sanches, Elias Souza, Tathiany Rodrigues, Lucia Gaudêncio, André Sena, André Regra, Miriam Souza, Magda Farina, Andrea Costa, Catia Souza, Renata Oliveira, Darlene Batista, Isabel Miller, Ana Cláudia Mendonça e os mensageiros Leandro, Jailton e André.

Temos uma dívida de gratidão com o IBP, que nos abriu as portas da Rio Oil & Gas. Apoio possível graças a Álvaro Teixeira e Dione Oliveira.

À Denise Pereira Barros, pela sugestão do PPED. Aos professores Mônica Desiderio, Ana Célia Castro, Ronaldo Bicalho, Edmar Almeida e Charles Pessanha. Foi-me de grande proveito o contato e as discussões com os colegas do IE/PPED, pessoas brilhantes, independentes e afeitas à discussão, tais como Anna Carolina Mendes, Chico Ebellling, Diego Antunes, Bruna Conti, Agatha Justen, Debora Mattos, André Luiz Araújo, Marcio Duarte, Etiene Gomes, Paulo Savaget, Elisa Adler, João Marcos Hausmann, João Paulo Picanço, Patrick Galba, Bruna Stein, Antoine Dabonneville e Catalina Maya. Aos servidores Flávio Lyra, Marcos Souza e Joseane Cunha.

Contribuições ao questionário, que enriqueceram minha compreensão sobre o tema, foram feitas por Alfredo Renault, Francisco Ebellling, Guilherme Papaterra, Heloise Costa, Ivan Simões, José Gutman, Newton Monteiro, Paulo Buarque, Rafael Longo, Tiago Macedo e Wagner Freire. A Fabi Maranhão e Rodrigo Correa e todos os entrevistados que doaram seu tempo e conhecimento para responder ao questionário da pesquisa. Quero agradecer o trabalho da equipe de apoio à pesquisa: Diego Fraga, Gabriela Ranã, Adams Souza, Ana Luiza, Camila, Gabriel Vannier, Rachel, Rafael Medina, Isis e Jimmy Medeiros, pelo suporte no SPSS.

Ao Roberto Bello e seu desmedido incentivo. Ao Roberto Viana Batista Jr., pela referência que representa para todos que o cercam.

Finalmente, desejo agradecer a minha namorada, Karine, que docemente teve a paciência de suportar as agruras de um mestrando.

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo caracterizar a percepção de atratividade do *Upstream* brasileiro a partir de pesquisa de campo junto a profissionais do setor de petróleo e gás natural sobre seus principais atributos, assim como de fatores estruturais do país, como carga tributária, infraestrutura, estabilidade política etc. A dissertação busca conhecer melhor as qualidades e fragilidades do segmento e identificar os desafios para o aperfeiçoamento de sua atratividade. Nesta perspectiva, introduz brevemente o panorama atual da indústria, relaciona um marco teórico que conceitua e auxilia na compreensão das mudanças recentes promovidas pelo país no setor e, finalmente, apresenta, contextualiza e analisa os resultados obtidos a partir da pesquisa de campo. A conclusão demonstra que o *upstream* brasileiro é de um modo geral atrativo ao investimento. Embora conviva ao mesmo tempo com características altamente encorajadoras ao investimento e outras flagrantemente desfavoráveis, o Brasil reúne condições únicas ao aliar potencialidade geológica e estabilidade política. Se esses robustos fatores serão suficientes para suportar, num cenário de competição por investimentos, um modelo de exploração de recursos naturais ambicioso, que busca internalizar de forma ampla os benefícios dessa riqueza, por meio, por exemplo, da construção de um parque fornecedor de bens e serviços parapetrolíferos de classe mundial, só o tempo e os esforços do país serão capazes de dizer.

Palavras-chave

Petróleo e gás natural, Atratividade, Regulação

ABSTRACT

This paper has the purpose to characterize the perception of the Brazilian Upstream attractiveness through field research with professionals from the oil and natural gas sector due to its main attributes, as of the structural factors of the country, as tax burden, infrastructure, political stability etc. The paper seeks to know the segment qualities and fragilities, as well as the challenges to the improvement of its attractiveness. In this context, it introduces shortly the current industry panorama, it relates a theoretical framework that conceptualizes and helps in the comprehension of the recent changes promoted by the country and, finally, presents, contextualizes and analyses the results obtained through the field survey. The conclusion demonstrates that Brazilian Upstream is generally attractive to investment. Although it coexists simultaneously with highly encouraging investment and some other grossly unfavorable, Brazil provides unique conditions by combining geological potential and political stability. If these factors are strong enough to withstand a scenario of competition for investments, a model of an ambitious natural resource exploitation, seeking to internalize broadly the benefits of this wealth, through, for example, the construction of a park supplier of goods and services to the petroleum industry world class, only time and efforts in the country will tell.

Keywords

Oil and natural gas, Attractiveness, Regulation

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. REFERENCIAL TEÓRICO: OS APORTES DE EVANS E CHANG	7
3. METODOLOGIA EMPREGADA NA PESQUISA DE CAMPO	18
3.1. CONSTRUÇÃO DOS ATRIBUTOS DE ATRATIVIDADE	18
3.1.1. Global Petroleum Survey	19
3.1.2. Made in Brazil – Desafios Competitivos para a Indústria	21
3.1.3. Análise sobre a Atratividade do <i>Upstream</i> da Indústria de Petróleo Brasileira (1997-2003)	23
3.2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA PESQUISA	25
3.2.1. Definição Conceitual da Pesquisa de Campo	25
3.2.2. População do Estudo	25
3.2.3. Amostra do Estudo	26
3.2.4. Margem de Erro e Nível de Confiança	26
3.3. PREPARAÇÃO DOS PROCEDIMENTOS DE PESQUISA	27
3.3.1. O Questionário	28
3.3.1.1. Pré-Teste do Questionário	29
3.3.1.2. Tradução do Questionário	30
3.3.1.3. Estrutura do Questionário	30
3.4. PROCEDIMENTOS OPERACIONAIS	32
3.4.1. Seleção da Equipe	32
3.4.2. Treinamento da Equipe	33
3.4.3. Simulação de um dia típico de Pesquisa	34
3.5. TRABALHO DE CAMPO	34
3.5.1. Coleta dos Dados	34
3.5.2. Dinâmica do Campo	34
3.5.3. Mudança no “clima” durante a Rio Oil & Gas	36
4. CONTEXTUALIZAÇÃO E RESULTADOS DA PESQUISA	38
4.1. QUESTÕES COMERCIAIS	38
4.1.1. Participações governamentais, tais como royalties, participações especiais, taxas de retenção de área	39
4.1.2. Carga Tributária que NÃO seja específica para a produção de petróleo, incluindo pessoal, empresarial, folha de pagamento e impostos sobre o capital e a renda; a complexidade do cumprimento das obrigações fiscais	42
4.1.3. Barreiras comerciais tarifárias/não tarifárias ao comércio e restrições ao repatriamento de lucros	43
4.1.4. Características brasileiras do regime de Contrato de Concessão	45
4.1.5. Características brasileiras do regime de Contrato de Partilha de Produção	48
4.1.6. A estrutura do mercado do <i>Downstream</i> e sua política de preços	51
4.1.7. Síntese dos Resultados Referentes a Questões Comerciais	53
4.2. QUESTÕES REGULATÓRIAS	54
4.2.1. Previsibilidade na administração, interpretação e aplicação dos regulamentos que afetam o segmento e preocupação com a frequência de sua alteração	55
4.2.2. Complexidade e custo do cumprimento das normas. Se permite e incentiva a interação entre quem faz as normas e as empresas, como audiências públicas	57
4.2.3. Exigências de Conteúdo Local	59
4.2.4. Exigências de Pesquisa e Desenvolvimento	63

4.2.5.	Atuação do agente regulador.	65
4.2.6.	Compatibilidade de regulamentos entre as esferas federal, estadual e municipal. 67	
4.2.7.	Previsibilidade nas mudanças nos regulamentos da área ambiental, no licenciamento ambiental e quanto a áreas a ser protegidas (parques, reservas ambientais, vida marinha, sítios arqueológicos).....	69
4.2.8.	Síntese das Questões Regulatórias.....	72
4.3.	QUESTÕES DE PROSPECTIVIDADE.....	74
4.3.1.	Disponibilidade de dados geológicos, sua qualidade e detalhamento e a facilidade de acesso aos dados públicos.	74
4.3.2.	Potencialidade geológica das bacias sedimentares <i>onshore</i>	77
4.3.3.	Potencialidade geológica das bacias sedimentares <i>offshore</i>	80
4.3.4.	Participação de 30% da Petrobras e seu papel de operadora em todos os blocos do Pré-Sal.....	81
4.3.5.	Síntese das Questões de Prospectividade	83
4.4.	QUESTÕES RELACIONADAS AO AMBIENTE DE NEGÓCIOS.....	83
4.4.1.	Estabilidade política.....	84
4.4.2.	Sistema jurídico é justo, transparente, não-corrupto e eficiente.	86
4.4.3.	Segurança física de pessoas e de bens.	88
4.4.4.	Disponibilidade de trabalho qualificado em níveis médio, superior e gerencial..	89
4.4.5.	Regulamentação do trabalho, legislação trabalhista.	91
4.4.6.	Qualidade da Infraestrutura, incluindo o acesso a estradas, a dutos, a disponibilidade de energia etc.....	93
4.4.7.	Parque fornecedor de equipamentos e serviços.....	96
4.4.8.	Infraestrutura universitária e de centros tecnológicos e de pesquisa.	99
4.4.9.	Síntese das Questões Relacionadas ao Ambiente de Negócios.....	102
5.	SÍNTESE DOS RESULTADOS GERAIS DA PESQUISA.....	104
6.	CONCLUSÕES.....	109
7.	BIBLIOGRAFIA.....	115
	ANEXO I – QUESTIONÁRIO DA PESQUISA GLOBAL PETROLEUM SURVEY 2012.....	126
	ANEXO II – ESPECIALISTAS CONSULTADOS SOBRE O QUESTIONÁRIO.....	127
	ANEXO III – QUESTIONÁRIO.....	128
	ANEXO IV - PESQUISADORES QUE ATUARAM NA PESQUISA.....	129
	ANEXO V – GRÁFICOS COMPARATIVAS DE RESPOSTAS ENTRE BRASILEIROS E ESTRANGEIROS.....	131
	ANEXO VI – RESULTADOS DOS CAMPOS RELACIONADOS A DADOS DOS ENTREVISTADOS..	133

SIGLAS E ABREVIATURAS

% – Porcentagem

2D – Bidimensional

3D – Tridimensional

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BDEP – Banco de Dados de Exploração e Produção

EIA – US Energy Information Administration

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

Brics – Acrônimo para designar Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul

Capes – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior

CERA – Cambridge Energy Research Associates

Cláusula de P&D - Cláusula de Investimento em Pesquisa e Desenvolvimento

Conama – Conselho Nacional do Meio Ambiente

CNP – Conselho Nacional de Justiça

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética.

CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

CPRM – Serviço Geológico do Brasil

CT-PETRO – Plano de Ciência e Tecnologia do Setor de Petróleo e Gás

DOE – Department of the Interior dos Estados Unidos

E&P – Exploração e Produção, o mesmo que *Upstream*

EIA – Energy Information Administration

EPE – Empresa de Planejamento Energético

EUA – Estados Unidos da América

FDC – Fundação Dom Cabral

FGV – Fundação Getulio Vargas

Finep – Financiadora de Estudos e Projetos

FUNAI – Fundação Nacional do Índio

Fundação Palmares – Fundação Cultural Palmares

GNL – Gás Natural Liquefeito

ICMBio – Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Ibama – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente

IPHAN – Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional

OCDE – Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico

IE-UFRJ – Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro

IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados

NPD – Norwegian Petroleum Directorate

Km – Quilômetro

m³ – Metros Cúbicos

MEC – Ministério da Educação

MCTI – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação

MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio

MMA – Ministério do Meio Ambiente

MME – Ministério de Minas e Energia

ONIP – Organização Nacional da Indústria do Petróleo

PB – Petabyte, Unidade de medida de informação

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PIB – Produto Interno Bruto

PNUD – Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento

PPSA – Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A

Prominp – Programa de Mobilização Nacional da Indústria de Petróleo e Gás

Secex – Secretaria de Comércio Exterior

Senai – Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial

Sisnama – Sistema Nacional do Meio Ambiente

TCF – Trilhão de Pés Cúbicos.

Upstream – O mesmo que Exploração e Produção de petróleo e gás natural

WEF – World Economic Forum

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Questões Comerciais	52
Gráfico 2 – Participações governamentais, tais como royalties, participações especiais, taxas de retenção de área	54
Gráfico 3 – Carga Tributária que NÃO seja específica para a produção de petróleo, incluindo pessoal, empresarial, folha de pagamento e impostos sobre o capital e a renda; a complexidade do cumprimento das obrigações fiscais	55
Gráfico 4 – Barreiras comerciais tarifárias/não tarifárias ao comércio e restrições ao repatriamento de lucros	57
Gráfico 5 – Características brasileiras do regime de Contrato de Concessão	59
Gráfico 6 – Características brasileiras do Contrato de Partilha de Produção	62
Gráfico 7 – A estrutura do mercado do <i>downstream</i> e sua política de preços	65
Gráfico 8 – Questões Regulatórias	67
Gráfico 9 – Previsibilidade na administração, interpretação e aplicação dos regulamentos que afetam o segmento e preocupação com a frequência de sua alteração	69
Gráfico 10 – Complexidade e custo do cumprimento das normas. Se permite e incentiva a interação entre quem faz as normas e as empresas, como audiências públicas	71
Gráfico 11 – Exigências de Conteúdo Local	75
Gráfico 12 – Exigências de Pesquisa e Desenvolvimento	78
Gráfico 13 – Atuação do agente regulador	80
Gráfico 14 – Compatibilidade de regulamentos entre as esferas federal, estadual e municipal	82
Gráfico 15 – Previsibilidade nas mudanças nos regulamentos da área ambiental, no licenciamento ambiental e quanto a áreas a ser protegidas (parques, reservas ambientais, vida marinha, sítios arqueológicos)	85
Gráfico 16 – Questões de Prospectividade	88
Gráfico 17 – Disponibilidade de dados geológicos, sua qualidade e detalhamento e a facilidade de acesso aos dados públicos	90
Gráfico 18 – Potencialidade geológica das bacias sedimentares <i>onshore</i>	92
Gráfico 19 – Potencialidade geológica das bacias sedimentares <i>offshore</i>	95
Gráfico 20 – Participação de 30% da Petrobras e seu papel de operadora em todos os blocos do Pré-Sal	96
Gráfico 21 – Questões Relacionadas ao Ambiente de Negócios	98
Gráfico 22 – Estabilidade política	99

Gráfico 23 – Sistema jurídico é justo, transparente, não-corrupto e eficiente	100
Gráfico 24 – Segurança física de pessoas e de bens	102
Gráfico 25 – Disponibilidade de trabalho qualificado em níveis médio, superior e gerencial	103
Gráfico 26 – Regulamentação do trabalho, legislação trabalhista	106
Gráfico 27 – Qualidade da Infraestrutura, incluindo o acesso a estradas, a dutos, a disponibilidade de energia etc	108
Gráfico 28 – Parque fornecedor de equipamentos e serviços	111
Gráfico 29 – Infraestrutura universitária e de centros tecnológicos e de pesquisa	114
Gráfico 30 – Quadro Sinóptico	119
Gráfico 31 – ANEXO V – Questões Comerciais	143
Gráfico 32 – Questões Regulatórias	143
Gráfico 33 – Questões de Prospectividade	144
Gráfico 34 – Questões Relacionadas ao Ambiente de Negócios	144
Gráfico 35 – Entrevistados trabalham/ou não empresas operadoras (%)	145
Gráfico 36 – Entrevistados que trabalham/ou não empresas integradas (%)	145
Gráfico 37 – Entrevistados que trabalham/ou não empresas que investem/ou não no Brasil (%)	145
Gráfico 38 – Entrevistados que trabalham/ou não empresas que já investiram/ou não no Brasil (%)	145
Gráfico 39 – Entrevistados que trabalham/ou não empresas que pretendem/ou não investir no Brasil nos próximos dois anos (%)	146
Gráfico 40 – Entrevistados que trabalham/ou não empresas que pretendem /ou não investir no Brasil nos próximos cinco anos	146
Gráfico 41 – País de origem dos entrevistados	146
Gráfico 42 – Nacionalidade dos entrevistados	147
Gráfico 43 – Sexo dos entrevistados	147
Gráfico 44 – Formação dos entrevistados	148
Gráfico 45 – Origem das empresas dos entrevistados	148
Gráfico 46 – Nacionalidade dos entrevistados	148

1. INTRODUÇÃO

Em toda atividade humana, em todos os campos de ação econômica e social, o suprimento de energia é uma necessidade vital que precisa ser atendida e mobiliza esforços significativos da sociedade. Justamente por esse caráter essencial e universal, o petróleo, a principal fonte de energia primária utilizada no mundo, é um tema que interessa a todas as sociedades, além de se constituir fator político importante, razão de crises entre nações.

O suprimento seguro de energia é objetivo estratégico para o sucesso das nações, que buscam alcançar o maior nível de independência energética possível, pela profunda correlação entre demanda por energia e crescimento econômico. O Brasil conheceu esse conceito na prática durante as crises do petróleo de 1973 e 1979, que tiveram vigoroso impacto na economia do país, altamente dependente de importações, assim como no constrangimento energético proporcionado pelo racionamento ocorrido em 2001. A relevância estratégica da energia não se restringe ao seu impacto na economia, uma vez que sua disponibilidade é também uma premissa básica da qualidade de vida e da cidadania, fundamental para garantir os direitos à informação e à mobilidade (SAE, 2010).

A importância do setor de petróleo e gás natural, entretanto, vai além das preocupações geopolíticas e das considerações estratégicas relacionadas à segurança energética das nações. Adicionalmente a essas inquietações, os países se preocupam, cada vez mais, em aproveitar melhor os benefícios econômicos gerados pela exploração de petróleo e gás natural. As experiências traumáticas proporcionadas pela chamada “maldição dos recursos naturais”, em que países detentores dessas riquezas apresentam um desempenho pior do que aqueles com menores quantidades de recursos parecem ter deixado lições. De acordo com Stiglitz (2005), as pesquisas desenvolvidas por economistas e cientistas sociais durante a última década contribuíram para aumentar o entendimento sobre essa questão. Isso fez com que um número crescente de países enxergasse os riscos do desenvolvimento baseado na exportação de petróleo quando desvinculado da captação de conhecimento e do incremento da capacidade da indústria local.

Como afirmam Tolmasquim e Pinto Jr. (2011), mudanças no contexto energético mundial, como a elevação contínua dos preços internacionais, abriram espaço para diferentes países reexaminarem os dispositivos de repartição da renda petrolífera e, conseqüentemente, reestruturarem a essência dos seus quadros regulatórios visando atrair companhias petrolíferas internacionais.

Há uma multiplicidade de fatores a impulsionar mudanças no setor, que desde o seu início acumula uma longa trajetória de alterações na forma como as rendas econômicas são distribuídas entre governos e empresas e como os custos são ajustados. Assim, não há linearidade, nem fórmulas prontas e, frequentemente, as motivações para revisão no marco regulatório dependem da realidade vivida por cada país. Num cenário favorável, é quase certa a tentativa de se ampliar a parcela do governo; noutra realidade, as nações oferecem incentivos às empresas para melhorar sua atratividade. As razões variam, mas buscam sempre atender ao imperativo de encontrar um balanço razoável e mutuamente aceitável entre os interesses das partes. Entre os elementos de incentivo às modificações que visam ao equilíbrio na relação risco-recompensa, podemos citar: risco geológico, quadro institucional e mudanças de orientação política.

O World Energy Outlook 2010 (WEO, 2011), prestigiosa fonte de informações do setor elaborada pela Agência Internacional de Energia (AIE), por sua vez, aborda com destaque a produção brasileira em águas profundas do Pré-Sal¹ e também destaca os desafios da Petrobras e de seu ambicioso plano de investimentos. O WEO projeta que o Brasil trará importante contribuição à segurança energética do resto do mundo, ao aumentar a diversidade de fontes de aprovisionamento de petróleo e gás natural.

O documento prevê que a produção não-OPEP continuará em declínio no cenário projetado, sendo afortunadamente compensada pelo aumento da produção de petróleo bruto do Brasil e do Cazaquistão. Essa produção, entretanto, talvez não seja capaz de contrapesar as quedas na maioria dos

¹ A formação geológica denominada Pré-Sal ocorre em várias bacias sedimentares brasileiras. O conceito utilizado nesta dissertação é a seção geologicamente limitada pela ocorrência de rochas carbonáticas, nas bacias de Santos e Campos, sotopostas a camadas de sal de idade aptiana.

outros produtores não OPEP, o que torna ainda mais relevante o papel desses dois países. O saldo será parcialmente reparado pelo aumento da produção de petróleo não convencional, principalmente a partir de areias betuminosas no Canadá, projetos de GTL na China, África do Sul e algumas províncias dos Estados Unidos.

Diante do caráter de longo prazo e da importância do tema – com força para transformar o setor petrolífero doméstico e consolidar o País como uma potência energética mundial –, o governo brasileiro enxergou nessa conjuntura amplo espaço, e mesmo uma necessidade, para avançar em um projeto articulado que assegurasse maior captura e materialização dos benefícios dessa riqueza natural. Nesse sentido, estruturou uma nova estratégia para o país nesse setor, a partir de um regime regulador misto para a exploração e produção de petróleo e gás natural e mecanismos capazes de permitir não só ampliar a apropriação da renda petrolífera, mas também criar uma indústria de bens e serviços capaz de competir internacionalmente.

O país busca, desse modo, minimizar os riscos de uma excessiva dependência em petróleo, criando uma base industrial e tecnológica que seja autossustentável e que possa se estabelecer no mercado internacional. Essa estratégia de desenvolvimento inclui o aumento do valor agregado de seus recursos naturais por meio do processamento *downstream*², com vistas à exportação de derivados, além do atendimento à demanda interna.

O Brasil de hoje vive uma realidade inteiramente diversa daquela onde prevalecia a escassez e a dependência da importação de petróleo. De posse da autossuficiência, o país projeta não só exportar expressivos volumes de derivados de alto valor agregado, mas tornar-se um player importante na geopolítica global. Ou seja, a investida estratégica brasileira alia interesses de política energética, política industrial e política externa, buscando fortalecer e estruturar melhor a utilização do mercado doméstico como alavanca na conquista do mercado internacional. Foi o que ocorreu com os quatro maiores

² À frente na cadeia de negócios. Convencionalmente, o setor petrolífero é dividido em dois segmentos: *upstream*, ou a montante; e *downstream*, ou a jusante. O primeiro inclui as fases de exploração, desenvolvimento e produção, e o segundo, o refino, transporte, comércio exterior, distribuição, estoque e revenda.

pólos da indústria de serviços para o setor petrolífero – Estados Unidos, Reino Unido, Noruega e França –, que tiveram início por meio da promoção de esforços para explorar e desenvolver os hidrocarbonetos nacionais.

Como afirmam Bret-Rouzaut e Favennec (2011), “a indústria de serviços do petróleo do Reino Unido foi desenvolvida internacionalmente a reboque do seu sucesso no mercado doméstico”. A Noruega teve um começo tímido na década de 1970, mas ao cooperar com outros países aprendendo com suas experiências e adotar políticas de apoio à “indústria infante”, conseguiu notória capacitação tecnológica ao usar seu mercado como trampolim para sua expansão internacional (GUIMARÃES, 2011). Na França, um país pobre em petróleo, o Estado desempenhou um papel fundamental no crescimento interno e no desenvolvimento da indústria de serviços do petróleo.

De outra parte, é importante observar que um cenário de competição por investimentos em petróleo e gás natural se estabeleceu recentemente. Houve uma revolução tecnológica que permitiu o desenvolvimento do *shale gas* e *tight oil* nos EUA, assim como em diversos outros países, mudando consideravelmente a perspectiva de oferta de energia no médio e longo prazo, com possíveis reflexos na geopolítica global. Garman e Johnston (2012), ao descrever em detalhes o cenário em transformação pelo qual passa o setor de petróleo e gás mundial, mostram que o *shale gas* altera significativamente o balanço energético dos EUA, podendo fazer com que aquele país, surpreendentemente, passe da condição de importador para a de exportador de hidrocarbonetos no longo prazo. Argentina, Austrália, África do Sul, Rússia e China estão entre os países com grande potencial para produção de gás não convencional.

De acordo com o World Energy Outlook (IEA, 2012), muito do abastecimento mundial de petróleo depende do Iraque. O país vem restabelecendo gradualmente a estabilidade de seu sistema político e suas gigantescas reservas vêm atraindo grandes projetos das principais *majors* do setor. O país proclama reservas totais de 143 bilhões de barris – a terceira no ranking mundial – e anuncia a ambição de produzir 12 milhões de barris/dia em 2017. Uma associação entre a Shell, Mitsubishi e a companhia estatal

iraquiana vem desenvolvendo o projeto exploratório de Basra, um empreendimento de US\$ 17 bilhões que pretende ampliar consideravelmente a oferta de gás. Acordo com a Shell, Petronas e Missan foi assinado para desenvolver o campo gigante de Majnoon. Exxon Mobil, CNPC, ENI e BP vêm fazendo esforços exploratórios em novos campos e recuperando antigos (GARMAN e JOHNSTON, 2012).

Seguindo uma trajetória de superação de seu histórico de relações controversas com empresas estrangeiras de petróleo e gás, a Rússia, uma importante potência energética, vem criando um ambiente mais favorável ao investimento. De acordo com Garman e Johnston (2012), parceria entre a Rosneft e a Exxon visa trabalhar na recuperação de campos maduros e desenvolver três blocos no Mar Kara, com potencial estimado em 36 bilhões de barris de reservas recuperáveis. O sucesso desse acordo pode naturalmente atrair novos parceiros.

Na África, em que pese um déficit de institucionalidade compartilhado por diversas nações do continente, uma série de mercados de fronteira tem evidenciado oportunidades para empresas de diferentes portes e perfis. Garman e Johnston (2012) destacam Uganda, Moçambique e Tanzânia – com grandes investimentos da Anadarko e da ENI –, Suriname e Guiana Francesa, alvo de interesse da Shell e da Total, Gana e República do Congo, aonde empresas de perfil mais arrojado com a Tullow Oil e Cobalt vêm abrindo caminho para empresas maiores. Serra Leoa teve descoberta importante de Júpiter, realizada em águas profundas pela Anadarko. O continente também tem atraído empresas brasileiras, como a Petra Energia, que adquiriu recentemente blocos no Sudão e no Chade.

Na América Latina, países como Colômbia e Peru já colhem os frutos de uma abertura bem sucedida de seus mercados e dão o exemplo para o México, que no momento empreende importante reforma no setor energético com vistas a atrair parceiros para Pemex, sétima maior produtora de petróleo do mundo. Argentina, Bolívia, Equador e Venezuela apresentam oportunidades exploratórias que despertam o interesse das empresas, ainda que iniciativas de caráter nacionalista ofusquem sua capacidade de atração de investimentos.

Nessa conjuntura de transformações, competição internacional e algumas incertezas, emoldura-se um cenário extremamente promissor para o País. Nesse contexto, é de interesse público e acadêmico caracterizar a percepção de atratividade dos profissionais do setor sobre a atual estratégia³ brasileira para o petróleo e gás natural, configurada pela aspiração a uma nova e qualificada inserção como player internacional e pela busca do alargamento da internalização dos benefícios gerados pela exploração e produção de seus hidrocarbonetos.

O presente trabalho, ancorado em pesquisa de campo junto a profissionais de empresas petrolíferas, parceiras importantes na exploração dessa riqueza, busca responder a uma pergunta central: qual a atual percepção de atratividade do *upstream* brasileiro? Para atingir esse objetivo, a dissertação foi estruturada em seis capítulos, sendo o primeiro deles esta Introdução. O segundo traz como referencial teórico os aportes de Evans e Chang, que nos auxiliam a entender o papel exercido pelo Estado brasileiro, por meio de suas políticas públicas e regulatórias, na percepção de atratividade. O terceiro capítulo detalha a metodologia adotada na pesquisa de campo, o quarto contextualiza e mostra os resultados, o quinto os sintetiza e o sexto apresenta as conclusões.

³ O conceito de estratégia é amplo e pouco consensual. Estratégia brasileira para o Upstream pode ser definida como os grandes objetivos e linhas de ação do governo. O conceito aqui utilizado de estratégia é o de Mintzberg (2006), cujas cinco definições sobre a palavra podem ser assim sintetizadas: uma forma de pensar no futuro, integrada no processo decisório, com base em um procedimento formalizado e articulador de resultados. Os objetivos das estratégias, ainda segundo Mintzberg (2006), são fixar a direção das ações planejadas, focalizar o esforço do grupo que assume o papel de agente de transformações, também servindo como uma marca que define a organização e é um elemento que provê consistência e aumenta a coerência das ações e intervenções.

2. REFERENCIAL TEÓRICO: OS APORTES DE EVANS E CHANG

O presente trabalho tem como objetivo caracterizar a percepção de atratividade dos profissionais do setor sobre a atual estratégia brasileira para o petróleo e gás natural, baseada num regime regulatório misto, com uma política explícita de suporte ao conteúdo local na aquisição de bens e serviços. Para uma discussão sobre o papel exercido pelo Estado brasileiro nas recentes mudanças legais e regulatórias, serão utilizadas como referencial teórico principal as abordagens de Peter Evans e Ha-Joon Chang sobre o papel do Estado em arranjos institucionais visando à promoção do desenvolvimento. A literatura sobre o papel do Estado é vasta e controversa. A escolha desses autores, a despeito da existência de inúmeros outros, deu-se pela complementariedade das suas visões e por julgarmos suas abordagens capazes de lançar algumas reflexões sobre a teoria que norteou a posição do Estado brasileiro na implementação da reforma no setor de petróleo e gás natural. Os autores nos auxiliam a entender o papel exercido por políticas públicas e regulatórias na atratividade de um setor econômico.

Num momento onde a atuação pública deixou de ser considerada anacrônica e o seu papel como disciplinador das regras do livre mercado está fortalecido, Peter Evans (2004) e Ha-Joon Chang (2003, 1996, 1995) apresentam contribuições teóricas importantes para a reflexão acadêmica sobre o papel efetivo que Estado pode desempenhar na alavancagem da industrialização.

A análise de Evans sobre os papéis que o Estado desempenha é importante contribuição teórica para entender o planejamento e a execução dos movimentos do Brasil visando capturar e internalizar os benefícios proporcionados pela exploração de suas reservas de petróleo e gás natural e alcançar uma melhor posição no cenário energético internacional. A principal obra de Peter Evans usada como referência teórica no presente trabalho é *Autonomia e Parceria - Estados e Transformação Industrial* (2004). O livro apresenta uma abordagem institucional comparativa, buscando explicações para as dinâmicas econômicas em determinações que vão além dos interesses utilitaristas imediatos dos indivíduos. Evans questiona a razão de trajetórias e

resultados diferentes no desenvolvimento e implementação de políticas públicas para o setor de informática no Brasil, Índia e Coréia nas décadas de 1970 e 1980. Para ele, as políticas adotadas em cada país são consequência da natureza das estruturas de cada Estado e suas distintas raízes históricas. Os resultados dessas políticas, por sua vez, dependem tanto do grau de autonomia das estruturas estatais quanto da sua capacidade de estabelecer parcerias com setores da sociedade civil interessados no desenvolvimento de determinado setor industrial.

Na visão de Peter Evans (2004), quando bem sucedidas, as políticas de transformação industrial estabelecem um dinamismo social que precisa ser acompanhado pela burocracia, pois os parceiros iniciais alteram seus interesses originais em decorrência do próprio sucesso das políticas. Ou seja, as estruturas burocráticas precisam acompanhar o movimento das mudanças, de modo a estabelecer novas parcerias capazes de orientar as políticas públicas para as novas demandas. Em síntese, a hipótese evidenciada por Evans é de que as trajetórias e os resultados diferentes em uma política pública podem ser explicados pelas diferenças nas estruturas dos Estados e nas relações entre Estado e sociedade.

Evans (2004) questiona teoricamente a visão neo-utilitarista e sua crença de que a essência da ação do Estado seria as relações de troca entre burocratas e seus clientes, se constituindo numa mera agregação de interesses individuais incapazes de serem orientados para a promoção do bem comum. O Estado ótimo, o Estado mínimo, o Estado “vigia noturno”, responsável institucionalmente apenas pela garantia de contratos e a proteção dos interesses individuais e da propriedade, é confrontado com suas contradições teóricas. Na visão do autor e sua abordagem institucional comparativa, o Estado não pode ser visto apenas como um auxiliar do mercado, pois é, na verdade, um pré-requisito fundamental para a própria constituição das relações de mercado.

Para Evans (2004), o Estado não deve ser visto como uma formação genérica, universal, pois cada um carrega e possui sua configuração própria, vinculada às trajetórias históricas das estruturas sociais das quais provém. O

autor acrescenta que o Estado também possui um papel crucial no crescimento de classes e grupos de interesse, auxiliando a harmonizar as estruturas sociais. Para responder a questão sobre a razão da existência de trajetórias e resultados diferentes no desenvolvimento e implementação de políticas públicas em variados países, o trabalho de Evans verifica empiricamente a co-evolução das estruturas do Estado, das relações Estado-sociedade e dos impactos das políticas industriais setoriais no desenvolvimento.

Ele começa construindo dois tipos idealizados de Estado: o Predador e o Desenvolvimentista. Os primeiros são definidos como os:

que não tem como impedir que aqueles beneficiados com altos cargos busquem realizar seus próprios objetivos, à custa da sociedade, e refreiam deliberadamente o processo de desenvolvimento, mesmo em sua dimensão mais estreita de acumulação de capital (EVANS, 2004)

Os desenvolvimentistas, por sua vez, seriam aqueles Estados assemelhados à burocracia weberiana, “que não apenas direcionam a transformação industrial, mas também são em grande parte os responsáveis pelo desenvolvimento”. O corpo funcional desses Estados é recrutado por meio de concursos públicos que valorizam a meritocracia e oferecem compensações no decorrer de carreiras de longo prazo. Esses Estados conseguem, assim, não só atrair alguns dos melhores quadros da sociedade, mas também criar uma relação de compromisso e um sentido de coerência corporativa. Para Evans, essa coerência dá a este aparato certo tipo de “autonomia”.

Essa burocracia, entretanto, não é isolada da sociedade, como pregava Weber:

Ao contrário, estão inseridos [os burocratas] em um conjunto concreto de alianças sociais que ligam o Estado à sociedade e provêm canais institucionalizados para negociação contínua de objetivos e planos de ação. Isoladamente, nem autonomia nem inserção iriam funcionar (EVANS, 2004).

Um Estado inteiramente autônomo não teria capacidade suficiente, nem a habilidade necessária, para implementar seus objetivos de forma

descentralizada e privada. De outra parte, um Estado de estrutura interna pouco robusta não estaria preparado para lidar com grupos de interesses muito densos, sendo por isso “incapaz de resolver os problemas de ‘ação coletiva’ e ultrapassar os interesses individuais de suas contrapartes privadas”. Para Peter Evans, é a combinação entre a incorporação de interesses coletivos e autonomia que permite considerar um Estado como desenvolvimentista. São imprescindíveis tanto autonomia quanto parceria, a base estrutural para uma intervenção favorável do Estado na transformação industrial.

Para Evans (2004) não há, a princípio, um papel mais adequado ao Estado, sendo que tudo depende das características de cada setor industrial. Ele afirma ter identificado quatro termos que representam variações dos papéis convencionais dos Estados: 1) Custódio – Seria o Estado regulador, um papel clássico, atuando por meio do protecionismo, políticas públicas e prevenção de comportamentos ilegais; 2) Demiurgo – Representa o papel de produtor, geralmente assumido quando é a única forma de pôr a industrialização em movimento; 3) Parteiro – Em vez de substituir o capital privado, o Estado tenta promover o aparecimento de novos grupos empresariais ou induzir os já existentes a entrarem em áreas mais complexas da indústria; 4) Pastoreio – Nesse papel o Estado pode sinalizar seu apoio a grupos empresariais privados que se arriscam em áreas e setores tecnologicamente mais desafiadores, por meio, por exemplo, de financiamento a Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

A análise de Evans mostra que os papéis assumidos pelo Estado são distintos e as estratégias usadas são diferentes em razão das características de suas estruturas e dos tipos de relação estabelecidas com os interesses privados. Essas relações têm um caráter dinâmico, sendo influenciadas pelo próprio resultado das políticas inicialmente implementadas, avanços tecnológicos e dos mercados. Esse movimento permanente exige do aparato estatal capacidade de acompanhar as mudanças, transmutando seu papel ao longo do tempo, assim como suas estratégias e políticas. Uma organização interna coerente de suas instâncias e fortes laços com a sociedade parecem ser precondições para que essas intervenções estatais tenham êxito.

Nesse sentido, o aporte teórico de Evans é útil para melhorar a compreensão da trajetória da estratégia brasileira para o setor de petróleo e gás natural. Conhecer o papel que o Estado assumiu (e assume), as relações Estado-sociedade e a participação dos grupos de interesse é importante para uma análise do setor de petróleo e gás e seu impacto no desenvolvimento econômico do país.

Ha-Joon Chang (2003, 1996, 1995), por sua vez, contribui na compreensão do papel do Estado no funcionamento da economia e no desenvolvimento do setor de petróleo e gás natural brasileiro. De acordo com Chang (1996), a economia moderna apresenta elevados custos de transação. Em decorrência disso, a ameaça de conflito está presente e a cooperação nem sempre é a regra. O autor destaca que nos casos onde a especificidade de ativos representa um papel importante no investimento, a coordenação pelo mercado e seu mecanismo de preços pode ser uma fonte de desperdício de recursos. Isso porque a coordenação pelo mercado se dá *ex-post* das decisões de investimento em atividades econômicas.

Ou seja, o investidor só irá descobrir se fez um bom investimento após iniciar suas atividades. Para um ativo específico, uma decisão errada pode produzir perdas significativas (ou mesmo integrais), pois o investimento sofreria desvalorização elevada caso fosse utilizado em atividade diferente da originalmente planejada. Desse modo, para Chang (1996), “[...] in a world with asset specificity, *ex post* coordination through the market can be wasteful, as Marx argued, because a coordination failure that involves specific assets means a net reduction in the amount of resources available to the economy”.

Em virtude da racionalidade limitada dos indivíduos e da complexidade e incerteza características de uma economia em transformação, escolhas equivocadas de investimento são uma possibilidade concreta. Chang (1996) propõe como remédio um arranjo institucional que assegure uma coordenação *ex ante*, de modo a evitar perdas líquidas de recursos na economia. A falta de um mecanismo de coordenação *ex ante* traria efeitos negativos para o funcionamento do sistema econômico e para o processo de desenvolvimento. Como afirma Fiani (2011), essas consequências abrem espaço para que o

Estado exerça atribuições positivas no sistema econômico e no processo de desenvolvimento, assumindo o papel de gestor de conflitos e empreendedor.

Ainda de acordo com Fiani (2011), Chang faz uma observação importante ao relacionar conflitos sociais a mudanças estruturais no sistema econômico. Na opinião do autor esses embates se acirram quando a base econômica é formada por agentes que realizaram investimentos em ativos específicos e, nessa condição, se encontram numa situação vulnerável em cenários de mudanças. Observa Fiani (2011) que na visão de Chang: “o mecanismo suave proposto pela Teoria do Equilíbrio Geral é uma metáfora inadequada de processos de ajuste em economias concretas”. Isso porque nos mercados competitivos dos modelos de equilíbrio geral não há ativos específicos, pois presumem a livre mobilidade de fatores. Apesar disso os investimentos em ativos específicos são de fato componentes importantes da economia moderna.

Por outro lado, a ação política é algo previsível no funcionamento do sistema econômico, parte dos conflitos inerentes a esse sistema, pelo caráter irreversível dos investimentos em ativos específicos (FIANI, 2011). Adicionalmente, como o próprio processo de desenvolvimento acarreta transformações profundas na estrutura econômica e produz perdas para os agentes detentores de ativos específicos, a promoção do desenvolvimento exige reduzir os conflitos que ele provoca.

Como afirmam Chang e Rowthorn (1995), a importância do papel do Estado como administrador de conflitos fica evidenciada nas sociedades onde o Estado falha em administrar adequadamente os conflitos, fazendo com que as pessoas hesitem em assumir riscos e comprometer seus recursos em ativos específicos. Tal realidade, naturalmente, prejudica a economia, ao não permitir a utilização de toda a potencialidade empreendedora de uma sociedade. Os autores utilizam como exemplo os países em desenvolvimento, onde muitas vezes a ausência de mecanismos capazes de assegurar confiança na resolução de conflitos desestimula investimentos na criação de indústrias, que frequentemente envolvem ativos específicos. Nesses casos, os agentes são

estimulados a acumular ativos líquidos como ouro e dinheiro, quando têm esperança na duração do governo (CHANG e ROWTHORN, 1995).

Desse modo, ganha força a hipótese de que um Estado com capacidade de gerir conflitos é fundamental para garantir investimentos em ativos específicos, importantes componentes de um sistema econômico moderno. Para Chang (2003), há diferentes maneiras de o Estado exercer esse papel, além da forma “clássica”, de deixar a solução aos mercados. Uma alternativa seria proteger setores negativamente afetados. Outra seria por meio de políticas monetárias e fiscais compensatórias. Ou ainda, como destaca Fiani (2011) “mudanças no escopo da agenda política, definindo o que é e o que não é político e portanto o que pode ou não ser objeto da intervenção do Estado”.

Já o Estado como empreendedor se faz necessário na medida em que os agentes individuais capazes de dar início e tornar realidade as mudanças podem ser incapazes de ter uma visão “sistêmica”, além do componente adicional da incerteza estratégica em relação ao comportamento de outros agentes (CHANG, 2003). Em razão disso, “[...] effective structural change may require coordinated changes in many components of the economy” (CHANG, 2003).

Nesse cenário, mudanças estruturais não poderiam ocorrer de forma natural pela iniciativa dos agentes privados, exigindo que “the state, as the central agent, can play a important role in providing such a vision (CHANG, 2003). Essa visão do futuro, desde o começo do processo de mudança, pode direcionar os agentes em uma ação concertada – sem que necessitem gastar recursos com a coleta e o processamento de informações. O Estado empreendedor, para Chang (2003), seria aquele capaz de instituir mudanças estruturais a partir do oferecimento dessa visão do futuro, indo além de uma coordenação em busca de mudança para um equilíbrio melhor, mas capaz de ordenar a mudança de uma posição de equilíbrio para outra, apresentando um importante componente adicional: a possibilidade de assegurar um movimento simultâneo de todos os agentes.

Chang (2003) reforça sua assertiva com dois exemplos, um privado e outro estatal: o Japão do final do Século XX, mostrando o caminho para uma economia altamente especializada e baseada em *software*; a visão de Henry Ford na produção em massa. De acordo com o autor, além de oferecer a visão, cabe ao Estado Empreendedor assegurar instituições capazes de tornar esse cenário uma realidade.

De acordo com Ha-Joon Chang (2003), processos de desenvolvimento alteram não apenas a estrutura econômica vigente, mas criam novos elementos nessa estrutura, com novas possibilidades difíceis de prever antecipadamente. Desse modo, a tarefa é determinar as novas possibilidades.

A necessidade de um Estado gestor de conflitos e empreendedor não implica dizer que ele necessariamente seja capaz de exercer tais papéis. Assim como Evans (2004), Chang (2003) faz a seguinte ressalva:

Note that this chapter is not asserting that the state necessarily has a superior ability to identify a better future course for the national economy (although this may well be the case, as in the of some Japanese high-tech industries; see Okimoto 1989), but only that the provision of a 'focal point' around which economic activities may be organised in times of major economic change can be extremely useful (CHANG, 2003)."

Para Chang (2003), o empreendedorismo do Estado se baseia na posição estratégica que ele ocupa, já que é o único agente, por definição, que pode representar o interesse de toda a sociedade. De forma prática e realista, o autor afirma que seria ingenuidade supor que todos os estados teriam coerência organizacional, vontade política ou o poder de explorar essa posição estratégica para um projeto de desenvolvimento nacional.

De acordo com Chang, os argumentos contra a ação empreendedora do Estado pecam ao julgá-la errada por si só. Isto porque todas as visões empresariais, privadas ou públicas, correm o risco de estar equivocadas. Num mundo idealizado onde existisse previsibilidade perfeita, tal empreendedorismo não seria nem necessário. Entretanto, como existem tipos de decisões empresariais que só podem ser feitas de forma sensata a partir de uma

coordenação a nível nacional, abandonar, a priori, as tentativas de empreendedorismo de estado alegando que poderiam dar errado não seria algo inteligente nem desejável. Além do mais, há remédio para se alcançar um melhor resultado e minimizar o risco: promover a construção de um mecanismo para unir e comparar diferentes visões existentes na sociedade.

Na verdade, a implementação de qualquer que seja a visão depende da realidade institucional que o Estado irá fornecer. O sucesso ou não do empreendedorismo privado depende criticamente da construção de novos veículos institucionais para a realização da sua visão. Aqui Chang (2003) cita os casos de empresas ferroviárias britânicas, a siderúrgica Carnegie Steel e a “manufatura enxuta” da Toyota. Diz o autor: “This means that we need to look at the role of the state as an institution builder” (CHANG, 2003).

O processo de mudança estrutural cria novas interdependências que fazem, lembrando Schumpeter, surgir o novo e desaparecer o velho. O declínio de padrões de interdependência e a ascensão de outros torna necessário estabelecer uma estrutura de coordenação nova. Um conjunto de princípios ou regras de coordenação se faz necessário, em vez de decisões individualmente ótimas. Chang utiliza a lição de Brian Loasby de que a coordenação do crescimento do conhecimento "depende de procedimentos racionais ao invés de escolha racional".

O estabelecimento de uma nova estrutura de coordenação requer necessariamente envolvimento do Estado, mesmo que um governo em particular não o deseje. Isto se dá pelo fato de que só o Estado tem o poder de legalizar (ou pelo menos dar apoio implícito) os direitos de propriedade e as novas relações de poder (tanto no nível social quanto no da empresa) que proporcionam uma realidade institucional para a nova coordenação (CHANG, 2003). Em outras palavras, ao dar à estrutura de coordenação emergente uma realidade institucional, o Estado ajuda os agentes, de racionalidade limitada, a estabelecerem mais rapidamente novas formas de se organizar, novas rotinas produtivas e novos contratos. Isso permite aos agentes lidar com o 'mundo novo' que surge, apesar de sua limitação informativa. Neste processo de construção institucional, o Estado não está simplesmente respondendo à

mudança, mas liderando-a a partir de certa visão do que seriam as relações num futuro desejável, pois de outro modo não poderia conceder a propriedade (e outros) direitos a pessoas de uma forma coerente.

Fiani (2011) afirma que há certa complementaridade entre as análises de Peter Evans e Ha-Joon Chang. De acordo com o autor, a base econômica para a atuação do Estado na economia e no desenvolvimento recebe contribuições de Chang. A hipótese de que ativos específicos com interdependência econômica geram riscos e podem ser obstáculos a mudanças representa um progresso no entendimento da questão em relação à Teoria de *Rent Seeking* à Abordagem dos Mercados do Desenvolvimento. Por sua vez, Evans faz progressos palpáveis sobre as condições necessárias para que o Estado seja capaz de desempenhar efetivamente os papéis a que se propõe.

Como visto, apesar de controverso e capaz de gerar acalorados debates, os aportes teóricos dos autores evidenciam que o Estado, como agente, pode alterar de forma positiva a percepção/expectativa, conferindo atratividade para o *upstream*. Um exemplo positivo desse papel é caso da política pública de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) do segmento de petróleo e gás. A cláusula de P&D, instituída nos Contratos de Concessão de Blocos Exploratórios, trouxe significativos resultados que mudaram a realidade das universidades e centros tecnológicos e de pesquisa do país, com consequentes impactos na inovação e na atratividade do setor.

Sob a ótica da teoria de Evans (2004), o Estado brasileiro estaria atuando, nessa política, no papel preponderante de Pastoreio, ou seja, estimulando o capital privado a assumir tarefas sem as quais os novos empreendimentos teriam dificuldade de surgir. O pastoreio envolve trabalhar com o capital privado numa combinação de suporte e estímulo. A contribuição dessa política é reconhecida pelo mercado, como mostram os resultados da pesquisa de campo.

Outro exemplo ilustrativo é a política de conteúdo local, que tem estimulado vultosos investimentos na cadeia de equipamentos e serviços. Nesse caso, prevalece o papel do Estado como Custódio, ou seja, o papel

clássico de regulador, atuando por meio do protecionismo e políticas públicas, com regras rígidas e objetivos explícitos de ampliação da participação de empresas locais no fornecimento de bens e serviços. As regras custodiais podem ser entendidas como uma forma de política industrial e funcionam, como diz Evans (2004), como “esporas, assim como rédeas”.

Já o papel do Estado brasileiro no incentivo a novos empreendimentos que apresentam amplo impacto na cadeia produtiva, como estaleiros navais, por exemplo, pode ser melhor compreendido a partir da abordagem de Chang (2003). O autor mostra a importância do papel do Estado em prover uma visão do futuro, desde o começo do processo de mudança, direcionando os agentes em uma ação concertada e assegurando um movimento simultâneo dos agentes. O papel do Estado assume importância, nesse caso, ao realizar uma coordenação *ex ante*, o que garante a segurança necessária a investimentos em ativos específicos, como um estaleiro. Na ausência dessa coordenação, alguns investimentos teriam dificuldades de se concretizar.

Evans e Chang, portanto, mostram que o Estado pode assumir, como agente, papel importante, alterando positiva ou negativamente a percepção/expectativas e impactando, assim, as condições de atratividade do segmento do *upstream*.

No próximo capítulo, descreveremos a metodologia adotada na pesquisa de campo, realizada com vistas a atender ao objetivo de caracterizar a percepção de atratividade do *upstream* brasileiro junto a profissionais de empresas petrolíferas.

3. METODOLOGIA EMPREGADA NA PESQUISA DE CAMPO

Neste capítulo, apresentaremos, de forma pormenorizada, os procedimentos metodológicos adotados para a construção dos atributos de atratividade utilizados no questionário, as características técnicas da pesquisa, os expedientes operacionais prévios ao trabalho de campo e os esforços para recolhimento de dados. Os métodos empregados na pesquisa e a descrição da dinâmica do trabalho de campo serão expostos sempre na perspectiva, postulada por Goldenberg (2004), de reproduzir não apenas o que deu certo, mas o que de fato ocorreu. O produto final do trabalho é um panorama das condições atuais dos fatores de atratividade desse importante segmento da economia brasileira baseado na percepção dos entrevistados, que será conhecido no próximo capítulo, onde todas as 25 variáveis serão contextualizadas e em seguida terão seus resultados apresentados.

3.1. Construção dos Atributos de Atratividade

A fim de construir os atributos de atratividade, o trabalho aproveitou contribuições de três fontes, que são abaixo melhor descritas. A primeira delas foi a pesquisa *Global Petroleum Survey*, do Instituto Fraser, que forneceu um questionário base, indicando variáveis usualmente utilizadas em pesquisas internacionais que medem a percepção do mercado no setor de petróleo e gás natural. Questões relacionadas ao ambiente de negócios, regulação e prospectividade têm sua origem na pesquisa *Global Petroleum Survey*. Em seguida esse questionário foi adaptado para atender aos objetivos de pesquisa.

A segunda base, que contribuiu para o ajustamento do questionário, foi o livro *Made in Brazil – Desafios Competitivos para a Indústria* (1996), dos economistas João Carlos Ferraz, David Kupfer e Lia Haguénauer. Os autores auxiliaram no entendimento dos determinantes da competitividade que transcendem o nível da firma e estão relacionados à estrutura da indústria e do mercado e ao sistema produtivo como um todo. A questão que mede a estrutura do mercado de *downstream* e sua política de preços, por exemplo, surgiu a partir de reflexão sobre os fatores estruturais abordados pela obra.

Por fim, a partir do trabalho *Análise sobre a Atratividade do Upstream da Indústria de Petróleo Brasileira (1997-2003)*, reforçou-se o entendimento da importância da utilização das variáveis tradicionais que influenciam a atratividade dos países no setor de petróleo e gás natural: Risco Político, Risco Regulatório, *Government Take* e Potencial Geológico.

Estas três fontes do questionário são detalhadas a seguir.

3.1.1. Global Petroleum Survey

O questionário utilizado pela pesquisa *Global Petroleum Survey*, desenvolvida anualmente pelo Instituto Fraser (disponível no Anexo I), forneceu uma importante contribuição para a elaboração do formulário de coleta. A instituição, que desfruta de reconhecida reputação no setor, realiza entrevistas com executivos e gerentes da indústria do petróleo sobre as barreiras ao investimento no segmento do *upstream*, avaliando 18 fatores que afetam as decisões de investimento não apenas em países, mas também em áreas territoriais internas às nações, definidas no trabalho como “jurisdições”.

Um total de 623 entrevistados de 523 empresas responderam ao questionário da pesquisa em 2012, fornecendo dados suficientes avaliar 156 jurisdições. As pontuações são baseadas na proporção de respostas negativas recebidas por cada uma delas. Quanto maior a proporção de respostas negativas para uma jurisdição, maiores foram as barreiras ao investimento percebidas e, por conseguinte, menor o seu ranking.

Um índice composto derivado da pontuação dos 18 fatores fornece uma avaliação abrangente de cada jurisdição. Neste índice, as 10 jurisdições consideradas menos atraentes para o investimento na edição da pesquisa de 2012 foram Bolívia, Venezuela, Irã, Rússia-Sibéria Oriental, Líbia, Equador, Uzbequistão, Argentina, Iraque e Rússia. Estados Unidos e países da Europa receberam as melhores notas no ranking. As 10 jurisdições mais atraentes para o investimento, de acordo com o trabalho, são Oklahoma, Mississippi, Texas, Dakota do Norte, Canadá-Manitoba, Holanda, Novo México, Kansas, Dinamarca e Oeste da Virgínia.

No trabalho do Instituto Fraser, o Brasil, que até a edição de 2010 era avaliado como uma única jurisdição, foi dividido em três a partir de 2011: concessões *onshore*, concessões *offshore* e *offshore* do Pré-Sal, com contratos de partilha. Na edição de 2012 houve um deslocamento negativo da avaliação brasileira em relação a 2011. Num universo de 156 jurisdições, o Brasil *offshore* com contrato de concessão, que havia alcançado a 68ª posição em 2011, passou para 74ª. colocação em 2012. A jurisdição *offshore* do Pré-Sal com contrato de partilha vem em seguida, na 75ª. colocação (estava na 66ª, em 2011). A *onshore* com contrato de concessão aparece na posição 88ª (estavam na 67ª, em 2011).

Além da colocação no *ranking*, a posição do Brasil também pode ser avaliada em termos de *score* alcançado. As jurisdições brasileiras ocupam o terceiro quintil, que são aquelas com valores entre 40 e 59,9 pontos, consideradas menos atraentes em relação às do primeiro e segundo quintil. Como afirmado, as notas globais atingidas pelo Brasil, que na edição de 2011 estavam na fronteira do segundo quintil, se deterioraram. Em 2012 o país alcançou 48,36 para as áreas *offshore* do Pré-Sal, 48,36 para as *offshore* e 52,72 para o *onshore*. Isso indica pequena piora na percepção dos investidores, o que coloca o Brasil numa situação menos atrativa para investimentos. O item “Clima regulatório” é um dos que colabora negativamente para a atual posição do país, possivelmente em razão da incerteza gerada pelas recentes mudanças no marco regulatório do setor. Outro destaque negativo foi o item que mede a incerteza quanto à administração, interpretação e aplicação da regulação. Nele, a “jurisdição” do Pré-Sal foi bastante afetada, ocupando a 110ª. posição. Já as áreas com contrato de concessão *offshore* e *onshore* ficaram na 54ª. e 65ª. colocações nesse item, respectivamente.

No ranking regional da América Latina, de um total de dezenove jurisdições avaliadas, o Brasil ocupa a quarta e quinta posições com as áreas *offshore* do Pré-Sal e *offshore* com contratos de concessão, atrás da Guiana, Colômbia e Trinidad e Tobago. Com as áreas *onshore* o Brasil ficou na 9ª colocação, perdendo para Chile, Guatemala e Uruguai e à frente do Peru, das jurisdições argentinas, Equador, Venezuela e Bolívia.

Na parte qualitativa da pesquisa, na qual frases de entrevistados são destacadas para representar resumidamente os resultados do trabalho, há dois comentários sobre o Brasil. O primeiro deles elogia a estabilidade política brasileira, vista como atrativa para investimentos, mas o outro considera o país um mercado quase fechado onde um governo não transparente privilegia companhias locais.

3.1.2. Made in Brazil – Desafios Competitivos para a Indústria

O ajustamento do questionário usou contribuição teórica do livro *Made in Brazil – Desafios Competitivos para a Indústria* (FERRAZ *et al*, 1996). Os autores sugerem que os determinantes da competitividade são fatores que transcendem o nível da firma e estão relacionados à estrutura da indústria e do mercado e ao sistema produtivo como um todo. Baseados nessa hipótese definem três grupos de fatores: empresariais (internos à empresa), estruturais (referentes à indústria/complexo industrial) e os sistêmicos. Para efeito de nosso trabalho, nos concentramos nos fatores estruturais e sistêmicos.

De acordo com os autores, os *fatores estruturais* são caracterizados como aqueles sobre os quais a capacidade de intervenção da empresa é limitada pela mediação do processo de concorrência, apenas parcialmente sob sua área de influência. Estes fatores configuram o ambiente competitivo no qual as empresas disputam mercado e abarcam não apenas as características da demanda e da oferta, mas também a influência de instituições extramercado, públicas e não-públicas, que definem o regime de incentivos e regulação da concorrência prevalecente. Integram os fatores estruturais:

[...]taxas de crescimento, distribuição geográfica e em faixas de renda; grau de sofisticação tecnológica e outros requisitos impostos aos produtos; oportunidades de acesso a mercados internacionais; sistemas de comercialização entre outros. A configuração da indústria refere-se às tendências do progresso técnico em particular no que diz respeito aos ciclos de produtos e processos; à intensidade do esforço de P&D e às oportunidades tecnológicas, inclusive de introdução de inovações radicais; às escalas típicas de operação e aos níveis de concentração técnica e econômica da oferta; ao grau de verticalização e diversificação setorial; à distribuição espacial da produção e adequação da infraestrutura física; ao regime de P&D e integração com infraestrutura tecnológica; ao relacionamento da empresa com

fornecedores, usuários e concorrentes; e à relação capital trabalho. Do regime de incentivos e regulação da concorrência fazem parte o grau de rivalidade entre concorrentes; o grau de exposição ao comércio internacional; a ocorrência de barreiras tarifárias e não-tarifárias as exportações; a estrutura de incentivos e tributos à produção e comércio exterior, incluindo os aspectos relacionados ao financiamento e ao custo de capital; a efetividade da regulação das práticas desleais de concorrência (FERRAZ *et al*, 1996).

Já os *fatores sistêmicos* são definidos por Ferraz *et al* (1996) como externalidades *strictu sensu* para a empresa produtiva, sobre os quais ela detém escassa ou nenhuma possibilidade de intervir, constituindo parâmetros do processo decisório. São eles:

- *Macroeconômicos*: taxa de câmbio, carga tributária, taxa de crescimento do produto interno, oferta de crédito e taxas de juros, política salarial e outros parâmetros.
- *Político-Institucionais*: política tributária, política tarifária, apoio fiscal ao risco tecnológico, poder de compra do governo.
- *Legais-regulatórios*: políticas de proteção à propriedade industrial, de preservação ambiental, de defesa da concorrência e proteção ao consumidor; de regulação do capital estrangeiro.
- *Infra-estruturais*: disponibilidade, qualidade e custo de energia, transportes, telecomunicações, insumos básicos e serviços tecnológicos (ciência e tecnologia; informação tecnológica; serviços de engenharia, consultoria e projetos; metrologia, normalização e qualidade).
- *Sociais*: sistema de qualificação da mão-de-obra (educação profissionalizante e treinamento), políticas de educação e formação de recursos humanos, trabalhista e de seguridade social.
- *Internacionais*: tendências do comércio mundial, fluxos internacionais de capital, de investimento de risco e de tecnologia, relações com organismos multilaterais, acordos internacionais (FERRAZ *et al*, 1996).

Diferentemente do estudo Made in Brazil, o elemento básico da análise aqui proposta não é a empresa, mas sim o País, nesse caso o Brasil, as condições que ele oferece às empresas, sob a perspectiva de seus profissionais. Ou seja, estamos em busca da percepção dos profissionais das companhias petrolíferas – as que estão no país e as que potencialmente podem vir a atuar nele – sobre o “hábitat” oferecido pelo Brasil, sobre as

características da nação que têm impacto sobre o negócio da firma. Desse modo, consideramos que os *fatores empresariais* elencados por Ferraz *et al* (1996) fogem ao escopo do presente estudo e desse modo julgamos de boa razão nos limitarmos aos fatores estruturais e sistêmicos.

3.1.3. Análise sobre a Atratividade do *Upstream* da Indústria de Petróleo Brasileira (1997-2003)

O trabalho de Araujo (2004), Análise sobre a Atratividade do *Upstream* da Indústria de Petróleo Brasileira (1997-2003), elaborou *ranking* de atratividade do E&P de vários países (Reino Unido, EUA, Brasil, Noruega, Nigéria, Angola, Egito e Congo) utilizando metodologia com variáveis conhecidas nesse segmento. A seleção das nações levou em conta critérios como variedade de sistemas políticos, de regimes jurídico-regulatórios e de perfis geológicos. Para cada país selecionado foi aplicada uma pontuação de 1 a 5, tendo o Brasil ocupado o terceiro lugar no *ranking* geral, ficando atrás apenas do Reino Unido e dos Estados Unidos.

A análise da atratividade do *upstream* foi feita de forma comparativa, ou seja, levando em consideração os diversos países que concorrem entre si pelos investimentos, o que exigiu analisar cada variável que influencia a atratividade do *upstream* para o conjunto de nações selecionadas. Para permitir uma comparação de fácil compreensão, o autor criou um *ranking*.

Na primeira parte do trabalho todas as variáveis receberam o mesmo peso. Como os agentes possuem diferentes perfis empresariais, as variáveis exercem uma influência distinta sobre a atratividade, o que exigiu a realização de um teste de sensibilidade do modelo, onde cada variável recebeu um peso desigual. Por meio desse procedimento objetivou-se destacar as principais variáveis que influenciam a atratividade em cada país, o que permitiu identificar aquelas que pesam a favor ou contra a atratividade brasileira. As variáveis utilizadas por Araújo (2004) são abaixo brevemente descritas:

Risco Político - O cálculo de risco político é feito por diversas agências especializadas com diferentes critérios de avaliação. Tendo como parâmetro a credibilidade, Araujo (2004) escolheu a Economist Intelligence Unit – EIU,

empresa com notória reputação de confiabilidade nesse segmento. Adicionalmente, o conjunto de países por ela analisado reúne o maior número das nações selecionadas. Para aqueles que não possuíam avaliação da EIU, foram aplicadas notas seguindo o mesmo critério adotado pela agência.

Risco Regulatório - A análise do risco regulatório seguiu o critério da credibilidade da regulação de cada país. Para isso, o autor analisou a maturidade do sistema regulatório e a existência, ou não, de uma agência reguladora independente. Países que possuíam um marco regulatório mais antigo, além de uma agência reguladora, receberam a pontuação máxima, que varia de acordo com a combinação desses dois critérios.

Government Take - Para se analisar o *government take* foi utilizado o estudo de Bastos e Barbosa (2001), onde o Brasil, segundo diferentes critérios, é comparado com países que concorrem por investimentos. Nações com um *take* menor foram consideradas mais atrativas.

Potencial Geológico - A análise do potencial geológico foi feita por meio do cálculo da produtividade de cada país nos últimos dez anos, ou seja, de 1993 a 2003. O resultado foi obtido calculando-se a quantidade de óleo descoberta por poços perfurados durante a década, a partir de dados de produção e reservas provadas fornecidos pela *BP Statistical Review*. Quanto maior a produtividade (maior a relação entre a descoberta por poço perfurado) de um país, maior foi a sua pontuação.

Análise de Sensibilidade - Para verificar a robustez dos resultados obtidos, foram escolhidos três diferentes cenários, onde as variáveis passaram a receber um peso diferente. Isso porque cada variável possui um nível de importância que oscila entre os investidores, pois esses possuem perfis e padrões de risco distintos, que variam de acordo com sua estratégia. Como o objetivo do trabalho era testar a atratividade do Brasil frente a países concorrentes, decidiu-se: 1) aplicar uma maior ponderação para o *government take*; 2) dar ao potencial geológico o mesmo destaque e 3) aplicar às duas variáveis a maior ponderação. Para cada cenário foi criado um novo ranking, utilizando as médias ponderadas de cada país.

3.2. Características Técnicas da Pesquisa

Nessa seção são apresentadas as características técnicas da pesquisa, tais como sua definição conceitual, população da amostra, amostra utilizada no estudo, margem de erro e nível de confiança.

3.2.1. Definição Conceitual da Pesquisa de Campo

Esse estudo é classificado como uma pesquisa quantitativa descritiva, com amostragem não probabilística, sendo em seu escopo um levantamento amostral. De acordo com Kirk e Miller (1986), num estudo quantitativo o pesquisador “define claramente as suas hipóteses e variáveis usando-as, essencialmente, para obter uma medição precisa dos resultados quantificáveis obtidos”.

Quanto aos objetivos e características específicas, uma pesquisa descritiva é aquela:

[...] usada quando já se possui relativo conhecimento do assunto e se deseja descrever um fenômeno. Nela algumas hipóteses podem ser formuladas com base em conhecimentos prévios, procurando-se confirmá-las ou negá-las. Nesse tipo de estudo é extremamente importante a exatidão e precisão dos dados coletados (MATTAR, 1999).

Ainda de acordo com Mattar (1999), o levantamento amostral é um estudo que se preocupa em obter dados representativos da população estudada, tanto em termos numéricos quanto em relação ao processo de seleção dos elementos da amostra da pesquisa. Esse estudo possui uma amostra de dimensão e representatividade que permitem análises estatísticas.

O autor define a amostra não probabilística como aquela onde as amostras são selecionadas por critérios subjetivos do pesquisador, de acordo com sua experiência ou objetivos do estudo; não existe, portanto, uma probabilidade conhecida de um determinado elemento da população ser selecionado.

3.2.2. População do Estudo

Para Malhotra (1996), a população de um estudo é o agregado de todos os elementos que compartilham um conjunto comum de características de interesse para o problema investigado. A população desse estudo foi estimada, de acordo com dados IBP, em 4.400 pessoas. Ela é composta pelos participantes da feira Rio Oil & Gas – ocorrida na cidade do Rio de Janeiro, de 17 a 20 de setembro de 2012 – denominados pela entidade realizadora do evento como Congressistas.

Trata-se de uma estimativa provavelmente *superestimada* e, portanto, conservadora, já que nessa população existiam profissionais de empresas prestadoras de serviço à indústria do petróleo, que estavam fora de nosso escopo de interesse, concentrado nas empresas petrolíferas. A alternativa seria estreitar nossa população àquela constituída dos 1.151 Delegados, definição do IBP que de fato restringia-se ao universo que tencionávamos pesquisar. Supomos, entretanto, que haveria um número expressivo de possíveis entrevistados credenciados na feira como Visitantes, portanto não enquadrados na categoria de Delegados instituída pelo IBP – o que foi confirmado no decorrer do trabalho de campo. Essa realidade fez com que a ampliação do tamanho da população fosse necessária para atender ao objetivo de aumentar sua precisão, embora essa *superestimativa* tenha impactado negativamente o cálculo da margem de erro e nível de confiança da pesquisa. Desse modo, julgamos apropriado seguir a regra estatística geral que “determina que o tamanho da amostra seja arredondado para cima, até o número seguinte, de forma a *supersatisfazer* ligeiramente os critérios (LEVINE *et al*, 2005).

3.2.3. Amostra do Estudo

Nossa amostra foi de 166 profissionais de empresas petrolíferas brasileiras e estrangeiras presentes na Rio Oil & Gas.

3.2.4. Margem de Erro e Nível de Confiança

Considerando o tamanho da população de 4.400 profissionais da indústria do petróleo presentes na Rio Oil & Gas e, portanto, passíveis de serem entrevistados, e os 166 questionários respondidos, a margem de erro da

pesquisa foi calculada em 7,46%, com nível de confiança de 95%. Estes valores são encontrados utilizando-se a fórmula apresentada abaixo:

$$e = z_{\alpha/2} \times \sqrt{\frac{(1-p)p}{n}} \times \sqrt{\frac{N-n}{N-1}}$$

$$p = 50\% = 0,50$$

$$N = 4.400$$

$$n = 166$$

$$\text{Nível de Confiança} = 95\% \rightarrow \alpha = 5\% = 0,05 \rightarrow z_{\alpha/2} = 1,96$$

Calculando para o caso da pesquisa:

$$e = 1,96 \times \sqrt{\frac{0,50 \times 0,50}{166}} \times \sqrt{\frac{4400 - 166}{4400 - 1}} = 0,0746 = 7,46\%$$

Embora as limitações financeiras de um trabalho financiado com recursos do pesquisador não tenham permitido alcançar um número de questionários que assegurasse uma margem de erro menor, de 5%, por exemplo, usualmente a mais utilizada, o patamar alcançado nos autorizam algumas inferências a partir dos dados.

Para Neto (1977), “os problemas de amostragem podem ser mais ou menos complexos e sutis, dependendo das populações e das variáveis que se deseja estudar”. Ainda segundo o autor, em pesquisas sociais, econômicas ou de opinião, a complexidade dos problemas de amostragem é normalmente bastante grande. Embora o problema não deva ser subestimado, pode ser relativizado, em decorrência da composição da amostra. Afinal, quanto mais uniforme for o universo do qual é extraída, menor ela poderia ser, em tese. Acredita-se que a amostra foi homogênea, pois foi colhida no maior evento de petróleo e gás da América Latina, notório por reunir profissionais da indústria.

3.3. Preparação dos Procedimentos de Pesquisa

Essa etapa teve início com um planejamento detalhado das tarefas a serem realizadas, de forma a garantir o cumprimento do objetivo proposto. O trabalho se assentou em dois eixos principais: i) concepção e desenho do instrumento de coleta e ii) providências operacionais. As iniciativas envolveram atividades prévias à pesquisa, tais como a elaboração do questionário a partir de conceitos teóricos e práticos e a criação dos procedimentos e normas a serem seguidas ao longo do processo de execução operacional do trabalho de campo.

3.3.1. O Questionário

A elaboração do questionário, estruturado com 25 questões fechadas relacionadas a atributos do país e do setor de petróleo e gás natural e 12 para colher as características dos respondentes, foi baseada na experiência profissional do pesquisador, na opinião de especialistas e em elementos colhidos na pesquisa *Global Petroleum Survey* (2012), do livro *Made in Brazil* (FERRAZ *et al*, 1996) e da monografia *Análise sobre a Atratividade do Upstream da Indústria de Petróleo Brasileira – 1997-2003* (ARAUJO, 2004).

A partir da experiência profissional acumulada, gerou-se um questionário inicial com as possíveis principais variáveis da pesquisa, que foi seguidamente aperfeiçoado ao longo do tempo a partir das contribuições da bibliografia consultada e da opinião de especialistas. Como a percepção de atratividade mostra-se abrangente e apresenta diferentes dimensões, mensurá-la requereu a utilização de 25 variáveis, julgadas relevantes para medir adequadamente os seus diversos aspectos – regulatórios, comerciais, relacionadas ao ambiente de negócios e a prospectividade. Desse modo, o questionário abordou tanto dimensões já consagradas na indústria do petróleo e do gás natural – risco político e regulatório, *government take* e potencial geológico –, quanto fatores estruturais que influenciam a maior parte dos segmentos econômicos, tais como regulamentação do trabalho, qualidade da infraestrutura, complexidade e custo do cumprimento de normas, carga tributária etc.

Definido o que se queria medir, partiu-se para a formulação de conceitos e variáveis capazes de representar, de forma clara e o mais neutra possível, o que se buscava pesquisar. Para cada variável há um texto correspondente que

a define de forma sucinta e direta. Houve esforços na criação de um questionário capaz de captar a percepção do respondente sobre a realidade apresentada. Isso só pode ocorrer, como defende Goldenberg (2004), “[...] se a ação for colocada dentro de um contexto de significado”.

A preocupação com as consequências negativas de um eventual viesamento orientou a elaboração de cada uma das sentenças das questões. Como acreditam Max Weber, Pierre Bourdieu e Howard Becker, houve consciência da interferência dos valores do pesquisador na seleção e encaminhamento do estudo (*apud* GOLDENBERG, 2004). Isso exigiu um esforço controlado para conter a subjetividade, como prega Bordieu (*apud* GOLDENBERG, 2004). Tal cuidado nos leva a crer que as questões não receberam um tratamento que favoreceu sistematicamente ou deliberadamente determinado resultado.

Os 25 fatores foram avaliados pelos entrevistados segundo seus níveis de encorajamento ou não ao investimento. Para isso utilizou-se uma escala de 1 (desencoraja o investimento) a 5 (alto grau de encorajamento ao investimento), sendo 3 uma posição de neutralidade.

Adicionalmente, realizou-se uma revisão do instrumento de coleta de dados inicialmente elaborado, submetendo-o à avaliação de 25 especialistas do setor de petróleo e gás natural, entre empresários, executivos de entidades representativas, dirigentes da agência reguladora setorial, advogados e economistas (Anexo II). Os profissionais consultados analisaram o grau de abrangência, o alcance e a facilidade de compreensão do instrumento de coleta. Inúmeras contribuições foram recebidas, processadas e acrescentadas ao questionário, o que resultou, acredita-se, no aperfeiçoando de sua capacidade de apreender a percepção dos entrevistados.

3.3.1.1. Pré-Teste do Questionário

Após esses procedimentos, o instrumento de coleta foi verificado e testado em campo junto a três entrevistados, ocasião em que foi identificada a resistência de dois deles em declarar a empresa para a qual trabalhavam. Em decorrência dessa observação, optamos não só pela manutenção do anonimato dos entrevistados –

decisão originalmente já tomada desde a feitura inicial do questionário – como também por não solicitar o nome das companhias às quais estavam vinculados. Um dos inquiridos sugeriu que seguíssemos uma sequencia lógica, concatenando as questões a partir de suas temáticas, o que facilitaria a compreensão dos respondentes, o que foi acatado. O formulário de coleta foi em seguida revisado, traduzido e diagramado e está disponível, em suas versões em português e inglês, no Anexo III.

3.3.1.2. Tradução do Questionário

A tradução do questionário da língua portuguesa para a versão em inglês foi feita pelo tradutor independente Ciro Rebelo Filho, responsável pelas traduções de textos da ANP. A validação da versão inglesa foi feita pelo engenheiro de reservatório Andy Wallace, de nacionalidade americana, fluente nos dois idiomas e com larga experiência no segmento estudado. Ambos conheciam o propósito da pesquisa.

3.3.1.3. Estrutura do Questionário

A ordem das questões procurou seguir uma sequencia lógica, agregando as perguntas em grandes temáticas. Embora essa segmentação não estivesse visível para os respondentes, seguiu-se a estrutura abaixo descrita. As primeiras seis variáveis estão relacionadas a Questões Comerciais:

- *Participações governamentais, tais como royalties, participações especiais, taxas de retenção de área.*
- *Carga Tributária que NÃO seja específica para a produção de petróleo, incluindo pessoal, empresarial, folha de pagamento e impostos sobre o capital e a renda; a complexidade do cumprimento das obrigações fiscais.*
- *Barreiras comerciais tarifárias/não tarifárias ao comércio e restrições ao repatriamento de lucros.*
- *Características brasileiras do regime de Contrato de Concessão*
- *Características brasileiras do regime de Contrato de Partilha de Produção.*
- *A estrutura do mercado do Downstream e sua política de preços.*

As seis variáveis seguintes mediram Questões Regulatórias:

- *Previsibilidade na administração, interpretação e aplicação dos regulamentos que afetam o segmento e preocupação com a frequência de sua alteração.*
- *Complexidade e custo do cumprimento das normas. Se permite e incentiva a interação entre quem faz as normas e as empresas, como audiências públicas.*
- *Exigências de Conteúdo Local.*
- *Exigências de Pesquisa e Desenvolvimento.*
- *Atuação do agente regulador.*
- *Compatibilidade de regulamentos entre as esferas federal, estadual e municipal.*
- *Previsibilidade nas mudanças nos regulamentos da área ambiental, no licenciamento ambiental e quanto a áreas a ser protegidas (parques, reservas ambientais, vida marinha, sítios arqueológicos).*

O terceiro conjunto, com quatro variáveis, mensurou Questões de Prospectividade:

- *Disponibilidade de dados geológicos, sua qualidade e detalhamento e a facilidade de acesso aos dados públicos.*
- *Potencialidade geológica das bacias sedimentares onshore.*
- *Potencialidade geológica das bacias sedimentares offshore.*
- *Participação de 30% da Petrobras e seu papel de operadora em todos os blocos do Pré-Sal.*

As oito últimas variáveis mediram o Ambiente de Negócios:

- *Estabilidade política.*
- *Sistema jurídico é justo, transparente, não-corrupto e eficiente.*
- *Segurança física de pessoas e de bens.*
- *Disponibilidade de trabalho qualificado em níveis médio, superior e gerencial.*
- *Regulamentação do trabalho, legislação trabalhista.*

- *Qualidade da Infraestrutura, incluindo o acesso a estradas, a dutos, a disponibilidade de energia etc.*
- *Parque fornecedor de equipamentos e serviços.*
- *Infraestrutura universitária e de centros tecnológicos e de pesquisa.*

3.4. Procedimentos Operacionais

O presente estudo teve um vínculo relevante com a Rio Oil & Gas, o principal evento de petróleo e gás da América Latina e um dos mais importantes do mundo. Sem dispor de muitos recursos, a pesquisa tinha como condição prévia de sua viabilidade conseguir entrevistar um considerável número de respondentes num mesmo ambiente. Nesse sentido, o evento foi fundamental para baratear a realização do estudo e torna-lo, portanto, factível.

De outra parte, ao mesmo tempo em que possui um tempo de duração e uma localização que favoreceriam a pesquisa – quatro dias, de 17 a 20 de setembro de 2012, na cidade do Rio de Janeiro –, o evento não comportava falhas, pois sua realização é bianual. Ou seja, caso algo desse errado, o trabalho de campo só poderia ser tentado novamente em 2014, o que ultrapassaria o prazo regulamentar de uma dissertação de mestrado.

Dada essa importância fundamental, formalizou-se, por meio de carta do Orientador, pedido de apoio institucional à entidade promotora da feira, o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). A instituição concordou com os termos da solicitação e prestou importante contribuição para o trabalho, na medida em que forneceu informações sobre os inscritos, permitiu o uso de sua logomarca no questionário, redigiu carta apresentando aos participantes o projeto de pesquisa e os assistentes de pesquisa e franqueou o acesso da equipe às dependências da feira.

3.4.1. Seleção da Equipe

A seleção inicial dos assistentes de pesquisa se deu por meio do recebimento de currículos de participantes de “Grupo de Discussão” de alunos e ex-alunos de cursos de relações internacionais. A escolha de profissionais e estudantes de relações internacionais foi feita em razão do caráter generalista

do curso e do domínio de idiomas que exige, na expectativa de que parte dos entrevistados seria composta de estrangeiros.

Após análise de 20 currículos, foram pré-selecionados 12 candidatos. Realizou-se entrevista pessoal com cada um deles, ocasião na qual foi medido seu conhecimento geral, sua capacidade de comunicação e seu domínio de línguas, especialmente o inglês, idioma mais falado no setor. Dos sete assistentes de pesquisa escolhidos, três são bacharéis em relações internacionais e os demais estudantes de distintos semestres. A lista dos assistentes, com idades entre 18 e 28 anos, está disponível no Anexo IV.

3.4.2. Treinamento da Equipe

O treinamento dos assistentes de pesquisa se deu por meio de duas reuniões. Com o propósito de nivelar o conhecimento da equipe, na primeira delas foram apresentados conceitos básicos do setor de petróleo e gás natural e um panorama atual do segmento, além de expostas, analisadas e discutidas todas as 25 variáveis do instrumento de coleta. Na sequência, após o esclarecimento das dúvidas dos pesquisadores, foram discutidas questões operacionais, como a forma de preenchimento de cada campo do formulário, a melhor maneira de abordar os entrevistados, posicionamento e rotas a serem seguidas nos pavilhões da Rio Oil & Gas, táticas para atuação individual ou em grupo, entre outros pontos. Os candidatos foram testados quanto aos assuntos ministrados e alertados sobre a importância do papel que desempenhariam.

Na segunda oportunidade, antes da aplicação do questionário, foram repassadas as principais questões envolvidas na pesquisa, de forma a assegurar a qualidade da coleta de dados e a execução, com precisão, do trabalho de campo. Os entrevistadores foram treinados a fazer uma breve introdução aos entrevistados quanto aos propósitos da sondagem e fornecer a sua identificação (assegurada por meio de crachá) e da pesquisa (por meio de carta do IBP, apresentando o projeto e o entrevistador). Os assistentes receberam instrução para serem neutros e conduzirem cada entrevista com cordialidade e seriedade. Foi enfatizada a necessidade de assegurar o anonimato associado às percepções individuais dos entrevistados.

3.4.3. Simulação de um dia típico de Pesquisa

Em virtude da escassez de recursos, a simulação de um dia típico de pesquisa foi feita apenas pelo mestrando, no primeiro dia do evento, 17 de setembro de 2012. Nesse treinamento prático foi possível conhecer o local e perceber a dinâmica do evento, consolidar os conceitos do planejamento da coleta, observar como eram compreendidas e interpretadas as variáveis, assim como mensurar o tempo gasto pelos entrevistados. Tais informações foram repassadas aos pesquisadores no dia seguinte, antes do início dos trabalhos.

3.5. Trabalho de Campo

O trabalho de campo foi organizado e conduzido de modo a garantir a qualidade e a confiabilidade dos resultados, pois como alerta Almeida (2002), “[...] pouco adianta ter uma amostra tecnicamente perfeita, um questionário bem elaborado e adequadamente pré-testado, se o trabalho de campo for de má qualidade”.

3.5.1. Coleta dos Dados

A coleta de dados ocorreu nos dias 18 e 19 de setembro de 2012, das 14:00h às 21:30h, no Rio Centro, durante a Rio Oil & Gas. Julgamos apropriado descartar o primeiro e o último dia do evento. Além das limitações financeiras, contribuiu para essa decisão a percepção de que uma feira desse porte não mobiliza todo o seu público no início, assim como perde considerável poder de motivar presença no final.

3.5.2. Dinâmica do Campo

São grandes as dificuldades de organizar e conduzir um trabalho de campo de qualidade. Coletar dados é uma tarefa complicada, que envolve uma variedade de detalhes e procedimentos a serem seguidos por todos com rigor e disciplina. O trabalho de campo transcorreu adequadamente e atendeu às expectativas do planejamento, garantindo a confiabilidade dos resultados. Cumpre, entretanto, relatar as dificuldades com as quais nos deparamos.

Uma delas diz respeito à estrutura física do Rio Centro. A temperatura nos pavilhões do evento atingiu mais de 40 graus. A enorme dimensão da feira obrigava os assistentes de pesquisa e o pesquisador, no papel de supervisor dos trabalhos, a frequentes e longos deslocamentos. O desgaste físico foi enorme, tendo culminado com o mal-estar de um dos assistentes de pesquisa, que teve que ser atendido pela equipe médica do evento. O barulho no local também foi entrave relevante a dificultar a realização das entrevistas.

A taxa de recusa em responder o questionário foi relativamente alta. De acordo com relato dos assistentes, de três a quatro pessoas precisaram ser abordadas para se obter a concordância de uma entrevista. Entre as razões alegadas, destacam-se: o inquirido não estar autorizado pela empresa na qual trabalha a emitir opinião, mesmo em pesquisas que garantam o anonimato; desconhecimento e desconfiança em relação à pesquisa; falta de tempo, pois estavam se deslocando para encontros profissionais; estarem ocupados em conversas sociais ou profissionais. Adicionalmente à taxa de recusa em responder, houve dificuldades em identificar claramente os possíveis respondentes. Trata-se de um evento de grande envergadura que atrai, além de profissionais da indústria, gente dos mais diversos segmentos econômicos. Inúmeros participantes foram abordados apenas para se descobrir que não faziam parte de nosso público de interesse.

O número de estrangeiros entrevistados – 11 respondentes – ficou aquém das expectativas. Não sabemos precisar a razão, mas supomos seja um reflexo da aleatoriedade, já que o número de brasileiros presentes ao evento era naturalmente muito maior. Pode ter ocorrido uma preferência dos assistentes de pesquisa na abordagem de brasileiros, mas não temos como identificar esse eventual viés. Por outro lado, pode-se afirmar que o número de empresas estrangeiras representadas na amostra, 58, foi representativo, embora seus respondentes tivessem nacionalidade brasileira.

Apesar da pequena representatividade dos estrangeiros na amostra, foram elaborados cinco gráficos, na forma de média, com variação entre 1 e 5 – disponíveis no Anexo V – com o objetivo de comparar as percepções de brasileiros e estrangeiros. Não foram identificadas divergências relevantes,

exceto em três variáveis. À potencialidade geológica das bacias sedimentares *offshore* os entrevistados brasileiros atribuíram uma média de 4,9, enquanto os estrangeiros foram menos generosos, 4,4. Na variável que avaliou a estrutura do mercado do *downstream* e sua política de preços se deu o contrário, sendo os estrangeiros mais otimistas, com uma média de 2,8, enquanto os brasileiros ficaram no patamar de 2,4. Na questão que mediu a previsibilidade nas mudanças nos regulamentos da área ambiental as respostas dos brasileiros ficaram numa média de 2,4, enquanto os estrangeiros chegaram a 3,0.

De um modo geral, cumpre destacar que a vantagem proporcionada por uma feira – das mais evidentes, por reunir um grande número de possíveis entrevistados – é relativizada pela complexidade operacional que acarreta. Entretanto, a experiência acumulada permite a superação de muitos dos obstáculos acima relatados. Uma taxa de rejeição menor poderia ter sido alcançada, por exemplo, caso tivéssemos assegurado uma prévia e ampla divulgação do trabalho junto aos participantes da feira. Desafortunadamente, trata-se de uma observação possível apenas com olhos de hoje, a partir das dificuldades encontradas.

3.5.3. Mudança no “clima” durante a Rio Oil & Gas

No início da tarde do primeiro dia da pesquisa – 18 de setembro -, por volta das 15:00h, o ministro de Minas e Energia, Edison Lobão, anunciou que a 11ª rodada de licitação de blocos para exploração de petróleo e gás deverá ocorrer em maio de 2013. O ministro disse ainda, naquela ocasião, que o governo pretendia realizar, em novembro do mesmo ano, a primeira rodada com blocos do Pré-Sal. Ambos os anúncios foram condicionados à aprovação, pelo Congresso, da nova lei de divisão dos royalties do petróleo.

O Brasil não realiza rodadas de licitação de blocos desde 2008. Como seria de se esperar, vigorava um sentimento de certo desapontamento e frustração entre os profissionais do setor de petróleo e gás presentes na Rio Oil & Gas. Simbolicamente, durante a cerimônia de abertura do evento o secretário de Petróleo e Gás Natural do Ministério de Minas e Energia, Marco Antônio

Almeida, lamentou não poder “trazer a grande notícia que todos queriam ouvir, a realização da 11ª rodada” (BRASIL ENERGIA, 2012).

O comunicado do ministro Lobão, portanto, pode ter exercido alguma influência nesse clima geral de insatisfação e ter, conseqüentemente, impactado o sentimento que vigorava naquele momento. Independente dessa discussão é provável que o sobressalto proporcionado pelo ministro tenha exercido pouco impacto direto no trabalho de campo. A pesquisa não apresenta variáveis que tratem diretamente da realização de licitações de blocos exploratórios. De todo modo, é forçoso reconhecer que o tema permeia obliquamente a maioria das questões e por isso mesmo não pode ser desconsiderado.

A fim de jogar luz sobre a questão, cumpre informar que o trabalho de campo foi iniciado por volta das 14:00h do dia 18 de setembro, portanto, uma hora antes do mencionado anúncio, ocorrido às 15:00h. Ou seja, se houve influência nos resultados do trabalho, essa não foi significativa e se deu apenas sobre alguns poucos questionários durante o período de tempo que antecedeu o comunicado. Esses questionários não puderam ser segregados, pois não houve tempo hábil para reunir todos os assistentes de pesquisa e dar orientação quanto ao inusitado anúncio ministerial. Grosso modo, podemos inferir que no máximo 20 questionários foram aplicados antes do comunicado, amplamente divulgado durante o evento. No primeiro dia de campo, até pelo processo de aprendizado da equipe, foram realizadas apenas 71 entrevistas ao longo de oito horas de trabalho, ou seja, uma média de 8,8 entrevistas por hora. Conseqüentemente, o período de duas horas antes do anúncio teria permitido a aplicação de aproximadamente 18 questionários.

O presente capítulo expôs os procedimentos metodológicos adotados para a construção dos atributos de atratividade utilizados no questionário, as características técnicas e os procedimentos operacionais utilizados na pesquisa de campo e os esforços para recolhimento de dados. O capítulo seguinte vai contextualizar as variáveis pesquisadas e apresentar os resultados individualmente e de forma agregada.

4. CONTEXTUALIZAÇÃO E RESULTADOS DA PESQUISA

Este capítulo tenciona contextualizar as 25 variáveis abordadas, apresentar os resultados da pesquisa de campo por meio de gráficos e analisar os números obtidos. Com o objetivo de organizar melhor a tarefa, as questões foram agregadas em grandes grupos temáticos: Comerciais, Regulatórias, de Prospectividade e Relacionadas ao Ambiente de Negócios. Serão apresentados inicialmente os resultados globais para cada conjunto de questões, na forma de média, apontando para onde mais se concentram as respostas dos entrevistados. Em seguida, cada variável é abordada de forma individual, com seus resultados contribuindo para as conclusões do grupo temático do qual faz parte.

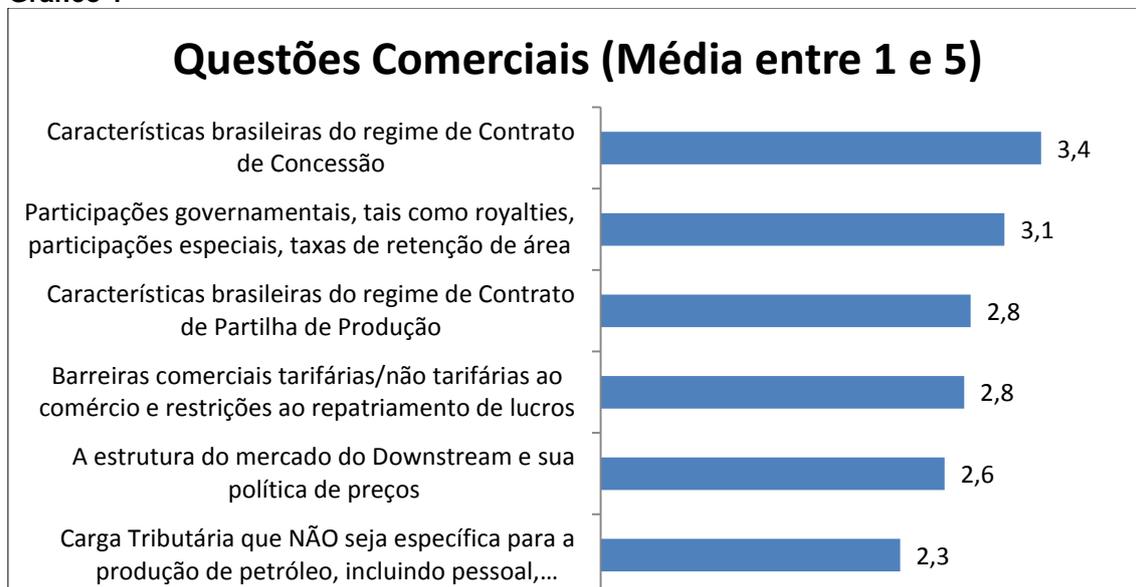
Em relação às informações relacionadas aos entrevistados, recolhidas a partir da aplicação do questionário, julgou-se apropriado apresentá-las no Anexo VI, onde o leitor pode conhecer detalhes representativos da amostra. Um dado a se destacar nesse campo é o fato de que 95,1% das empresas às quais os entrevistados estão vinculados já investem no Brasil, 96,5% pretendem investir nos próximos dois anos e 97,8% nos próximos cinco anos.

4.1. Questões Comerciais

As questões comerciais envolvem seis variáveis: Participações governamentais, tais como royalties, participações especiais, taxas de retenção de área; Carga Tributária que não seja específica para a produção de petróleo, incluindo pessoal, empresarial, folha de pagamento e impostos sobre o capital e a renda e complexidade do cumprimento das obrigações fiscais; Barreiras comerciais tarifárias/não tarifárias ao comércio e restrições ao repatriamento de lucros; Características brasileiras do regime de Contrato de Concessão; Características brasileiras do regime de Contrato de Partilha de Produção e A estrutura do mercado do *downstream* e sua política de preços.

Tal como acima explicitado, o Gráfico 1 apresenta inicialmente os resultados globais para o conjunto de questões comerciais, na forma de média, apontando para onde mais se concentram as respostas dos respondentes.

Gráfico 1



Fonte: Elaboração própria

Tendo apresentado as médias, passamos a tratar as variáveis individualmente. Tal procedimento será repetido nas demais seções.

4.1.1 Participações governamentais, tais como royalties, participações especiais, taxas de retenção de área.

Recursos financeiros gerados pela indústria do petróleo e transferidos ao Estado são genericamente denominados participações governamentais (sendo o *royalty* o mais difundido e conhecido), que são recebidas pelo Poder Público (municípios, estados e governo central) como forma de compensação pelos reflexos negativos causados pela exploração e produção desses recursos naturais não-renováveis. A Lei 9.478/97 (BRASIL, 1997), a chamada Lei do Petróleo, instituiu no país quatro tipos de participações governamentais:

- i) Bônus de assinatura, que designa o valor ofertado pela empresa vencedora da licitação no ato na assinatura do contrato de concessão;

- ii) *Royalties* de 10% da receita bruta produzida pelo campo, podendo ser reduzida a 5%⁴;
- iii) Participação Especial (PE)⁵, que incide trimestralmente sobre o lucro do campo, e não sobre sua produção bruta, como é o caso dos *royalties*. A Lei permite deduzir da apuração do lucro os custos com *royalties*, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciação e tributos previstos na legislação. As alíquotas da PE são progressivas e têm relação temporal e de localização do campo, se em terra ou em mar;
- iv) Pagamento pela ocupação e retenção de área é um valor pago pelo concessionário do bloco exploratório ou campo de produção em sua posse;
- v) A legislação brasileira também instituiu o pagamento aos proprietários da terra, ou seja, uma participação de terceiro, que corresponde ao valor de 0,5% a 1% do resultado da lavra.

De acordo com Gutman (2007), ao contrário dos demais componentes do regime fiscal brasileiro, que abrangem todas as empresas do país, as participações governamentais incidem exclusivamente nas atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural. A parcela do governo no negócio, também chamada de *government take*, é um indicador extremamente utilizado pela indústria do petróleo para comparar regimes fiscais, sendo certo que um valor alto inibirá investimentos, ao passo que um patamar abaixo do “valor ótimo” significará perdas de receita para o país detentor dos recursos petrolíferos.

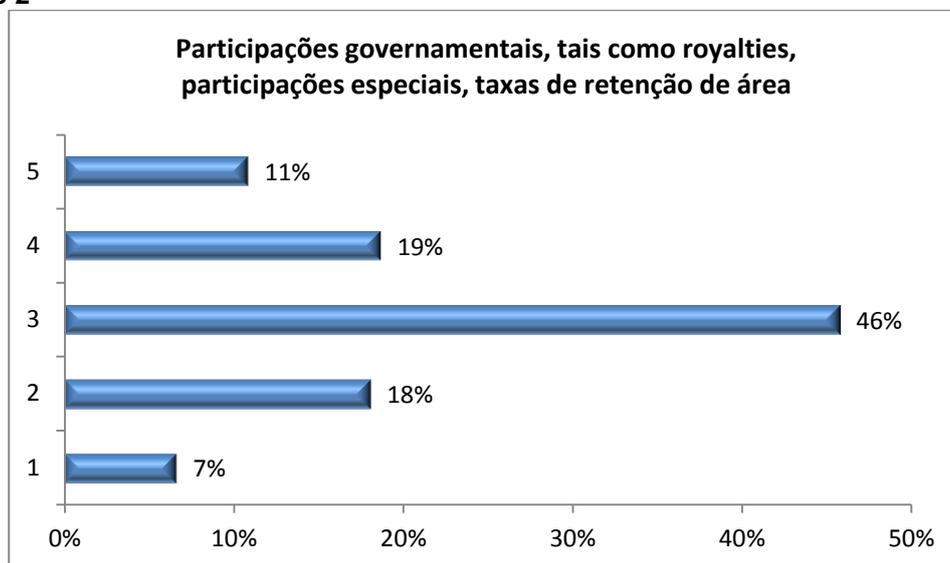
Há uma vasta teoria a respeito de Estados rentistas. A questão é também abordada por Evans (2004) em sua definição do Estado Predatório a partir do exemplo do ex-Zaire. Essa parece ser a realidade de alguns municípios do Norte Fluminense, onde os recursos dos *royalties* do petróleo, embora potencialmente importantes, não transformaram, por si mesmos,

⁴ A nova Lei prevê que os royalties nos Contratos de Partilha serão de 15% (Lei 12.734/12).

⁵ Incide exclusivamente nos Contratos de Concessão.

municípios pobres em economias prósperas e sustentáveis. Um conjunto extenso de trabalhos, no Brasil e no Exterior, demonstra que não só não há uma correlação direta entre as riquezas do petróleo e desenvolvimento econômico como parece haver, em muitos casos, uma correlação negativa⁶.

Gráfico 2



Fonte: Elaboração própria.

A variável mostra uma clara tendência para a neutralidade, como indica a opção de 46% dos entrevistados pelo item 3 da escala, identificado como neutro. Quando somamos os percentuais superiores do gráfico 2, definidos na escala como encorajadores ao investimento (11% classificaram como 5 + 19% como 4 = 30%) e os confrontamos com os inferiores (18% como 2 + 7% como 1 = 25%), confirma-se um leve viés de encorajamento ao investimento. Ou seja, as participações governamentais não representam um entrave para a atratividade do *upstream* brasileiro e podem ser classificadas como levemente encorajadoras. Trata-se da confirmação de uma opinião corrente no setor de petróleo gás, corroborada por outras pesquisas⁷.

⁶ Detalhes sobre a temática no Brasil podem ser encontrados em: Aquino (2004), Serra *et al* (2006) e Pizzol e Ferraz (2010). Para conhecer a realidade internacional, ver Tsalik e Schiffrin (2005) e Gylfason (2000).

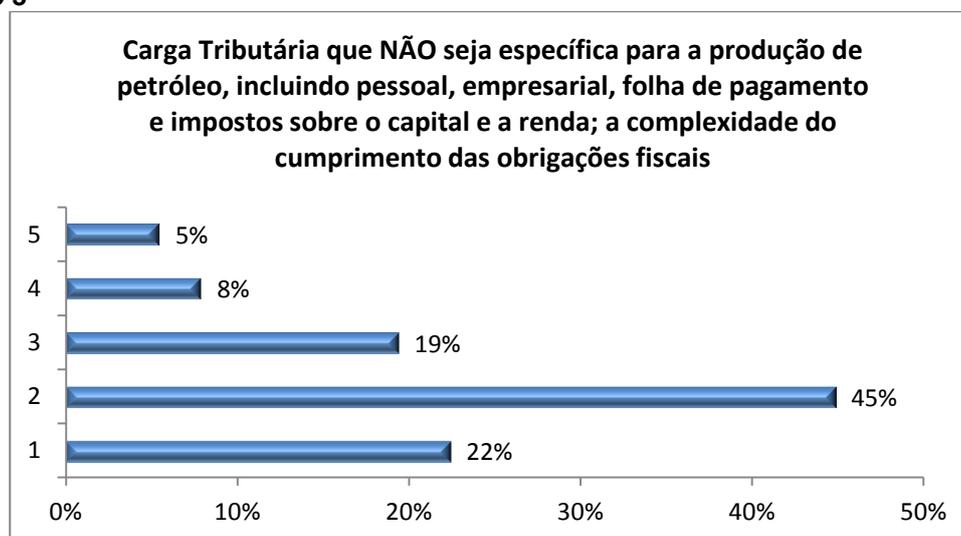
⁷ Relatório do IHS-CERA para o Department of the Interior (DOE) dos EUA avaliou 29 sistemas fiscais relacionados a petróleo e gás natural de 20 países. O Brasil ocupa no ranking uma posição intermediária, a 19ª. colocação entre os 41 sistemas investigados. Os termos modelados para o estudo estão de acordo com o marco regulatório de concessão, antes da aprovação da Lei 12.351. O modelo de partilha não havia sido liberado no momento em que o relatório foi escrito, “[...] No entanto, o mínimo de 30% de participação do Estado foi modelado sob o sistema de concessão para determinar o provável aumento da participação governamental”. Aplicando tal medida no sistema de concessão existente, têm-se um aumento de 12% no *government take*, que passa de 59% para 71% no caso de campos de petróleo de alta rentabilidade (AGALLIU, 2011).

4.1.2. Carga Tributária que NÃO seja específica para a produção de petróleo, incluindo pessoal, empresarial, folha de pagamento e impostos sobre o capital e a renda; a complexidade do cumprimento das obrigações fiscais.

Carga tributária pode ser entendida como o somatório de todos os tributos – impostos, taxas e contribuições – dos três níveis governamentais (Federal, Estadual e Municipal) incidentes sobre a economia. Ou seja, é o resultado dos tributos de todos os indivíduos, empresas e esferas de governo. De acordo com o documento Carga Tributária no Brasil – Análise por Tributos e Base de Incidência (RECEITA FEDERAL, 2010), “a carga tributária de cada país é determinada segundo a combinação de sua estrutura legal-tributária e de suas características socioeconômicas”.

A estatística internacional de maior credibilidade é da OCDE, cuja metodologia é adotada pelo Brasil (RECEITA FEDERAL, 2010). Pelos últimos dados disponíveis, de 2009, há uma variação considerável entre os países, desde o México, com uma carga tributária da ordem de 17,5%, até a Dinamarca, de 48,2%. O Brasil situa-se numa posição intermediária, com um percentual de 33,1% naquele ano. Dados de 2011, no entanto, mostram um percentual de 35,6%. Projeções do Termômetro Tributário Brasileiro, indicam que “em 2012 a carga tributária brasileira deve se manter em torno do mesmo nível de 2011” (AFONSO *et al*, 2012).

Gráfico 3



Fonte: Elaboração própria

Há um claro predomínio da percepção de que a carga tributária que não seja específica para a produção de petróleo, incluindo pessoal, empresarial, folha de pagamento e impostos sobre o capital e a renda e a complexidade do cumprimento das obrigações fiscais desencoraja os investimentos no *upstream* brasileiro. Prevalece a opção dos entrevistados pelos números inferiores da escala. Para significativos 67% dos inquiridos (o somatório dos itens 1 e 2), há um considerável grau de desencorajamento aos investimentos, ao passo que apenas 13% (item 4 + item 5) consideram essa variável como favorável. A neutralidade foi a escolha de 19% dos entrevistados.

O resultado parece indicar que para um país de renda média, o Brasil tem uma carga tributária alta, sobretudo quando comparada a de países emergentes, como México e China, por exemplo. Países desenvolvidos, com cargas tributárias altas, como a Alemanha, possuem, em contrapartida, uma rede de serviços públicos ampla, que se distingue pela qualidade, além de se caracterizarem como nações com elevada produtividade.

4.1.3. Barreiras comerciais tarifárias/não-tarifárias ao comércio e restrições ao repatriamento de lucros.

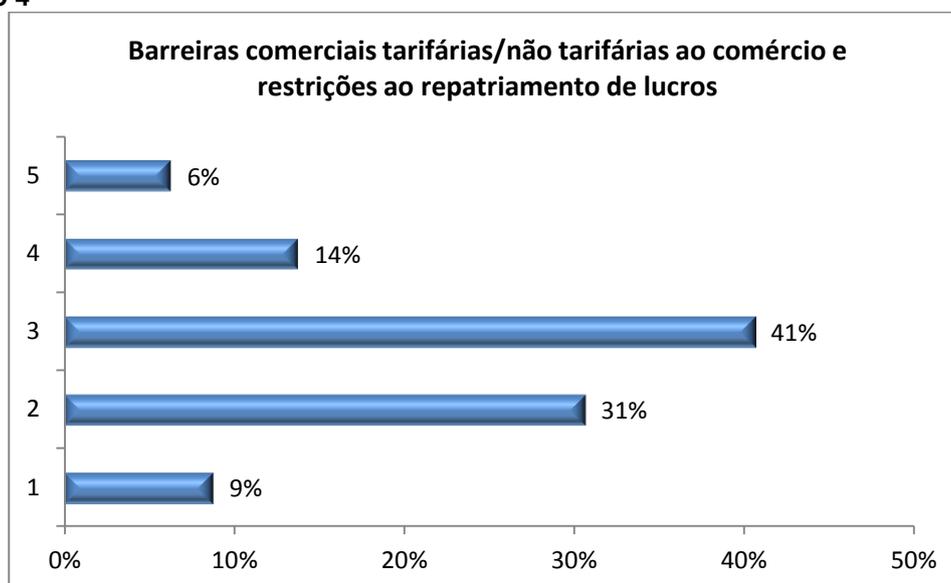
Embora não exista uma definição conceitual precisa para barreira comercial tarifária, ela pode ser entendida simplificada como qualquer lei, regulamento, política, medida ou prática governamental que imponha restrições ao comércio exterior. Elas são utilizadas na importação, exportação e/ou no trânsito de mercadorias e pessoas e tratam de alíquotas de imposto de importação, taxas diversas e valoração aduaneira (MDIC, 2003). De acordo com Kinoshita e Aydos (2008), os tributos constitucionalmente previstos para atuar como barreiras tarifárias no Brasil são o Imposto de Importação, o Imposto de Exportação e o IPI incidente sobre a importação, todos de competência da União.

Já as barreiras não-tarifárias tratam de restrições quantitativas, licenciamento de importação, procedimentos alfandegários, medidas antidumping, medidas compensatórias, medidas de salvaguarda e medidas sanitárias e fitossanitárias (MDIC, 2003). As barreiras não-tarifárias podem ser

definidas como sendo “qualquer medida de caráter administrativo, financeiro, cambial ou de qualquer natureza, mediante a qual um Estado Parte impeça ou dificulte, por decisão unilateral, o comércio recíproco” (MERCOSUL, 1991).

Em relação à remessa de lucros ou repatriamento de capital estrangeiro, o Brasil não tem nenhuma restrição, desde que registrados no Banco Central do Brasil (ERNST & YOUNG, 2012). Ou seja, os lucros podem ser remetidos e o capital repatriado a seu país de origem a qualquer tempo, a princípio sem qualquer espécie de autorização prévia. De acordo com o Guia Legal para o Investidor Estrangeiro no Brasil (2006), os lucros gerados a partir de 1.1.1996 estão isentos de imposto de renda retido na fonte. Ainda conforme o Guia, o Brasil assinou tratados para evitar dupla tributação com 24 países⁸.

Gráfico 4



Fonte: Elaboração própria

Há menos consenso do que na variável carga tributária, mas as barreiras comerciais tarifárias/não-tarifárias ao comércio e restrições ao repatriamento de lucros também parecem ser um problema para a atratividade do E&P brasileiro. A soma dos números inferiores da escala indica que para 40% dos entrevistados essa variável desencoraja o investimento. Metade deles, no

⁸ Suécia, Japão, Noruega, Portugal, Bélgica, Dinamarca, Espanha, Áustria, Luxemburgo, Itália, Argentina, Canadá, Equador, Holanda, Filipinas, França, Coreia, República Eslovaca e Tcheca, Finlândia, Hungria, Índia, China, Chile e Israel.

entanto, optou pelos números da escala superior, e 41% escolheram a neutralidade.

A reflexão sobre o trabalho de campo deixou a impressão, entretanto, de um relativo desconhecimento sobre a questão por parte dos entrevistados. Um considerável número de respondentes mostrou-se pouco preparado para responder essa questão, até mesmo pela característica técnica da assertiva. Esse fato não invalida o resultado, pois o trabalho buscou caracterizar a percepção individual do entrevistado; muitas vezes a percepção está baseada não na realidade objetiva, mas em fragmentos que o indivíduo consegue captar e identifica como o todo. Outra possibilidade é que essa variável tenha sido contagiada pela questão anterior, que mediu carga tributária.

4.1.4. Características brasileiras do regime de Contrato de Concessão

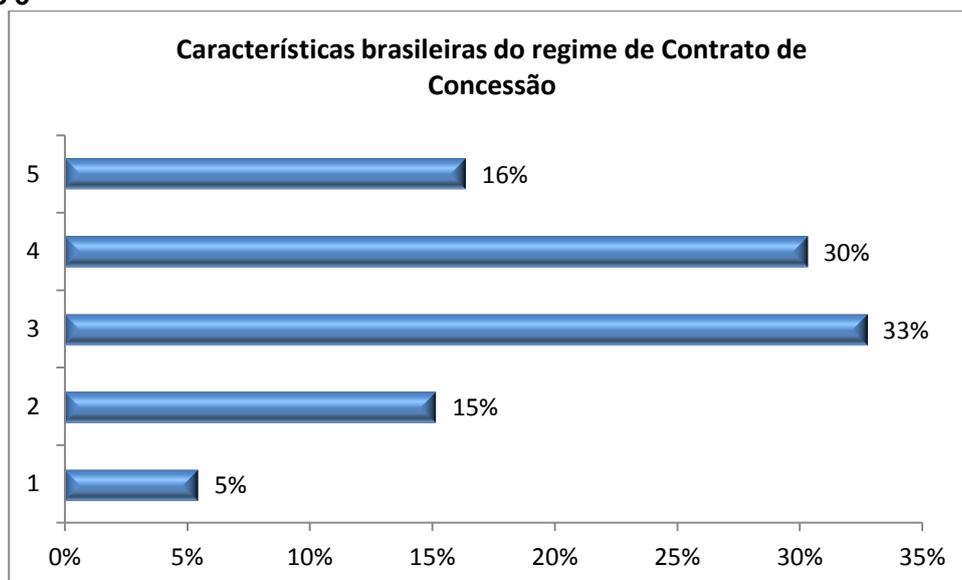
Como afirmam Bret-Rouzaut e Favennec (2011), um contrato para exploração e produção de petróleo cuida da relação entre o Estado e o detentor da concessão ou contratado (que pode ser um consórcio). A indústria do petróleo e do gás natural possui um grande número de contratos, que variam em suas características. Entretanto, como resume Radon (2005), “todos devem abordar dois assuntos principais: como os lucros (geralmente chamados de ‘rendas econômicas’) são divididos entre o governo e as companhias participantes e como os custos devem ser tratados”.

Gomes e Alves (2007), tratando da estrutura geral dos contratos, elencam suas cláusulas mais comuns: duração, programa de trabalho, condições de exportação, impostos e *royalties*, rendas, recuperação de custos de investimentos, lucro, bônus, devolução da área, custos de abandono e outras obrigações. Bret-Rouzaut e Favennec (2011) optam por dividir as cláusulas em quatro categorias: i) técnicas, operacionais e administrativas, que tratam da condução das operações; ii) econômicas, tributárias, financeiras e comerciais, que cuidam da divisão dos lucros, prestação de contas, valoração e destinação da produção; iii) legais, sobre o relacionamento contratual; e iv) miscelâneas, que tratam de temas não abarcados nas categorias anteriores.

As principais formas de acesso a reservas e produção são os Contratos de Concessão, Contratos de Partilha e Contratos de Serviço (nesse trabalho nos limitaremos aos dois primeiros, objetos de nosso estudo). Não se pode afirmar a existência de um contrato melhor. Como mostra Radon (2005), cada um apresenta vantagens e desvantagens sob os diversos pontos de vista, destacadamente em seus aspectos comerciais. Já Gomes e Alves (2007) afirmam que o tipo de contrato a ser usado depende da riqueza petrolífera do país, do desenvolvimento de sua indústria e da capacidade de financiamento de projetos e operações. É importante registrar ser usual coexistirem, num mesmo país e muitas vezes numa mesma região, diferentes tipos de contratos.

Num Contrato de Concessão a empresa concessionária possui direitos exclusivos sobre a área concedida durante o período do contrato, recuperando os custos e realizando lucros por meio da produção, com a qual paga ao Estado suas obrigações e impostos acordados (GOMES e ALVES, 2007). Os pontos que diferenciam os contratos de concessão são a propriedade dos hidrocarbonetos produzidos e das instalações de produção e os componentes da receita do Estado. Por outro lado, a companhia dona da concessão assume todos os riscos e custos associados com a produção, o desenvolvimento e a produção da área concedida (TORDO *et al*, 2010).

Gráfico 5



Fonte: Elaboração própria

Na opinião dos profissionais da indústria do petróleo participantes da pesquisa, as características do contrato de concessão brasileiro mostram-se atrativas. Para 16%, são altamente encorajadoras ao investimento. Outros 30% consideram o regime encorajador. Ou seja, se somarmos os números superiores do gráfico, alcançaremos o percentual de 46% de percepção positiva. Na ponta inferior da escala, 5% consideram o regime de concessão desestimulante, ao passo que outros 15% julgam baixo seu desencorajamento ao investimento. A divergência soma, assim, 20%, incapaz de lançar sombras sobre o patamar de 46% dos julgam a variável favoravelmente. Para 33% dos respondentes as características do contrato de concessão são neutras.

Trata-se de um regime consolidado na indústria petrolífera brasileira, utilizado, desde 1998, por 10 rodadas de licitação consecutivas. Adicionalmente, alguns atributos do regime brasileiro de concessão auxiliam o entendimento do resultado alcançado. Os contratos de concessão brasileiros são celebrados entre a ANP, em nome da União, e as empresas vencedoras das rodadas de licitação de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural. Monrroy (2010), em documento no qual avalia os diversos marcos regulatórios do setor de petróleo e gás da América do Sul, propõe a divisão da análise em três tópicos: Custos e Riscos, Propriedade e Vigência.

Quanto a custos e riscos, o contrato de concessão brasileiro segue o padrão internacional desse tipo de ajuste, ou seja, o concessionário assume, em caráter exclusivo, todos os riscos e custos da atividade exploratória, sem direito a indenização em casos de insucesso. O contrato exige que as concessionárias cumpram um Programa Exploratório Mínimo proposto na oferta vendedora, com período variável entre três a oito anos, que envolve a aquisição de dados por meio de estudos geológicos e geofísicos, a perfuração de poços exploratórios e a eventual avaliação da comercialidade de descobertas. A empresa concessionária deve submeter à aprovação da ANP um plano de desenvolvimento, proposta de trabalho e previsão de investimentos caso faça descobertas consideradas economicamente viáveis.

Os reservatórios de hidrocarbonetos são de propriedade da União, passando sua posse para o concessionário a partir do ponto de medição da

produção. O contrato garante ao concessionário a plena disponibilidade dos volumes produzidos, ao mesmo tempo em que assegura a possibilidade de exigir dele a priorização do abastecimento interno do país em casos de emergência nacional.

Os contratos são divididos em duas fases – Exploração e Produção – e têm uma duração de 27 anos a partir da declaração de comercialidade do campo. Há uma previsão que permite ao concessionário adiar a declaração de comercialidade se comprovar à ANP a necessidade de abrir novos mercados, construir infraestrutura de transporte ou demonstrar ter encontrado petróleo ou gás com características que exijam maiores esforços para tornarem-se economicamente comerciais.

4.1.5. Características brasileiras do regime de Contrato de Partilha de Produção

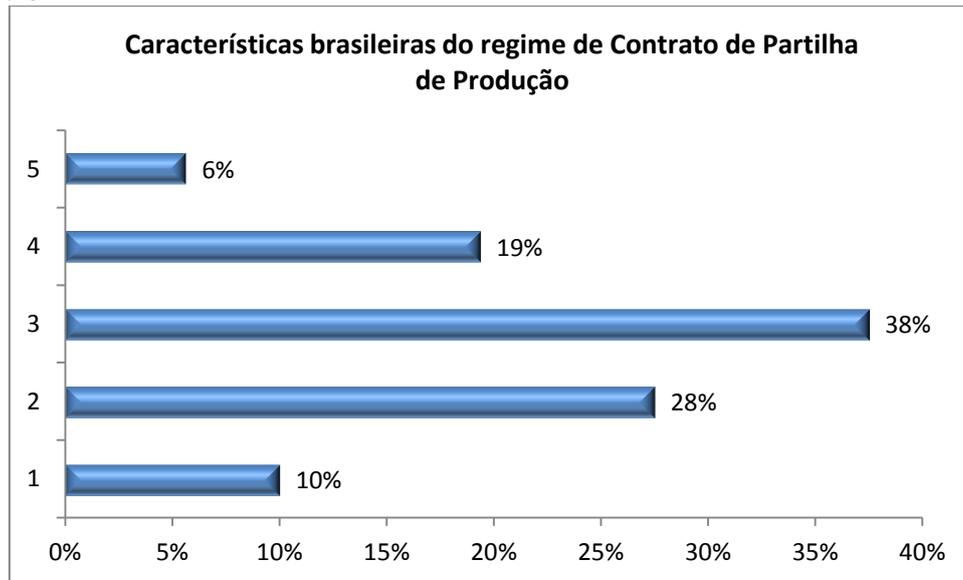
Os contratos de partilha de produção costumam partilhar atributos nos mais diversos países onde são utilizados. De acordo com Gomes e Alves (2007), eles possuem as seguintes características.

- i) Os custos de exploração de toda a operação são de responsabilidade da empresa ou consórcio participantes do contrato;
- ii) O resultado da produção é dividido em duas partes: o *cost oil*, utilizado para recuperar os custos incorridos no projeto e o *profit oil*, destinado ao lucro do governo e das empresas;
- iii) O *cost oil* reembolsa os custos da operação e amortização dos investimentos incorridos;
- iv) O *profit oil* é repartido entre os governos e as empresas participantes, segundo regras determinadas no contrato, podendo ser uma percentagem fixa ou variável;
- v) Alguns custos não são reembolsáveis, tais como bônus de assinatura;

- vi) Os contratos também definem obrigações ambientais e de segurança operacional, moeda, estrutura e periodicidade dos relatórios, sistema legal etc.

Tipicamente, os contratos de partilha possuem mecanismos de ajuste vinculados à produção, investimento, preço do barril e indicadores econômicos.

Gráfico 6



Fonte: Elaboração própria.

As características brasileiras do regime de Contrato de Partilha de Produção, por sua vez, não apresentam comparativamente o mesmo desempenho do regime de concessão. Os patamares positivos do gráfico, concentrados no campo superior, caem, somando 25%, enquanto a variável regime de concessão alcança 46%.

A comparação fica ainda mais desfavorável nos extratos inferiores do gráfico, que captam o desencorajamento ao investimento, quando o regime de partilha atinge a cifra de 38%, praticamente o dobro do regime de concessão, com 20%. A posição de neutralidade atraiu 38% dos entrevistados, o que pode ser interpretado como uma atitude de prudência em relação à incerteza e ao desconhecimento. Apesar de ser mundialmente conhecido, o regime de partilha de produção, que será aplicado no Pré-Sal e áreas estratégicas, não tem

tradição no Brasil e o mercado, no momento da pesquisa, sequer conhecia o texto do contrato⁹.

Tal como o modelo de concessão, o contrato de partilha brasileiro também é dividido em duas fases: a de Exploração e a de Produção. De acordo com a Lei 12.352/2010, o contratado exerce por sua conta e risco as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume de produção correspondente aos *royalties* devidos, bem como do excedente em óleo, na proporção, condições e prazo estabelecidos no contrato.

A Lei nº 12.351/2010 prevê que nas futuras licitações dessas áreas o critério para vencer o certame será o excedente em petróleo a ser ofertado à União, sendo obrigatória a presença da Petrobras como operadora, com uma participação mínima de 30%, na composição dos consórcios vencedores. A Petrobras poderá participar dos processos licitatórios ou ser contratada diretamente, cabendo essa decisão ao presidente da República, a partir de proposta do CNPE. Os vencedores do certame formarão obrigatoriamente um consórcio que será administrado por um comitê operacional, com 50% de seus integrantes indicados pela PPSA, incluindo o presidente. A estatal PPSA, como representante da União, terá poder de veto sobre decisões estratégicas do consórcio e será o principal instrumento do governo para controlar os custos, compras e outras decisões importantes no projeto exploratório e no desenvolvimento da produção.

A ANP continua tendo um papel importante. Será responsável por subsidiar o MME na definição dos blocos do Pré-Sal, realizar licitações das áreas e pela gestão e fiscalização do contrato de partilha. De acordo com o novo marco regulatório, a Agência exercerá as funções da PPSA até que a empresa esteja efetivamente em operação.

⁹ Os termos do Contrato de Partilha de Produção estão ainda em discussão pelo grupo de trabalho composto por membros do MME, ANP e Petrobras.

4.1.6. A estrutura do mercado do *downstream* e sua política de preços

Convencionalmente, o setor petrolífero é dividido em dois segmentos: *upstream*, ou a montante; e *downstream*, ou a jusante. O primeiro inclui as fases de exploração, desenvolvimento e produção, e o segundo, o refino, transporte, comércio exterior, distribuição, estoque e revenda. É o reinvestimento dos recursos auferidos no *downstream* que retroalimenta a sequência de atividades da indústria do petróleo.

A maior parte das grandes empresas petrolíferas – *majors* como a Exxon Mobil, Shell, BP ou estatais como a Petrobras, Saudi Aramco, PDVSA – mantém suas atividades verticalizadas até a fase de vendas em postos de serviços. Outras vão mais além, com a construção de grandes complexos petroquímicos, onde insumos, como a nafta e o gás natural, são utilizados na produção de centenas de outros produtos, como petroquímicos básicos, produtos intermediários de síntese, polímeros etc.

A partir da segunda metade dessa década, uma série de transformações estruturais e institucionais criou um novo ambiente econômico para a indústria brasileira de petróleo, derivados e gás natural. A reforma foi iniciada em 1995, através da promulgação da Emenda Constitucional N.º 9 e da Lei 9.478/97, que estabeleceram as condições necessárias à transição de uma estrutura monopolista para a de mercado competitivo e regulado. A lei consagrou o princípio do mercado regulado para a competição isonômica, incentivou a entrada de novos investimentos, aumentou a concorrência e criou as bases para abertura de todos os segmentos da cadeia produtiva, com a plena liberdade de preços, que passariam a refletir as condições de oferta e demanda do mercado internacional.

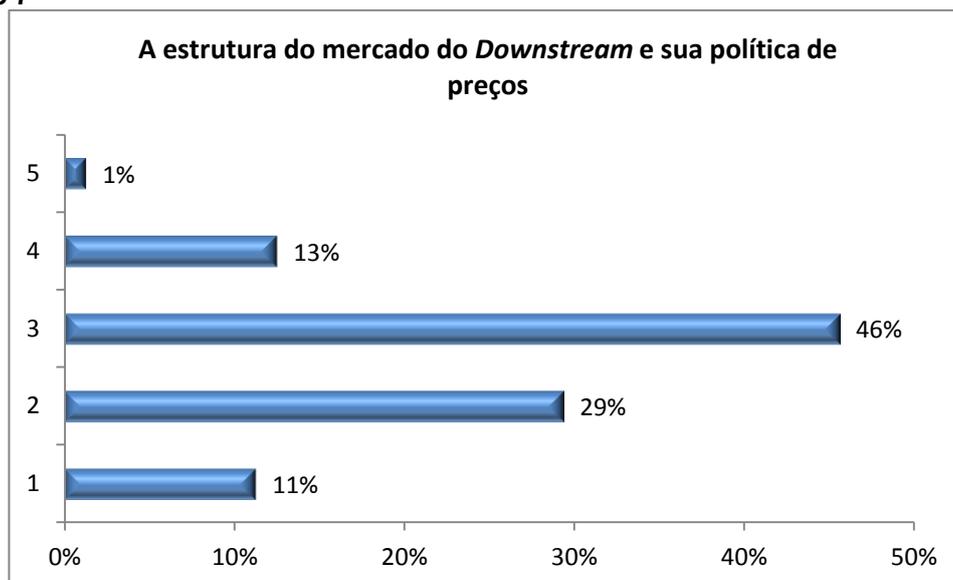
De acordo com Câmara (2012), a política de preços da Petrobras para os combustíveis vendidos no mercado interno transfere para muitos de seus produtos as variações dos preços internacionais. Para o autor, embora essa sistemática siga o conceito básico de preços livres – avaliações mensais e transferência das oscilações para o mercado interno –, não abrange todos os

combustíveis e exclui justamente os dois mais importantes: gasolina e óleo diesel.

Ainda segundo Câmara (2012), a Petrobras atua por determinados períodos como um instrumento do governo, às vezes não atendendo aos seus objetivos comerciais, sendo compelida a não implementar as necessárias correções nos preços internos. O autor alerta que a persistência dessa situação desestimulará o estabelecimento de novos refinadores/produtores e inibirá o crescimento da produção nacional, fazendo com que o abastecimento dos próximos anos dependa de importações e se torne, portanto, mais custoso. Essa opinião é compartilhada por De Vitto e Hochstetler (2012), que acreditam que uma eventual continuidade do desvio dos recursos da exploração e produção para financiar o *downstream* implicaria na redução do ritmo de desenvolvimento das reservas de petróleo e gás natural do país.

Câmara (2012) conclui pela necessidade de o Brasil adotar mecanismos de preços de derivados de petróleo segundo regras fixas e baseados em referências internacionais, evitando, desse modo, distorções e dispensando subsídios. Por outro lado, o tamanho do mercado brasileiro de derivados, da ordem de 121 bilhões de litros (ANP, 2012) e seu potencial para o gás natural, representam um diferencial competitivo em relação a outros países.

Gráfico 7



Fonte: Elaboração própria.

A estrutura do mercado do *downstream* e sua política de preços desencorajam os investimentos no *upstream* brasileiro para 40% dos entrevistados pela pesquisa. Para 14%, dá-se o contrário, ou seja, as características do *downstream* brasileiro e sua política de preços estimulariam o investimento no E&P do país. Chama a atenção o patamar alcançado pela posição de neutralidade: 46%. Uma especulação possível para esse alto índice é a exigência de certo encadeamento lógico embutido na questão. Para muitos profissionais do *upstream* da indústria do petróleo, o *downstream* é um tema distante e de pouca relevância no cotidiano de suas atividades. Aos olhos de hoje, a questão deveria ter sido melhor apresentada, de modo a deixar claro, em seu enunciado, o impacto exercido por essa variável.

4.1.7. Síntese dos Resultados Referentes a Questões Comerciais

Uma avaliação geral das variáveis relacionadas às questões comerciais indica uma situação relativamente desfavorável para atratividade do *upstream* brasileiro. Contribui para esse resultado uma carga tributária considerada alta, atingindo uma avaliação negativa de 62%; barreiras comerciais tarifárias/não tarifárias ao comércio e restrições ao repatriamento de lucros, mal vistas por 40% da amostra entrevistada; a estrutura do mercado do *downstream* e sua política de preços, também percebidas como prejudiciais por 40% e, finalmente, as características do contrato de partilha de produção, que outros 38% acreditam serem desencorajadores ao investimento no segmento.

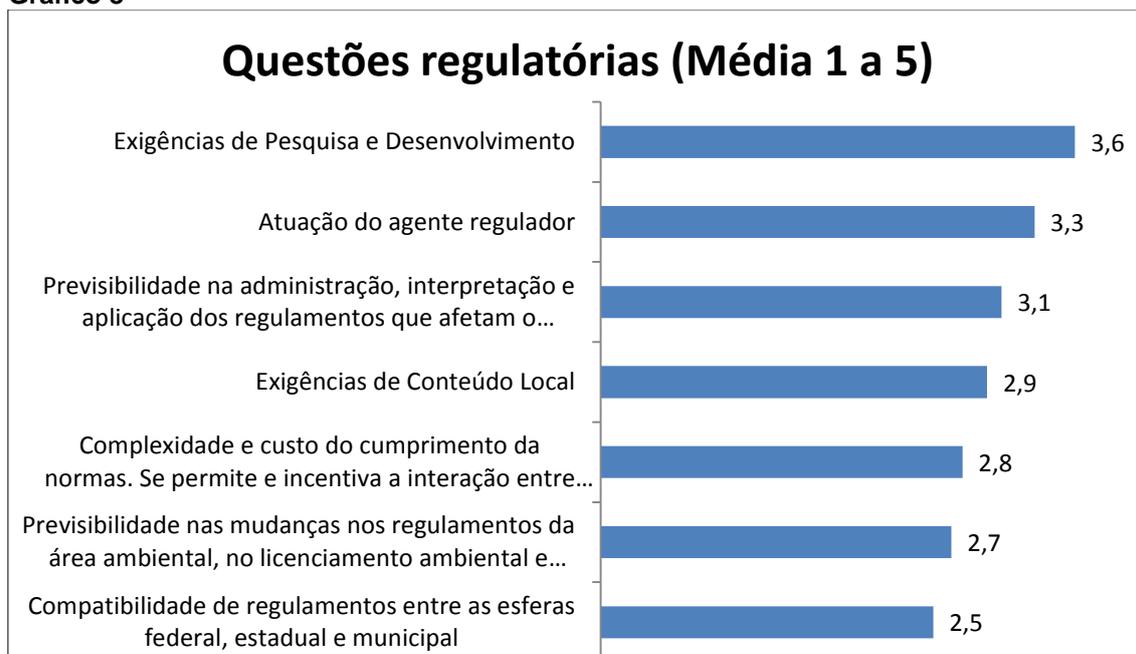
As participações governamentais ocupam uma posição de neutralidade, portanto não parecem representar um entrave ao investimento, nem tampouco um estímulo vigoroso. A única exceção entre as seis variáveis associadas às questões comerciais é o contrato de concessão, tido como positivo por 46% dos entrevistados. Tais resultados lançam luz sobre uma série de problemas que minam a capacidade do Brasil de atrair ainda mais investimentos. Questões estruturais, já repisadas em inúmeras pesquisas, abordadas por variados especialistas e há muito tempo presentes no debate econômico nacional, como o peso da carga tributária e a complexidade do seu cumprimento, continuam desconfortavelmente presentes.

A boa aceitação do contrato de concessão mostra não apenas o apego dos entrevistados àquilo que conhecem, mas simboliza um voto de confiança no modelo instituído em 1997. O contrato de partilha é uma novidade no país e foi avaliado a partir de parcela de suas características, difusamente anunciadas pelo governo. Nada impede que seus termos sejam mais favoravelmente considerados e que a própria dinâmica de seguidas rodadas de licitação faça com que, mais conhecido, contribua para tornar o país atrativo a investimentos.

4.2. Questões Regulatórias

As questões regulatórias envolvem sete variáveis: Previsibilidade na administração, interpretação e aplicação dos regulamentos que afetam o segmento e preocupação com a frequência de sua alteração; Complexidade e custo do cumprimento das normas; se permite e incentiva a interação entre quem faz as normas e as empresas, como audiências públicas; Exigências de Conteúdo Local; Exigências de Pesquisa e Desenvolvimento; Atuação do agente regulador; Compatibilidade de regulamentos entre as esferas federal, estadual e municipal e Previsibilidade nas mudanças nos regulamentos da área ambiental, no licenciamento ambiental e quanto a áreas a ser protegidas (parques, reservas ambientais, vida marinha, sítios arqueológicos).

Gráfico 8



Fonte: Elaboração própria

4.2.1. Previsibilidade na administração, interpretação e aplicação dos regulamentos que afetam o segmento e preocupação com a frequência de sua alteração.

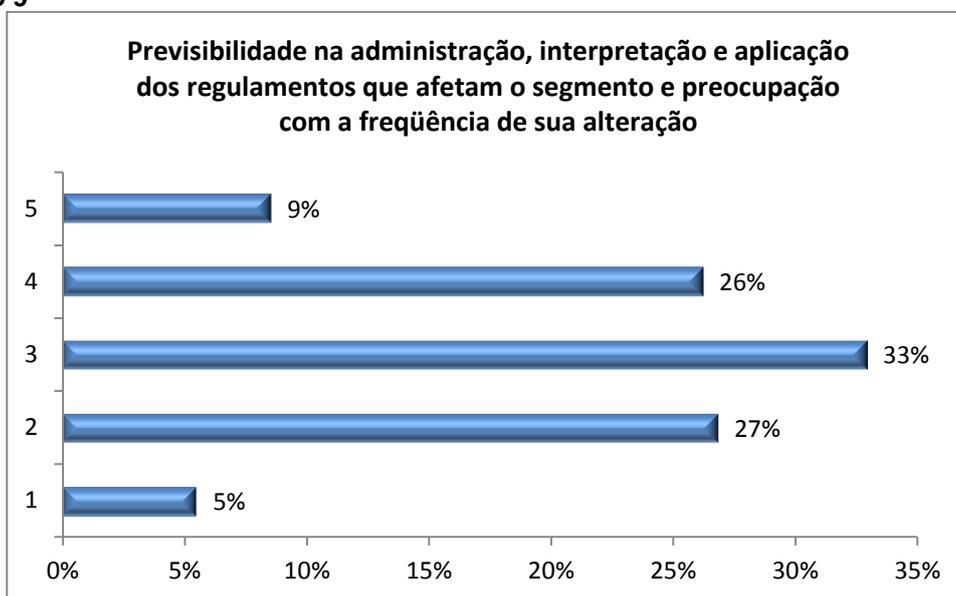
A clareza na interpretação e a estabilidade das regras do negócio estão diretamente ligadas ao chamado risco regulatório. Como os agentes dessa indústria investem vultosos recursos em projetos arriscados e com previsão de longa maturação, um sistema regulatório percebido como ambíguo e/ou contraditório é frágil e pode, conseqüentemente, dificultar a atração de investimentos.

Como o próprio processo decisório dos agentes econômicos e políticos é permeado por subjetividade e incerteza, North (1994) destaca a importância da percepção. Ou seja, perceber previsibilidade importa. A sugestão de remédio proposta por Levy e Spiller (2009) é a criação de três mecanismos que se complementam no aprimoramento de um marco regulatório: i) limitações consideráveis com relação ao poder de arbítrio do agente regulador; ii) limitações – formais e informais – para eventuais alterações no sistema regulatório e iii) instituições que assegurem garantias a essas limitações. Esse arcabouço, segundo os autores, deve ser complementado com um conjunto de regras específicas capazes de fornecer salvaguardas contra comportamentos oportunistas dos reguladores.

Nos contratos de produção de petróleo e gás natural, cuja vigência é de 27 anos, alterações na regulação são esperadas. No caso brasileiro ocorreu, por exemplo, ajustes na regulação pertinente à segurança operacional. O temor, entretanto, é que essas alterações sejam feitas com discricionariedade, arbitrariedade e parcialidade, ou com frequência desnecessária. Adicionalmente, deve-se destacar a importância da capacidade administrativa e técnica do órgão regulador, imperiosa na sua habilidade em produzir processos e conceitos regulatórios complexos e que ao mesmo tempo gerem o mínimo de disputas e litígios. Esse papel é destacado por Evans (2004) quando defende a necessidade de uma burocracia selecionada a partir dos melhores quadros, com base na meritocracia e carreiras de longo prazo. Uma burocracia de

qualidade, como defende o autor, é fundamental para a autonomia do Estado, tornando possível formular e implementar políticas de desenvolvimento.

Gráfico 9



Fonte: Elaboração própria.

A variável apresenta uma tendência para o equilíbrio, dividindo a opinião dos entrevistados pela pesquisa. Enquanto 35% dos respondentes tem uma percepção favorável sobre a previsibilidade na administração, interpretação e aplicação dos regulamentos que afetam o segmento e preocupação com a frequência de sua alteração, outros 32% apresentam uma opinião contrária. A neutralidade foi a opção preferida por 33% dos inquiridos.

Uma inferência possível para explicar essa divisão é o fato do setor paradoxalmente conviver ao mesmo tempo com estabilidade e mudanças de regras. A influência branda mas eficaz do tempo vem gradualmente cimentando a estabilidade do regime de concessão e assegurando certa previsibilidade; de outra parte, o Brasil implementou recentemente importantes mudanças em seu modelo regulatório para o setor de petróleo e gás instituindo, por exemplo, o regime de contrato de partilha de produção no Pré-Sal e nas áreas estratégicas. Ou seja, a lembrança de um ambiente previsível ainda exerce considerável influência sobre a percepção dos profissionais da indústria, mas a incerteza decorrente das alterações pode ser uma explicação plausível para os altos índices dos patamares inferiores do gráfico.

A solução passa pelo que prega o documento *Análise e Avaliação do Papel das Agências Reguladoras no Atual Arranjo Institucional Brasileiro*:

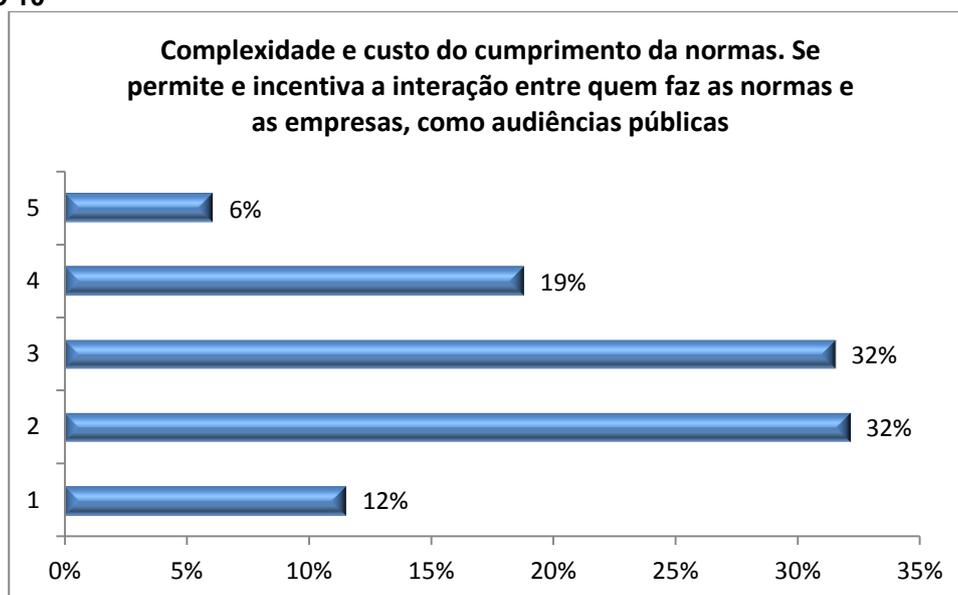
...as mudanças nos regulamentos da regulação precisam de uma sinalização coerente para os agentes de mercado, visando garantir as bases para a imparcialidade e neutralidade no exercício dos poderes regulatórios, dando inclusive previsibilidade ao natural aprimoramento do marco regulatório, como existe na maior parte das grandes economias. De fato, o marco regulatório tem que ser estável (com regras claras e previsíveis), mas não estático – que torna a transparência por parte do regulador, advogada neste documento, fundamental para o bom funcionamento do modelo (BRASIL, 2003).

O trabalho mostra um norte para eventual implementação de mudanças.

4.2.2. Complexidade e custo do cumprimento das normas. Se permite e incentiva a interação entre quem faz as normas e as empresas, como audiências públicas.

Os custos de conformidade às normas podem ser definidos como aqueles incorridos pelas empresas no cumprimento das determinações regulatórias do país. Incluem custos de tempo, treinamento de pessoal para execução dessas tarefas e recursos consumidos em atividades relacionadas, preenchimento de declarações, atendimento a fiscalizações entre outros.

Gráfico 10



Fonte: Elaboração própria.

A variável apresenta um claro predomínio de desencorajamento ao investimento. Os itens inferiores da escala somam 44%, ao passo que os patamares superiores 25%, uma diferença de 20 pontos. Embora os números não autorizem fazer uma afirmação categórica, pois a questão agrega dois pontos intimamente relacionados – “complexidade e custo do cumprimento das normas” e “se permite e incentiva a interação entre quem faz as normas e as empresas, como audiências públicas” – acredita-se que a carga negativa se concentra no primeiro.

Desde a publicação Constituição Federal, há 24 anos, já foram editadas no Brasil 4,6 milhões de normas federais, estaduais e municipais (AMARAL *et al*, 2012). De acordo com os cálculos dos pesquisadores, são 788 normas gerais editadas por dia útil, o que evidencia o complexo emaranhado da legislação brasileira. Deste total, 600.912 normas permanecem em vigor, cerca de 13% da legislação editada nesse período. Pelo estudo uma empresa brasileira deve seguir, em média, 3.507 normas, ou 39.384 artigos, 91.764 parágrafos, 293.408 incisos e 38.596 alíneas. Essa quantidade normas trás limitações à competitividade do país¹⁰.

As audiências e consultas públicas são, por sua vez, o principal meio pelo qual a sociedade e os agentes interessados participam do processo decisório de órgãos de governo e influenciam na elaboração de suas normas. Elas são fundamentais para garantir a transparência do processo de criação dos atos e são utilizadas sempre que a legislação interfere nos direitos dos agentes ou tem impacto sobre o segmento regulado.

Em trabalho no qual analisa os mecanismos de transparência da ANP, por meio da avaliação da disponibilidade de informações em seu site na internet, CINTRA (2011) afirma que a Agência tem como prática a realização de tais eventos, mesmo quando a norma apresenta pouca relevância e limitada intervenção na vida dos agentes. De acordo com o autor, as consultas e

¹⁰ O International Business Report – IBR 2012 (GRANT THORNTON, 2012), pesquisa sobre as opiniões e expectativas de CEOs, diretores, presidentes e executivos de 11.500 empresas privadas em 40 países previa em julho de 2012 que entre os fatores que mais limitariam a capacidade de crescer e expandir os negócios das empresas brasileiras nos doze meses seguintes, o excesso de burocracia se destaca, com 46%. O resultado acima da média global de 37%.

audiências públicas estão disponíveis, com destaque, para os usuários; tanto as que irão ocorrer quanto as já realizadas, desde 2003.

Durante a fase de consulta, os interessados podem enviar suas sugestões e contribuições por meio de endereço eletrônico anunciado no sítio. Na fase seguinte, após a realização da audiência, o material processado pela equipe técnica do órgão regulador é colocado à disposição do público. São oferecidas aos interessados *download* da súmula da audiência pública, lista dos participantes, apresentações realizadas durante o evento, propostas apresentadas pelos agentes e justificativas para o seu acatamento ou rejeição.

CINTRA (2011), no entanto, faz uma ressalva. Como em outras agências, segundo o autor, o processo é transparente e democrático até a fase de apresentação das contribuições dos interessados, mas torna-se frequentemente discricionário na etapa seguinte, quando as justificativas do órgão regulador para acatar ou não as propostas são sumárias. Por outro lado, cumpre atentar para o fato de que tais eventos são realizados sempre no Rio de Janeiro, o que limita o acesso dos interessados e aumenta a importância de meios eletrônicos, capazes de assegurar a ampla participação da sociedade.

4.2.3. Exigências de Conteúdo Local

A política brasileira de conteúdo local é um bom exemplo do papel do Estado em favorecer processos de desenvolvimento industrial numa indústria de ponta, como defende Evans (2004). Partindo da condição de uma indústria de bens e serviços incipiente, o Estado formulou uma política industrial vertical focada no segmento de petróleo e gás natural. Prevendo que a abertura do setor propiciaria um importante incremento no investimento em exploração e produção e buscando capturar parte desses recursos, o país julgou estratégico aplicar o conceito de conteúdo local no contrato firmado entre a ANP e empresas.

De acordo com esta cláusula, as concessionárias devem assegurar preferência à contratação de fornecedores brasileiros sempre que suas ofertas apresentarem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às de outros fornecedores (ANP, 2008). O dispositivo contratual tem o objetivo de

incrementar a participação da indústria nacional de bens e serviços na cadeia de fornecedores de petróleo e gás natural, em bases competitivas, nos projetos de exploração e desenvolvimento da produção. O resultado esperado da aplicação da cláusula é o crescimento de segmentos da indústria nacional, o impulso ao desenvolvimento tecnológico, a capacitação de recursos humanos e a geração de emprego e renda neste segmento (ANP, 2011).

Para execução dessa estratégia, instituiu-se no modelo de licitações metodologia segundo a qual as propostas de aquisição de blocos deveriam ser compostas pelo Bônus de Assinatura e por ofertas de percentuais de conteúdo local para as fases de Exploração e Desenvolvimento da Produção. Na 1ª Rodada de Licitação, em 1999, o conceito de conteúdo local representou 15% da nota final das ofertas. Dessa nota, 3% estavam relacionados à oferta para a fase de Exploração e 12% à de Desenvolvimento da Produção. Na 1ª Rodada não havia exigência mínima para ofertas e previa a concessão de incentivos para incrementar o cálculo do valor de conteúdo local de alguns serviços.

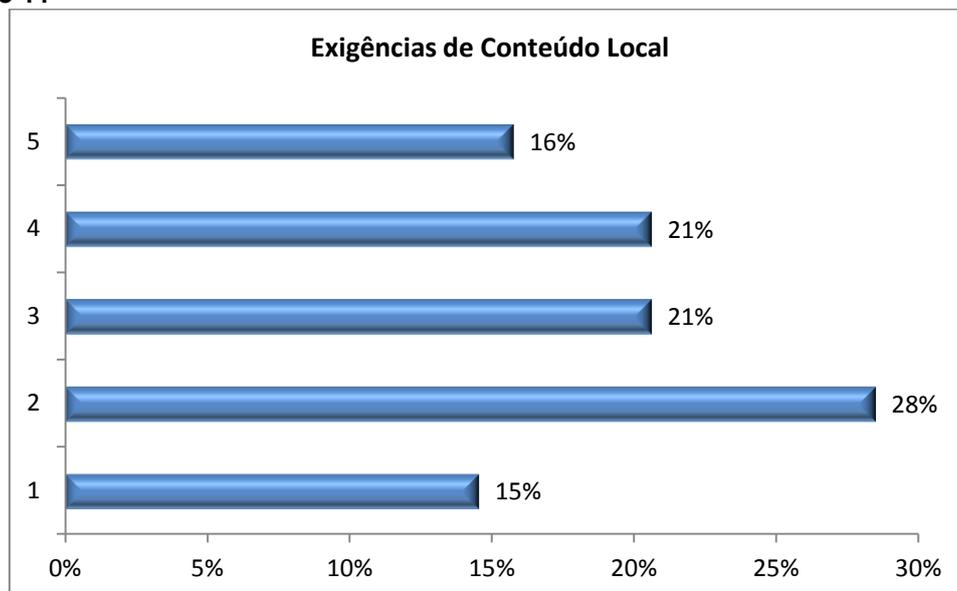
Em 2003 e 2004, durante a 5ª e 6ª rodadas, o processo sofreu mudanças com o objetivo de ampliar a participação da indústria local de bens e serviços. A ANP aumentou para 20% o peso do conteúdo local na nota final das ofertas, sendo 5% relativos à fase de Exploração e 15% de Desenvolvimento. O Bônus de Assinatura teve seu peso reduzido de 85% para 40%. Os outros 40% passaram a ser pontuados pelo Programa Exploratório Mínimo (PEM). Foram retirados os incentivos que vigoravam e introduzidas exigências mínimas de nacionalização conforme a localização do bloco (terrestre, em águas rasas e águas profundas).

Em 2005, durante a 7ª Rodada, foram realizadas novas alterações, que ampliaram o nível de detalhamento das exigências. As ofertas ficaram limitadas às faixas percentuais mínimas e máximas e foram introduzidas planilhas de ofertas com quase 60 itens, além de subitens, com exigências mínimas de conteúdo local que variavam de acordo com as fases de Exploração e de Desenvolvimento e com a localização do bloco. Nas planilhas de ofertas, na ocasião do leilão, além da alocação de Conteúdo Local, os licitantes devem

atribuir, com precisão, o peso que cada item terá nos investimentos, quanto irá despende, e em que produto, em um eventual campo de petróleo.

No bojo dessas mudanças foi incorporada ao Contrato de Concessão a Cartilha de Conteúdo Local, uma ferramenta oficial de medição, criada no âmbito do Prominp. Adicionalmente, foram introduzidas as certificadoras de conteúdo local, empresas credenciadas pela ANP para atestar o cumprimento dos compromissos dos concessionários quanto à aquisição de bens e serviços nacionais, por meio de certificados relacionando o valor ao conteúdo local, calculado a partir da Cartilha. Para complementar as exigências contratuais a ANP regulamentou, em 2007, o Sistema de Certificação de Conteúdo Local, por meio de quatro Resoluções. Essas regras continuam em vigor.

Gráfico 11



Fonte: Elaboração própria.

Quando se trata de conteúdo local, a ausência de consenso é quase certa e está representada no gráfico. O tema divide opiniões, chamando a atenção pelo fato de apresentar um dos menores percentuais de neutralidade de toda a pesquisa, 21%. De um lado estão os que julgam as exigências de conteúdo local como desencorajadoras ao investimento, que somam 43%. De outro, 37% que acreditam que o mecanismo de internalização é um fator de encorajamento ao investimento.

A questão subjacente é que o conteúdo local parece despertar acalorado debate pelo poder que possui de mobilizar sentimentos nacionalistas. Não se imagina a repetição, no Brasil de hoje, de modelos de extração de recursos naturais sem a contrapartida do desenvolvimento de uma indústria local de fornecimento de bens e serviços. As empresas operadoras parecem concordar com essa premissa, mas o período que antecede a criação de um parque fornecedor competitivo é marcado pelo conflito. O mercado deseja um crescimento gradual dos percentuais de nacionalização, de modo a assegurar que preços, prazos e qualidade tenham pouco impacto nas suas atividades; o governo pressiona pela celeridade do ritmo, buscando garantir os benefícios o mais rapidamente possível. Pesquisas evidenciam isso¹¹.

Como explica Evans (2004) o Estado assumiu, nessa política, uma feição desenvolvimentista. Ao combinar autonomia e parceria, consegue mobilizar agentes privados para promover o desenvolvimento econômico e desse modo captura os benefícios gerados pela produção de petróleo e gás. Na trajetória de promover os objetivos gerais da sociedade, o chamado “bem comum”, o Estado acaba por beneficiar também interesses de grupos particulares, o que pode ser aceito se essas vantagens tiverem limitação temporal e se forem impostos a esses grupos padrões de desempenho, como defende Evans (2004). O fato é que tanto as elites industriais quanto o Estado estão interessados na transformação econômica e sabem que nenhum deles pode implementar esse projeto sozinho.

Já sob a teoria de Chang (2003) veríamos um Estado Empreendedor, na medida em que, ao instituir a política de conteúdo local, forneceu uma visão dos objetivos futuros do desenvolvimento setorial e assegurou instituições para alcançá-los. Embora as fricções entre Estado, concessionárias e a indústria de bens e serviços sejam permanentes, os índices de nacionalização dos projetos do setor estão num plano ascendente. A continuidade dessa política, em que pese seus efeitos sobre a competitividade das empresas no

¹¹ A PWC (2012), por exemplo, realizou sondagem junto a fornecedores de bens e serviços e para a indústria naval e de petróleo e gás natural. A consulta revelou que 68% dos entrevistados são favoráveis a existência do percentual mínimo de conteúdo local nas rodadas de licitação da ANP. Se por um lado há amplo apoio a essa política, de outro 69,23% dos inquiridos tem a percepção de as regras não são claras.

curto e médio prazo, sobretudo para a Petrobras, pode vir a estruturar um pólo para-petrolífero brasileiro com inserção internacional¹².

4.2.4. Exigências de Pesquisa e Desenvolvimento.

Para Evans (2004), o que fundamenta a interação entre o Estado e a sociedade é a existência de um projeto comum. As exigências de pesquisa e desenvolvimento, estruturadas a partir da 24^a Cláusula dos contratos de concessão de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, parece ser uma política pública que concilia objetivos comuns às empresas e ao Estado. Ao estimular inovação tecnológica, fundamental para o desenvolvimento sustentável baseado no conhecimento, a Cláusula de Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento, ou Cláusula de P&D, gera ganhos sistêmicos para toda a economia.

A Cláusula de P&D determina aos concessionários realizar despesas qualificadas com pesquisa e desenvolvimento em valor equivalente a 1% da receita bruta gerada pelos campos de grande rentabilidade ou grande volume de produção, nos quais a Participação Especial seja devida. Estabelece ainda que até 50% das despesas qualificadas com P&D poderão ser realizadas através de atividades desenvolvidas em instalações do próprio concessionário ou suas afiliadas, localizadas no Brasil, ou contratadas junto a empresas nacionais. Os 50% restantes deverão ser destinados à contratação dessas atividades junto a universidades ou institutos de pesquisa e desenvolvimento tecnológico nacionais previamente credenciados pela ANP para esse fim.

A aplicação dos recursos na Cláusula de P&D, prevista desde os contratos das primeiras rodadas de licitação, só foi regulamentada em 2005, após consulta e audiência públicas, por meio de duas resoluções¹³. Os resultados dessa política são visíveis. Até 2011 foram investidos em P&D R\$

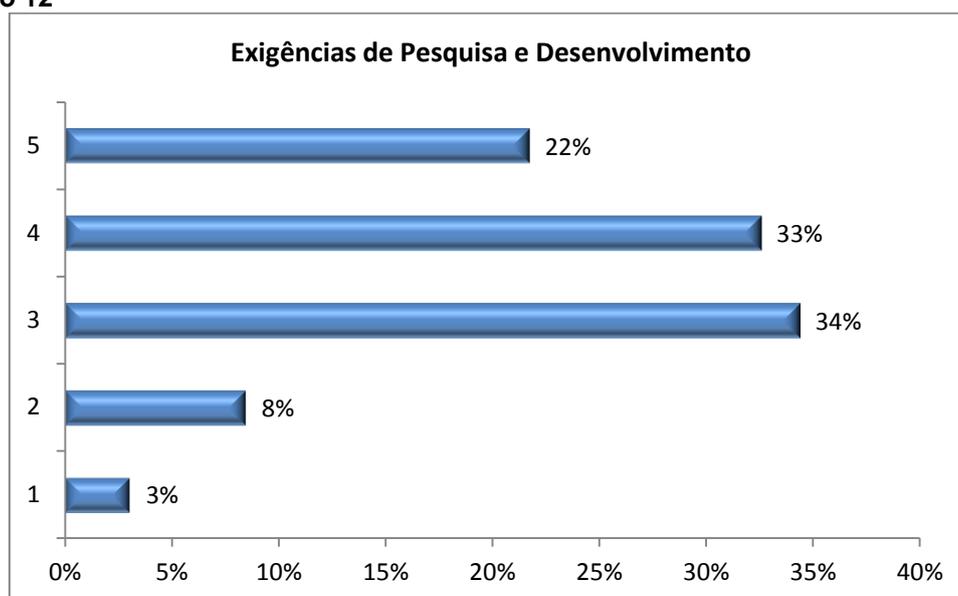
¹² Oliveira (2010) analisou o desempenho de 18 segmentos da indústria nacional de bens e serviços, comparando-os a similares internacionais de classe mundial. O trabalho postula que o Brasil, já tendo superado a condição de indústria infante nesse segmento, reúne condições para, baseado no mercado doméstico e com apoio de uma política industrial adequada, estruturar um novo pólo para-petrolífero com inserção internacional.

¹³ A Resolução ANP nº 33/2005 e o Regulamento Técnico ANP nº 05/2005 definem normas para a realização de investimentos em P&D e a elaboração do Relatório Demonstrativo das Despesas realizadas nesses investimentos. A Resolução ANP nº 34/2005 e Regulamento Técnico ANP nº 6/2005 estabelecem os critérios para o credenciamento das instituições de pesquisa e desenvolvimento aptas a participarem de projetos.

6,2 bilhões, sendo a Petrobras responsável por 98,59% desse valor e os restantes 1,41% por conta da Repsol, Shell, Statoil, Chevron, BG e Maesk (ANP, 2012). Os valores se concentram nas áreas infraestrutura laboratorial, com 581 projetos e R\$ 1,5 bilhão e treinamento de mão de obra, cujos 21 projetos receberam R\$ 464 milhões (ANP, 2011).

As despesas foram executadas por quase 90 instituições de 21 estados do País, sendo o Sudeste a região que mais recebeu recursos, com 63,26% do total, onde o Rio de Janeiro se destaca, com 39,72% do dinheiro. O Nordeste vem em seguida, com 19,88% dos recursos totais, onde se sobressaem o Rio Grande do Norte, com 4,91% dos valores, e Pernambuco, com 4,72%. A região Sul vem a seguir, tendo recebido 10,48% do orçamento total, com realce para o Rio Grande do Sul, com 5,46% dos recursos.

Gráfico 12



Fonte: Elaboração própria.

Em contraste com o conteúdo local, as exigências de P&D são percebidas como bastante encorajadoras ao investimento no *upstream* brasileiro. Mais da metade dos entrevistados, 55%, têm uma percepção favorável em relação a essas exigências, enquanto apenas 11% enxergam a questão como desestimulante ao investimento. A posição de neutralidade foi opção escolhida por 34% dos inquiridos. Três pontos podem jogar luz para um melhor entendimento desses números: o impacto dos investimentos em P&D é

facilmente percebido nas atividades das empresas, ou seja, há um retorno mensurável; a regulação criada pela ANP permite às empresas uma efetiva participação no direcionamento dos recursos; o compromisso de investir 1% em P&D é definido em cláusula contratual e, desse modo, tal como as participações especiais, faz parte dos custos da operação, é ínsita ao negócio.

Outro importante financiador de pesquisas no setor de petróleo e gás, em termos de volume de recursos – em que pese seu baixo nível de execução financeira –, é a FINEP, por meio do seu fundo setorial voltado à atividade de petróleo e gás, o CT-PETRO. O objetivo do fundo é estimular a inovação na cadeia produtiva do setor, a formação e qualificação de recursos humanos e o desenvolvimento de projetos em parcerias entre empresas e universidades, instituições de ensino superior ou centros de pesquisa do país, visando ao aumento da produtividade, à redução de custos e preços e à melhoria da qualidade dos produtos do setor (FINEP, 2012).

A fonte dos recursos do Fundo é a arrecadação de royalties: 25% da parcela dos royalties que exceder 5% da produção de petróleo e gás. Esse dinheiro pode ser utilizado por instituições públicas ou privadas sem fins lucrativos, como universidades e centros de pesquisa do país. Estudo aponta que a Cláusula de P&D teve uma utilização mais efetiva que o CT-PETRO. No período de 2006 a 2009, embora a Cláusula de P&D tenha arrecadado menos (R\$ 2,116 bilhões) que o CT-PETRO (R\$ 3,146 bilhões), executou 81% de seu orçamento, enquanto o Fundo apenas 8% do seu (BAIN & COMPANY, 2012).

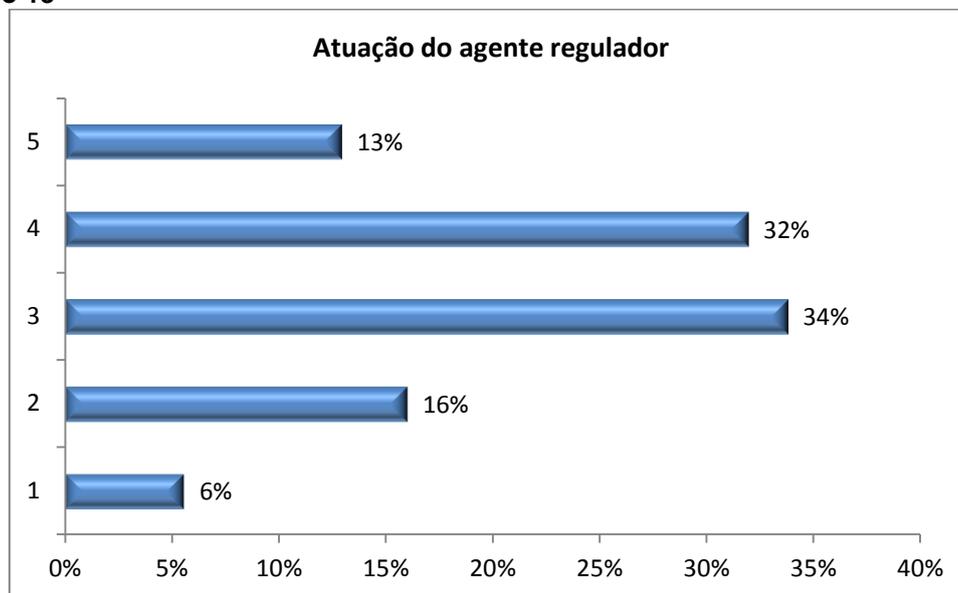
4.2.5. Atuação do agente regulador.

O cumprimento de contratos e a estabilidade das regras do negócio têm relação direta com o chamado risco regulatório. Os agentes econômicos do setor de petróleo e gás natural operam num setor que exige pesados investimentos e tem como característica alto risco associado a projetos de longo prazo de maturação.

É opinião consolidada na literatura que a existência de um órgão como uma agência reguladora, que atue com independência, capacidade técnica e isenção, de preferência com mandatos não coincidentes dos seus dirigentes,

diminui o risco regulatório e garante maior segurança aos investidores. A premissa é a de que uma instituição com essas características se mostra menos exposta às inconstâncias do processo político e aos humores dos governos de turno. Há, da parte dos agentes, o temor da arbitrariedade¹⁴.

Gráfico 13



Fonte: Elaboração própria.

Metade dos entrevistados considerou que a atuação da ANP encoraja o investimento na exploração e produção do setor de petróleo e gás brasileiro. Apenas 22% consideram que o agente regulador é um entrave que desestimula investir no segmento. Para 34% dos respondentes, o desempenho da ANP não colabora contra nem a favor do investimento. Trata-se de uma posição que pode ser considerada como confortável quando se leva em conta o cenário de mudanças que o órgão regulador vivencia e vivenciou nos últimos anos. À luz das percepções das empresas do setor de petróleo e gás, a ANP tem parcela de responsabilidade na demora da retomada do processo de licitação de blocos exploratórios, tema relevante no momento em que a pesquisa foi aplicada. Adicionalmente, é possível que parcela daqueles que possuem uma

14 Levy e Spiller (1993) defendem que uma forma de restringir a discricionariedade é o estabelecimento de um arcabouço legal que permita a governança regulatória através de procedimentos administrativos, pois acreditam que garantir contratos e assegurar direitos de propriedade por meio de regulação é uma saída para criar salva-guardas, sobretudo para países tradicionalmente marcados pela influência do Poder Executivo no processo legislativo.

opinião negativa sobre a ANP questionem seu grau de independência em relação ao governo¹⁵.

O julgamento dos entrevistados parece ir além do aparato regulatório brasileiro. Está em avaliação, também, o corpo funcional do agente regulador. Afinal, como diz Evans (2004), baseado no pressuposto de Weber, o processo de acumulação capitalista depende de a burocracia ser uma entidade corporativamente coerente, capaz de dar sustentação aos mercados. A ANP, pelos resultados alcançados, parece capaz de prover uma estrutura estável de regras, permitindo que o retorno sobre os investimentos seja previsível. Ainda de acordo com Evans (2004), quando bem sucedidas, as políticas de transformação industrial geram um dinamismo social que precisa ser acompanhado pela burocracia, o que exigiria da ANP uma atualização permanente em sua interação com agentes do setor.

4.2.6. Compatibilidade de regulamentos entre as esferas federal, estadual e municipal.

A competência comum, cumulativa ou paralela, é o padrão usual de repartição de competências do federalismo cooperativo contemporâneo. Nesse modelo, as competências administrativas são distribuídas a todos os entes federativos – União, Estados e Municípios –, que a exercem sem a hierarquia de um ente sobre o outro.

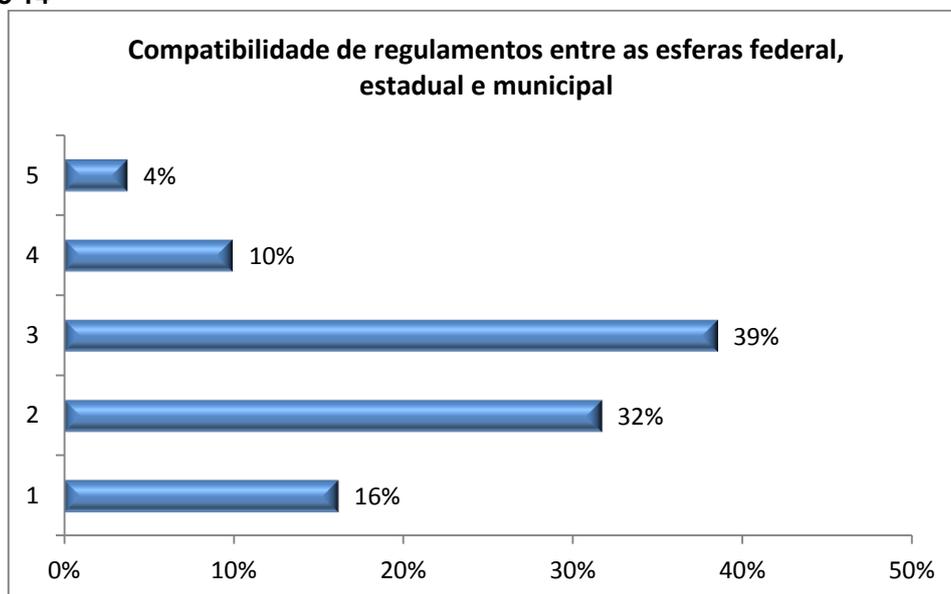
Como afirma Silva (2004), a autonomia das entidades federativas pressupõe repartição de competências para o exercício e desenvolvimento de sua atividade normativa. Nesse sentido, a Constituição Federal (1988) brasileira estruturou um sistema que combina competências exclusivas, privativas e princípio-lógicas com competências comuns e concorrentes. O autor ensina que segundo o princípio da predominância do interesse, caberão à União as matérias e questões de predominante interesse geral, nacional, ao passo que aos Estados as matérias e assuntos de predominante interesse regional, e aos Municípios concernem os assuntos de interesse local.

¹⁵ Para estudo sobre o grau de independência dos agentes reguladores brasileiros, ver Batista da Silva (2009).

O artigo 23 da Constituição Federal estabelece as atividades administrativas que podem ser exercidas de modo paralelo entre a União, Estados, Distrito Federal e Municípios. No exercício dessas atividades, todos os entes federativos atuam em igualdade, não havendo prioridade nem dependência de um sobre o outro. Um exemplo típico desse exercício são os atos administrativos, que podem ser realizados por qualquer uma das entidades federativas, de forma coordenada e cooperativa.

Essa competência comum não se refere a atividades legislativas, de modo a evitar o conflito de legislações sobre uma mesma questão. Nesse sentido, há a competência concorrente, ou seja, uma repartição vertical de competência. Desse modo, uma mesma matéria pode ser tratada por diferentes entes políticos, com a predominância da União, que tem o poder de legislar normas gerais. Os Estados, por sua vez, podem legislar, de forma suplementar, sobre assuntos relacionados aos seus interesses locais. Em resumo, de acordo com Morais (2012): cabe à União a edição de normas gerais, as diretrizes fundamentais, sem descer a pormenores, enquanto aos Estados-membros cabe a adequação da legislação às peculiaridades locais.

Gráfico 14



Fonte: Elaboração própria.

Para quase metade dos entrevistados, 48%, problemas relacionados à compatibilidade de regulamentos entre as esferas federal, estadual e municipal

prejudicam a atratividade do *upstream* brasileiro e desencojam investir no segmento. Apenas 14% da amostra identifica essa variável como capaz de estimular o investimento. De outra parte, 39% consideram a questão como neutra, o que pode eventualmente indicar certo grau de desconhecimento na sua avaliação, que apresenta uma característica marcadamente jurídica. O fato é que o significativo patamar negativo alcançado aponta para a existência de descoordenação entre as legislações federal, estadual e municipal.

Embora o modelo de repartição de competência adotado pela Constituição Federal busque assegurar a cada ente sua devida atribuição, essa divisão revela-se extremamente complexa nos casos concretos. De acordo com Oliveira (2012), o ápice dessa problemática é o licenciamento ambiental, pois, em tese, todos os entes estariam legitimados à sua realização, o que gera um ambiente de disputa de poder entre os órgãos ambientais. Não obstante a Constituição tenha delimitado a competência legislativa ambiental de modo concorrente, o meio ambiente tem conceito abrangente, o que por vezes faz com que estados e municípios acabem adentrando em matérias de competência exclusiva da União, gerando conflitos de competência. Para o autor, falta uma legislação que distribua a competência e institua mecanismos de cooperação. Também há conflitos de repartição de competências entre a Petrobras e os estados no tocante à indústria do gás natural¹⁶.

4.2.7. Previsibilidade nas mudanças nos regulamentos da área ambiental, no licenciamento ambiental e quanto a áreas a ser protegidas (parques, reservas ambientais, vida marinha, sítios arqueológicos).

O setor de petróleo e gás é historicamente sensível às questões ambientais. A cadeia de produção do setor apresenta grande complexidade e envolve um conjunto de etapas cujos impactos ambientais potenciais variam em natureza e magnitude, conforme a atividade desenvolvida e o local onde está sendo executada (CNI/IBP, 2012).

Um dos principais problemas recorrentemente apontados pela indústria do petróleo é a demora no processo de licenciamento ambiental, que pode

¹⁶ Detalhes desses litígios podem ser conhecidos em Mano e Tiryaki (2011).

trazer como consequência vultosos prejuízos às concessionárias. O atraso na liberação das licenças pode ser causado por uma série de problemas, tais como interação insuficiente entre órgãos ambientais, agência reguladora e empresas; conhecimento dos ecossistemas ainda insipiente e em construção; não incorporação de fatores sócio econômicos, culturais e ambientais em estágios anteriores no processo de concessão; pouca transparência no processo de licenciamento; má qualidade dos estudos ambientais apresentados e ausência de critérios para a análise dos estudos ambientais, o que torna o processo por vezes subjetivo.

A Lei 6.938/81 representou um marco para o país na questão ambiental, ao dispor sobre a Política Nacional de Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, instituir o Sisnama, criar e estabelecer os papéis do Conama, do Ibama e dos órgãos ambientais estaduais e municipais. A Lei estabelece a obrigatoriedade do licenciamento ambiental para construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais considerados efetiva ou potencialmente poluidores, ou capazes de causar degradação ambiental.

Após a Lei 6.938/81, foi publicada, em 1997, a Resolução Conama 237, instituindo critério para exercício da competência do licenciamento ambiental e revisando o sistema anterior, estabelecido pela Resolução Conama 011, de 1994. A Resolução Conama 237/97 define as licenças ambientais necessárias a cada etapa dos empreendimentos, quais devem estar sujeitos ao licenciamento assim como as competências na expedição das licenças.

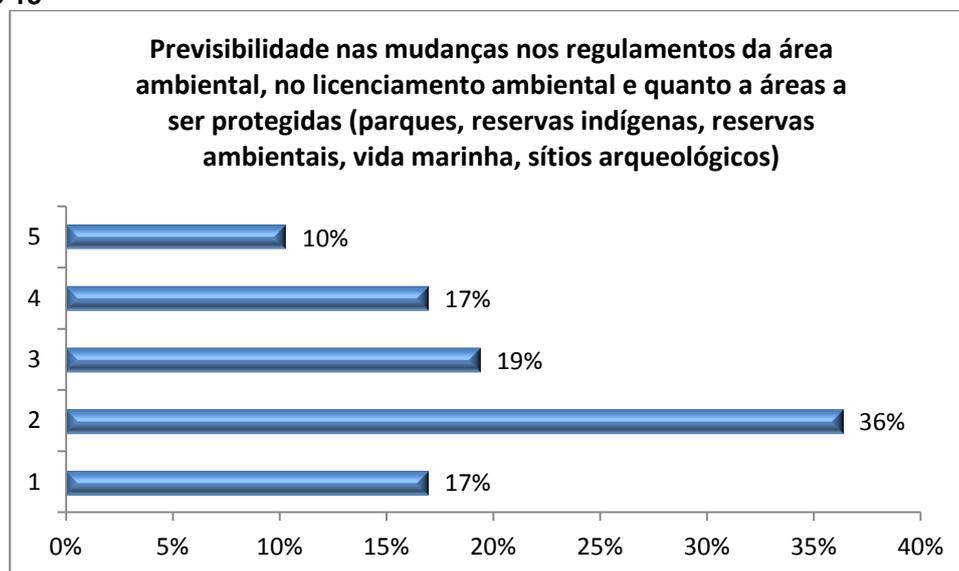
Compete ao Ibama o licenciamento de empreendimentos e atividades com significativo impacto ambiental de âmbito nacional ou regional, ou seja, aqueles que afetem o território de dois ou mais estados. O Ibama, entretanto, pode delegar aos estados o licenciamento¹⁷. Os órgãos ambientais estaduais devem licenciar os empreendimentos e atividades localizados em mais de um município ou em unidades de conservação de domínio estadual. Já os órgãos

¹⁷ A Lei Complementar nº 140, de dezembro de 2011, que regulamenta o artigo 23, da Constituição Federal, fixa normas para a cooperação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios nas ações administrativas decorrentes do exercício da competência comum relativas à proteção das paisagens naturais notáveis, à proteção do meio ambiente, ao combate à poluição em qualquer de suas formas e à preservação das florestas, da fauna e da flora.

ambientais municipais, cuja ação é extremamente insipiente (KELMAN *et al* 2007) licenciam empreendimentos com impactos locais.

Para enfrentar todas essas questões, medidas implantadas trouxeram maior padronização, harmonização e aperfeiçoamento dos procedimentos do licenciamento ambiental entre os atores envolvidos (indústria, órgãos ambientais, FUNAI, IPHAN, Fundação Palmares, ICMBio). O ICMBio, por exemplo, publicou a instrução normativa nº 5/2009, que estabelece procedimentos para a análise dos pedidos e concessão da autorização para o licenciamento ambiental de atividades ou empreendimentos que afetem as unidades de conservação federais, suas zonas de amortecimento ou áreas circundantes (ICMBio, 2009). Outra iniciativa relevante foi a Portaria 422/11, do MMA, que disciplina o licenciamento ambiental *offshore*, introduzindo importantes inovações nos procedimentos, como licenciamento por área geográfica e a possibilidade de validação e aproveitamento das informações técnicas contidas nos estudos ambientais.

Gráfico 15



A questão da previsibilidade nas mudanças de regulamentos da área ambiental, no licenciamento ambiental e quanto a áreas a ser protegidas é controversa não apenas no setor de petróleo e gás natural. As grandes obras de infraestrutura são um polêmico exemplo. Da análise do gráfico, depreende-

se que há um bloco de 53% dos entrevistados que consideram essa variável como bastante desencorajadora ao investimento no *upstream* brasileiro. No outro lado da escala, avaliando a questão como capaz de estimular o investimento no segmento, estão 27% dos entrevistados. Destaque para a posição de neutralidade, uma das menores da pesquisa, com 19%.

O entendimento sobre a razão pela qual 53% têm um olhar negativo sobre essa variável passa pela relativa imprevisibilidade no assunto. Além de estabelecer requisitos ambientais e de segurança operacional nos contratos de concessão, ANP, por exemplo, disponibiliza em seu site o Guia de Licenciamento Ambiental, produzido pelo Ibama e destinado às empresas. Os Guias foram elaborados individualmente para cada rodada de licitação de blocos exploratórios, a partir da 5ª rodada, considerando as atividades de sísmica e perfuração e contendo informações relevantes para o seu licenciamento, tais como nível de exigência, cuidados especiais, restrições de ocorrência de tais atividades em função de aspectos ambientais etc.

Os Guias, no entanto, possuem um ponto controverso: a sua defasagem. Eles são elaborados num determinado período, enquanto as atividades a serem realizadas nos blocos aos quais se referem poderão ser objeto de licenciamento muito tempo depois, podendo os aspectos anteriormente considerados sofrer alterações. Isso já trouxe alguns impasses ou dificuldades na condução dos processos de licenciamento e há questionamentos sobre a própria continuidade do uso desses instrumentos.

Eventuais dificuldades de obtenção da permissão dos superficiários para o acesso e realização das atividades exploratórias permanecem sendo um problema que interfere no andamento do licenciamento, já que ela é exigida pelos órgãos ambientais para o requerimento da licença. Outros obstáculos dizem respeito à inexistência de averbação das reservas legais nas propriedades rurais onde se localizam os blocos exploratórios e alguns conflitos relacionados a usos do solo.

4.2.8. Síntese das Questões Regulatórias

Em comparação às questões comerciais, as regulatórias se saem melhor. Há mais equilíbrio entre as percepções opostas, que destoam menos, ainda que prevaleça um discreto viés negativo. O destaque desencorajador ao investimento é a variável que mede a compatibilidade de regulamentos entre as esferas da Federação, evidenciando, na opinião de 48% dos entrevistados, a existência de desencontros entre as legislações. A variável que mede complexidade e o custo no cumprimento das normas também é ressaltada como um fator desestimulante ao investimento por 44% dos respondentes, embora 25% deles tenham uma visão oposta, o que ajuda a relativizar a questão.

O resultado da controversa variável que avalia a percepção sobre o conteúdo local confirma a suposição de que o setor está dividido em campos nitidamente opostos: 43% o julgam como um entrave ao investimento, 37% como encorajador. Outros 21% preferem a posição de neutralidade. A variável previsibilidade da administração, interpretação e aplicação dos regulamentos do setor e a frequência com que são alterados fica numa posição intermediária. Um pouco mais de um terço da amostra, 35%, tem a visão de que essa variável é capaz de estimular o investimento, enquanto outros 32% pensam diferente. O terço restante optou pela neutralidade.

Sobressaem-se positivamente na percepção dos profissionais do E&P de petróleo e gás natural as exigências de P&D, com expressivos 55% de avaliação favorável. Essas respostas são reforçadas pelo baixo índice dos contrários: apenas 11%. Embora com números um pouco mais modestos, também se destaca o papel do agente regulador. Para 45% dos respondentes a atuação da ANP encoraja o investimento no *upstream* brasileiro, enquanto 22% têm uma visão inversa e 34% consideram que o papel do regulador não é distintamente marcado como contra ou favor do investimento no setor.

Em que pese o resultado das primeiras questões, a pesquisa evidencia que o ainda jovem aparato institucional da regulação brasileira tem forças para encorajar o investimento no E&P do país. Essa conclusão ganha ainda mais vigor se levarmos em conta o cenário de mudanças recentes, que pode ter

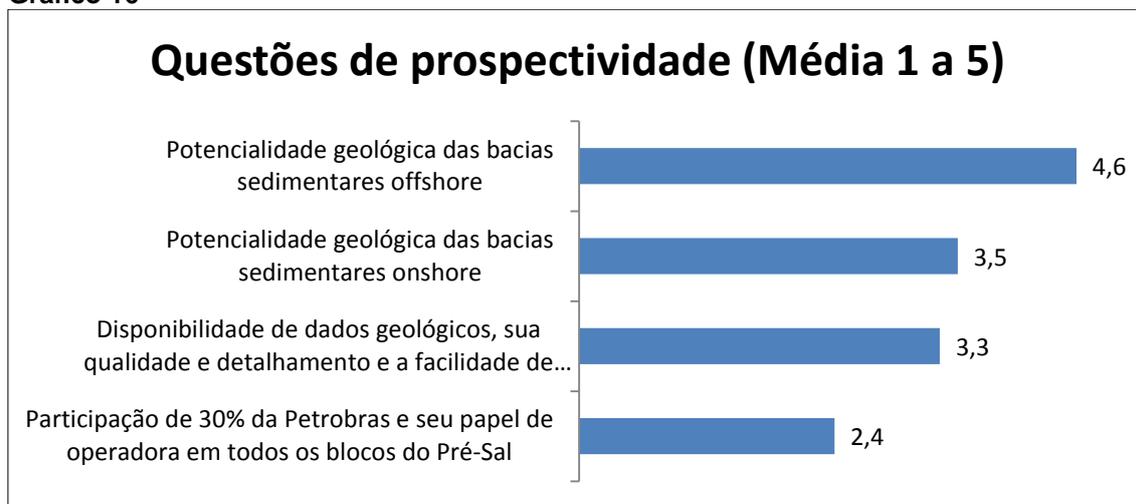
contribuído para ampliar a incerteza dos agentes e conseqüentemente criar um clima desfavorável para questões que medem, por exemplo, “previsibilidade”.

4.3. Questões de Prospectividade

As questões de prospectividade envolvem quatro variáveis: Disponibilidade de dados geológicos, sua qualidade e detalhamento e a facilidade de acesso aos dados públicos; Potencialidade geológica das bacias sedimentares *onshore*; Potencialidade geológica das bacias sedimentares *offshore* e Participação de 30% da Petrobras e seu papel de operadora em todos os blocos do Pré-Sal.

Seguindo a diretriz estabelecida no início do capítulo, o gráfico 16, abaixo, mostra os resultados globais para o conjunto de questões relacionadas à prospectividade, na forma de média, apontando para onde mais se concentram as respostas. Em seguida, tratamos as questões individualmente.

Gráfico 16



Fonte: Elaboração própria

4.3.1. Disponibilidade de dados geológicos, sua qualidade e detalhamento e a facilidade de acesso aos dados públicos.

As atividades do segmento *upstream* da indústria do petróleo envolvem uma vasta e volumosa gama de informações de poços (estratigráficos, exploratórios e de produção) e levantamentos sísmicos (2D e 3D). Como afirma Silva *et al* (2004), o gerenciamento e manipulação desses dados devem

oferecer integridade, segurança, facilidades de armazenamento e recuperação de informações.

A experiência internacional nessa temática destaca o conceito de repositório de dados criado pela Noruega. De acordo com Silva *et al* (2004), a NPD, a agência reguladora daquele país, e um consórcio inicialmente formado pelas empresas Statoil, Norsk Hydro (que posteriormente se fundiram) e Móbil, compartilharam custos para desenvolver tecnologia e infraestrutura capazes de permitir a criação de um banco de dados único que facilitasse o acesso ao conjunto de informações geológicas do país. O projeto é considerado mundialmente um modelo de sucesso.

A Lei nº 9478/97, que criou a ANP, determinou ao órgão regulador administração dos dados gerados pelas atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos. A Lei considera que o acervo técnico constituído dos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras é também parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais, cabendo à ANP “sua coleta, manutenção e administração”. A legislação determinou ainda à Petrobras a transferência para a ANP dos dados de que dispunha sobre as bacias brasileiras, reunidos durante suas atividades enquanto exercia o monopólio.

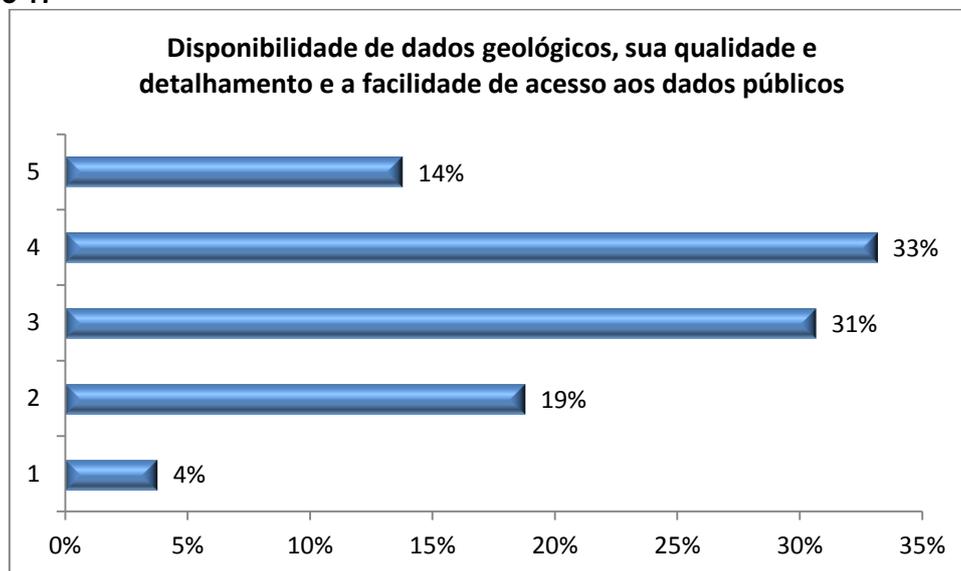
Em termos práticos, a atribuição da ANP é, como descrevem Silva *et al* (2004), inventariar, reunir, realizar testes de qualidade, organizar e, quando for o caso, disponibilizar os dados técnicos aos interessados. De acordo com os autores, para realizar tal tarefa a Agência partiu das premissas compartilhadas da experiência norueguesa com relação à administração de dados, cujo banco é dirigido pelo órgão regulador daquele país, em participação com as empresas operadoras. No modelo brasileiro, o projeto foi ampliado, podendo aceitar a participação de empresas de serviço, consultorias e universidades.

Criado em 2000, o acervo do BDEP contava, em dezembro de 2011, com 15,90 TB de sísmica pós empilhamento e 3,47 PB de dados de campo (212.821 fitas). Entre os dados de poços que compõem o acervo, há 175.179 perfis digitais, 7.823 perfis compostos, 6.817 AGPs (arquivos gerais de poço) e

18.869 pastas de poço. São números significativos diante do total de 26.371 poços já perfurados no Brasil. O total do acervo é de 3,49 PB (ANP, 2012).

O BDEP atende hoje a toda a comunidade envolvida nas atividades de exploração e produção de petróleo no país e conta com 44 associados, entre empresas concessionárias, firmas de serviço e consultorias, além de clientes eventuais, que pagam pela unidade de dados, universidades e a própria ANP. Na opinião de Tinoco (2011), o BDEP cumpre a missão de servir de “vitrine” para os investidores estrangeiros, além de exercer nas rodadas de licitação da ANP o papel de preparar o pacote de dados geológicos que permite às empresas conhecer melhor as áreas ofertadas. Como apontam Tordo *et al* (2009), em trabalho do Banco Mundial, a regulação da ANP e o BDEP exercem um importante papel na indústria brasileira do petróleo, servindo para reduzir a percepção de risco e assimetrias de informação entre os licitantes. Para os autores, “[...] o Brasil tem um dos maiores bancos de dados do mundo de informações geofísicas, geológicas e petrofísicas, o que constitui um patrimônio nacional de valor”.

Gráfico 17



Fonte: Elaboração própria.

Para quase metade dos entrevistados, 47%, a disponibilidade de dados geológicos, sua qualidade e detalhamento e a facilidade de acesso aos dados públicos representa um fator de encorajamento para o investimento do E&P

brasileiro. Por outro lado, um quarto dos respondentes considera que essa variável é desestimulante aos investimentos, ao passo que 31% optam pela neutralidade em relação à questão. Essa variável distingue-se por representar não só a avaliação da regulação sobre o assunto, mas, sobretudo, por medir a atuação de um órgão específico criado e mantido pelo agente regulador do setor, em parceria com empresas concessionárias: o BDEP. Há um claro predomínio de uma percepção positiva da atuação do banco de dados da ANP.

4.3.2. Potencialidade geológica das bacias sedimentares *onshore*.

Bacia sedimentar é uma depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás. O Brasil possui 29 bacias sedimentares de interesse petrolífero, com uma área correspondente a 6.436.200 km², sendo 76% em terra e 24% em mar (ANP, 2012). Dessas, 13 são exclusivamente terrestres, nove se estendem da terra para o mar, como é o caso de Sergipe-Alagoas e Espírito Santo, e sete são exclusivamente marítimas, como as bacias de Santos e da Foz do Amazonas (BACCOCOLI, 2008).

No começo da indústria do petróleo no Brasil houve uma concentração de esforços nas bacias terrestres, com atividades exploratórias em praticamente todas elas – com a perfuração de 1.120 poços –, com destaque para a Bacia do Amazonas, Recôncavo e Sergipe-Alagoas (BRANDÃO e GUARDADO, 1998). Apesar desse empenho, a única descoberta relevante foi a de Carmópolis, em 1963, no estado de Sergipe, que se tornaria o maior campo terrestre brasileiro. Como afirmam Mendonça *et al* (2003), nessa fase inicial, ao priorizar as atividades exploratórias no Recôncavo e nas bacias Paleozóicas, pouca atenção se deu às bacias costeiras.

O ponto de virada nesse cenário exploratório pode ter sido o controverso Relatório Link, de 1961. Como defende Baccocoli (2009), o polêmico parecer foi importante para “[...] ajudar a fechar os caminhos de terra ao abrir os do mar”. O conhecido relatório do geólogo americano, primeiro diretor de exploração da Petrobras, é na verdade um conjunto de cartas, relativamente curtas, endereçadas ao presidente da estatal. Walter Link fez uma avaliação

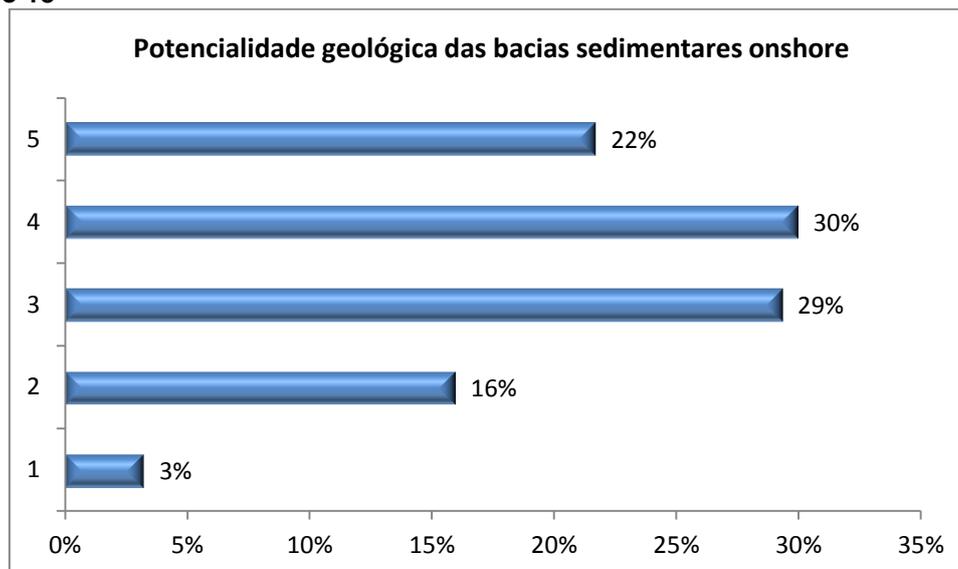
negativa do potencial petrolífero das bacias terrestres e deixou em aberto as expectativas em relação às marítimas: “Quanto ao mar nada posso dizer, por falta de dados” (BACCOCOLI, 2009).

Os esforços de exploração em terra de 1954 a 1968 tiveram resultado tímido: 58 acumulações de óleo e gás, com reservas de 1,247 bilhões de barris e produção de 163.884 barris por dia (BRANDÃO e GUARDADO, 1998). Em 1968 foi feita a histórica descoberta de Guaricema, na bacia de Sergipe-Alagoas, marcante não apenas por ser a primeira no mar, mas por suas inusitadas características (ARARIPE, 2003; MURICY, 2008). Em 1974, foi feita a primeira descoberta importante em mar em termos de volumes, o campo de Garoupa, na bacia de Campos. Quer tenha sido pelo acanhado sucesso em terra, que confirmava a projeção de Link, ou pela alvissareira descoberta de Garoupa, o fato é que as atividades exploratórias no Brasil passaram a se concentrar no mar.

A opção pelo mar teve como resultado uma relativamente baixa prioridade exploratória para as bacias terrestres. Embora a Petrobras mantivesse um considerável portfólio *onshore*, era pouco diante da vastidão do território brasileiro. Um novo impulso exploratório se deu a partir de 1997, quando a ANP passou a licitar blocos nas bacias terrestres e a contratar empresas e instituições para realizar estudos geológicos, geoquímicos e geofísicos com o intuito de elevar o conhecimento dos sistemas petrolíferos, com destaque para as bacias terrestres pouco exploradas.

O instrumento da ANP para isso tem sido o Plano Plurianual de Geologia e Geofísica (PPA), que visa programar a contratação desses estudos num horizonte de médio prazo. Tais informações são fundamentais para incrementar o conhecimento dessas bacias e viabilizar seu aproveitamento econômico. O investimento total até 2014 é estimado em R\$ 1,8 bilhão e prevê estudos em 22 bacias (ANP, 2012). A continuidade desses esforços pode despertar o interesse das empresas nas futuras licitações, ampliar as atividades exploratórias e as chances de descobertas no médio prazo.

Gráfico 18



Fonte: Elaboração própria.

Os números acima evidenciam que o empenho exploratório empreendido em terra antes e, sobretudo, após a abertura do setor de petróleo, somados à ampliação do conhecimento das bacias sedimentares *onshore* brasileiras a partir dos estudos geológicos levados a cabo pela ANP, consolidaram a percepção da potencialidade geológica dessas áreas. Significativamente, 52% consideram que as bacias sedimentares *onshore* encorajam o investimento do *upstream* brasileiro, contra apenas 19% que acham o contrário. A opção da neutralidade foi compartilhada por 30% dos entrevistados. Enquanto as bacias em mar claramente lideram a atratividade brasileira, os expressivos resultados alcançados pelas bacias *onshore* mostram que é hora de voltamos nossos olhos para a terra, refazendo o caminho dos pioneiros do setor, de modo a ampliar ainda mais o conhecimento do potencial geológico brasileiro. Não há dúvida de que há potencial.

Zalán (2012) divide as bacias sedimentares terrestres brasileiras em três grupos: as gigantescas bacias de Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná (Paleozóicas), as gigantescas bacias do São Francisco e do Parecis (Précambrianas) e as diminutas bacias terrestres Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Espírito Santo (Cretácicas), “meras continuções em terra de bacias marítimas muito maiores, mas, muitas vezes, mais importantes que estas em termos de produção petrolífera”.

O autor ressalta que “a existência de numerosas ocorrências de hidrocarbonetos na superfície e sub-superfície destas bacias aponta para uma razoável probabilidade de descobertas mais significativas”. Mesmo nas bacias Pré-Cambrianas, como as de São Francisco e Parecis, que segundo Zalán (2012) são mundialmente pobres em reservas de petróleo, tem sido constatadas exsudações de gás em superfície e indícios de gás em alguns poços. A partir desses indicativos, por exemplo, todos os blocos da Bacia do São Francisco foram arrematados, atraindo empresas como Petrobras, Shell, Petra Energia e Orteng. Petrobras, Petra Energia e Orteng confirmaram a ocorrência de gás e no momento avaliam as acumulações para uma eventual declaração da comercialidade, que apontam para a existência de reservatórios gasíferos não convencionais do tipo *tight*¹⁸ e *ultratigh gas sands*¹⁹.

4.3.3. Potencialidade geológica das bacias sedimentares *offshore*.

As bacias marítimas de Santos, Campos e Espírito Santo já mostraram possuir sistemas petrolíferos extremamente prolíficos em petróleo e gás natural, no pós sal e recentemente no Pré-Sal. São bacias classificadas pela ANP como de elevado potencial. O julgamento do órgão regulador é confirmado pelo mercado por meio de disputas renhidas e vultosos valores pagos em bônus de assinatura nas rodadas de licitação. A bacia do Espírito Santo, por exemplo, é atualmente a segunda produtora do país e a que apresenta o maior número de descobertas significativas nos últimos dez anos, sobretudo nas águas profundas do pós-sal. São bacias altamente atrativas e cujas descobertas falam por si. Mas o país possui outras áreas promissoras.

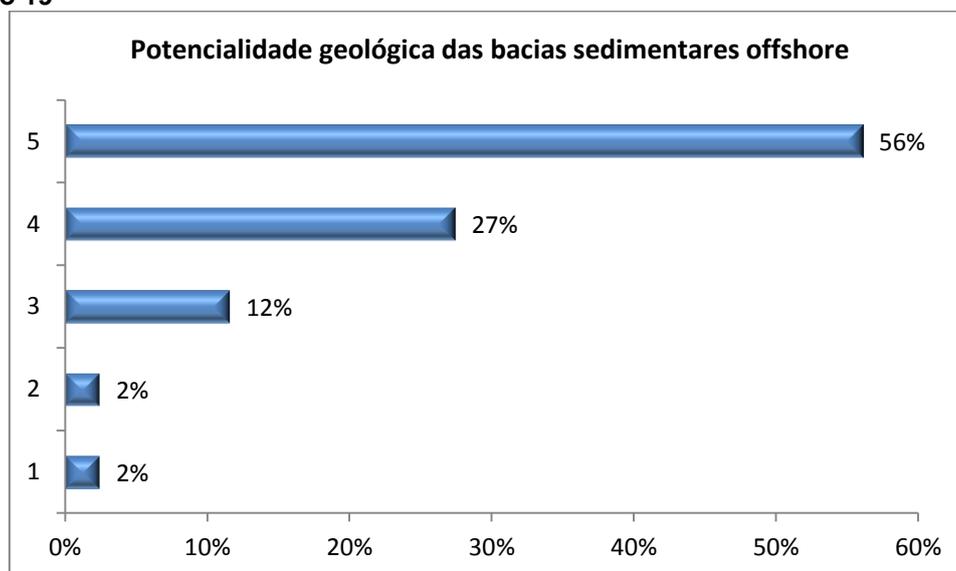
Vários autores destacam, por exemplo, o potencial das bacias da Margem Equatorial brasileira: Potiguar, Ceará, Barreirinhas, Pará-Maranhão e Foz do Amazonas (MILANI *et al*, 2001, MENDONÇA *et al*, 2004 e ZALÁN, 2012). Zalán (2012), por exemplo, salienta que nos últimos cinco anos 15 descobertas foram feitas nas águas profundas de Gana – com destaque para o campo de Jubilee, com reservas estimadas em 1 bilhão de barris de óleo e 1

¹⁸ Para uma definição geológica do termo: <http://aboutnaturalgas.com/content/natural-gas/tight-and-shale-gas/>

¹⁹ Para uma definição geológica do termo: http://www.spe.org/jpt/print/archives/2006/06/JPT2006_06_DA_series.pdf

TCF de gás –, do outro lado do Oceano Atlântico Equatorial, em bacias homólogas as de Barreirinhas e Pará-Maranhão. Como as bacias brasileiras e gansas são “irmãs gêmeas geológicas, univetelinas partidas” (ZALÁN, 2012), podem ter o mesmo sistema petrolífero²⁰. Não por acaso, a Margem Equatorial é o foco principal da 11ª Rodada de Licitações, prevista para maio de 2013.

Gráfico 19



Fonte: Elaboração própria.

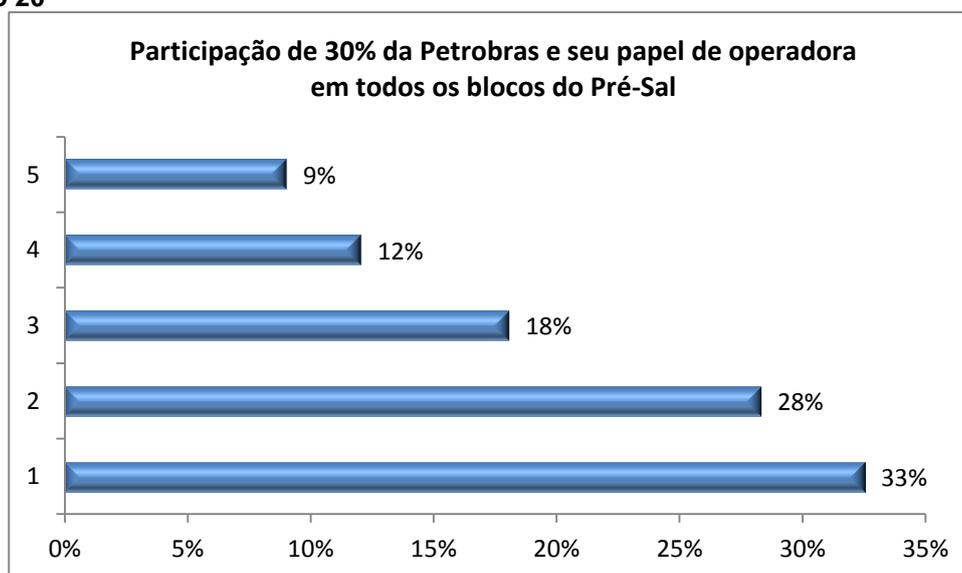
Dentre as 25 variáveis pesquisadas, é a potencialidade geológica das bacias sedimentares *offshore* que se destaca positivamente, na opinião dos entrevistados, como a mais encorajadora ao investimento no *upstream* brasileiro, atingindo eloquentes 83%. Apenas 4% têm opinião contrária. E mesmo o campo da neutralidade simboliza aqui, pela sua diminuta representatividade, o quase consenso, atingindo só 12%, o menor de todas as questões pesquisadas. Desnecessário falar que a expressividade desses números representa em grande parte o reconhecimento da importância das descobertas do Pré-Sal. Entretanto, variadas outras áreas em mar vem despertando significativo interesse.

4.3.4. Participação de 30% da Petrobras e seu papel de operadora em todos os blocos do Pré-Sal.

²⁰ Para mais informações sobre a análise geológica das bacias brasileiras por analogia ver Zalán (2012).

A Lei 12.351/2010, que implantou mudanças no marco regulatório do setor de petróleo, atribuiu à Petrobras o papel de operadora de todos os blocos contratados sob o regime de contrato de partilha, sendo-lhe assegurada, ainda, a participação mínima de 30% nos consórcios vencedores, o que implicará, nesse caso, em sua adesão à proposta vencedora. Ou seja, a empresa é responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção do Pré-Sal e áreas estratégicas.

Gráfico 20



Fonte: Elaboração própria.

O predomínio da percepção negativa da participação de 30% da Petrobras e seu papel de operadora em todos os blocos do Pré-Sal confirma a opinião corrente: trata-se de um dos pontos mais polêmicos da nova lei, que encontra resistências nos profissionais das empresas petrolíferas e talvez até mesmo na Petrobras, que inicialmente se supunha fosse beneficiada pela regra instituída legislativamente. Na opinião de 61% da amostra a variável desencoraja os investimentos no E&P brasileiro. O patamar alcançado atinge a terceira pior avaliação entre as 25 questões avaliadas, perdendo apenas para a carga tributária e qualidade da infraestrutura. Na contramão da maioria, 21% dos entrevistados consideram a regra favorável ao investimento. Por sua vez, 18% dos inquiridos responderam que a determinação legal que garante prerrogativas à Petrobras lhes é indiferente, julgando que essa questão não

contribui nem atrapalha os investimentos no *upstream* brasileiro. Para alguns analistas, a regra engessa a Petrobras e cria amarras ao desenvolvimento pleno do potencial petrolífero do país²¹.

4.3.5. Síntese das Questões de Prospectividade

Na avaliação dos entrevistados, as questões relativas à prospectividade se destacam positivamente, sendo encorajadoras ao investimento, com exceção da participação de 30% da Petrobras e seu papel de operadora em todos os blocos do Pre-Sal. Significativos 83% consideram a potencialidade geológica das bacias sedimentares *offshore* como estimulantes a se investir no E&P brasileiro e só 4% discordam disso. Com menos exuberância, mas ainda assim com um alto patamar de avaliação favorável, aparecem as bacias sedimentares *onshore*, com 52%. A disponibilidade de dados geológicos, sua qualidade e detalhamento e a facilidade de acesso aos dados públicos foi considerada como encorajadora ao investimento por 47% da amostra pesquisada, sendo que 23% discordam dessa opinião e um terço faz opção pela neutralidade dessa variável.

Como esperado, o fato da Petrobras ter participação mínima de 30% e ser operadora em todos os blocos do Pré-Sal e das áreas estratégicas, assegurado pela nova lei, foi tido como desestimulante por eloquentes 61% dos entrevistados. Trata-se do segundo maior patamar negativo encontrado na pesquisa, perdendo, apenas por um ponto, para as variáveis que medem carga tributária e infraestrutura, ambas alcançando 62%.

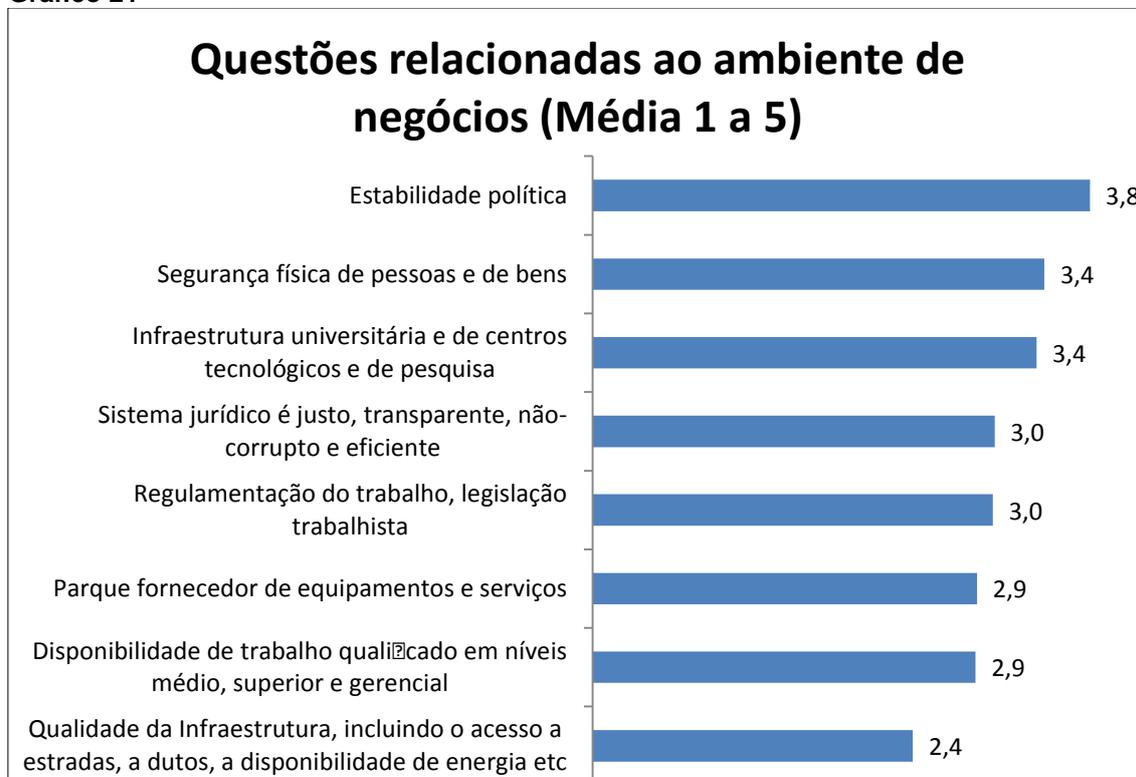
4.4. Questões Relacionadas ao Ambiente de Negócios

As questões relacionadas ao ambiente de negócios envolvem as sete seguintes variáveis: Estabilidade política; Sistema jurídico é justo, transparente, não-corrupto e eficiente; Segurança física de pessoas e de bens; Disponibilidade de trabalho qualificado em níveis médio, superior e gerencial; Regulamentação do trabalho, legislação trabalhista; Qualidade da

²¹ Por exemplo, Wagner Freire, ex-diretor de Exploração da Petrobras (DIEGUEZ, 2012) e Maugeri (2012). Para conhecer um estudo especulativo sobre como o novo marco regulatório do Pré-Sal poderá afetar financeiramente a Petrobras e os investimentos do *Upstream* do setor de petróleo e gás natural, ver De Vitto e Hochstetler (2012).

Infraestrutura, incluindo o acesso a estradas, a dutos, a disponibilidade de energia etc; Parque fornecedor de equipamentos e serviços e Infraestrutura universitária e de centros tecnológicos e de pesquisa.

Gráfico 21



Fonte: Elaboração própria

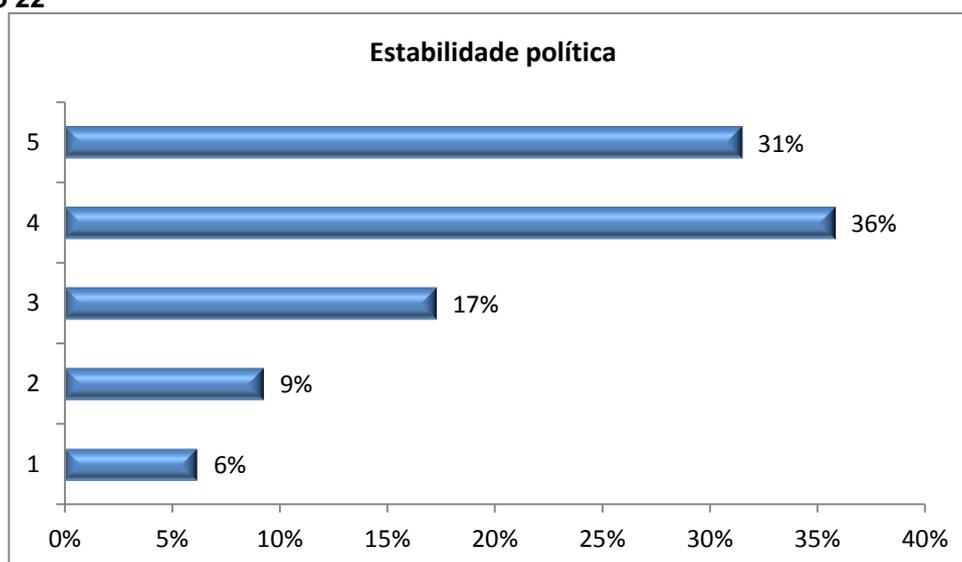
Dando prosseguimento, após apresentar o gráfico 21, acima, que mostra os resultados globais para o conjunto de questões relacionadas ao ambiente de negócios, na forma de média, apontando para onde mais se concentram as respostas dos respondentes, passamos a tratar as variáveis individualmente.

4.4.1. Estabilidade política

As empresas possuem diferentes motivações para investir, mas a estabilidade dos governos é um fator determinante na decisão. Sistemas políticos instáveis têm pouca credibilidade na garantia contra expropriação direta ou indireta da propriedade privada e, conseqüentemente, desestimulam os investimentos, principalmente de empresas estrangeiras, que não possuem a rede de relações que firmas locais usualmente dispõem.

A estabilidade política dos países costuma ser medida por agências de avaliação de risco político. Embora cada uma tenha metodologia própria, elas costumam mensurar, em seus índices, o nível de risco de inconvertibilidade e transferência de moeda, expropriação, quebra de contrato e não-pagamento pelo governo, interferência política, interrupção da cadeia de suprimentos, risco legal e regulatório e a violência política (EIU, 2012, AON, 2012 e COLTRO, 2000).

Gráfico 22



Fonte: Elaboração própria.

Quando se trata de estabilidade política o Brasil, como seria de se esperar após um relativamente longo período de sucessivas eleições livres e uma cultura política congruente com a democracia, atinge uma posição fortemente favorável. Para 67% dos entrevistados, trata-se de uma variável que contribui positivamente para encorajar os investimentos no *upstream* brasileiro. Esse número coloca a questão no segundo mais elevado nível de encorajamento ao investimento, perdendo apenas para a potencialidade das bacias sedimentares *offshore*, que atinge 83%. Apenas 15% da amostra assume uma posição distinta, julgando a questão como desestimulante ao investimento. Para 17% dos inquiridos ela é neutra.

Uma possibilidade de explicação da visão negativa de 15% da amostra pode eventualmente estar relacionada às agências reguladoras (embora a ANP

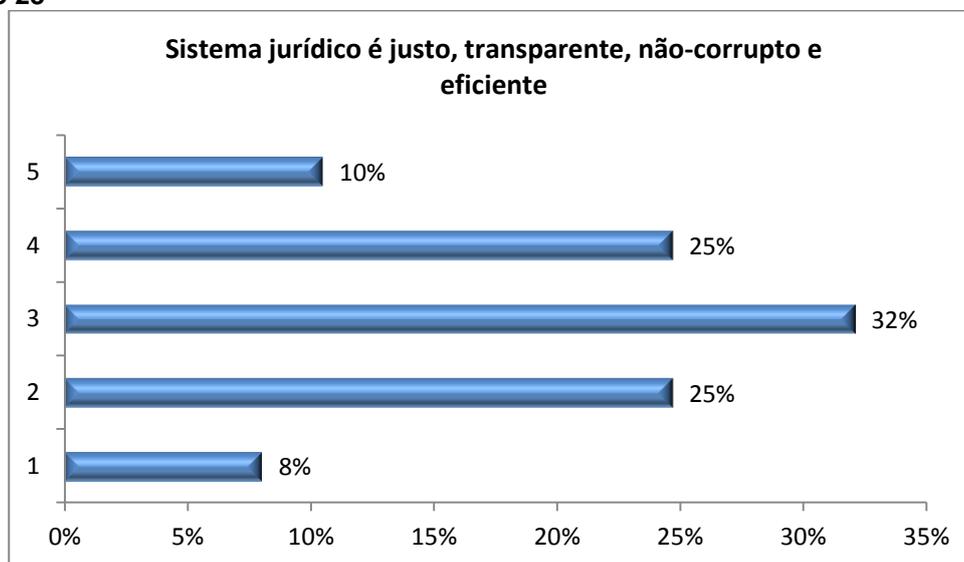
tenha sido relativamente bem avaliada). Elas exercem um papel relevante nessa temática, pois o risco regulatório muitas vezes compõe o risco político²².

4.4.2. Sistema jurídico é justo, transparente, não-corrupto e eficiente.

Um sistema jurídico justo, transparente, não corrupto e eficiente é condição fundamental para limitar a discricionariedade administrativa e evitar eventuais ingerências políticas indevidas dos governos de turno. A necessidade de um judiciário independente e robusto ganha ainda mais relevo pelas características dos contratos de petróleo e gás natural: longo prazo e projetos de longa maturação com vultosos investimentos.

Por outro lado, controvérsias regulatórias são comuns, sobretudo numa relação pactuada de longo prazo, num setor marcado por constante evolução tecnológica, o que possibilita áleas contratuais. Os investidores, desse modo, buscam se assegurar de que o arcabouço jurídico do país é capaz de dar soluções ágeis e imparciais a possíveis controvérsias²³.

Gráfico 23



Fonte: Elaboração própria.

²² Para um estudo sobre o grau de independência dos reguladores brasileiros, ver Batista da Silva (2009). A autora acredita que as agências reguladoras não são capazes de garantir que o marco regulatório não será modificado arbitrariamente e que as empresas não serão expropriadas, pois estão inseridas num ambiente institucional que concentra poderes nas mãos do Presidente, que tem a prerrogativa de modificar o *status quo* sem a anuência do Legislativo.

²³ Isso ganha relevância pelo grande poder de interpretação conferido à Administração Pública pela Lei do Petróleo. Mais detalhes sobre a questão em Aragão (2006).

As opiniões se dividem no julgamento do sistema jurídico brasileiro, com 35% considerando que ele encoraja o investimento e 32% julgando que não. Por outro lado, 32% disseram que essa variável não contribui nem atrapalha o investimento no E&P brasileiro.

Embora mensurar o grau de qualidade institucional do judiciário seja tarefa complexa, Levy e Spiller (1993) propõe uma forma simples e eficiente a partir da avaliação de duas características: a percepção da sociedade sobre a probidade judicial e a quantidade de decisões contrárias ao governo²⁴. No Brasil, onde o Executivo exerce um papel importante na elaboração da agenda do Legislativo, é esperado do Judiciário que tenha capacidade de impor custos e constranger um eventual comportamento oportunista do governo e do agente regulador.

Contrabalancear a preponderância do Executivo, entretanto, exige independência. De acordo com Stein *et al* (2006), *apud* Batista da Silva (2009), o Judiciário brasileiro possui os principais mecanismos formais que fundamentam a independência, que são autonomia orçamentária e administrativa, regras para indicação e a estabilidade no cargo²⁵.

Nessa questão fica evidenciada a importância, destacada por Chang e Rowthorn (1995), do papel do Estado como gestor de conflitos em setores onde os agentes possuem ativos específicos e por isso ficam em posição vulnerável em ambientes econômicos em transformação. Um Estado capaz de coordenar a mudança e gerir os conflitos a ela inerentes pode reduzir o número de disputas que chegam ao Judiciário àquelas relativas a conflitos privados; não parece ser o caso brasileiro, parte na maioria das ações judiciais do país.

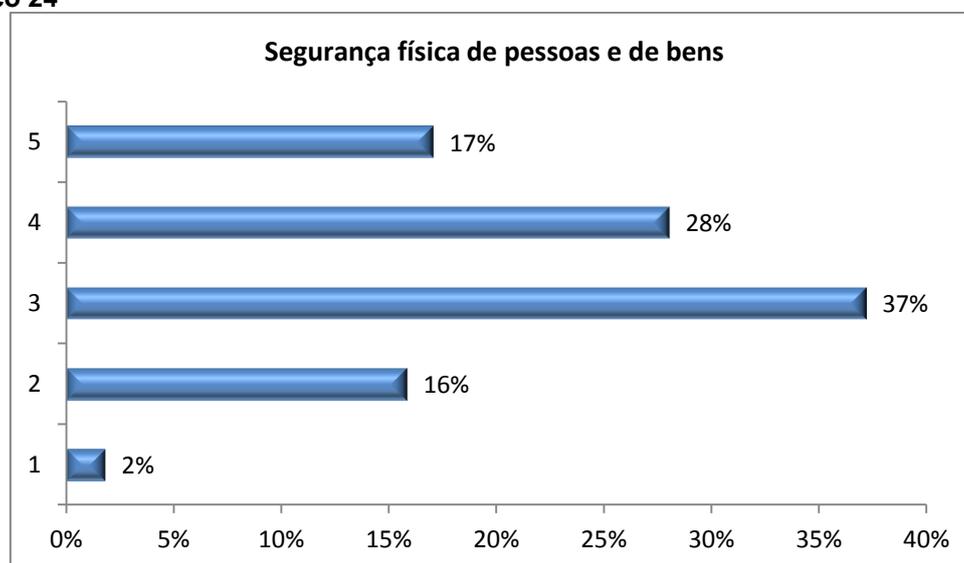
²⁴ Não parece haver no Brasil um exame sistemático das decisões judiciais contrárias ao governo. Já o sentimento da população em relação ao Judiciário é medido pelo Índice de Confiança na Justiça Brasileira – ICJBrasil (FGV, 2012). Dados empíricos também podem ser encontrados no levantamento Justiça em Números (CNJ, 2012).

²⁵ Indo além da independência formal, Batista da Silva (2009) faz uma comparação dos resultados de dois estudos acerca da independência do Judiciário na América Latina: o World Economic Fórum (2004), a partir de uma pesquisa que mediu a percepção de empresários, e o outro produzido por Feld e Voigt (2003), que mostra uma avaliação com base no tempo do mandato, remoção de juízes e interferências no orçamento da instituição. No primeiro estudo, numa escala de 0 a 7, o Brasil recebeu nota 3.90, ocupando a terceira posição entre os 18 países avaliados. No segundo estudo, a partir da avaliação institucional, o Brasil ocupa a 7ª. colocação entre os 15 países pesquisados.

4.4.3. Segurança física de pessoas e de bens.

Um dos pressupostos básicos da sociedade moderna é a segurança física de pessoas e de bens. São direitos fundamentais da cidadania o direito à vida, à propriedade e à segurança pessoal. Num conceito amplo o “desenvolvimento humano é o alargamento das escolhas das pessoas. A segurança humana é a garantia de que as pessoas possam exercer essas escolhas com segurança e liberdade” (PNUD, 1994). A violência interpessoal é cara e a economia se ressentir dos altos custos e da resultante perda de competitividade, com efeitos sobre todos os setores.

Gráfico 24



Fonte: Elaboração própria.

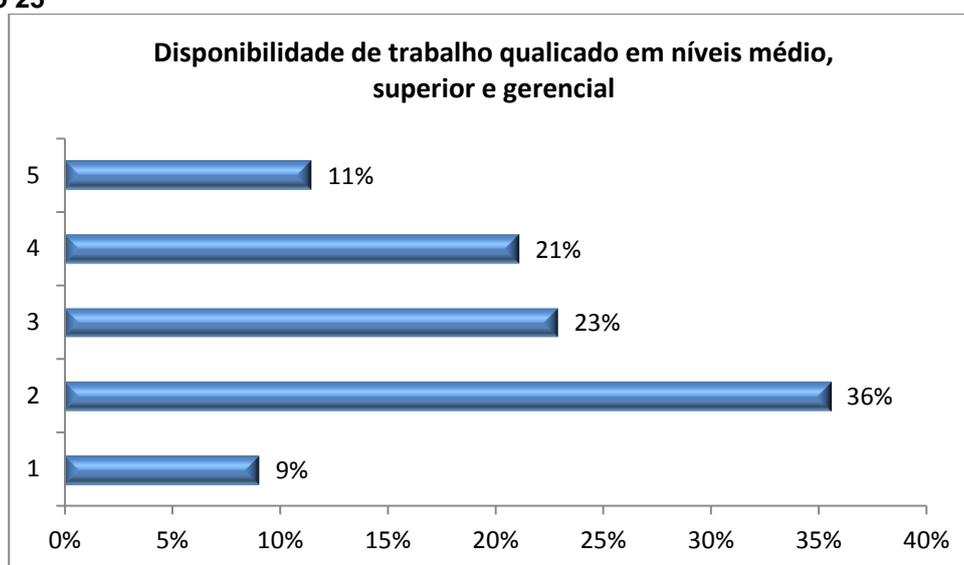
A percepção dos entrevistados em relação à segurança física de pessoas e de bens no Brasil é positiva, com a soma dos itens superiores do gráfico atingindo o patamar de 45%. Um percentual de 18%, entretanto, encara essa variável desfavoravelmente, considerando que desencoraja o investimento. Cabe destacar o percentual de neutralidade no julgamento dessa questão, 37%, que talvez reflita certa busca de uma posição conciliatória entre os extremos. Os 18% que percebem as condições de segurança como negativas ao investimento, podem ser explicados pelo fato de que, apesar de vivermos um período de crescimento econômico, gastos sociais elevados e

redução da desigualdade, a taxa de homicídios aumentou 15% no Brasil, excluindo-se São Paulo e Rio de Janeiro do cálculo nacional (PIQUET CARNEIRO, 2010).

4.4.4. Disponibilidade de trabalho qualificado em níveis médio, superior e gerencial.

Ao mesmo tempo em que trouxe a promessa de maior prosperidade ao país, o crescimento econômico experimentado nos últimos anos lançou uma série de desafios e evidenciou alguns gargalos. Um deles é certamente a escassez de mão de obra qualificada, fator propulsor importante e recurso precioso para uma trajetória sustentável de ascensão econômica, cuja ausência traz riscos significativos ao país.

Gráfico 25



Fonte: Elaboração própria.

De acordo com 45% dos entrevistados, a disponibilidade de trabalho qualificado em níveis médio, superior e gerencial é um fator que desencoraja o investimento do *upstream* brasileiro. De outra parte, 32% julgam que essa variável, ao contrário, estimula o investimento no segmento. Outros 23% consideram que a questão não encoraja nem desencoraja o investimento. Nesse panorama, prevalece uma percepção desfavorável, embora ofuscada por representativos 32% da amostra, que pensam o contrário. A realidade

apurada pela pesquisa encontra amparo em outros trabalhos sobre o tema²⁶. Trata-se, na verdade, de uma realidade que atinge os mais variados países.

Como postula Chang (2003), há no sistema econômico moderno uma grande interdependência das atividades econômicas e uma mudança estrutural numa questão requer mudanças coordenadas em muitos elementos da economia. É o parece vem fazendo o Brasil para equacionar a questão da ampliação de mão-de-obra qualificada. São variadas iniciativas ordenadas com objetivos distintos, que dificilmente poderiam ser tomadas por agentes privados isoladamente.

Para formar profissionais para atuar no nível gerencial e tecnológico, por exemplo, o CT-PETRO mantém um programa de Capacitação de Recursos Humanos baseado em parcerias estabelecidas com o CNPq e a ANP, que nos últimos 12 anos investiu cerca de R\$ 285 milhões na concessão de 6.349 bolsas de estudos em 44 cursos de especialização, em 31 instituições de 16 estados. Atualmente estão em atividade 45 programas de nível superior, sendo 27 instituições em 16 estados (ANP, 2012).

Para capacitar mão-de-obra técnica para o setor, uma importante iniciativa é o Prominp, instituído em 2003 pelo Governo Federal, coordenado pelo MME e executado pela Petrobras. O programa tem como objetivo maximizar a participação da indústria nacional de bens e serviços em bases competitivas e sustentáveis na implantação de projetos de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior. Após diagnóstico para identificar os recursos críticos para a realização dos projetos planejados pela Petrobras e suas parceiras, o Prominp localizou uma série de gargalos relacionados à qualificação profissional, infraestrutura industrial e fornecimento de materiais, equipamentos e componentes. Em decorrência disso, vem conduzindo, desde 2003, um conjunto expressivo de projetos e ações com o objetivo de equacionar os obstáculos constatados (PROMINP, 2012).

²⁶ Estudo (MANPOWERGROUP, 2012) afirma que 20 mil postos no setor de engenharia ficam em aberto anualmente no país porque não se formaram profissionais para preenchê-los. O IBR 2012 (GRANT THORNTON, 2012) entrevistou 11 mil empresas em 39 países e o resultado revela que o Brasil é o segundo lugar na lista dos empresários mais preocupados em contratar. Levantamento realizado apenas no Brasil pela Robert Half mostra que o principal desafio para 44% das empresas de petróleo e gás ouvidas é a escassez de mão de obra qualificada no setor (G1, 2012).

Uma das principais rotas de atuação do Prominp é qualificação profissional, numa corrida para responder a demanda por mão-de-obra gerada pelo aumento expressivo dos investimentos do setor. As iniciativas do programa buscam atender as necessidades de todas as fases dos empreendimentos previstos, indo da construção civil, passando pela construção e montagem e chegando até a engenharia e manutenção da operação. As principais ações de qualificação profissional do Prominp são o Plano Nacional de Qualificação Profissional – PNQP e a Formação de Oficiais para a Marinha Mercante (PROMINP, 2012).

O Plano Brasil Maior, a política industrial, tecnológica e de comércio exterior do governo, prevê, em sua dimensão sistêmica, medidas para formação e qualificação profissional. O Plano diagnostica que a demanda por mão de obra qualificada cresce a taxas superiores à do crescimento da economia, o que faz com que o Brasil tenha que adequar o perfil da formação profissional às necessidades de crescimento baseado na inovação. O Plano Brasil Maior assenta-se em três programas federais voltados para o ensino técnico profissionalizante e de estímulo às engenharias:

- Programa Nacional de Acesso à Escola Técnica (PRONATEC);
- Plano Nacional Pró-Engenharia; e
- Programa Ciência sem Fronteiras.

Adicionalmente, ainda de acordo com o Plano, o Senai/CNI, com apoio do Governo Federal, realizará esforços no sentido de ampliar e construir novos centros de pesquisa e de formação profissionalizante para atender as novas necessidades da indústria nacional (BRASIL, 2012). Outra medida para minimizar a escassez de mão-de-obra especializada é a abertura do país a imigrantes estrangeiros (MELLO e CARNEIRO, 2012).

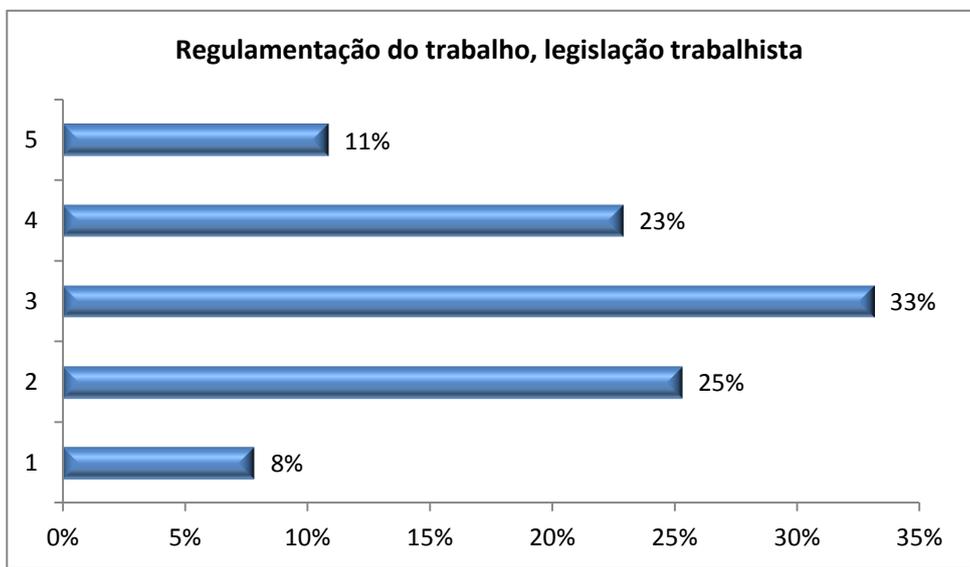
4.4.5. Regulamentação do trabalho, legislação trabalhista.

O Ranking de Competitividade 2012-2013 (WEF, 2012) tem como objetivo medir, de forma comparativa, a produtividade e a capacidade de desenvolvimento de longo prazo de 144 países no mundo e é elaborado a partir da percepção de 14 mil empresários. Entre os 12 fatores que compõem o

índice, estão a eficiência e a flexibilidade do mercado de trabalho. A metodologia do *ranking* postula que assegurar trabalhadores alocados de forma eficaz na economia e recebendo incentivos para dar o melhor de seus esforços naquilo que fazem é fundamental para o desenvolvimento econômico de uma nação. O estudo considera que mercados de trabalho devem ter flexibilidade suficiente para mudar trabalhadores de uma atividade econômica para outra rapidamente e a baixo custo, assim como permitir flutuações salariais sem grande ruptura social (WEF, 2012).

O Brasil foi o único país dos chamados Brics que melhorou no Relatório de Competitividade Global 2012-2013. O país avançou cinco posições em relação ao ano anterior, passando da 53ª para 48ª colocação, ultrapassando a África do Sul e assumindo a segunda posição entre os Brics, atrás da China, na 29ª posição. Em 2011, o Brasil também já havia subido no ranking na mesma proporção em relação a 2010, passando da 58ª para a 53ª colocação. No entanto, em termos de eficiência do mercado de trabalho, o país continua num patamar desconfortável, a 69ª posição no ranking.

Gráfico 26



Fonte: Elaboração própria.

Há uma exata divisão entre os entrevistados pela pesquisa sobre a regulamentação do trabalho e a legislação trabalhista brasileira: 34% percebem a questão como favorável ao investimento no E&P do país, enquanto 33% a

consideram como desestimulante. Outros 33% dos inquiridos optaram pela neutralidade, acreditando tratar-se de um fato que não encoraja nem desencoraja inversões no setor. A posição equilibrada entre os três grandes grupos parece estranha ao sentimento comum de que esse tema exerce uma influência negativa na vida das empresas, o que pode significar uma formulação inadequada da questão. Contrariando os resultados obtidos, prevalece na literatura sobre o assunto a percepção de rigidez no mercado de trabalho, alto custo e complexidade da legislação trabalhista, além de grande quantidade de impostos e obrigações para empregadores e trabalhadores²⁷.

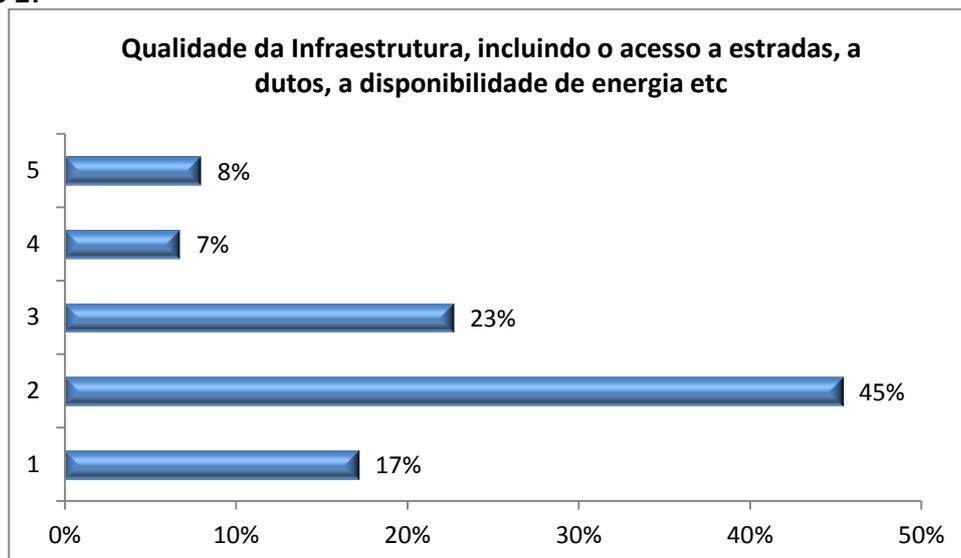
4.4.6. Qualidade da Infraestrutura, incluindo o acesso a estradas, a dutos, a disponibilidade de energia etc.

A disponibilidade de infraestrutura ampla e eficiente é fundamental para assegurar o funcionamento eficaz da economia, assim como um fator importante na determinação da localização da atividade econômica e os tipos de setores que podem se desenvolver em determinado um lugar. Uma infraestrutura bem desenvolvida reduz o efeito da distância entre regiões, auxilia na integração do mercado nacional e pode conectá-lo a baixo custo ao mercado internacional. Trata-se uma questão econômica imperiosa que tem impacto significativo no crescimento econômico e pode reduzir desigualdades de renda e pobreza de variadas maneiras (WEF, 2012).

O Ranking de Competitividade 2012-2013 (WEF, 2012) defende que modos eficazes de transporte, incluindo a qualidade de estradas, ferrovias, portos e transporte asseguram às empresas a obtenção de bens e serviços para o mercado de uma forma segura e pontual, assim como facilitam o movimento dos trabalhadores aos postos de trabalho. A economia também depende de fornecimento de eletricidade livre de interrupções e faltas para que as empresas possam trabalhar livremente. Por último, uma sólida e extensa rede de telecomunicações que permita um fluxo rápido e livre de informações aumenta globalmente a eficiência econômica.

²⁷ Como afirmam SOUZA *et al* (2012), o debate sobre a questão hoje está focado no peso que os encargos têm no custo do trabalho – de um lado estão os que defendem que os encargos mais do que dobram o custo do trabalho; de outro, há defensores da tese de que os encargos representam apenas um quarto do custo.

Gráfico 27



Fonte: Elaboração própria.

A infraestrutura brasileira é um dos entraves que desencorajam maiores investimentos no *upstream* do setor de petróleo e gás. Essa é a percepção de expressivos 67% dos entrevistados, uma das mais elevadas médias negativas entre as 25 variáveis pesquisadas, empatando com a questão que mede a carga tributária, 67%, e superando a questão da participação de 30% da Petrobras e seu papel de operadora em todos os blocos do Pré-Sal, com 61%. Os números ganham ainda mais significado quando nos deparamos com os baixos patamares da escala superior do gráfico: apenas 12% acreditam que a infraestrutura exerça o papel de encorajar investimentos no segmento. Trata-se da questão que alcançou a mais negativa apreciação entre todas as variáveis pesquisadas. A posição de neutralidade foi a escolhida por apenas 23% dos respondentes.

Os resultados refletem claramente a opinião que prevalece em diversas pesquisas. Os gargalos da infraestrutura impedem o país de crescer ainda mais no Ranking de Competitividade Global 2012-2013 (WEF, 2012), por exemplo. Embora tenha avançado cinco posições em relação ao ano anterior, passando da 53ª para 48ª colocação, como referido em tópico anterior, a infraestrutura do país ocupa apenas posição a 70ª posição entre os 144 países avaliados. É sem dúvida uma posição que causa desconforto à 6ª economia do mundo.

As más condições das estradas e rodovias e a falta de interligação entre os diferentes modais de transporte fazem com que os custos logísticos comprometam, em média, 13,1% da receita das empresas brasileiras, com picos de 22,69% em setores como o de bens de capital. Essa é a conclusão do estudo Custos Logísticos no Brasil, conduzido junto a 126 empresas que operam no país em diversos segmentos (FDC, 2012). O documento da Fundação Dom Cabral cita pesquisa internacional realizada pelo Boston Logistics Group, onde o Brasil aparece nas piores colocações em termos de minimização do custo logístico no mundo. Em relação aos EUA, por exemplo, o Brasil apresenta um custo logístico de aproximadamente 12% do PIB, enquanto naquele país tal custo é de 8% do PIB.

Os investimentos em infraestrutura são uma pré-condição para o crescimento econômico sustentável de hoje e de amanhã. Instituições internacionais de fomento postulam que para assegurar seu crescimento os países deveriam fazer investimentos em infraestrutura num ritmo constante em torno de 3% do PIB para a manutenção do estoque de capital. Tais investimentos devem ser focados nos setores de transporte (rodoviário, ferroviário, cabotagem, hidroviário e aeroportuário), eletricidade e saneamento básico (WORLD BANK, 2005). Para o crescimento robusto no longo prazo, de acordo com documento, são requeridos investimento de 4% a 6% do PIB, a exemplo do que fez a Coreia do Sul na modernização de sua infraestrutura.

No Brasil, embora os investimentos público e privado em infraestrutura tenham crescido nominalmente 73,5% entre 2007 e 2011, o percentual de investimento em infraestrutura em relação ao PIB permanece baixo. De 2001 a 2011, o volume de recursos destinado ao setor foi de 2,15% do PIB (IPEA, 2012), abaixo da média considerada ideal para os países em desenvolvimento, de 4% a 6%²⁸. Na década de 70 o percentual de investimento em infraestrutura era de 5% (LANZANA e LOPES, 2011).

²⁸ Projeções para o período 2011-2017, utilizando a Simulação de Monte Carlo e o sistema RiskSim, sugerem que o investimento público continuará num patamar inferior às necessidades de crescimento do país, chegando mesmo a baixar para 1,61% em relação ao PIB (TADEU e SILVA, 2012).

4.4.7. Parque fornecedor de equipamentos e serviços.

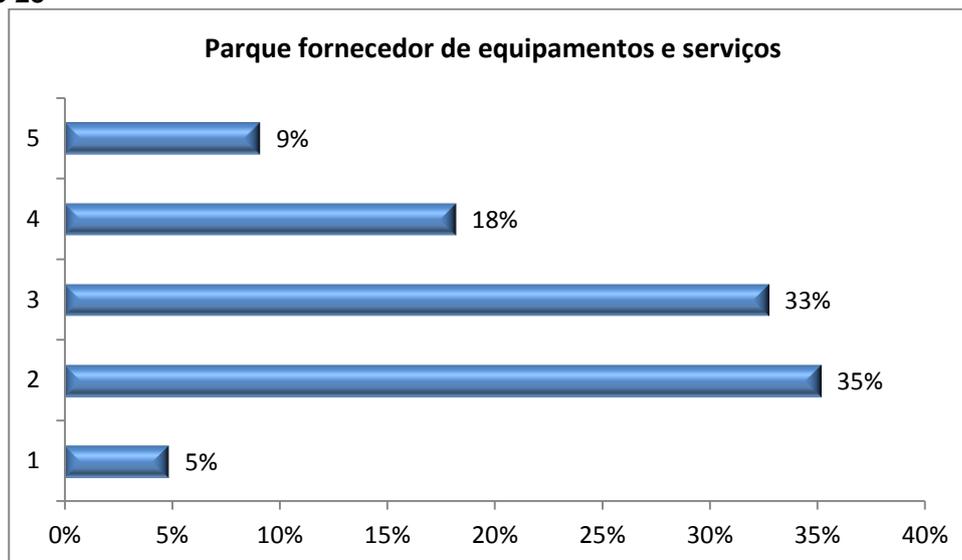
O parque fornecedor de equipamentos e serviços ao setor de petróleo e gás natural engloba diversos segmentos da indústria e uma complexa rede de inter-relações com os demais setores da economia (ARAÚJO *et al*, 2012). A cadeia de fornecedores abrange o conjunto de empresas que produzem bens e/ou prestam serviços, direta ou indiretamente, para as atividades do *upstream* do setor de petróleo e gás e envolve suas três fases: exploração, desenvolvimento da produção e produção. É ampla a gama de serviços:

- Geologia e geofísica: aquisição, interpretação e processamento de dados; Perfuração, avaliação e completação de poços: com afretamento, operação de sondas, perfuração e completação; Unidades de produção: afretamento/operação de sondas, engenharia e gerenciamento, contratação de EAMs/transporte aéreo/base de apoio; Sistemas de coleta de produção: com afretamento/operação de sondas, serviços sub-sea e Produção e manutenção: afretamento/operação de unidades de produção, serviços de manutenção como topside, subsea.

Com relação a bens, a cadeia de fornecimento do setor de petróleo e gás também é extensa, envolvendo navios sísmicos, insumos para perfuração e completação, equipamentos de perfuração e ferramental, projetos, fabricação e instalação de módulos e topsides para sondas, unidades de produção, equipamentos subsea e ferramental, cascos de sondas e de unidades de produção, dutos de exportação, navios aliviadores e manutenção industrial (investimento, reposição).

Essa indústria de bens e serviços, por sua vez, movimenta uma ampla variedade de outros setores, tais como siderurgia (tubos, conexões e flanges e calderaria), mecânica (hastes e unidades de bombeio, bombas, compressores, motores a gás e diesel, turbinas, guindastes e guinchos, válvulas), elétrica (geradores e motores elétricos, subestações e transformadores e instrumentação) e serviços de engenharia (construção e montagem).

Gráfico 28



Fonte: Elaboração própria.

Na opinião de 40% dos entrevistados o Brasil não conta com uma significativa base estabelecida de participantes da cadeia de fornecimento de bens e serviços, o que desencoraja investimentos no *upstream* brasileiro. Para 27% dos respondentes, dá-se o contrário, enquanto 33% acreditam que a questão não exerce influência no investimento no E&P. O que à primeira vista poderia ser considerado um resultado negativo, pode ser relativizado, dadas as altas exigências e a vasta abrangência do conjunto de empresas que produzem bens e/ou prestam serviços, englobando diversos segmentos da indústria e uma complexa rede de inter-relações com os demais setores da economia. Na verdade, o patamar de encorajamento alcançado, de 27%, pode ser visto como representativo se levarmos em conta a complexidade da questão.

Ainda que com foco preponderante no mercado doméstico, as empresas brasileiras têm tradição de atuar junto ao setor de óleo e gás, bem como de atender o setor de base (mineração, siderurgia, energia elétrica, petroquímica, papel e celulose), que movimentam grandes empreendimentos de engenharia (ONIP, 2010). De acordo com o estudo Agenda de Competitividade da Cadeia Produtiva de Óleo e Gás no Brasil (ONIP, 2010), estima-se que o conjunto da cadeia *offshore* brasileira movimente cerca de 420 mil empregos diretos e indiretos, excluindo as atividades desempenhadas pelos operadores e incluindo o efeito renda. A realidade atual e as perspectivas futuras de exploração e

produção projetam um novo patamar em escala de bens e serviços para atender a demanda associada a investimentos recordes.

Embora o cenário seja promissor, há lacunas importantes de competitividade do fornecimento de bens e serviços, que podem ser identificadas pela baixa presença ou mesmo a ausência de empresas locais habilitadas para o fornecimento de determinados grupos de bens e serviços às empresas operadoras, assim como a tímida atuação exportadora dos produtores locais (ONIP, 2010). Sobre a primeira limitação, autorizado autor cita caso identificado pelo trabalho da ONIP (2010):

Na análise de uma lista de fornecedores de uma plataforma de produção marítima de petróleo, observa-se que em 38% dos grupos de equipamentos relacionados não existem fornecedores brasileiros listados. Esses mesmos grupos correspondem a aproximadamente 50% do valor de todos os grupos somados, indicando que a lacuna está nos itens de maior valor agregado (FERNANDEZ Y FERNANDEZ, 2012).

A baixa competitividade brasileira no fornecimento de bens e serviços no setor de petróleo e gás envolve aspectos estruturais, como a carga tributária, encargos sociais e dificuldade de acesso a capital, mas também sistêmicos e microeconômicos. No tocante ao sistema tributário, a desoneração de investimentos proporcionada pelos regimes especiais isentou de impostos o fornecimento internacional, sem a completa contrapartida para fornecedores locais. O tratamento aduaneiro da exportação com saída ficta, em que o bem é exportado mesmo sem deixar o território nacional, como uma tentativa de minimizar essas diferenças, não garante condições isonômicas, pois persiste desvantagem tributária para o fornecedor local (ONIP, 2010).

O governo brasileiro tem assumido o papel do que a teoria de Evans (2004) chamaria de “parteiro”. Como os empresários locais não eram considerados naturalmente capacitados, mas apresentavam certa maleabilidade para alcançar novos objetivos, o Estado promoveu o aparecimento de novos grupos empresariais ou induziu alguns já existentes a entrarem em áreas mais complexas da indústria do petróleo, como sondas e

plataformas. Estimulados pelas elevadas exigências de conteúdo local e tendo como garantias contratos de fornecimento de longo prazo com a Petrobras e suas sócias, empresas como Camargo Correa, Queiroz Galvão, Odebrecht, OAS, UTC, Andrade Gutierrez e OSX montaram estaleiros com tecnologia fornecida por parceiros transnacionais. Como diria Chang (2003), esses empreendimentos, marcadamente caracterizados por serem ativos específicos, dificilmente existiriam sem uma sinalização política clara do governo.

4.4.8. Infraestrutura universitária e de centros tecnológicos e de pesquisa.

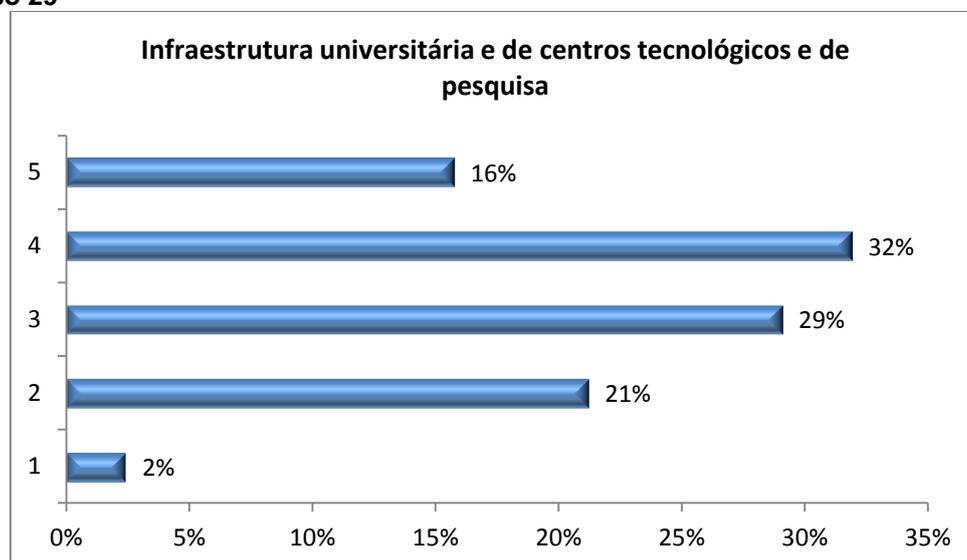
É universalmente reconhecida a importância da inter-relação entre as organizações em setores onde a inovação é o motor de seu desenvolvimento. Um ambiente crescentemente competitivo requer mais cooperação, o que permite a troca de experiências e ganhos relacionais e de aprendizado. A relação entre empresas, universidades e governo e a atuação conjunta desses agentes ganha cada vez mais relevância no setor de petróleo e gás natural.

De acordo com Lima e Silva (2012), a interação sinérgica entre universidades, empresas, governos e sociedade civil se intensificou no Brasil nos últimos 60 anos, a partir da institucionalização de um sistema federal de incentivo à pesquisa científica e tecnológica e à formação de pessoal pós-graduado. O crescimento da população de técnicos, pesquisadores e desenvolvedores se deu, no âmbito federal, a partir da criação CNPq e da Finep, instituições vinculadas ao MCTI, e da Capes, ligada ao MEC. Os estados, por sua vez, também contribuíram a partir da criação de instituições: fundações de amparo à pesquisa, institutos tecnológicos, redes de escolas técnicas de nível médio e universidades públicas estaduais.

Especificamente no setor de petróleo e gás natural, a carência inicial de infraestrutura própria de P&D da Petrobras e do país foi suprida a partir da criação do Cenpes. Lima e Silva (2012) afirmam que o Cenpes atraiu recursos do Estado, induziu, direta e indiretamente, políticas de formação profissional no setor e alavancou tecnologia própria capaz de consolidar a indústria nacional, ao empregar os melhores quadros de engenheiros, geólogos, físicos e químicos. Com o objetivo de garantir fornecedores de bens e serviços para

suas atividades, o Cenpes também inaugurou parcerias com o setor produtivo e hoje impera um ambiente de interação continuada entre as universidades, empresas tecnológicas e a Petrobras.

Gráfico 29



Fonte: Elaboração própria.

Cerca de metade dos entrevistados consideram que a infraestrutura universitária e de centro tecnológicos e de pesquisa brasileiros encoraja investimentos no *upstream* do país. A soma dos itens superiores do gráfico atinge exatamente 47%, praticamente o dobro do percentual daqueles que, ao contrário, consideram que variável desencoraja o investimento no segmento. A neutralidade foi a escolha de 29%, que consideram que a questão não estimula nem desencoraja o investimento. O alto nível de percepção positiva a respeito da infraestrutura universitária, tecnológica e de pesquisa é uma importante conquista do país e reflete não só iniciativas tomadas no passado, mas também medidas recentes que podem representar avanços ainda maiores.

Entre as transformações ocorridas com o objetivo de ampliar uma cultura pró-inovação no setor de petróleo e gás do brasileiro, cabe destacar a Lei 10.973/2004, a chamada Lei da Inovação²⁹; a Lei 1.196/2005, a denominada

²⁹ Dispõe sobre incentivos à inovação e à pesquisa científica e tecnológica no ambiente produtivo e dá outras providências

a Lei do Bem³⁰; a mudança institucional da Lei do Petróleo, que ao quebrar o monopólio da Petrobras, como afirma Furtado (2002), trouxe importantes implicações para a dinâmica do sistema setorial de inovação brasileiro na indústria do petróleo, entre elas a criação do CT-PETRO, e a regulamentação, pela a ANP, em 2006, da cláusula de P&D, que teve inclusive papel determinante na expansão do Cenpes em 2010 (LIMA e SILVA, 2012).

Além de gerenciar a cláusula de P&D, cujos projetos são executados por quase 90 instituições de 21 estados do País, a ANP tem tido um papel relevante desde 1999 na formação de recursos humanos em nível superior, com o PRH-ANP/MCT. A iniciativa possibilita o funcionamento de 45 programas em 27 universidades, distribuídas por 16 estados da Federação, com abrangência em diversas áreas do conhecimento de interesse e relevância para o setor (ANP, 2012). Ambos os programas plantaram a semente de criação de uma infraestrutura universitária e de centros tecnológicos e de pesquisa em todo o Brasil. Outras recentes iniciativas devem ser destacadas:

- O Prominp, com o Plano Nacional de Qualificação Profissional (PNQP) e Formação de Oficiais da Marinha Mercante, além do Plano de Desenvolvimento Tecnológico Industrial, o chamado Prominp Tecnológico.

- O Plano Brasil Maior, a política industrial, tecnológica e de comércio exterior. A dimensão setorial do Plano é composta de quatro diretrizes, duas delas diretamente relacionadas ao setor de petróleo e gás. A Diretriz 3, Desenvolvimento das Cadeias de Suprimento em Energias, busca o aproveitamento de oportunidades na área de energia com o objetivo de colocar o Brasil entre os maiores fornecedores mundiais de energia e de tecnologias, bens de capital e serviços associados. A Diretriz 4, Diversificação das Exportações (mercados e produtos) e Internacionalização Corporativa, tem como foco o “enraizamento de empresas estrangeiras e estímulo à instalação de centros de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) no país” (BRASIL, 2012).

³⁰ Institui o Regime Especial de Tributação para a Plataforma de Exportação de Serviços de Tecnologia da Informação - REPES, o Regime Especial de Aquisição de Bens de Capital para Empresas Exportadoras - RECAP e o Programa de Inclusão Digital; dispõe sobre incentivos fiscais para a inovação tecnológica; altera uma série de decretos.

- Programa Ciência Sem Fronteiras, com o objetivo promover a internacionalização da qualificação científica e tecnológica da mão-de-obra pós-graduada brasileira, com prioridade para o setor de petróleo e gás. A iniciativa prevê 101 mil bolsas em quatro anos e é coordenado pelo MCTI e o MEC. O programa também tenciona atrair pesquisadores do exterior que queiram se fixar no Brasil ou estabelecer parcerias com os pesquisadores brasileiros, bem como criar oportunidade para que pesquisadores de empresas recebam treinamento especializado no exterior (BRASIL, 2012).

- A atração para o Brasil de grandes centros de P&D de multinacionais do setor de petróleo e gás natural para atuar no desenvolvimento do Pré-Sal. Localizados no Parque Tecnológico do Rio de Janeiro, já estão em atividade ou em construção, centros tecnológicos das empresas Schlumberger, Baker Hughes, FMC Technologies, Halliburton, Tenaris Confab, BG, Siemens e General Electric, entre outros. Além desses equipamentos privados, o Parque conta com outros arranjos institucionais, tais como o Laboratório de Tecnologia Oceânica – LabOceano, Núcleo de Estruturas Oceânicas-NEO e Centro de Excelência em Gás Natural – CEGN (PARQUE DO RIO, 2012).

4.4.9. Síntese das Questões Relacionadas ao Ambiente de Negócios

As oito questões que medem o ambiente de negócios apresentam certa variedade de percepções, não prevalecendo uma tendência uniforme em nenhuma direção. O grupo convive com algumas variáveis altamente bem avaliadas, como a estabilidade política, tida como encorajadora ao investimento por 67% dos entrevistados, e outras francamente desfavoráveis, como a qualidade da infraestrutura, considerada pelos profissionais do E&P brasileiro, junto com a carga tributária, como a maior fragilidade do país. A percepção sobre o sistema judiciário do país é neutra, dividida quase que igualmente em três terços: 35% a julgam como estimulante ao investimento, em oposição a 33% que avaliam sua atuação desfavoravelmente. Outros 32% opinam que o sistema judiciário não contribui nem atrapalha o investimento. A regulamentação do trabalho e a legislação trabalhista recebe o mesmo julgamento, com os entrevistados divididos em três terços.

A disponibilidade de trabalho qualificado em níveis médio, superior e gerencial é um problema que dificulta o investimento no E&P do brasileiro para 45% dos ouvidos. A avaliação é relativizada pelo fato de outros 32% dos entrevistados terem uma percepção contrária, vendo essa questão favoravelmente. Na apreciação de 23%, a matéria é neutra. Contrariando a opinião corrente sobre segurança pública, a variável desponta com avaliação positiva, da ordem de 45%. Apenas 18% consideram a questão um entrave que desencoraja o investimento, ao passo que 37% consideram-na neutra.

O parque fornecedor de equipamentos e serviços foi mal avaliado pelos entrevistados, alcançando 40% de percepção negativa, embora 28% discordem desse parecer e 33% julguem seu desempenho como neutro. Já a infraestrutura universitária e de centros tecnológicos e de pesquisa se distinguiu pela apreciação favorável que recebeu por parte de 48% dos entrevistados, sendo considerado como desencorajador ao investimento por 23%. Uma parcela de 29% dos respondentes julga a variável como neutra.

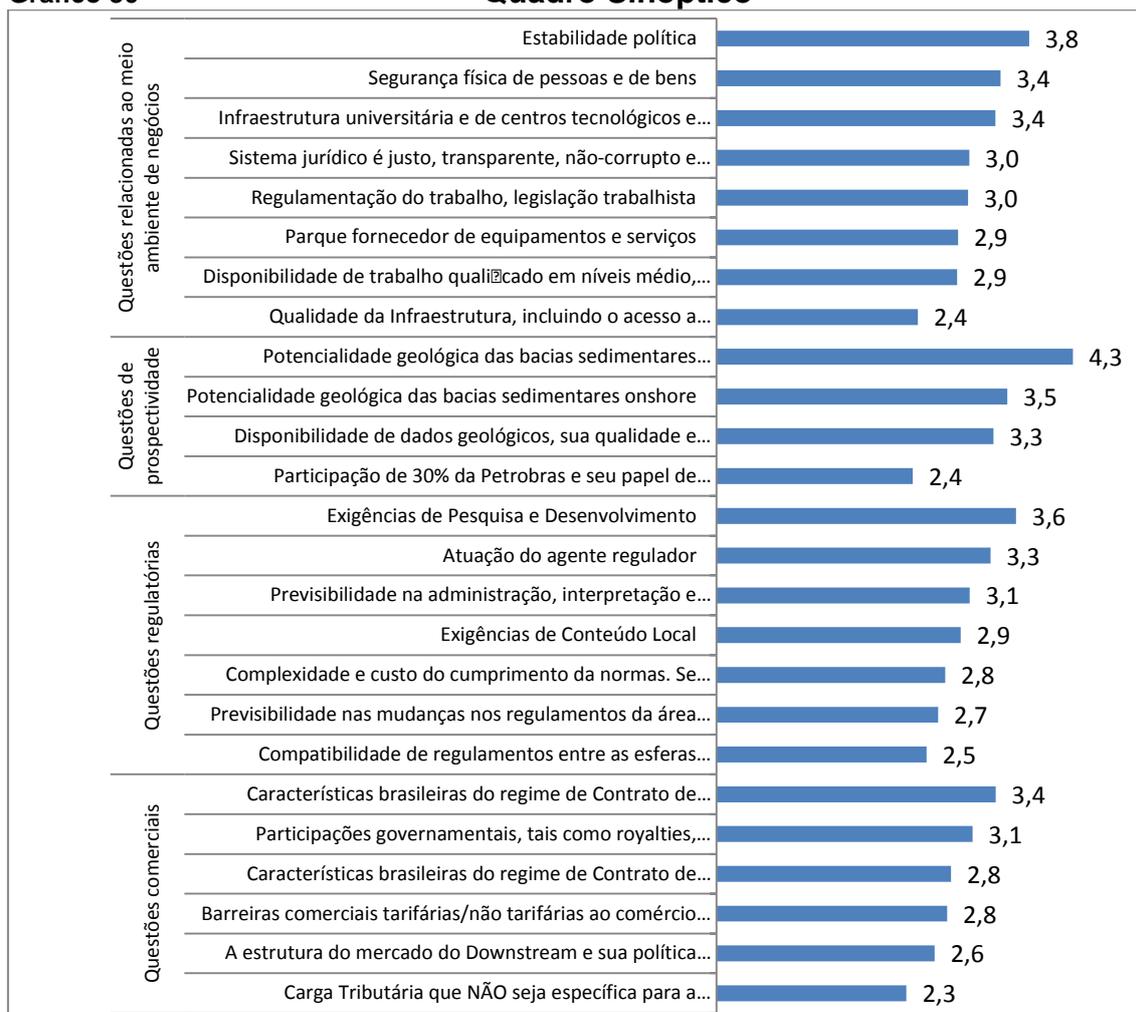
Um olhar panorâmico sobre o agrupamento das oito variáveis representativas do ambiente de negócios instituído para as empresas atuantes no *upstream* brasileiro mostra que há muito a melhorar em diversas áreas, como a qualidade da infraestrutura, mão-de-obra qualificada e parque fornecedor de equipamentos e serviços. Algumas dessas sérias questões já foram alvo de deliberação governamental. Iniciativas objetivando o treinamento e a qualificação de pessoal estão em andamento e em ritmo variado já apresentam resultados. A disponibilidade de recursos para P&D, aliada aos índices crescentes de conteúdo local nos projetos do setor e ao vigoroso programa de investimentos da Petrobras, prometem a sofisticação da indústria parapetrolífera brasileira. Por outro lado, da rapidez e êxito dos pacotes de infraestrutura recentemente lançados depende a melhoria da avaliação dessa importante questão, que atinge não apenas a atratividade brasileira do setor.

O presente capítulo procurou contextualizar individualmente todas as variáveis e apresentar seus resultados, para depois agregá-las nos grandes grupos temáticos. No próximo capítulo, pretendemos sintetizá-las, de modo a assegurar uma visão panorâmica dos números.

5. SÍNTESE DOS RESULTADOS GERAIS DA PESQUISA

Este capítulo também se detém sobre os resultados, fazendo uma sintetização por meio do quadro sinóptico abaixo, que apresenta a média dos quatro grupos de variáveis e permite uma visão panorâmica dos resultados da pesquisa de campo.

Gráfico 30 **Quadro Sinóptico**



Fonte: Elaboração própria

Como se pode ver acima, as questões comerciais concentram as variáveis tidas, na opinião dos respondentes, como desfavoráveis na atração de investimentos para o *upstream* brasileiro. A questão que mede a carga tributária do país e a complexidade do cumprimento das obrigações fiscais desponta em primeiro lugar – posição que divide com a qualidade da

infraestrutura – na competição da variável que mais desencoraja investir no setor, atingindo uma avaliação negativa de 62%, ou uma média de apenas 2,4.

As barreiras comerciais tarifárias/não tarifárias ao comércio e restrições ao repatriamento de lucros, por sua vez, são também mal vistas por 40% da amostra entrevistada, o mesmo patamar negativo da estrutura do mercado do *downstream* e sua política de preços. As participações governamentais ocupam uma posição de neutralidade, portanto não parecem representar um entrave ao investimento, mas tampouco um estímulo.

Há uma clara discrepância na avaliação dos dois regimes que convivem no modelo regulatório brasileiro. O contrato de concessão é a única exceção positiva entre as seis variáveis associadas à temática comercial, atingindo um percentual de 46% dos entrevistados. O contrato de partilha, por sua vez, é percebido como desencorajador por 38% dos respondentes. Essa disparidade evidencia ao mesmo tempo uma desconfiança com o novo regime e as virtudes daquele já estabelecido. A boa aceitação do contrato de concessão mostra o apego dos entrevistados àquilo que conhecem e simboliza um voto de confiança no modelo instituído em 1997 e, portanto, já consolidado.

Pesou nessa avaliação, acredita-se, o desconhecimento dos termos do novo arranjo, ainda não testado. O contrato de partilha é uma novidade no país e foi avaliado a partir da parcela conhecida de suas características, difusamente anunciadas pelo governo. A questão vital só o tempo poderá responder: os dois regimes são compatíveis e capazes de conciliar os interesses do país e das empresas, podendo conviver em equilibrada harmonia? Portanto, apesar desses resultados, apenas a experiência prática da realização de rodadas de licitação das áreas do Pré-Sal poderá mostrar se o arcabouço institucional e a estrutura comercial construídas pelo governo estão de acordo com os objetivos desejados, e se haverá consistência entre os objetivos e os resultados alcançados. Nada impede que seus termos sejam mais favoravelmente considerados a partir da própria dinâmica de seguidas rodadas de licitação. Mais conhecido, pode tornar-se atrativo a investimentos.

O elemento crucial dos resultados das questões comerciais é lançar luz, uma vez mais, sobre uma série de problemas que minam a capacidade do Brasil de atrair ainda mais investimentos. Compreender a permanência de entraves estruturais, já repisados em inúmeras pesquisas e há muito presentes no debate econômico nacional, não é tarefa abarcada nesse trabalho.

Em comparação às questões comerciais, as regulatórias se saem melhor. Há mais equilíbrio entre as percepções opostas, ainda que prevaleça um discreto viés negativo. O destaque desencorajador ao investimento é a variável que mede a compatibilidade de regulamentos entre as esferas da federação, evidenciando, na opinião de 48% dos entrevistados, a existência de desencontros entre as legislações. A variável que mede a complexidade e o custo no cumprimento das normas também é ressaltada como um fator desestimulante ao investimento por 44% dos respondentes, embora 25% deles tenham uma visão oposta, o que ajuda a relativizar a questão.

O resultado da controversa variável que avalia a percepção sobre o conteúdo local confirma a suposição de que o setor está dividido em campos nitidamente opostos: 43% a julgam como um entrave ao investimento e 37% como encorajadora. Outros 21% preferem a posição de neutralidade. A questão sobre a previsibilidade da administração, interpretação e aplicação dos regulamentos do setor e a preocupação com a frequência de sua alteração fica numa posição intermediária. Um pouco mais de um terço da amostra, 35%, tem a visão de que essa variável é capaz de estimular o investimento, enquanto outros 32% pensam diferente. O terço restante optou pela neutralidade.

Sobressaem positivamente na percepção dos profissionais do E&P de petróleo e gás natural as exigências de Pesquisa e Desenvolvimento, com expressivos 55% de avaliação favorável. Essas respostas são reforçadas pelo baixo índice dos que pensam o contrário: apenas 11%. Embora com números mais modestos, também se destaca o papel da ANP. Para 45% dos respondentes, a atuação da Agência encoraja o investimento no *upstream* brasileiro, enquanto 22% têm uma visão inversa e 34% consideram que o papel do regulador não é distintamente marcado como contra ou favor do investimento no setor. Em que pese o resultado das primeiras questões, a

pesquisa evidencia que o ainda jovem aparato institucional da regulação brasileira tem forças para encorajar o investimento no E&P do país. Essa conclusão ganha ainda mais vigor se levamos em conta o cenário de mudanças recentes, que pode ter contribuído para ampliar a incerteza dos agentes.

Na avaliação dos entrevistados, as questões relativas à prospectividade se destacam positivamente, sendo encorajadoras ao investimento, com exceção da participação de 30% da Petrobras e seu papel de operadora em todos os blocos do Pré-Sal. Significativos 83% consideram a potencialidade geológica das bacias sedimentares *offshore* como estimulantes a se investir no E&P brasileiro e só 4% discordam disso. Com menos exuberância, mas ainda assim com um alto patamar de avaliação favorável, aparecem as bacias sedimentares *onshore*, com 52%. A disponibilidade de dados geológicos, sua qualidade e detalhamento e a facilidade de acesso aos dados públicos foi considerada como encorajadora ao investimento por 47% da amostra pesquisada, sendo que 23% discordam dessa opinião e uma terça parte fazem opção pela neutralidade dessa variável.

Como seria de se esperar, a participação mínima de 30% da Petrobras e seu papel de operadora em todos os blocos do Pré-Sal e das áreas estratégicas, foi tida como desestimulante por eloquentes 61% dos entrevistados. Trata-se do segundo maior patamar negativo encontrado na pesquisa, perdendo, apenas por um ponto, para as variáveis que medem carga tributária e infraestrutura, ambas alcançando 62%. Vendo em perspectiva, os resultados podem indicar um divórcio entre o ideal pretendido pelo governo e o que foi legalmente implementado.

A disponibilidade de trabalho qualificado em níveis médio, superior e gerencial é um problema que dificulta o investimento no E&P do brasileiro para 45% dos ouvidos. A avaliação é relativizada pelo fato de outros 32% dos entrevistados terem uma percepção contrária, vendo essa questão favoravelmente. Na apreciação de 23%, a matéria é neutra. Contrariando a opinião corrente sobre o problema da segurança pública e de bens, a variável

desponta com uma avaliação positiva de 45%. Apenas 18% consideram a questão um entrave ao investimento, ao passo que 37% a consideram neutra.

O parque fornecedor de equipamentos e serviços foi mal avaliado pelos entrevistados, alcançando 40% de percepção negativa, embora 28% discordem desse parecer e 33% julguem seu desempenho como neutro. Já a infraestrutura universitária e de centros tecnológicos e de pesquisa se distinguiu pela apreciação favorável que recebeu por parte de 48% dos entrevistados, sendo considerado como desencorajador ao investimento por 23%. Uma parcela de 29% dos respondentes julga a variável como neutra.

As oito questões que medem o ambiente de negócios apresentam certa variedade de percepções, não prevalecendo uma tendência uniforme em nenhuma direção. O grupo convive com algumas variáveis altamente bem avaliadas, como a estabilidade política, tida como encorajadora ao investimento por 67% dos entrevistados, e outras francamente desfavoráveis, caso da qualidade da infraestrutura e a carga tributária, as maiores fragilidades do setor na opinião dos profissionais do E&P brasileiro. A percepção sobre o sistema judiciário do país é neutra, dividida quase que igualmente em três terços: 35% a julgam como estimulante ao investimento, em oposição a 33% que avaliam sua atuação desfavoravelmente. Outros 32% opinam que o sistema judiciário não contribui nem atrapalha o investimento. A regulamentação do trabalho e a legislação trabalhista recebem o mesmo julgamento, com os entrevistados divididos em três partes iguais.

A interpretação do agrupamento das oito variáveis representativas do ambiente de negócios instituído para as empresas atuantes no *upstream* brasileiro evidencia a necessidade de avanços em diversas áreas, com destaque para a qualidade da infraestrutura, qualificação da mão-de-obra e parque fornecedor de equipamentos e serviços. Algumas dessas sérias questões já foram tratadas pelo governo, como é o caso de iniciativas objetivando o treinamento e a qualificação de pessoal, que em ritmo variado já apresentam resultados. A abertura do mercado de trabalho para estrangeiros qualificados, estudada pelo governo, por exemplo, é uma medida que pode colher resultados imediatos num quadro de grave crise em países da Europa.

6. CONCLUSÕES

A presente dissertação buscou caracterizar a percepção de Atratividade do *Upstream* Brasileiro junto a profissionais de empresas petrolíferas. O resultado constitui uma visão abrangente sobre o ambiente de negócios brasileiro no setor de petróleo e gás natural, identificando os seus pontos fortes e fracos, do ponto de vista dos profissionais que atuam no segmento. Para facilitar o entendimento por parte do leitor, julgamos apropriado agrupar as 25 variáveis em quatro temas centrais: comerciais, regulatórias, de prospectividade e relacionadas ao ambiente de negócios.

As conclusões da pesquisa indicam que o *upstream* brasileiro é de um modo geral atrativo ao investimento. O país convive ao mesmo tempo com características altamente encorajadoras ao investimento e outras flagrantemente desfavoráveis. Os contrastes evidenciam a realidade da trajetória de um país que avançou de forma bem sucedida em diversos campos e, a despeito de significativos esforços, patina em questões já há muito identificadas.

O Brasil possui uma enorme área de bacias sedimentares pouco conhecidas. Esse cenário, associado ao notável desempenho do *offshore* brasileiro, coloca outro desafio para o país e o setor: a incorporação de novas reservas em terra, capazes de ampliar a percepção positiva do *onshore*. O fato é que hoje faltam dados, infraestrutura e escala a muitas das bacias terrestres, prejudicando a logística das operações e a comercialização da produção. Uma mudança desse panorama depende da diversificação das empresas, de investimentos dos concessionários atuais e futuros em exploração, desenvolvimento e produção.

Um impacto mais preocupante do novo arranjo instituído pela legislação está relacionado à sua influência no ambiente competitivo do setor, onde, desde 1999, prevalece a isonomia entre todas as empresas, assegurada por meio de um mecanismo eficiente e transparente de direitos de exploração: os leilões de concessão de blocos exploratórios. Ou seja, a nova legislação maculou a simetria até então existente entre a Petrobras e as demais

empresas, com reflexos difíceis de serem inteiramente previstos aos olhos do analista de hoje. Por outro lado, a hipótese da vantagem e benefícios essenciais da participação de 30% e da operação de todos os blocos encontra-se hoje sob vivo ataque, pois pode ser traiçoeiro e trazer significativos impactos negativos sobre a vida da empresa. Parece ter havido uma assimetria entre o conhecimento detido à época da proposição da legislação e a realidade hoje conhecida. As razões variam desde o desapontamento com a possibilidade de ter sócios não escolhidos até o temor de que os vultosos investimentos requeridos comprometam a situação financeira da empresa.

A disponibilidade de recursos para P&D, assegurados pela Cláusula do 1%, aliada aos índices crescentes de conteúdo local nos projetos do setor e ao vigoroso programa de investimentos da Petrobras, prometem a sofisticação do parque fornecedor de bens e serviços do setor. Mas a construção de uma efetiva capacidade de competição internacional exige assegurar às empresas brasileiras condições isonômicas de competição, que passam não apenas pela melhoria do ambiente de negócios, mas também por questões macroeconômicas, como impostos, taxa de juros e câmbio.

Por outro lado, da rapidez na implementação e êxito dos pacotes de infraestrutura recentemente lançados depende a melhoria da avaliação dessa importante questão, que atinge duramente a atratividade brasileira do setor de petróleo e gás natural, além de outros segmentos. Há no momento uma enorme expectativa de que o governo e os agentes se entendam sobre regras que assegurem a confiança e as taxas de retorno necessárias a esse tipo de investimento.

O resultado atribuído pelos os entrevistados à estabilidade política alcançada indica um ressaltado grau de confiança, pilar sobre o qual as instituições são construídas. A reputação de uma nação é um de seus ativos mais importantes e de grande poder na atração de investimentos, pois as empresas sentem de perto quanto seu próprio interesse e segurança estão ligados à causa do país. A credibilidade que o Brasil desfruta hoje sem dúvida representa um diferencial na competição com nações que abriram ou

reformularam recentemente suas legislações com vistas a persuadir empresas de petróleo a investirem em seus mercados.

A despeito das deficiências do trabalho empreendido, conclui-se que os resultados falam, com persuasiva eloquência, sobre as tarefas que o Brasil precisa empreender para aperfeiçoar sua capacidade de atrair investidores para o setor de petróleo e gás natural. Os recursos do país, tanto naturais quanto institucionais, são todavia consideráveis.

Os números contrariam a ilusão acalentada por muitos analistas de que uma boa ou má razão deve ser suficiente. Fica claro que as determinantes de processos complexos de tomada de decisão são invariavelmente plurais e interligadas. As explicações únicas não são suficientes. Se fizermos um esforço de síntese, no entanto, é preciso reconhecer que na indústria do petróleo e do gás natural o binômio risco-recompensa é tratado de maneira diversa comparativamente a outros setores da economia. Desse modo, embora todas as 25 variáveis tenham sido criteriosamente escolhidas e possuam um valor intrínseco para caracterizar a percepção de atratividade, uma hierarquização colocaria duas delas nas primeiras posições: potencialidade geológica das bacias sedimentares *offshore* e *onshore*. A terceira colocada nessa classificação seria a estabilidade política.

Nenhum outro setor é capaz de premiar o risco como o de petróleo e gás natural. Disso decorre o fato de que, mesmo países com frágeis instituições e até aqueles que enfrentam guerras civis – como é o caso do Sudão do Sul e Sudão do Norte – conseguem atrair investimentos se apresentam boas condições nas variáveis geológicas mais relevantes (volumes, dinâmica das acumulações etc.) e se as tendências gerais do mercado (preço do petróleo, demanda de derivados etc.) são favoráveis.

Desse modo, em que pesem as avaliações desfavoráveis em diversas variáveis, o Brasil reúne condições únicas ao aliar potencialidade geológica e estabilidade política. Se esses robustos fatores serão suficientes para suportar, num cenário de competição por investimentos, um modelo de exploração de recursos naturais ambicioso, que busca internalizar de forma ampla os

benefícios dessa riqueza, por meio, por exemplo, da construção de um parque fornecedor de bens e serviços parapetrolíferos de classe mundial, só o tempo e os esforços do país serão capazes de dizer.

Os aportes teóricos de Peter Evans (2004) e Ha-Joon Chang (2003, 1996, 1995) forneceram um conjunto de ideias e reflexões sobre o papel importante que o Estado pode exercer como indutor da atratividade e promotor do progresso econômico e social. Evans trás contribuições para se entender as configurações assumidas pelo Estado, que variam entre os extremos e opostos, de “desenvolvimentista” a “predatório”. O autor chama a atenção para a importância de uma burocracia autônoma – que não se torne refém dos interesses privados – e ao mesmo tempo capaz de interagir com grupos sociais fora do Estado na construção de um projeto comum de transformação.

Para Evans (2004), o setor privado frequentemente não investe em ramos importantes de um setor sem alguma disciplina e coordenação do Estado, que pode criar incentivos para que novas fronteiras sejam atendidas. A racionalidade do retorno privado, em sua opinião, não é suficiente para canalizar os investimentos nas áreas de maior risco, que são muitas vezes as mais interessantes em termos da agregação de valor maior. Parece ser o caso brasileiro na retomada do setor naval de plataformas e sondas petrolíferas.

A lição de Chang, por sua vez, é a de que a construção da atratividade brasileira no *upstream* do setor de petróleo e gás natural passa pela presença do ele chama de um Estado desenvolvimentista, capaz de coordenar as mudanças estruturais características do desenvolvimento, de formular um projeto de longo prazo, de garantir, por construção ou adaptação, instituições para torná-lo realidade e de administrar os conflitos inerentes ao processo de destruição criativa, de forma a reduzir a resistência à mudança.

Para Chang, o Estado pode reduzir os custos de transação envolvidos no processo de desenvolvimento ao intervir estabelecendo regras ou normas para coordenação. O Estado, na opinião do autor, pode prover o “ponto focal”, ao construir o consenso fundamental para a coordenação de investimentos em ativos específicos com interdependência e ainda ampliar a credibilidade entre

os participantes do arranjo produtivo setorial ao mitigar condutas oportunistas e fornecer maior flexibilidade para atuação dos agentes.

Ambos os autores defendem um papel ativo do Estado, embora reconheçam suas limitações. O fato de a economia requerer um papel atuante do Estado não quer dizer que ele reúna, sempre, as condições necessárias para isso. A verdade é que o Estado exerce influência considerável na vida das empresas por meio da provisão de infraestrutura, políticas fiscal e monetária, política de investimento, industrial, de comércio, de educação e assim por diante. Tais políticas encorajam ou desencorajam investimentos. O desenvolvimento econômico é um tópico vasto e complexo, sobre o qual nada de conclusivo pode ser dito, mas acreditamos que tais contribuições auxiliaram no entendimento de vários pontos da política setorial brasileira para o setor de petróleo e gás e podem ser úteis para órgãos de governo, entidades representativas do segmento, empresas e pesquisadores. O Estado pode focar sua atuação, por exemplo, nas questões onde os atributos do país alcançaram notas baixas, pois é aí onde pode mais contribuir para a melhoria da atratividade do *upstream* brasileiro.

Parece clara a importância estratégica de medir sistematicamente as condições de atratividade dos segmentos mais importantes da economia brasileira. É uma maneira de o governo estar atento e vigilante e desse modo poder reagir ao que pensa o mercado não baseado em fragmentos da realidade que consiga apreender, mas em dados confiáveis. Embora pesquisas dessa natureza tenham suas limitações e muitas vezes apenas confirmem aquilo que já se sabe com uma coleção de lugares-comuns, elas podem ser relevantes para identificar e quantificar pontos fortes e fragilidades do país, servindo, caso feitas com regularidade, como forma de acompanhamento das políticas implementadas. Pesquisas continuadas podem formar um banco de dados que permita avaliações comparativas entre o antes e o depois.

A abordagem teórica e as ferramentas metodológicas usadas parecem ter sido consistentes com objetivo pretendido, ao elucidar uma série de questões, confirmar estatisticamente opiniões correntes e trazer algumas informações originais. Concluindo, seria de suma importância a continuidade

de estudos capazes de fornecer conhecimento sobre a percepção dos profissionais do setor a partir da retomada das rodadas de licitação de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, sobretudo pelas novidades, simbolizadas pelos leilões do Pré-Sal e de áreas com potencialidade para o *shale gas*.

7. BIBLIOGRAFIA

AFONSO, José Roberto R.; CASTRO, Kleber e MATOS, Márcia Monteiro. **Termômetro Tributário no Brasil: até setembro de 2012. Nota Técnica – 01/11/2012.** Disponível em:

<http://www.joserobertoafonso.com.br/attachments/article/2968/TermometroTribut%C3%83%C2%A1rio-Set2012.pdf>. Acessado em 04.12.2012.

AGALLIU, Irena. 2011. **Comparative assessment of the federal oil and gas fiscal systems.** U.S. Department of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management Herndon. VA. OCS Study, BOEM 2011.

ALMEIDA, Alberto Carlos. **Como São Feitas as Pesquisas Eleitorais e de Opinião.** Rio de Janeiro: Editora FGV, 2002.

AMARAL, Gilberto Luiz do; OLENIKE, João Eloi; STEINBRUCH, Fernando e AMARAL, Letícia M. Fernandes do. **Quantidade de Normas Editadas no Brasil: 24 anos da Constituição Federal de 1988.** Instituto Brasileiro de Planejamento Tributário – IBPT. Disponível em: <http://www.ibpt.com.br/img/uploads/novelty/estudo/70/Em24AnosDeConstituicao46MilhoesDeNormasCriadas.pdf> Acesso em: 10.01.2013.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Plano Plurianual de Geologia e Geofísica – 2007-2014.** Disponível em www.anp.gov.br. Acesso em 11.12.2012.

_____. **Abastecimento em Números.** Ano 7 Nº 39 Dezembro de 2012. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=31567>. Acesso em: 09.01.2012.

_____. **Resolução ANP nº 33/2005 e Regulamento Técnico ANP nº 05/2005, de 24 de novembro** de 2005. Publicada do Diário Oficial da República Federativa do Brasil em 25.11.2005. Disponível em: [http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2005/novembro/ranp%2033%20-%202005.xml?f=templates\\$fn=document-frame.htm\\$3.0\\$q=\\$x=\\$nc=7810](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2005/novembro/ranp%2033%20-%202005.xml?f=templates$fn=document-frame.htm$3.0$q=$x=$nc=7810). Acesso em: 24.12.2012.

_____. **Resolução ANP nº 34/2005 e Regulamento Técnico ANP nº 06/2005, de 24 de novembro** de 2005. Publicada do Diário Oficial da República Federativa do Brasil em 25.11.2005. Disponível em: [http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2005/novembro/ranp%2034%20-%202005.xml?f=templates\\$fn=document-frame.htm\\$3.0\\$q=\\$x=\\$nc=1307](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2005/novembro/ranp%2034%20-%202005.xml?f=templates$fn=document-frame.htm$3.0$q=$x=$nc=1307). Acesso em: 24.12.2012.

_____. **P&D Investimento em pesquisa e desenvolvimento para petróleo, gás natural e biocombustíveis.** Folder, 2011.

_____. **Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural (Modelo).** 2008. Disponível em:

www.anp.gov.br/brnd/.../Minuta_Contrato_R10_%2002Out08.doc. Acesso em: 11.01.2013.

AON PLC. Disponível em: <http://www.aon.com>. Acesso em: 16.12.2012

AQUINO, C. P. **Um Estudo dos *Royalties* de Petróleo: Impactos sobre Indicadores Sociais nos Municípios do Rio de Janeiro**. Dissertação (Mestrado em Economia Empresarial) – Universidade Cândido Mendes, Rio de Janeiro, 2004.

ARAGÃO, Alexandre Santos de. O Contrato de Concessão de Exploração de Petróleo e Gás. **Revista Eletrônica de Direito Administrativo Econômico**, Salvador, Instituto de Direito Público da Bahia, no. 5, fev/mar/abr de 2006. Disponível em: www.direitodoestado.com.br. Acesso em: 13.12.2012.

ARAÚJO, Leandro dos Reis. **Análise sobre a atratividade do *Upstream* da indústria de petróleo brasileira (1997–2003)**. Monografia (Bacharelado), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Rio de Janeiro, 2004.

ARAÚJO, Bruno Platteck de; MENDES, André Pompeo do Amaral e COSTA Ricardo Cunha da. **Perspectivas para o desenvolvimento industrial e tecnológico na cadeia de fornecedores de bens e serviços relacionados ao setor de P&G**. In: BNDES 60 anos: perspectivas setoriais. SOUSA, Felipe Lage de (org.). Rio de Janeiro: BNDES, 2012.

BAIN & COMPANY. **Políticas Públicas para Desenvolvimento Socioeconômico a Partir dos Investimentos em Exploração e Produção *Offshore***. Relatório Final. Rio de Janeiro: IBP, 2012.

BAIN & COMPANY; TOZZINIFREIRE Advogados. **Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil**. 1. ed. BNDES, 2009.

BACCOCOLI, Giuseppe. **O Dia do Dragão: ciência, arte e realidade no mundo do petróleo**. Rio de Janeiro: Synergia, 2009.

_____. **Fronteiras – A exploração de petróleo nas bacias terrestres brasileiras**. Rio de Janeiro: ONIP, 2008.

BASTOS, Albano C.; BARBOSA, Délcio H.: **Impactos da Tributação nas Atividades de E&P em Águas Profundas no Brasil**. Campinas, SP. Monografia (especialização) Unicamp, 2000.

BRANDÃO, José A. Sartori e GUARDADO, Lincoln Rumenos. **A exploração de petróleo no Brasil**, in: **Searching for oil and gás in the land of giants**. Buenos Aires: Schlumberger, 1998.

BATISTA DA SILVA, Mariana. **O Desenho Institucional em Prática: uma análise da governança regulatória e do desempenho das agências reguladoras brasileiras.** Trabalho apresentado no 33º Encontro Anual da Anpocs, GT 32 – Políticas Públicas, Recife, 2009. Disponível em: <http://www.regulacao.gov.br/publicacoes/artigos/o-desenho-institucional-em-pratica-uma-analise-da-governanca-regulatoria-e-do-desempenho-das-agencias-reguladoras-brasileiras>. Acesso em: 16.12.2012.

BRASIL. PROGRAMA CIÊNCIA SEM FRONTEIRAS. Disponível em: <http://www.cienciasemfronteiras.gov.br/web/csf/o-programa> Acesso em: 01.01.2013.

_____. PLANO BRASIL MAIOR. Disponível em: www.brasilmaior.mdic.gov.br/conteudo/153 Acesso em: 31.12.2012.

_____. Exposição de Motivos Interministerial número nº 38, de 31 de agosto de 2009. Proposta de Projeto de Lei que dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção em áreas do Pré-Sal e em áreas estratégicas, e altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil.** Brasília, DF, 2009. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/projetos/expmotiv/emi/2009/38%20-%20mme%20mf%20mdic%20mp%20ccivil.htm. Acesso em: 12.03.2012

_____. Lei nº 9478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil.** Brasília, DF, 1997. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9478.htm. Acesso em: 15 mar. 2012.

_____. Lei nº 12351, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do Pré-Sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil.** Brasília, DF, 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br> Acesso em: 10 mar. 2012.

_____. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio. **Dados de comércio exterior** : balança comercial brasileira: dados por países e blocos econômicos. Disponível em: <http://www.desenvolvimento.gov.br> Acesso em: 12.06.2012.

_____. Presidência da República. Secretaria de Assuntos Estratégicos. **Brasil 2022:** trabalhos preparatórios. Brasília, DF : Presidência da República, Secretaria de Assuntos Estratégicos, 2010.

_____. Lei 1.196/2005, Institui o Regime Especial de Tributação para a Plataforma de Exportação de Serviços de Tecnologia da Informação - REPES, o Regime Especial de Aquisição de Bens de Capital para Empresas Exportadoras - RECAP e o Programa de Inclusão Digital; dispõe sobre incentivos fiscais para a inovação tecnológica; altera uma série de decretos. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Disponível em: <www.brasilmaior.mdic.gov.br/conteudo/153> Acesso em: 31.12.2012.

_____. Lei no. 10.973/2004, de que dispõe sobre incentivos à inovação e à pesquisa científica e tecnológica no ambiente produtivo e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.973.htm>. Acesso em: 31.12.2012.

_____. Lei no. 6.938, de 31 de agosto de 1981. Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L6938.htm. Acesso em: 20.12.2012

_____. Ministério das Relações Exteriores. Centro de Estudos das Sociedades de Advogados (CESA). **Guia legal para o investidor estrangeiro no Brasil**. Brasília: MRE: BrazilTradeNet, 2006.

BRET-ROUZAUT, Nadine ; FAVENNEC, Jean-Pierre. **Petróleo e gás natural** : como produzir e a que custo. Rio de Janeiro : Ed. Synergia, 2011.

CÂMARA, Eraldo. Preço de Petróleo e dos Derivados. In: DUALIBE, Allan Kardec (Org). **Combustíveis no Brasil – Desafios e Perspectivas**. Rio de Janeiro: Editora Synergia, 2012.

CARLOS, Luiz Vieira e GONDIM, Eduardo. **Infraestrutura brasileira: desafios e oportunidades**. O Estado de S. Paulo, Suplemento Especial Brasil Competitivo, 17 de setembro de 2012.

CHANG, Ha-Joon. **Globalisation, economic development and the role of the state**. London : Zed Books, 2003.

_____. **The political economic of industrial policy**. New York : Palgrave Macmillan, 1996.

_____.; ROWTHORN, Robert. Role of the state in economic CHANGE: entrepreneurship and conflict management. In: CHANG, Ha-Joon ; ROWTHORN, Robert. **The role of the state in economic CHANGE**. Oxford: Charendon Press, 1995.

CINTRA, Marcos Antonio Lins da Costa. **A ANP e a transparência - Uma análise a partir da disponibilização de informações na internet**. Trabalho Final da Disciplina Constitucionalismo Moderno e Accountability, no Programa de Pós Graduação do PPED-IE/UFRJ. 2011.

COIMBRA, Leila ; AMORIM, Sheila D'. Petrobras quer diminuir meta de conteúdo nacional. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 24 jan. 2011.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS (IBP). **A contribuição do setor brasileiro de petróleo, gás e biocombustíveis para o desenvolvimento sustentável no país**. Cadernos setoriais Rio+20. Brasília: CNI, 2012.

CONSELHO NACIONAL DE JUSTIÇA (CNJ). **Justiça em Números 2012**. Disponível em: www.cnj.jus.br. Acesso em: 13.12.2012.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE - CONAMA. 1994. Resolução Conama **no 023**. Disponível em:< www.mma.conama.gov.br/conama> Acesso em 18.12.2012.

_____.1994. Resolução Conama **no 011**. Disponível em:< www.mma.conama.gov.br/conama> Acesso em 18.12.2012.

_____.1997. Resolução Conama **no 237**. Disponível em:< www.mma.conama.gov.br/conama> Acesso em 18.12.2012.

COLTRO, Alex. **Gestão do Risco Político: Algumas Considerações Teóricas**. Caderno de Pesquisas em Administração, São Paulo, v. 07, nº 3, julho/setembro 2000. Disponível: em <http://www.regeusp.com.br/arquivos/v07-3art05.pdf>. Acesso em: 16.12.2012.

DE VITTO, Walter; HOCHSTETLER, Richard. **Perspectivas para os investimentos petrolíferos no Brasil**. In: GIAMBIAGI, Fabio; VELLOSO LUCAS, Luiz Paulo. Petróleo – Reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro. Rio de Janeiro: Campus, 2012.

ECONOMIS INTELLIGENCE UNIT, EIU, The Economist. Disponível em: <http://www.eiu.com/Default.aspx>. Acesso em: 16.12.2012.

ERNST & YOUNG. **Global oil and gas tax guide 2012**. Sem editora.

EVANS, Peter. **Autonomia e parceria: estados e transformação industrial**. Rio de Janeiro: Ed. UFRJ, 2004.

FERRAZ, João Carlos ; KUPFER, David ; HAGUENAUER, Lia. **Made in Brazil** – desafios competitivos para a indústria. Rio de Janeiro: Campus, 1996.

FIANI, Ronaldo. **Cooperação e conflito: instituições e desenvolvimento econômico**. Rio de Janeiro: Campus, 2011.

FINEP - FINANCIADORA DE ESTUDOS E PROJETOS. **CT-PETRO - Fundo setorial do petróleo e gás natural**. Disponível em: <http://www.finep.gov.br/pagina.asp?pag=30.30.10>. Acesso em: 24.12.2012.

FRASER INSTITUTE. **Global Petroleum Survey 2011**. Calgary, Can, Jun. 2011. Disponível em <<http://www.fraserinstitute.org>>. Acesso em 12.02.2012.

DIEGUEZ, Consuelo. **O petróleo depois da festa**. Revista Piauí, Edição 72, setembro de 2012.

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS (FGV). **Índice de Confiança na Justiça brasileira – ICJBrasil**. Relatório 1º. Trimestre de 2012. Disponível em: www.direitovg.com.br. Acesso em: 13.12.2012.

FURTADO, André Tosi. **Mudança institucional e inovação na indústria brasileira de petróleo**. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético. Revista Brasileira de Energia Vol. 9, No 1, 2002.

FERNANDEZ Y FERNANDEZ, Eloi. **Indústria nacional de bens e serviços nos arranjos produtivos de óleo e gás natural no Brasil**. In: GIAMBIAGI, Fabio; VELLOSO LUCAS, Luiz Paulo. **Petróleo – Reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro**. Rio de Janeiro: Campus, 2012.

FUNDAÇÃO DOM CABRAL. **Custos Logísticos no Brasil**. Disponível em: <http://www.fdc.org.br/pt/PublishingImages/noticias/2012/pesquisa_custo_logistico.pdf> Acesso em: 15.01.2013.

G1. Concursos e empregos. Escassez de mão de obra qualificada é maior desafio do setor de petróleo. Publicado em 20/09/2012. Disponível em: <<http://g1.globo.com/concursos-e-emprego/noticia/2012/09/escassez-de-mao-de-obra-qualificada-e-maior-desafio-do-setor-de-petroleo.html>>. Acesso em: 26.12.2012.

GOMES, Jorge Salgado; ALVES, Fernando Barata. **O Universo da Indústria do Petróleo – Da Pesquisa à Refinação**. Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, 2007.

GRANT THORNTON. International Business Report 2012. Disponível em: <<http://www.grantthornton.com.br>> Acesso em: 14.12.2012.

GUIMARÃES, Paulo Roberto Ribeiro. **Brasil-Noruega: construção de parcerias em áreas de importância estratégica**. Brasília, DF : Fundação Alexandre de Gusmão, 2011.

GUTMAN, José. **Tributação e outras obrigações na indústria do petróleo**. Rio de Janeiro: Freitas Bastos Editora, 2007.

GYLFASON, T. **Natural Resources, Education and Economic Development**. 15th Annual Congress of the European Economic Association. Bolzano, Italy, 30 Aug – 2 Sep. 2000.

IEA. World Energy Outlook. Paris: France, 2012.

INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK 2011. Washington, DC : U.S. Energy Information Administration, 2011. Disponível em: <<http://www.eia.gov>>. Acesso em: 10 de junho de 2012.

INSTITUTO CHICO MENDES DE CONSERVAÇÃO DA BIODIVERSIDADE (ICMBio). Instrução Normativa nº 5. Estabelece procedimentos para a análise dos pedidos e concessão da autorização para o licenciamento ambiental de atividades ou empreendimentos que afetem as unidades de conservação federais, suas zonas de amortecimento ou áreas circundantes. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 2009.

INSTITUTO DE PESQUISAS ECONÔMICAS APLICADAS – IPEA. Dados disponíveis no IPEADATA. Disponível em: www.ipea.gov.br Acesso em: 15.01.2012.

KARL, Terry Lynn. Entendendo a maldição dos recursos naturais. In: TSALIK, S.; SCHIFFRIN, A. (Org.) **Reportando o petróleo**: um guia jornalístico sobre energia e desenvolvimento. New York: Open Society Institute, 2005.

KIRK, Jerome; MILLER, Marc. **Reability and Validity in Qualitative Research**. Qualitative Research Methods Series, v. 1. Beverly Hills: Sage Publications, 1986.

KUZNETS, Simon. Innovations and adjustments in economic growth. In: **Population, capital and growth**. London : Heinemann, 1973.

KELMAN, José Ricardo; BARBOSA, Leonardo; CINTRA, Marcos Antonio Lins da Costa; BRUNET, Patricia e LONGO, Rafael. **Monetização de uma Reserva “Off- Shore” de Gás Natural Não Associado na Bacia do Espírito Santo**. Trabalho de Conclusão do MBA Economia e Gestão em Energia, Turma 2007, Instituto COPPEAD-Instituto de Economia-UFRJ. Rio de Janeiro, 2007.

KINOSHITA, Fernando; AYDOS, Elena de Lemos Pinto. **O sistema multilateral de comércio e o caso das barreiras tarifárias e não-tarifárias**. Revista Âmbito Jurídico, Nº 60 - Ano XI – Dezembro de 2008.

LANZANA, Antonio e LOPES, Luiz Martins. **Desafios da Infraestrutura e Expansão dos Investimentos: 2011/2014**. Temas de Economia Aplicada. FIPE, 2011.

LEVINE, David M; STEPHAN, David; KREHBIEL, Timothy C; BERENSON, Mark L. **Estatística – Teoria e Aplicações**. 3ª ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.

LEVY, Brain; SPILLER, Pablo. **A Framework for Resolving the Regulatory Problem**. In: **The Institutional Foundations of Regulatory Commitment**.

LEVY, Brain; SPILLER, Pablo. Cambridge University Press, Journal of Law, Economics and Organization, Vol. 10, N° 201-46. Edição on line, 2009.

LEVY, Brain; SPILLER, Pablo. **Regulations, institutions and commitment in telecommunications: a comparative analysis of five country studies**. In: Proceedings of the World Bank Annual Conference on Development Economics, 1993.

LIMA, Marcos Ferreira da Costa; SILVA, Marconi Aurélio. **Inovação em petróleo e gás no Brasil: a parceria Cenpes-Petrobras e Coppe-UFRJ**. Dossiê: Ciência, Inovação e Sociedade: Novas Abordagens Temáticas Sociedade e Estado. vol.27 no.1 Brasília Jan./Apr. 2012. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0102-69922012000100007&script=sci_arttext> Acesso em: 27.12.2012.

MACIEL, Felipe. **De novo, ministro?** BRASIL ENERGIA, Revista. Rio de Janeiro, Número 383, outubro de 2012.

MALHOTRA, Naresh K. **Marketing Research: an applied orientation**. New Jersey: Prentice Hall, 1996.

MANPOWERGROUP. **Resultados da Pesquisa sobre Escassez de Talentos 2012**. Disponível em: <http://www.manpower.com.br/wp-content/uploads/2012/09/Portugues_Escassez_Talentos_20121.pdf>. Acesso em: 26.12.2012.

MAUGERI, Leonardo. **Oil: The Next Revolution - The Unprecedented Upsurge of Oil Production Capacity and What it Means For The World**. Discussion Paper 2012-10, Harvard Kennedy School, 2012.

MDIC. **Barreiras Técnicas: Conceitos e informações sobre como superá-las**. Brasília, CNI, 2003. 71 p.

MELLO, Patrícia Campos e CARNEIRO, Mariana. **Brasil prepara plano para ampliar mão de obra estrangeira**. Folha de S. Paulo. Edição de 30/12/2012. Disponível em: www.uol.com.br. Acesso em: 30.12.2012.

MENDONÇA, Paulo Mendes de; SPADINI, Adali Ricardo; MILANI, Edson José. **Exploração na Petrobras: 50 anos de sucesso**. B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 12, n. 1, p. 9-58, nov. 2003/maio 2004.

MILANI, E. J.; BRANDÃO, J. A. S. L.; ZALÁN P. V. E GAMBOA L. A. P. **Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas**. Brazilian Journal of Geophysics, Vol. 18(3), 2000.

MINTZBERG, Henry. Cinco Ps para estratégia. In: MINTZBERG, Henry et al. **O Processo da estratégia** – conceitos, contextos e casos selecionados. 4.ed. Porto Alegre: Editora Bookman, 2006.

MONRROY, Mauricio Medinaceli. **Contratos de Exploración Y Explotación de Hidrocarburos: America del Sur – 2009**. Quito: Organización Latinoamericana de Energía, 2010.

NORTH, Douglass. **Institutions, institutional change and economic performance**. Cambridge, New York and Melbourne: Cambridge University Press, 1996.

OLIVEIRA, Adilson de (coordenador). **Indústria Para-Petrolífera Brasileira: Competitividade, Desafios e Oportunidades**. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/datacenterie/pdfs/seminarios/pesquisa/texto1811.pdf>> Acesso em: 11.01.2013.

OLIVEIRA, Fábio André Uema. **Competência ambiental: necessidade de fixação das atribuições das esferas federativas no licenciamento ambiental**. Boletim Conteúdo Jurídico n. 212, de 2012 (ano IV).

ORGANIZAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO - 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**. ONIP: Rio de Janeiro, 2011.

_____. **Agenda de Competitividade da Cadeia Produtiva de Óleo e Gás Offshore no Brasil**. ONIP, 2010. Disponível em: <<http://www.onip.org.br/areas-de-atuacao/estudos/>>. Acesso em: 26.12.2012.

PARQUE TECNOLÓGICO DO RIO. Disponível em: <http://www.parquedorio.ufrj.br> Acesso em: 01.01.2012.

PETROBRAS. **Plano de negócios 2011-2015**. Rio de Janeiro : Petrobras, 2011. Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em 08.03.2012.

_____. **Plano de negócios 2012-2016**. Rio de Janeiro : Petrobras, 2011. Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em 04.02.2013.

PIQUET CARNEIRO, Leandro. **Mercados ilícitos, crime e segurança pública: temas emergentes na política brasileira**. CLP Papers, no. 5, Centro de Liderança Pública (CLP), julho de 2010.

PIZZOL, R. A.; FERRAZ, F. VI Congresso Nacional de Excelência em Gestão. Niterói, RJ, 5, 6 e 7 de agosto de 2010.

PRICEWATERHOUSE COOPERS BRASIL - PWC. **O Conteúdo Local nos Empreendimentos de Petróleo e Gás Natural**. Setembro de 2012.

PROGRAMA DE MOBILIZAÇÃO DA INDÚSTRIA NACIONAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL - PROMINP. Disponível em: www.prominp.com.br. Acesso em: 26.12.2012.

_____. **Diagnóstico das Necessidades de Adequação do Parque Supridor Nacional.** Apresentação realizada no 7º Encontro Nacional do Prominp. Porto Alegre - RS, 17 a 19 de novembro de 2010.

_____. **Projeto IND P&G – 08 Aperfeiçoamento do processo de Licenciamento Ambiental das Atividades do Setor de Petróleo e Gás Natural.** Relatório Final. Brasília: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) e Petrobras, dezembro de 2007.

PROGRAMA DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO. **Relatório do Desenvolvimento Humano 2004.** New York, New York. Disponível em: <<http://www.undp.org/undp/hdro>> Acesso em: 14.12.2012.

RADON, Janik. **O ABC dos Contratos de Petróleo: Acordos de Licença e Concessão, Empreendimentos Conjuntos e Acordos de Produção Compartilhada.** In: TSALIK, S.; SCHIFFRIN, A. (Org.) **Reportando o petróleo: um guia jornalístico sobre energia e desenvolvimento.** New York: Open Society Institute, 2005.

SECRETARIA DE ASSUNTOS ESTRATÉGICOS-SAE. **Plano Brasil 2022.** Disponível em: <http://www.sae.gov.br/brasil2022/> Acesso: 03.01.2013

SERRA, R; TERRA, D.; PONTES, C.. **Os municípios petro-rentistas fluminenses: gênese e ameaças.** Revista Rio de Janeiro, n. 18-19, jan.-dez. 2006

SILVA Francisco Valdyr da; MONTEIRO, Márcia Souza e SILVEIRA, Renato Lopes. **Base de Dados de Exploração na Indústria do Petróleo.** 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, realizado pelo Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP). Salvador, 2 a 5 de outubro de 2005.

SILVA, José Afonso da. **Curso de Direito Constitucional Positivo.** 23. ed. São Paulo: Malheiros, 2004.

SOUZA, André Portela; FIRPO, Sérgio P., PONCZEK, Vladimir P.; ZYLBERSTAJN, Eduardo e RIBEIRO, Felipe Garcia. **Custo do Trabalho no Brasil - Proposta de uma nova metodologia de mensuração.** Fundação Getulio Vargas/Escola de Economia de São Paulo (FGV/EESP), Centro de Microeconomia Aplicada (C-Micro). Relatório Final, Maio/2012

STIGLITZ, Joseph E. Transformando os recursos naturais em uma bênção em vez de uma maldição. In: TSALIK, S. ; SCHIFFRIN, A. (Org.) **Reportando o petróleo: um guia jornalístico sobre energia e desenvolvimento.** New York : Open Society Institute, 2005.

TADEU, Hugo Ferreira Braga; SILVA, Jersone Tasso Moreira. **Determinantes do Investimento Privado no Brasil no Período 2011-2017 – Simulação de**

Monte Carlo e Perspectivas de Longo Prazo. Fundação Dom Cabral. Caderno de Ideias FDC, Serie Bradesco 2012. Disponível em: <www.fdc.org.br/pt/publicacoes>

TOLMASQUIM, Maurício; PINTO JR., Helder Queiroz. **Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo.** Rio de Janeiro: Ed. Synergia, 2011.

TORDO, Silvana; JOHNSTON, David; JOHNSTON, Daniel. **Petroleum Exploration and Production Rights – Allocation Strategies and Design Issues.** Washington, DC: The World Bank, 2010.

TSALIK, S., SCHIFFRIN, A. (orgs.) **Reportando o Petróleo: Um Guia Jornalístico sobre Energia e Desenvolvimento.** New York: Open Society Institute, 2005.

WORLD BANK. **Doing Business 2013: Smarter Regulations for Small and Medium-Size Enterprises.** Washington, DC: World Bank Group. Disponível em: <<http://www.doingbusiness.org>>. Acesso em: 09 de dez. 2012.

_____. **Connecting East Asia: New Framework for Infrastructure.** Tokyo: Asian Development Bank Japan Bank for International Cooperation World Bank, 2005. Disponível em: <http://siteresources.worldbank.org/INTEASTASIAPACIFIC/Resources/Connecting-East-Asia.pdf> Acesso em: 16 de jan. 2012.

WORLD ECONOMIC FORUM 2012. **The Global Competitiveness Report 2012–2013.** Geneva: World Economic Forum. Disponível em: <http://www3.weforum.org/docs/WEF_GlobalCompetitivenessReport_2012-13.pdf> Acesso em: 01.01.2013.

WORLD Energy Outlook 2010. Paris: International Energy Agency, 2010.

_____. 2011. Paris: International Energy Agency, 2011.

_____. 2012. Paris: International Energy Agency, 2012.

ZALÁM, Pedro Victor. **O potencial petrolífero brasileiro além do Pré-Sal.** Revista Geofísica Brasil, Edição Eletrônica, no. 41, 21.09.2012. Disponível em <http://www.geofisicabrasil.com/artigos/41-opiniao/4274-o-potencial-petrolifero-brasileiro-alem-do-pre-sal.html>. Acesso em: 12.12.2012.

ANEXO I – QUESTIONÁRIO DA PESQUISA GLOBAL PETROLEUM SURVEY 2012

1. Fiscal terms—government requirements pertaining to royalty payments, production shares, and licensing fees.
2. Taxation regime—the tax burden (other than for oil production), including personal, corporate, payroll, and capital taxes, and complexity of tax compliance.
3. Uncertainty concerning the basis for and/or anticipated CHANGES to environmental regulations.
4. Uncertainty regarding the administration, interpretation, and enforcement of existing regulations and concern with the frequency of CHANGES to regulations.
5. Cost of regulatory compliance—re: filing permit applications, participating in hearings, etc.
6. Uncertainty over what areas can be protected as wilderness or parks, marine life preserves, or archeological sites.
7. Socio-economic agreement/community development conditions—includes local purchasing, processing requirements, or supplying local infrastructure such as schools and hospitals.
8. Trade barriers—tariff and non-tariff barriers to trade and restrictions on profit repatriation.
9. Labor regulations, employment agreements, labor militancy/work disruptions, and local hiring requirements.
10. Quality of infrastructure—includes access to roads, power availability, etc.
11. Quality of geological data base—includes quality, detail, and ease of access to geological information.
12. Labor availability and skills—the supply and quality of labor, and the mobility that workers have to relocate.
13. Disputed land claims—the uncertainty of unresolved claims made by aboriginals, other groups, or individuals.
14. Political stability.
15. Security—the physical safety of personnel and assets.
16. Regulatory duplication and inconsistencies (includes federal/provincial, federal/state, inter-departmental overlap, etc.)
17. Legal system—legal processes that are fair, transparent, non-corrupt, efficiently administered, etc.
18. Corruption of government officials—bribery, extortion, etc. increasing the cost and reducing the likelihood of obtaining licenses and approvals.

ANEXO II – ESPECIALISTAS CONSULTADOS SOBRE O QUESTIONÁRIO

Antonio Luis Menezes, advogado, sócio do Escritório Villermor do Amaral.

Alfredo Renault, superintendente da ONIP, ex-Superintendente da ANP.

Cláudia Rabello, superintendente de Promoção de Licitações da ANP.

Cesário Cecchi, superintendente de Movimentação e Comercialização de Gás Natural da ANP.

Durval Carvalho de Barros, ex-superintendente de Comunicação e Relações Institucionais da ANP.

Edmar Almeida, Professor, Grupo de Economia da Energia (IE-UFRJ)

Eduardo Guedes Pereira, advogado, vice-presidente jurídico da Petra Energia.

Erasto Almeida, Analista Sênior da Eurasia Group para a América Latina.

Francisco Ebellling, economista do IBP.

Guilherme Papaterra, geólogo e mestre em geologia, assessor da Diretoria da ANP e ex-superintendente de Promoção de Licitações da ANP.

Guilherme Santana, Diretor da COWAN Óleo e Gás.

Haroldo Lima, ex-Diretor Geral da ANP.

Heloise Costa, economista, Assessora da Diretoria da ANP.

Ivan Simões, Vice-Presidente da BP.

Jean-Paul Prates, consultor e presidente do Centro de Estratégias em Recursos Naturais e Energia (CERNE).

José Gutman, autor do livro “Tributação e Outras Obrigações na Indústria do Petróleo. Superintendente de Participações Governamentais da ANP.

Luciana Palmeira Braga, Especialista em Regulação da ANP.

Luis Eduardo Duque Dutra, Assessor da Diretoria Geral da ANP.

Marcelo Castilho, Superintendente-Adjunto de Promoção de Licitações da ANP.

Nelson Narciso, consultor, ex-diretor da ANP, Ex-Presidente da HRT África.

Newton Monteiro, consultor de empresas, ex-diretor da Braspetro e da ANP.

Paulo Buarque, Superintendente da ONIP.

Rafael Longo, Coordenador do E&P do Pré-Sal na Diretoria de Gás e Energia.

Tiago Macedo, Procurador-Geral da ANP.

Wagner Freire – Empresário, ex-diretor de Exploração da Petrobras.

ANEXO III – QUESTIONÁRIO EM PORTUGUÊS E INGLÊS



ATRATIVIDADE DO UPSTREAM BRASILEIRO

Esta pesquisa pretende medir a atratividade do Upstream do setor de petróleo e gás brasileiro e é fruto de parceria entre o Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e o Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP). O projeto mensurará a percepção de profissionais do setor a respeito das principais características do E&P do Brasil e também de fatores estruturais, tais como carga tributária, infraestrutura, estabilidade política etc.

As informações visam assegurar melhor conhecimento sobre as qualidades, fragilidades e desafios para o aperfeiçoamento da atratividade do setor de petróleo e gás natural brasileiro. Os dados levantados são de caráter confidencial e serão analisados em conjunto, não sendo divulgada a identificação de nenhum participante.

INFORMAÇÕES

1. Trabalha em empresa operadora: () sim () não 2. Empresa integrada: () sim () não
 3. Investe no Brasil: () sim () não 4. Caso não: já investiu no Brasil: () sim () não
 5. Pretende investir nos próximos dois anos: () sim () não 6. Pretende investir nos próximos cinco anos: () sim () não

País de origem da empresa: _____ Nacionalidade do entrevistado: _____
 Cargo: _____ Idade: _____ Sexo () M () F Formação: _____

Classifique, em uma escala de **1 (desencoraja o investimento)** a **5 (alto grau de encorajamento ao investimento)**, como você avalia os seguintes fatores:

FATOR	BAIXO NEUTRO ALTO				
	1	2	3	4	5
Participações governamentais, tais como royalties, participações especiais, taxas de retenção de área	<input type="checkbox"/>				
Carga Tributária que NÃO seja específica para a produção de petróleo, incluindo pessoal, empresarial, folha de pagamento e impostos sobre o capital e a renda; a complexidade do cumprimento das obrigações fiscais	<input type="checkbox"/>				
Características brasileiras do regime de Contrato de Concessão	<input type="checkbox"/>				
Características brasileiras do regime de Contrato de Partilha de Produção	<input type="checkbox"/>				
Participação de 30% da Petrobras e seu papel de operadora em todos os blocos do Pré-Sal	<input type="checkbox"/>				
A estrutura do mercado do Downstream e sua política de preços	<input type="checkbox"/>				
Previsibilidade na administração, interpretação e aplicação dos regulamentos que afetam o segmento e preocupação com a frequência de sua alteração	<input type="checkbox"/>				
Complexidade e custo do cumprimento das normas. Se permite e incentiva a interação entre quem faz as normas e as empresas, como audiências públicas	<input type="checkbox"/>				
Exigências de Conteúdo Local	<input type="checkbox"/>				
Exigências de Pesquisa e Desenvolvimento	<input type="checkbox"/>				
Atuação do agente regulador	<input type="checkbox"/>				
Compatibilidade de regulamentos entre as esferas federal, estadual e municipal	<input type="checkbox"/>				
Previsibilidade nas mudanças nos regulamentos da área ambiental, no licenciamento ambiental e quanto a áreas a ser protegidas (parques, reservas indígenas, reservas ambientais, vida marinha, sítios arqueológicos)	<input type="checkbox"/>				
Disponibilidade de dados geológicos, sua qualidade e detalhamento e a facilidade de acesso aos dados públicos	<input type="checkbox"/>				
Potencialidade geológica das bacias sedimentares onshore	<input type="checkbox"/>				
Potencialidade geológica das bacias sedimentares offshore	<input type="checkbox"/>				
Barreiras comerciais tarifárias/não tarifárias ao comércio e restrições ao repatriamento de lucros	<input type="checkbox"/>				
Estabilidade política	<input type="checkbox"/>				
Sistema jurídico é justo, transparente, não-corrupto e eficiente	<input type="checkbox"/>				
Regulamentação do trabalho, legislação trabalhista	<input type="checkbox"/>				
Segurança física de pessoas e de bens	<input type="checkbox"/>				
Disponibilidade de trabalho qualificado em níveis médio, superior e gerencial	<input type="checkbox"/>				
Qualidade da Infraestrutura, incluindo o acesso a estradas, a dutos, a disponibilidade de energia etc	<input type="checkbox"/>				
Parque fornecedor de equipamentos e serviços	<input type="checkbox"/>				
Infraestrutura universitária e de centros tecnológicos e de pesquisa	<input type="checkbox"/>				

INTEREST RATE IN THE BRAZILIAN UPSTREAM

This research is intended to measure the interest in the Brazilian O&G upstream sector it was developed through a partnership between the Economy Institute of the Federal University of Rio de Janeiro (UFRJ) and the Brazilian Petroleum Institute (IBP). The project intends to measure the reception of the O&G professionals with regard to the main characteristics of the E&P sector in Brazil and also to measure the structural factors of the Country, such as tax and fees, socio and economical conditions, infrastructure etc.

This information aims to gather a better knowledge of the strengths, weaknesses and challenges to be used to boost the interest in the O&G sector in Brazil. The data to be collected is of confidential status and will be studied as a whole, without identifying any individual participant.

INFORMATION

1. Do you work for an O&G Upstream Operator? () Yes () No
 2. Integrated Company: () Yes () No
 3. With investments in Brazil: () Yes () No
 4. IF NO: Has invested in Brazil before: () Yes () No
 5. Intends to invest in Brazil in the next two years: () Yes () No
 6. Intends to invest in Brazil in the next five years: () Yes () No

Company's Country of Origin: _____ Your Country of Origin: _____
 Position: _____ Age _____ Sex: () Male () Female Professional Education: _____

Rate on a scale of **1** (least encouraging to invest) to **5** (highly encouraging reason to invest) how do you evaluate the following factors in Brazil:

FACTOR	LOW NEUTRAL HIGH				
	1	2	3	4	5
Payment of government takes, such as royalties, special taxes, area retention fees and taxes	<input type="checkbox"/>				
NON O&G specific tax loads, such as personal and business taxes, payroll taxes and charges over investments and income; complexity of the fulfillment of those legal obligations	<input type="checkbox"/>				
Brazilian characteristics of the Concession Contracts.	<input type="checkbox"/>				
Brazilian characteristics of the Production Sharing Contracts	<input type="checkbox"/>				
30% participation of Petrobras and its roles as operator on all pre-salt E&P blocks	<input type="checkbox"/>				
Downstream market structure and price policies	<input type="checkbox"/>				
Consistency of administration, interpretation and enforcement of the rules that affect the sector and safety from frequent changes to such rules	<input type="checkbox"/>				
Complexity and cost of normative compliance. The system allows and incentivizes the interactions between who sets the rules and the companies, such as through public hearings	<input type="checkbox"/>				
Local Content Requirements	<input type="checkbox"/>				
R&D Requirements	<input type="checkbox"/>				
Regulating Agent atuation	<input type="checkbox"/>				
Rules and regulations consistencies at the Federal, State and Municipalities levels	<input type="checkbox"/>				
Predictability regarding changes to regulations on the environmental area, in the environmental licensing and regarding areas to be protected. (such as parks, environmental reserves, sea life, archeological sites)	<input type="checkbox"/>				
Availability of geological data, its quality and detail, and easy access to such public data	<input type="checkbox"/>				
Onshore O&G potential of sedimentary basins	<input type="checkbox"/>				
Offshore O&G potential of sedimentary basins	<input type="checkbox"/>				
Tax or non tax commercial barriers to trade and restrictions on profit return to the foreign holding companies	<input type="checkbox"/>				
Political Stability	<input type="checkbox"/>				
Fairness of the legal system, transparency, lack of corruption, efficiency in its management	<input type="checkbox"/>				
Labor laws and regulations	<input type="checkbox"/>				
Physical safety of people and goods	<input type="checkbox"/>				
Availability of qualified workforce in every instruction level (undergraduate, graduated and specialized managers)	<input type="checkbox"/>				
Quality of the infrastructure, including access to roads, pipelines, and availability of electrical energy etc	<input type="checkbox"/>				
Supply chain for equipment and services, university infrastructure and research and technology centers	<input type="checkbox"/>				
College, technology and research centers infrastructure	<input type="checkbox"/>				

ANEXO IV - PESQUISADORES QUE ATUARAM NA PESQUISA

Adams Souza, 21 anos

Estudante do sexto período de Relações Internacionais na PUC-Rio

Ana Luiza Guimarães Rodrigues, 22 anos

Bacharel em Relações Internacionais, Universidade Candido Mendes

MBA em Marketing Empresarial – UFF

Camila Machion, 27 anos

Bacharel em Relações Internacionais, PUC-Rio

Mestre em Relações Internacionais pela UERJ

Gabriela Monte Real Ranã, 18 anos

Estudante do quarto período de Relações Internacionais na PUC-Rio

Gabriel Vannier dos Santos Borges, 23 anos

Estudante do sexto período de Relações Internacionais na PUC-Rio

Rachel Maranhão, 23 anos

Bacharel em Relações Internacionais, PUC-Rio

Rafael Medina, 25 anos

Bacharel em Relações Internacionais, PUC-Rio

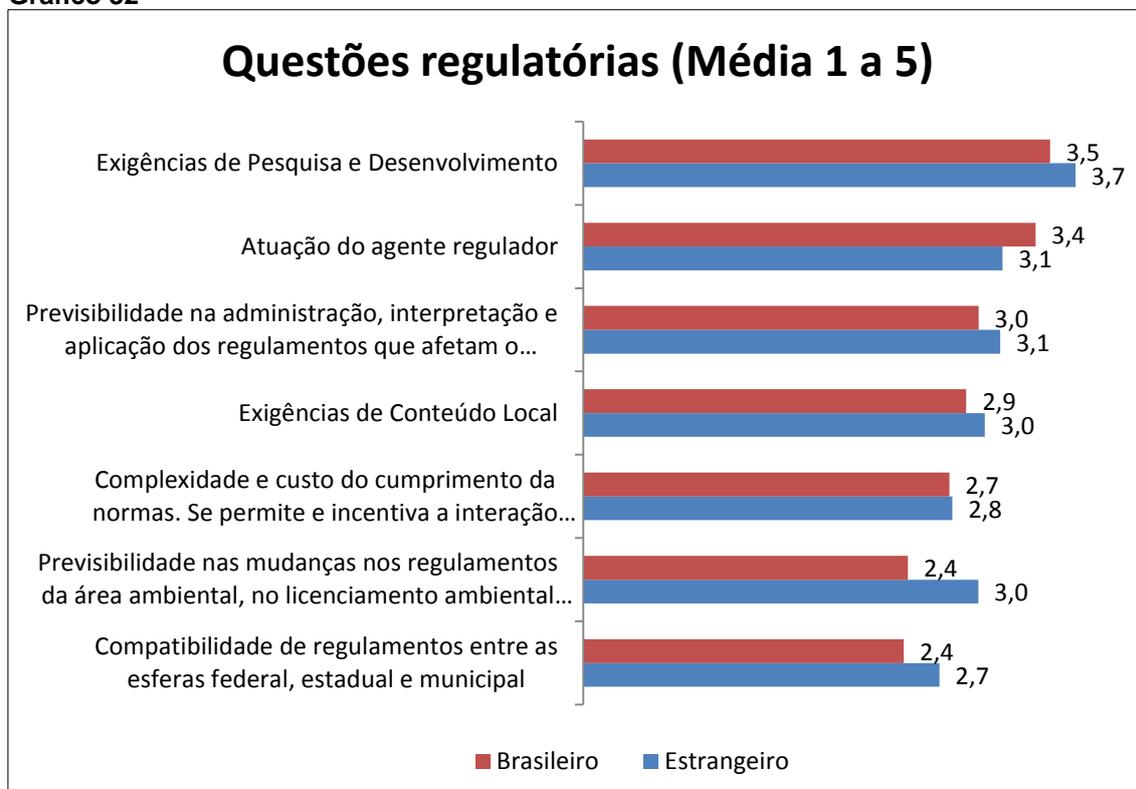
ANEXO V – GRÁFICOS COMPARATIVAS DE RESPOSTAS ENTRE BRASILEIROS E ESTRANGEIROS

Gráfico 31



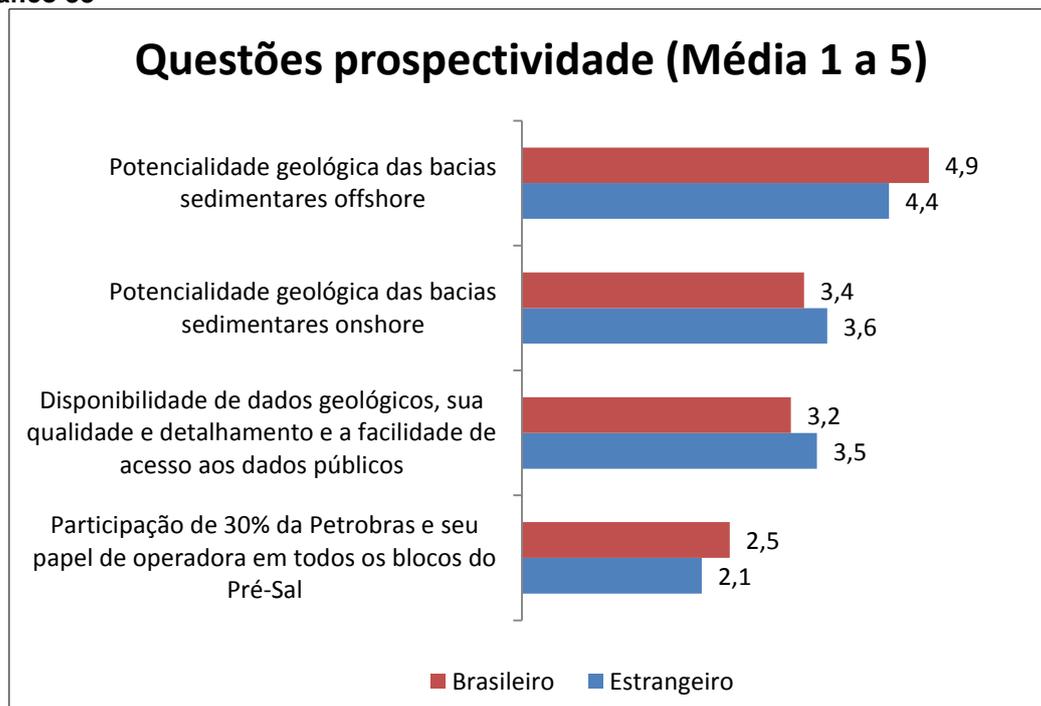
Fonte: Elaboração própria

Gráfico 32



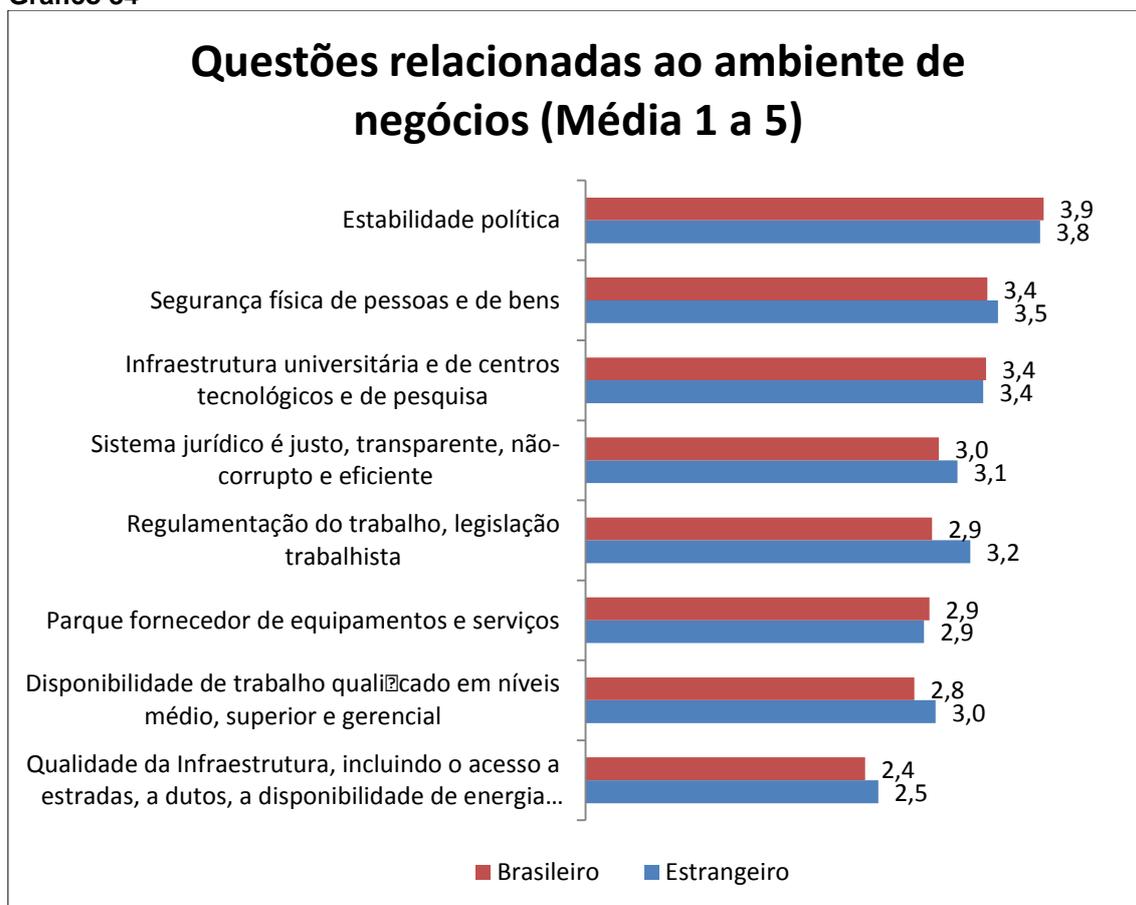
Fonte: Elaboração própria

Gráfico 33



Fonte: Elaboração própria

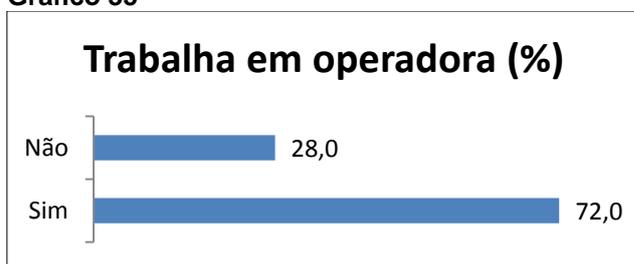
Gráfico 34



Fonte: Elaboração própria

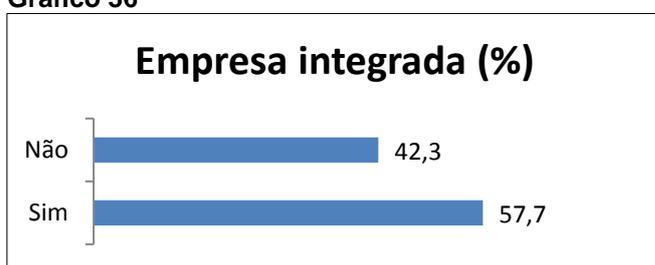
ANEXO VI – RESULTADOS DOS CAMPOS RELACIONADOS A DADOS DOS ENTREVISTADOS

Gráfico 35



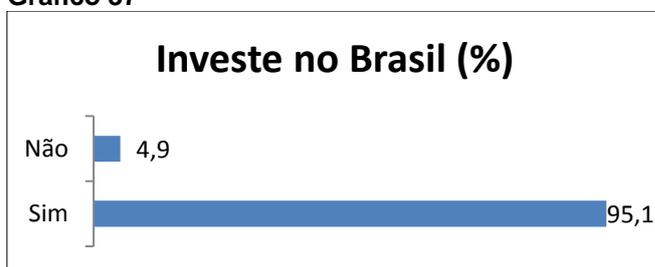
Fonte: Elaboração própria

Gráfico 36



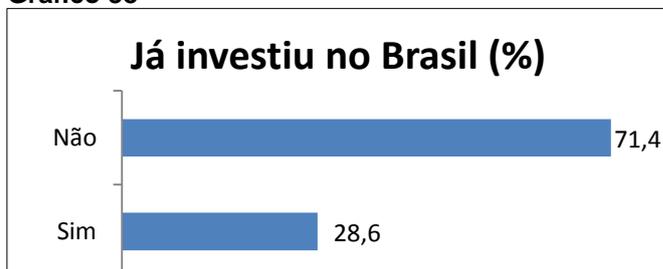
Fonte: Elaboração própria

Gráfico 37



Fonte: Elaboração própria

Gráfico 38



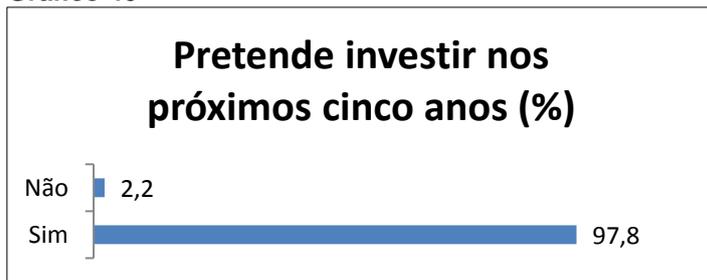
Fonte: Elaboração própria

Gráfico 39



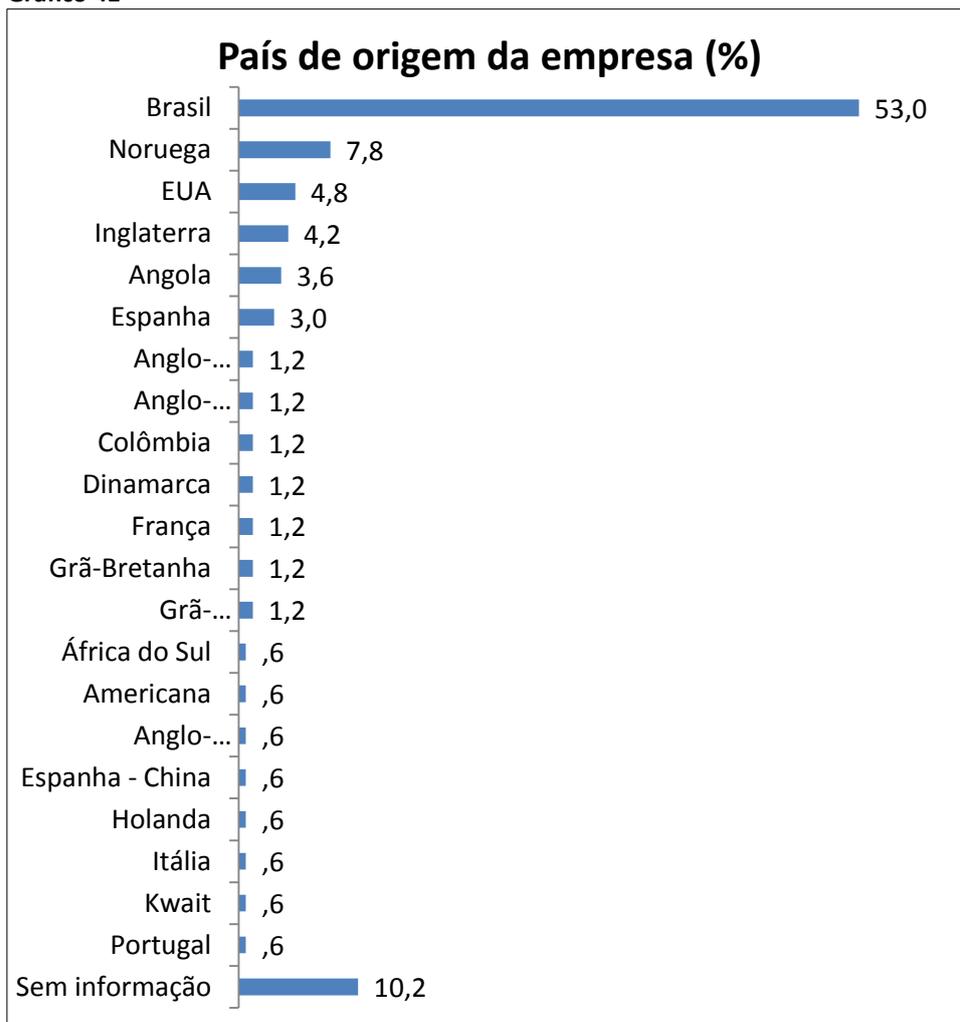
Fonte: Elaboração própria

Gráfico 40



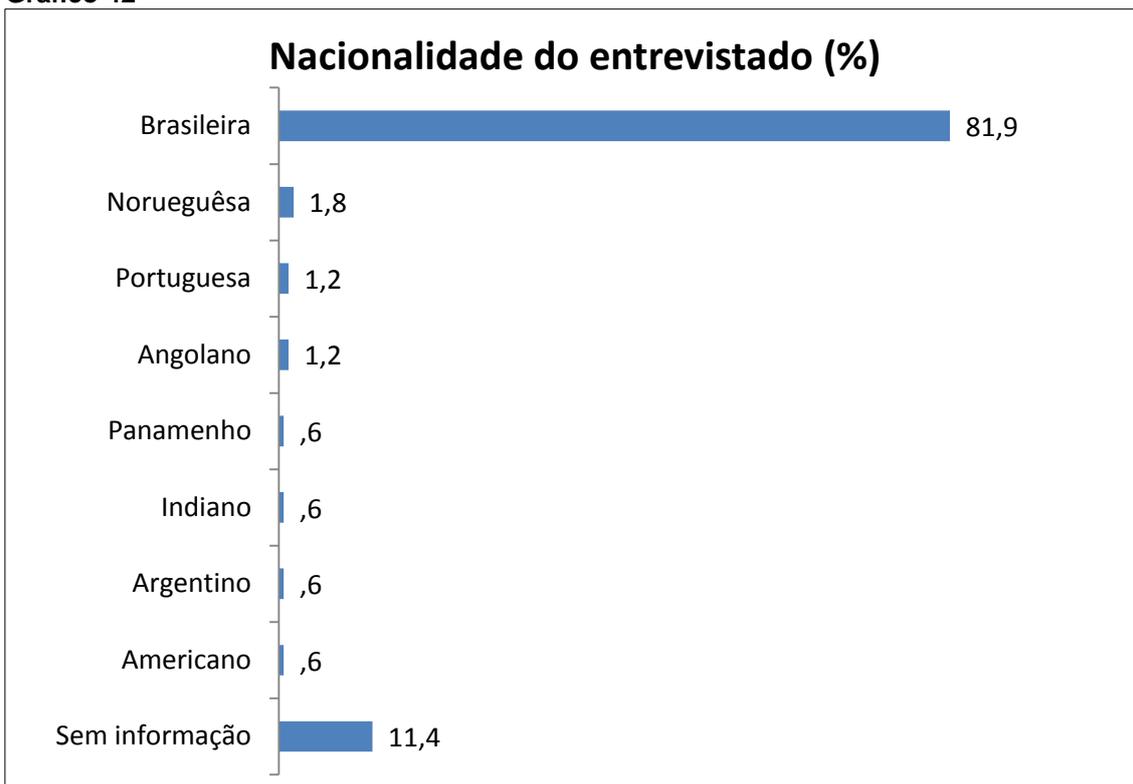
Fonte: Elaboração própria

Gráfico 41



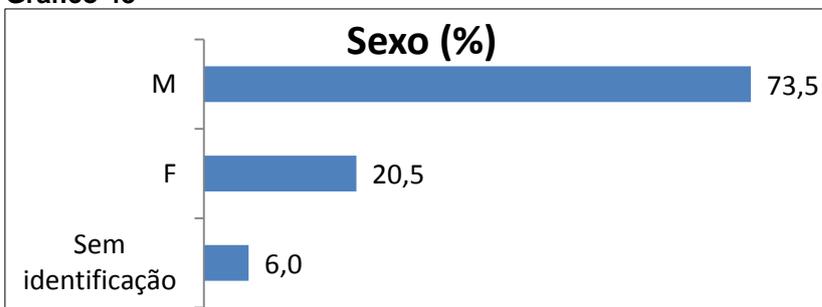
Fonte: Elaboração própria

Gráfico 42



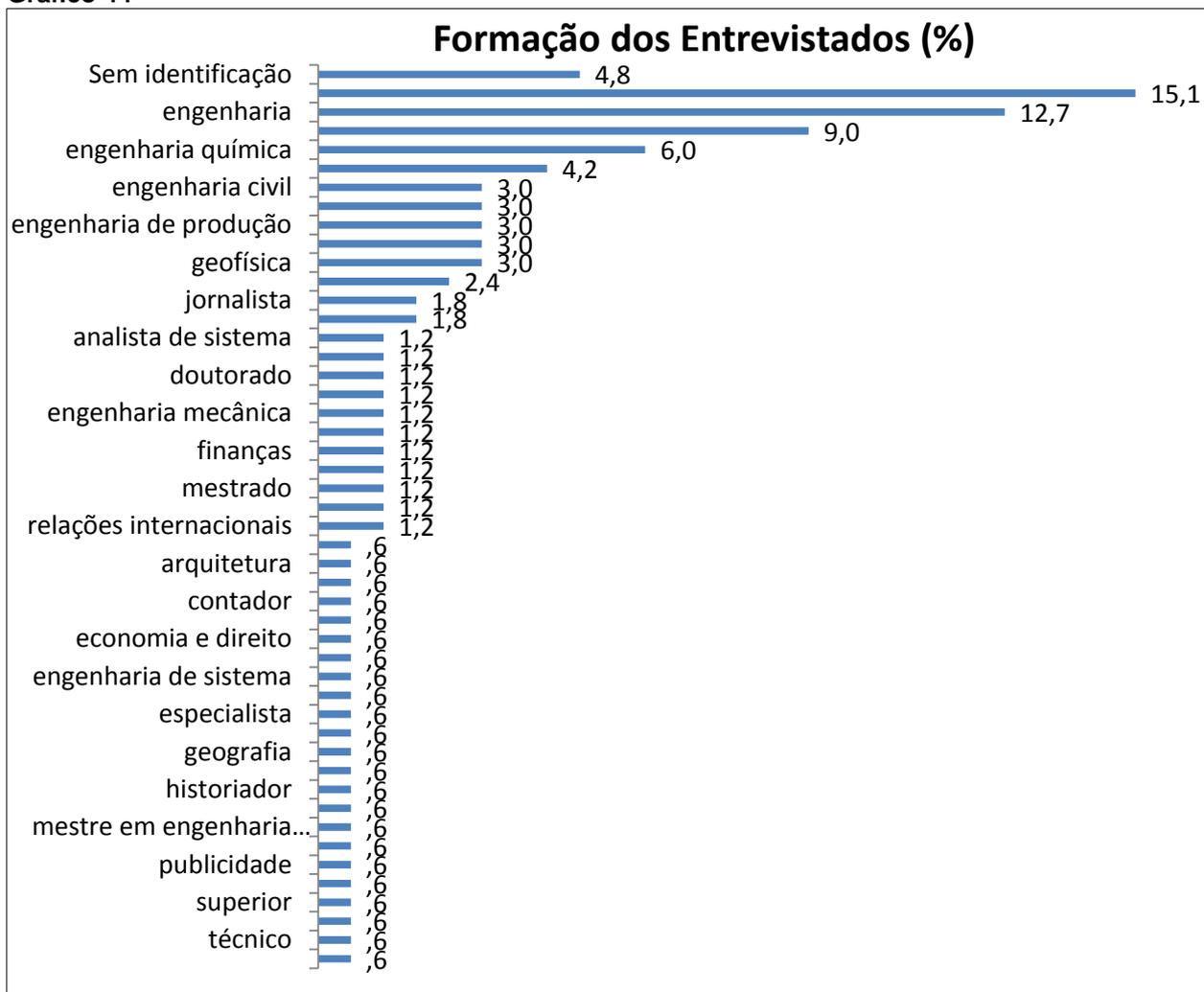
Fonte: Elaboração própria

Gráfico 43



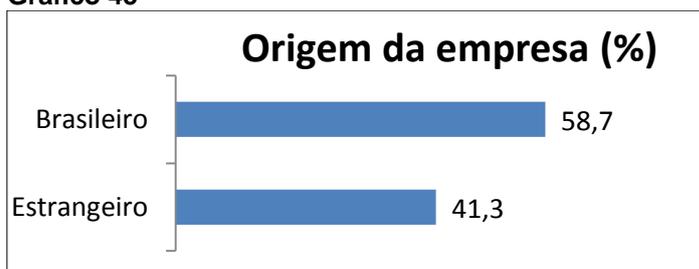
Fonte: Elaboração própria

Gráfico 44



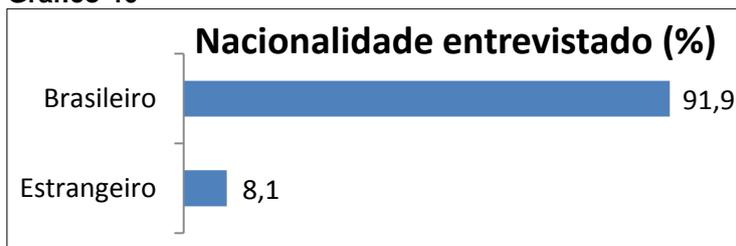
Fonte: Elaboração própria

Gráfico 45



Fonte: Elaboração própria

Gráfico 46



Fonte: Elaboração própria