

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
FACULDADE DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**

**BRENO BARRETO MEDEIROS**

**POLICIES TO DEVELOP THE OIL AND GAS SUPPLY CHAIN: ESSAYS WITH  
EMPHASIS ON THE LESSONS AND CONTRIBUTIONS FROM THE NORWEGIAN  
EXPERIENCE TO BRAZIL**

**Porto Alegre**

**2015**

**BRENO BARRETO MEDEIROS**

**POLICIES TO DEVELOP THE OIL AND GAS SUPPLY CHAIN: ESSAYS WITH  
EMPHASIS ON THE LESSONS AND CONTRIBUTIONS FROM THE NORWEGIAN  
EXPERIENCE TO BRAZIL**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Faculdade de Ciências Econômicas da UFRGS, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Economia, com ênfase em Economia do Desenvolvimento.

Orientador: Prof. Dr. Hélio Henkin

**Porto Alegre**

**2015**

CIP - Catalogação na Publicação

Medeiros, Breno Barreto

Policies to develop the oil and gas supply chain:  
essays with emphasis on the lessons and  
contributions from the Norwegian experience to  
Brazil / Breno Barreto Medeiros. -- 2016.  
248 f.

Orientador: Hélio Henkin.

Tese (Doutorado) -- Universidade Federal do Rio  
Grande do Sul, Faculdade de Ciências Econômicas,  
Programa de Pós-Graduação em Economia, Porto Alegre,  
BR-RS, 2016.

1. Política industrial. 2. Cadeia produtiva. 3.  
Petróleo e gás. 4. Noruega. 5. Brasil. I. Henkin,  
Hélio, orient. II. Título.

**BRENO BARRETO MEDEIROS**

**POLICIES TO DEVELOP THE OIL AND GAS SUPPLY CHAIN: ESSAYS WITH  
EMPHASIS ON THE LESSONS AND CONTRIBUTIONS FROM THE NORWEGIAN  
EXPERIENCE TO BRAZIL**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Faculdade de Ciências Econômicas da UFRGS, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Economia, com ênfase em Economia do Desenvolvimento.

Aprovada em: Porto Alegre, \_\_\_\_ de \_\_\_\_ de 2016.

BANCA EXAMINADORA:

---

Prof. Dr. Hélio Henkin – Orientador  
UFRGS

---

Prof. Dra. Janaina Ruffoni  
UNISINOS

---

Prof. Dr. José Antônio Valle Antunes Jr.  
UNISINOS

---

Prof. Dr. Achyles Barcelos da Costa  
UFRGS

Dedico esse trabalho ao meu maior ídolo e primeira pessoa a me passar ensinamentos e a despertar em mim o interesse pela indústria de petróleo, ainda quando criança, meu pai!

## AGRADECIMENTOS

Elenco abaixo algumas pessoas, profissionais, instituições, organizações e empresas que sou muito grato por terem contribuído direta e indiretamente para a confecção da tese, e pela realização do doutorado em geral.

A minha família pelo habitual e incondicional apoio e suporte as decisões mais importantes que tomei até hoje, incluindo este doutorado.

Ao meu orientador Hélio Henkin pela parceria que vem desde a dissertação de mestrado, por ter acreditado em mim, me apoiado, mesmo antes de eu ingressar no doutorado, quando ainda avaliava retornar ao Rio Grande do Sul e no doutorado sanduíche, para aprofundar os conhecimentos sobre o tema pesquisado na Noruega.

Ao Rogério Londero Boeira, por ter sido peça chave no meu doutorado sanduíche na Noruega, ao me recomendar ao professor da Universidade de Stavanger (UiS) que veio a ser meu coorientador.

Ao meu coorientador Frank Asche, por me aceitar para um ano de pesquisa aplicada sobre o tema da tese, me orientar, abrir portas, além de prover toda infraestrutura e apoio no departamento de Economia Industrial, Gerenciamento e Planejamento de Risco da Faculdade de Ciências e Tecnologia da UiS.

A CAPES pelo apoio financeiro ao meu doutorado sanduíche na Noruega.

Aos profissionais da UiS: Bente Dale, por me auxiliar no processo de instalação e adaptação, professores Ole Andreas Engen, Klaus Mohn, por auxiliarem nas pesquisas, compreensão do tema estudado e me colocarem em contatos com profissionais centrais na pesquisa, e Hans Jacob Fevang (Chefe do Departamento de Economia Industrial, Gerenciamento e Planejamento de Risco), por autorizar meu curso de norueguês, que se mostrou decisivo não só para as pesquisas, mas como para construção de amigos.

Aos amigos no departamento na UiS: Jahon Khorsandi, Lene Bjørnø, Kirsti Russell Vastveit, Alireza Moharamzadeh, Torbjørn Bjerga, Hilde Ness Sandvold, Ruth Pincinato.

Aos amigos em geral na UiS: Raissa Noronha, Leia de Melo, Cristina Christiansen, Altynai Adilbayeva, Paola Andrea Vargas, Martin Vogt Juhler, Charlotte Botter, Izaskun Muruzábal Lecumberri.

Aos amigos em Stavanger/Noruega: Sondre Vetrhus, Kenny Armstrong, Nicolas Fouilloud, Sean Monaghan, Max Olsen, Sverre Kolltveit Skomedal, Luisa Campiño, Kristoffer Eliseussen, Baidy Racine, Jean-Baptiste Koehl, Lisa Säfwenberglund, Sindre Rhrich,

Kåre Blichfeldt, Susanne Bjerga Todnem, Christine Berner, Tanya D. Sangolt, Sophia Jee-Hye Kim, Nicolai Myklebust, Erlend Guttormsen, que contribuíram para que minha estadia na Noruega fosse inesquecível.

Aos amigos do PPGE/UFRGS: Marcelo Siqueira Campos, Ana Costa, Rodrigo Morem, Carla Silva, Clarissa Schlabit, Catarina Scherer, Susana Metz, Aline Figueiredo, Larissa Barbosa Cardoso.

Aos meus amigos e colegas de trabalho no Sistema FIERGS: Paulo Dias, Daniel Bittencourt Andriotti, Marcus Coester, Oscar de Azevedo, Walter Câmara (Comitê de Competitividade em Petróleo, Gás, Naval e Offshore-CCPGE), Alexandro Hanefeld, Dulce Siqueira, Luciano D'andrea, e demais amigos da GETEC.

As amizades construídas ao longo da vida que me escutaram, apoiaram, entenderam eventuais ausências, enfim, foram bons amigos: José Augusto Amorim (Guto), Victor Monteiro de Carvalho, Sandro Lacaze, Fernanda Wiedemann (me visitou em Stavanger), Rodrigo Matos, Flávia Naegele Dutra, Jaque Gnoatto, Luiz Furlani, Victor Arzola, Ricardo Leite, Patrícia Sardenberg, Bernardo Nunes, Raquel Wender, Luciana Mallet, Gilberto Carvalho, Lorena Allende Garcia, Maira Bae, família Siqueira Campos, Felipe Pezerico, Eder Sabbag, Ciro Verri, Fabiano Thomaz, Fernando Pfeifer, Fábio Ghidini, Caio Lamachia, Felipe Mariano, Viola Caretti, Julien Hansen, William Kucera (Bill) e Clarisse Coutinho.

Aos professores do PPGE/UFRGS: Maria Alice Lahorgue, Fernando Ferrari Filho, Flávio Tosi Feijó, Ronaldo Herrlein Júnior, Sabino Porto Junior.

A Secretaria da PPGE/UFRGS: Iara Machado, Raquel Klaudat, Cláudia Gomes, Maria Delourdes da Fonseca. As bibliotecárias da faculdade de economia: Lilian, Eliane e Vivian pelas orientações na adequação da tese as normas da ABNT.

Aos profissionais na Noruega: Celma Regina Hellebust, Atle Blomgren, Bengt Hope, Atle Gjertsen, David S. Ottesen, Birgit Bjørkeng, Carl Erik Nyvold, Catrine Utne Pettersen, Farouk Al-Kasim, Hanne Grete Kvamsø, Jan Tjessem, Hans Henrik Ramm, Harald Grieg Riisnaes, Jostein Dahl Karlsen, Kjell Giæver, Lars Anders Myhre, Målfrid Rønnevig, Marit Engebretsen, Katarina Sætersdal, Espen Søylen, Martin Bekkeheien, Martin Sigmundstad, Gunn Kari Hygen, Per Erik Dalen, Kjell Johannessen, Trond Olsen, Torkil Bjørnson, Ove Johan Aklestad, André Wietfeldt, Ove Ryland, Per Alfred Holte, Roald Johansen, Shawn Le Maitre, Rune Gaasø, Frido Drost, Thor Christian Andvik, Tone Skogen, Willy Olsen.

Aos profissionais no Reino Unido: Derek Loudon, Sarah Hillyear e Paul Livingstone.

Aos Profissionais no Brasil: Edson Terra Azevedo Filho, Ricardo Rezende Ramos, Jorge Luis Boeira, Roberto Wagner, Armando Cavanha e Bruno Musso.

As instituições/organizações/empresas no Brasil: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural, e Biocombustíveis - ANP (Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico - SPD, Coordenadoria de Conteúdo Local - CCL), Prominp, Petrobras, ONIP, SINAVAL, ABENAV, ABDI, APEX, por terem fornecido informações relevantes e ou contribuíram para sanar dúvidas.

Ao The International Research Center For Energy and Economic Development (ICEED), por ter me doado o livro “The Oil industry and Government Strategy in the North Sea (Oystein Noreng, 1980).

As instituições/organizações/empresas na Noruega: em especial ao Petrad, por ter me possibilitado entrevistar e ou consultar diversos profissionais do setor privado e público que tiveram e ou têm papel decisivo na construção da indústria de P&G Norueguesa, International Research Institute of Stavanger (IRIS), The Confederation of Norwegian Enterprise (NHO), The Federation of Norwegian Industries, Achilles, Statistics Norway (SSB), Bodø Science Park, Rogaland Fylkeskommune, Ipark AS, Training Office For Oil Related Trades (OOF), Aker Solutions, Ministry of Petroleum and Energy (MPE), Petroarctic, sindicato Industri Energi, Norwegian Oil & Gas Association, Stavanger Offshore Technical College (SOTS), Statoil, Innovation Park Stavanger, NCE Instrumentation, NCE Maritime, NCE NODE, NCE Subsea, NCE Systems Engineering, The Training Office for the Industrial (OFIR), EPIM - E&P Information Management Association, Navitas, INTSOK, Norwegian Directorate for Education and Training, biblioteca da UiS e ao Museu do Petróleo na Noruega (Stavanger).



The expediency of encouraging manufactures in the United States, which was not long since deemed very questionable, appears at this time to be pretty generally admitted (**Alexander Hamilton**, Report on Manufactures, December 5, **1791**).

## RESUMO

O objetivo da tese é analisar as diferentes formas de Política Industrial (PI) na Noruega e no Brasil para desenvolver a cadeia produtiva de Petróleo e Gás (P&G), com ênfase em identificar lições e contribuições da experiência norueguesa. A corrente de pensamento de PI evolucionária foi a base teórica da análise. Três ensaios constituem o trabalho, de forma a cumprir o objetivo proposto, sendo os dois primeiros em inglês e o terceiro em português. O primeiro ensaio faz a revisão teórica de políticas industriais, definindo o seu conceito, caracterizando a perspectiva histórica de suas teorias, além de discutir outros aspectos relevantes relacionados ao tema, como, por exemplo: a sua relação com políticas macroeconômicas; a sua estabilidade e previsibilidade; a coordenação das políticas; políticas horizontais e verticais; tipos de instrumentos; mensuração de resultados; o atrelamento de benefícios a progressos em competitividade/metapas; e a sua duração. O artigo também discute as principais abordagens nos dias atuais sobre políticas industriais (ortodoxa e evolucionária). Assim, identifica que políticas industriais historicamente foram implementadas em processos de desenvolvimento industrial, e que ainda existe espaço para continuar sendo praticada, a despeito da criação da Organização Mundial do Comércio (OMC) e suas consequências. O segundo ensaio analisa o bem-sucedido desenvolvimento da cadeia produtiva do setor de P&G na Noruega, promovendo mudanças estruturais na sua economia. A Noruega se destacou no desenvolvimento do setor de P&G por conseguir, em pouco mais de 20 anos de políticas implementadas (1972-1994): fortalecer o seu desenvolvimento socioeconômico; evitar a desindustrialização decorrente da doença holandesa; desenvolver empresas de petróleo locais (estatal e privadas); desenvolver a cadeia produtiva do setor de P&G ampla e competitiva internacionalmente, incluindo a formação de *clusters* relacionados ao setor; e, por fim, se tornar uma referência em inovação no setor de P&G. O ensaio também identificou quais foram as principais ações implementadas na Noruega para desenvolver este setor. A despeito de o desenvolvimento da indústria de P&G norueguesa ter sido marcado por fatores internos e externos favoráveis, alguns desafios relevantes tiveram de ser superados, como, por exemplo, sobrecustos, atrasos nas entregas e importantes empresas locais falirem. O terceiro ensaio identificou que a cadeia produtiva do setor de P&G no Brasil tem evoluído, as políticas industriais têm sido aperfeiçoadas, mas o seu desenvolvimento, além de apresentar alguns problemas semelhantes ao que a Noruega teve que superar no passado, carrega outras

particularidades. Ao analisar as políticas industriais implementadas nos dois países para o desenvolvimento deste setor, identificou-se que, em alguma medida, a Noruega já está sendo utilizada como referência para o Brasil, mas ainda existem lições e contribuições a serem aprendidas deste caso de sucesso. Entretanto, as diferenças socioeconômicas, políticas e culturais, agravadas por uma atual conjuntura global e interna mais adversa, tornam o desafio do Brasil de desenvolver a cadeia produtiva do setor de P&G ampla e competitiva mais difícil do que foi para a Noruega.

**Palavras-chave:** Política industrial. Cadeia produtiva. Petróleo e gás. Noruega. Brasil.

## ABSTRACT

The aim of this thesis is to analyse different forms of Industrial Policy (IP) in Norway and Brazil to develop the Oil and Gas (O&G) supply chain, identifying the lessons and contributions from the Norwegian experience. The evolutionist view of IP forms the theoretical basis of the analysis, which is structured in three parts. The first two essays are in English and the third in Portuguese. The first essay presents a theoretical review of IP, defining the concept and placing the theories within a historical perspective, in addition to discussing other relevant issues, such as: its relation to macroeconomic policies; its stability and predictability; policy coordination; horizontal and vertical policies; types of instruments; measurement of results; linking benefits to progress in competitiveness/targets; and, finally, its duration. The article also discusses the main approaches taken towards IP today (orthodox and evolutionary). Thus, we see how IP was historically implemented in industrial development processes and find that there is still room to continue implementing it, despite the creation of the World Trade Organization (WTO) and its consequences. The second essay analyses the successful development of the O&G supply chain in Norway, promoting structural changes in the economy. Norway stood out in the development of the O&G sector for having succeeded, in just over 20 years of policy implementation (1972-1994), in: enhancing its socio-economic development; avoiding de-industrialization due to the Dutch disease; developing local oil companies (state and private); developing a broad and internationally competitive O&G supply chain, including the formation of clusters related to the O&G sector, and, moreover setting a benchmark in innovation in the O&G sector. The essay also illustrates the main actions implemented in Norway to develop the O&G sector. Although the development of the Norwegian O&G industry was marked by internal and external favourable factors, some relevant challenges had to be overcome, including cost overruns, delays in deliveries and important local companies went bankrupt. The third essay finds that the O&G supply chain in Brazil has evolved, the industrial policies have been improved, but while its development also shows some problems similar to those that Norway had to overcome in the past, it also has other peculiarities. On analysing the industrial policies implemented in both countries to develop this sector, it emerges that to some extent, Norway is already being used as reference for Brazil, but there are still lessons and contributions to be learned from this successful case. However, due to socio-economic, political and cultural differences, compounded by today's more adverse global and domestic environment, the

challenge Brazil has to face in developing a broad and competitive O&G supply chain is tougher than it was for Norway.

**Keywords:** Industrial policy. Supply chain. Oil and gas. Norway. Brazil.

## LISTA DE FIGURAS

Figure 3.1 - World production of oil x price of oil.....	68
Figure 3.2 - Total sales in the Norwegian petroleum industry (2008) .....	94
Figure 3.3 - Employment in the Norwegian oil and gas industry (1990-2009).....	95
Figure 3.4 - Employment in the Norwegian oil and gas industry by sector (1990-2009).....	95
Figura 4.1 - Cadeia de valor de P&G .....	117
Figura 4.2 - A estrutura dos elos dos serviços offshore.....	119
Figura 4.3 - Cadeia de fornecedores de bens e serviços para a exploração e produção de petróleo e gás .....	120
Figura 4.4 - Classificação das empresas de serviços e equipamentos de E&P segundo a participação em cada um dos segmentos .....	121
Figura 4.5 - Caracterização da cadeia offshore (Demanda) - principais atividades e processos da cadeia offshore .....	121
Figura 4.6 - Caracterização da cadeia de fornecimento de bens e serviços offshore .....	122
Figura 4.7 - Atividades e categorias da cadeia produtiva de E&P no Reino Unido.....	124
Figura 4.8 - Receitas e rentabilidades dos segmentos de E&P.....	134
Figura 4.9 - Ilustração gráfica do cálculo da multa por não cumprimento de Conteúdo Local .....	159
Figura 4.10 - Empregos ao longo da cadeia produtiva offshore no Brasil em 2009 .....	182
Figura 4.11 - Número de empresas por segmento de P&G no Brasil .....	184
Figura 4.12 - Matriz de direcionamento para desenvolvimento dos segmentos offshore no Brasil.....	186
Figura 4.13 - Tamanho e demanda por investimentos de empresas do segmento de P&G no Brasil* .....	187
Figura 4.14 - Diferenças de preços de equipamentos voltados ao setor de P&G (% do nacional acima do importado).....	192
Figura 4.15 - Preço do barril do petróleo (1997-2014).....	197

## LISTA DE QUADROS

Quadro 4.1 - Dados socioeconômicos do Brasil (1997-2014).....	137
Quadro 4.2 - Concessionários de P&G registrados na ANP .....	141
Quadro 4.3 - Histórico do investimento nominal da Petrobras (US\$ MM) .....	142
Quadro 4.4 - Plano de investimentos da Petrobras para 2014 - 2018 (US\$ bilhões) .....	142
Quadro 4.5 - Perspectivas do investimento no Brasil (2015-2018)* .....	143
Quadro 4.6 - Peso dos critérios de apuração das ofertas das rodadas de licitações (concessões) .....	150
Quadro 4.7 - Conteúdo local médio das rodadas de licitações (concessões) .....	150
Quadro 4.8 - Exigências mínimas e máximas de conteúdo local (concessões).....	153
Quadro 4.9 - Obrigação de investimento em P,D&I gerada por ano (em R\$) .....	161
Quadro 4.10 - Detalhamento da obrigação de investimento em P,D&I gerada – Outros Concessionários (em R\$).....	161
Quadro 4.11 - Investimentos em P&D / Autorização Prévia (entre Jan/2006 e Mar/2015)...	162
Quadro 4.12 - Despesas em P&D realizadas diretamente pelo concessionário .....	164
Quadro 4.13 - Despesas em P&D admitidas mediante autorização prévia da ANP .....	164
Quadro 4.14 - Número de firmas contratadas pela Petrobras (1998-2007).....	181
Quadro 4.15 - Total de fornecedores de bens e serviços para a Petrobras (1998-2007) .....	181
Quadro 4.16 - Número de pessoas empregadas em Estaleiros no Brasil .....	183
Quadro 4.17 - Comparação das políticas industriais para desenvolver setor de P&G na Noruega e Brasil .....	207

## **LISTA DE TABELAS**

Table 3.1 - Socio-economic indicators of Norway at the beginning of its oil history.....	64
Table 3.2 - Evolution of local content in the Norwegian O&G industry .....	85



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABENAV	– Associação Brasileira das Empresas de Construção Naval e Offshore
Abast	– Abastecimento
ABDI	– Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial
AIR	– Análise de Impacto Regulatório
ANP	– Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APEX	– Agência Brasileira de Promoção de Exportações e Investimentos
APL	– Arranjos Produtivos Local
BNDES	– Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
boe	– barris de óleo equivalente
BPP	– Brazilian Petroleum Partnerships
CL	– Conteúdo Local
CNI	– Confederação Nacional da Indústria
CNPE	– Conselho Nacional de Política Energética
DP	– Desenvolvimento da Produção
E&P	– Exploração e Produção
EAS	– Estaleiro Atlântico Sul
EEA	– European Economic Area
EIP	– Empresas Internacionais de Petróleo
ENP	– Empresas Nacionais de Petróleo
F&A	– Fusões e Aquisições
FDI	– Foreign Direct Investments
FIDCs	– Fundos de Investimentos em Direitos Creditórios
FMM	– Fundo de Marinha Mercante
Focem	– Fundo para a Convergência Estrutural e Fortalecimento Institucional do Mercosul
GE&TD	– Gás, Energia e Transporte Dutoviário
GSO	– Goods and Services Office
HDI	– Human Development Index
IBP	– Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis
ICL	– Índice de Conteúdo Local
IDH	– Índice de Desenvolvimento Humano
IND P&G	– Indústria de Petróleo e Gás Natural

INI	– Section for Industry Affairs
IOC	– International Oil Companies
IP	– Industrial Policy
IPR	– Intellectual Property Rights
LC	– Local Content
M%	– multa
MCIT	– Ministério de Ciência e Tecnologia e Inovação
MDIC	– Ministério de Desenvolvimento da Indústria e Comércio
MF	– Ministério da Fazenda
MME	– Ministério de Minas e Energia
MPE	– Ministry of Petroleum and Energy
NC	– Norwegian Contractors
NCE	– Norwegian Centre of Expertise
NCS	– Norwegian Continental Shelf
NOC	– National Oil Company
NOCO	– Norwegian Oil Consortium
NPC	– Norwegian Petroleum Consultants
NPD	– Norwegian Petroleum Directorate
NR%	– percentual de conteúdo Local não realizado
O&G	– Oil and Gas
OIS	– Oil Industry Services ou Offshore Industries Services
OMC	– Organização Mundial do Comércio
ONIP	– Organização Nacional da Indústria do Petróleo
P&D	– Pesquisa e Desenvolvimento
P&G	– Petróleo e Gás
PBM	– Plano Brasil Maior
PDP	– Política de Desenvolvimento Produtivo
PE	– Participação Especial
PEM	– Programa Exploratório Mínimo
PGS	– Petroleum Geo-Services
PI	– Política Industrial
PIB	– Produto Interno Bruto
Planseq Naval	– Plano Setorial de Qualificação Naval

PNQP	– Plano Nacional de Qualificação Profissional
PPSA	– Pré-Sal Petróleo.
Prontier P&G	– Programa de Internacionalização de Pequenas e Médias Empresas Brasileiras Fornecedoras do Setor de Petróleo, Gás e Energia
Prominp	– Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural
R&D	– Research and Development
RCN	– Research Council of Norway
RICINO	– Rede de Inovação para a Competitividade da Indústria Naval e Offshore
SDFI	– State's Direct Financial Interest
SEAE	– Secretaria de Acompanhamento Econômico
SEBRAE	– Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas
SINAVAL	– Sindicato Nacional da Indústria da Construção e Reparação Naval e Offshore
SOBEMA	– Sociedade Brasileira de Engenharia Naval
TM	– Transporte Marítimo
WTO	– World Trade Organization

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>20</b>
<b>2 THEORETICAL REVIEW OF INDUSTRIAL POLICY (IP).....</b>	<b>30</b>
<b>2.1 Introduction .....</b>	<b>30</b>
<b>2.2 Definition of Industrial Policy .....</b>	<b>31</b>
<b>2.3 Historical Perspective of Industrial Policy.....</b>	<b>32</b>
<b>2.4 Other Issues Relevant to Industrial Policy.....</b>	<b>39</b>
<b>2.5 The Main Approaches of Industrial Policies.....</b>	<b>47</b>
2.5.1 The Orthodox or Neoclassical view of IP .....	47
2.5.2 The Evolutionist view of IP.....	51
<b>2.6 Conclusion .....</b>	<b>56</b>
<b>2.7 References.....</b>	<b>57</b>
<b>3 THE DEVELOPMENT OF THE UPSTREAM OIL &amp; GAS SUPPLY CHAIN IN NORWAY.....</b>	<b>61</b>
<b>3.1 Introduction .....</b>	<b>61</b>
<b>3.2 Internal and External Environments of Norway at the Beginning of its Oil History .....</b>	<b>63</b>
3.2.1 Socio-economic Scenario of Norway at the beginning of its Oil History .....	63
3.2.2 The World Oil Industry Around the end of the 60s and at the beginning of the 70s .....	67
<b>3.3 Policies, Main Actors, and the Development of the Norwegian Upstream Oil and Gas (O&amp;G) Supply Chain.....</b>	<b>68</b>
<b>3.4 Other Relevant Factors of the Development of the Norwegian Upstream O&amp;G Supply Chain: .....</b>	<b>99</b>
<b>3.5 Conclusion .....</b>	<b>103</b>
<b>3.6 References.....</b>	<b>107</b>
<b>4 A CADEIA PRODUTIVA DE PETRÓLEO E GÁS (P&amp;G) NO BRASIL: LIÇÕES DE POLÍTICAS INDUSTRIAIS NA NORUEGA.....</b>	<b>113</b>
<b>4.1 Introdução .....</b>	<b>113</b>
<b>4.2 A Estrutura e o Desenvolvimento da Cadeia Produtiva da Exploração e Produção (E&amp;P) de Petróleo e Gás (P&amp;G).....</b>	<b>116</b>
4.2.1 A Estrutura da Cadeia Produtiva da E&P.....	116
4.2.2 O Desenvolvimento da Cadeia Produtiva da E&P: .....	124

<b>4.3 A Cadeia Produtiva da E&amp;P de P&amp;G no Brasil .....</b>	<b>135</b>
4.3.1 Cenário Socioeconômico do Brasil nos anos recentes .....	136
4.3.2 Cenário Geral da E&P de P&G no Brasil.....	138
4.3.3 Políticas Industriais e o Estágio Atual do Desenvolvimento da Cadeia Produtiva da E&P de P&G no Brasil.....	145
4.3.4 Outros Fatores Importantes para o Desenvolvimento da Cadeia Produtiva da E&P de P&G no Brasil .....	196
<b>4.4 Lições ao Brasil da Experiência Norueguesa no Desenvolvimento da Cadeia Produtiva de P&amp;G .....</b>	<b>198</b>
<b>4.5 Conclusão: .....</b>	<b>211</b>
<b>4.6 Referências .....</b>	<b>217</b>
<b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>229</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>245</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O objetivo geral desta tese é analisar as diferentes formas de Política Industrial (PI) na Noruega e no Brasil para desenvolver a cadeia produtiva de Petróleo e Gás (P&G), com ênfase em identificar lições e contribuições da experiência norueguesa. Os objetivos específicos são: realizar revisão teórica sobre PI; compreender em detalhes as políticas industriais implementadas na Noruega para desenvolver a cadeia produtiva de P&G, bem como seus resultados; analisar as políticas industriais adotadas no Brasil para desenvolver a cadeia produtiva do setor, bem como o seu estágio atual de desenvolvimento, buscando identificar lições e contribuições do bem-sucedido caso norueguês.

As ideias de intervenção estatal na economia, ou a percepção de política industrial, remontam ao período mercantilista, do século XVI ao século XVIII (ALTENBURG, 2011; FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002). O envolvimento do Estado no processo de industrialização ocorreu de forma pioneira no Reino Unido, antes, durante e depois da Revolução Industrial, até cerca de 1860. Essas intervenções ocorreram por meio de, por exemplo, proteções tarifárias seletivas e promoção de estrutura jurídica para o desenvolvimento institucional (SHAFEAEDDIN, 1998).

Alexander Hamilton e Friedrich List são considerados os primeiros defensores de políticas e ações visando ao desenvolvimento Industrial, com seus trabalhos realizados nos séculos XVIII e XIX, respectivamente. O objetivo era acelerar o processo de *catching up* para que Estados Unidos e Alemanha atingissem o nível de desenvolvimento industrial do pioneiro Reino Unido (FREEMAN, 1995; CIMOLI et al., 2009; FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002; COHEN, 2006; NAUDÉ, 2010; PERES; PRIMI, 2009; EVENS, 1995; ALTENBURG, 2011; SHAFEAEDDIN, 2000; WARWICK, 2013; CHANG, ANDREONI; KUAN, 2013).

A implementação e defesa de PI no mundo foi marcado historicamente por um movimento pendular. Apesar de existirem defensores da liberalização do comércio e da não intervenção estatal na economia e indústria, países seguem implementado PI. Entretanto, alguns países não declararem explicitamente as políticas industriais que implementam ou passaram a ter posição não intervencionista após terem atingido a fronteira tecnológica internacional (FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002; NAUDÉ, 2010; WARWICK, 2013; SHAFEAEDDIN, 2000; ALTENBURG, 2011).

De fato, diferentes formas de PI têm sido implementadas atualmente em diversos países para desenvolver competência industrial, mesmo após a existência da Organização

Mundial do Comércio (OMC) (NORDAS; VATNE; HEUM, 2003; TORDO; ANOUTI, 2013; MEDEIROS et al., 2015a, MEDEIROS, 2015a, 2015b). Um dos principais congressos mundiais sobre um dos tipos de instrumentos de PI – a saber, o Conteúdo Local (CL) – *Global Local Content Summit*, por exemplo, está na sua 12ª edição<sup>1</sup>. As políticas industriais, em princípio, podem ser horizontais, atingindo todos os setores da economia, ou verticais/setoriais, isto é, focadas em determinados setores. Alguns autores afirmam que são raros os casos de políticas 100% horizontais (RODRIK, 2007; COHEN, 2006; ALTENBURG, 2011).

Mesmo entre os defensores de PI, algumas questões importantes ainda persistem sem consenso, tal como o nível de intervenção na economia, quais instrumentos devem ser usados, bem como quanto à sua definição (NAUDÉ, 2010). Apesar de concordar-se com as definições de PI apresentadas em Ferraz, Paula e Kupfer (2002), IEDI (2002) e Naudé (2010), Warwick (2013, p. 16) resumem esse conceito de forma mais completa:

Industrial Policy is any type of intervention or government policy that attempts to improve the business environment or to alter the structure of economic activity toward sectors, technologies or tasks that are expected to offer better prospects for economic growth or societal welfare than would occur in the absence of such intervention<sup>2</sup>.

Apesar de existirem diversas correntes de pensamento sobre PI, desenvolver-se-á neste trabalho as ideias das duas que se entende serem as principais nos dias atuais, tal como Lall (2004), Nelson (1991), Peres e Primi (2009), e Shafaeddin (2006): a ortodoxa ou neoclássica e a evolucionária ou evolucionista<sup>3</sup>. Ferraz, Paula e Kupfer (2002, p. 545) condensam bem as ideias centrais dessas correntes:

A perspectiva ortodoxa coloca em questão as fronteiras da atuação do Estado e do mercado na promoção de atividades econômicas. [...] Na perspectiva evolucionista o foco está na competência dos agentes econômicos em promoverem inovações que transformem o sistema produtivo.

<sup>1</sup> Ver: <[www.localcontentsummit.com/](http://www.localcontentsummit.com/)>. Acesso em: 27 jul. 2015.

<sup>2</sup> O autor classifica sua definição como uma adaptação geral da definição de PI presente em: PACK, H.; SAGGI, K. **Is There a Case for Industrial Policy? A Critical Survey**”. *The World Bank Research Observer* 21(2), Fall: 267-297, 2006.

<sup>3</sup> Por outro lado, outros autores desagregam as teorias sobre PI em três correntes tal como Ferraz, Paula e Kupfer, (2002) que inclui além das mencionadas a desenvolvimentista. Já autores como Yoguel e Pereira (2014) subdividem a visão evolucionista em três abordagens (“*centered on population thinking model, centered on the concept of national/sectoral innovation systems and those interested in the role of demand and cumulative causation process*”).

Como poderá ser observado ao longo do trabalho, acredita-se que PI são de fato capazes de promover mudanças estruturais na economia, tal como apresentado na definição do termo por Warwick (2013), acima, e ocorrido no setor de P&G na Noruega (RYGGVIK, 2013; Medeiros, 2015a), por exemplo. Isto é, a noção de vantagem comparativa de David Ricardo não é imutável ou determinística, mas, como apontado por Hamilton e List, é um “luxo” o qual é mais conveniente a países desenvolvidos aceitarem (CIMOLI; DOSI; STIGLITZ, 2008; REINERT, 2009).

O governo brasileiro demonstra já estar usando como uma de suas referências na construção das políticas para o setor de P&G o caso bem-sucedido da Noruega (ABDI, 2011). Diversos países no mundo, desenvolvidos e em desenvolvimento, também têm se inspirado na Noruega para a gestão da exploração e produção (E&P) de P&G (CCPA, 2013; LOCKE; STRATEGIC CONCEPTS, 2004; HUNTER, 2010; WTI ADVISORS, 2013; TEKA, 2011; UGANDA, 2011; AYINE, 2010; HEUM et al., 2003; UNCTAD, 2006; ROGNERUD, 2012).

A Noruega se destaca no desenvolvimento do setor de P&G por ter conseguido, em pouco mais de 20 anos de políticas implementadas (1972-1994): fortalecer o seu desenvolvimento socioeconômico<sup>4</sup>; evitar a desindustrialização associada à chamada “doença holandesa”<sup>5</sup>; desenvolver operadoras<sup>6</sup> nacionais (estatais e privadas); desenvolver a cadeia produtiva do setor de P&G ampla e competitiva internacionalmente (as exportações dos fornecedores do setor de P&G equivalem em torno de 15% das exportações do país, excluindo petróleo e gás), incluindo a formação de *clusters* relacionados ao setor de P&G; e, finalmente, tornar uma referência em inovação no setor de P&G (MEDEIROS, 2015a; ENGEN, 2009; SASSON; BLOMGREN, 2011; RYGGVIK, 2013).

A dinâmica dos investimentos do setor de P&G no Brasil nos últimos anos chama atenção<sup>7</sup>. Desde 2010 os investimentos anuais da Petrobras têm sido superiores a US\$ 40

---

<sup>4</sup> A Noruega ocupa a primeira posição no ranking de Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), pelo menos desde o ano 2000, mas em 1980 já ocupava a sexta posição (UNDP, 2015).

<sup>5</sup> O termo “doença holandesa” foi designado para explicar o processo de desindustrialização que a Holanda passou ao elevar a sua renda e ter o seu câmbio apreciado com a exportação de grandes volumes de gás nos anos 60/70, após descobrir esse recurso natural no Mar do Norte (BRASIL, 2012).

<sup>6</sup> As empresas de petróleo são normalmente referidas no setor como operadoras. Para explorar e produzir P&G no Brasil, as empresas devem estar registradas na Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e são classificadas como concessionários. A Exploração e Produção (E&P) de Petróleo e Gás (P&G) pode ser desenvolvida por apenas um concessionário ou em parceria com outros. Se os concessionários, ou empresas de petróleo, controlam a E&P de um campo de P&G são chamados de operadoras. Para facilitar a compreensão e seguindo a classificação normalmente utilizada no setor, utiliza-se no texto a expressão “operadoras” como sinônimo de concessionários ou empresas de petróleo.

<sup>7</sup> Cabe frisar que as pesquisas e análises presentes neste trabalho foram realizadas anteriormente à deflagração da atual crise de corrupção do setor de P&G no Brasil, no final de 2014, intitulada “Operação Lava Jato”. Esta crise, de consequências ainda desconhecidas e de difícil avaliação, deverá impactar negativamente o ritmo de



bilhões. Esse valor é quase dez vezes maior que os seus investimentos registrados no período de 1997 a 2001 (PETROBRAS, [2013?]). Os investimentos são ainda maiores se considerarmos as outras 88 empresas de petróleo (entre concessionários, operadores e contratados)<sup>8</sup> registrados na Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP (2014) e aptos a E&P de P&G.

Segundo relatório do Banco Nacional de Desenvolvimento Sócio Econômico (BNDES, 2014), os investimentos previstos para o setor de P&G no Brasil no período de 2015 a 2018 são de US\$ 191.627.149.300,00<sup>9</sup>. Esse valor estimado é superior em mais de US\$ 37 bilhões<sup>10</sup> aos totais a serem investidos em todos os demais setores industriais somados. O relatório ainda destaca que o setor de P&G aumentou seu peso na Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF), de 3,5%, em 2000, para 10%, em 2013, e que a perspectiva é de aumento para os próximos anos (BNDES, 2014, p. 139).

A entrada de outras operadoras no Brasil, além da Petrobras, só foi possível após a quebra do monopólio da E&P de P&G no Brasil em 1997, com a lei nº 9.478 (BRASIL, 1997), conhecida como a lei do petróleo. Essa alteração no marco regulatório do setor também criou a ANP, responsável por fiscalizar a atividade e licitar os campos exploratórios

---

investimentos do setor no Brasil e, conseqüentemente, o desenvolvimento da cadeia produtiva. Soma-se a este cenário negativo a crise mundial do setor de P&G, com o preço baixo do barril do petróleo. Portanto, entende-se que novas análises sobre as políticas para desenvolver o setor devam ser refeitas, uma vez passadas as crises e/ou seus impactos melhor compreendidos.

<sup>8</sup> As empresas de petróleo no Brasil tem diferentes denominações, dependendo das atividades que exercem e do regime e ou tipo de contrato assinado com as autoridades. Concessionário é definido como: “Empresa [ou consórcio de empresas] constituída sob as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil, com a qual a ANP [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis] celebra contrato de concessão para exploração e produção de petróleo ou gás natural em bacia sedimentar localizada no território nacional (ANP, 2014c)”. Operador da concessão, ou apenas operador ou operadora, como normalmente utilizado no mercado, é definido como: “Empresa legalmente designada pelo concessionário para conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão celebrado entre o órgão regulador da indústria do petróleo e o concessionário (ANP, 2014c).” Assim, os concessionários não operadores, em geral, entram com investimento/capital num consórcio e são remunerados conforme suas respectivas parcelas de participação nos resultados, sem executar atividades diretas relacionadas a exploração e produção de P&G. No regime/contrato de Cessão Onerosa, de exclusividade da Petrobras, e a ser explicado posteriormente, a Petrobras é a operadora e referida como “cessionária”, uma vez que assina contrato de cessão (BRASIL, 2010a). No regime de Partilha de Produção, e também a ser explicado posteriormente, as empresas que assinam contrato junto com a Petrobras (operadora única definido por lei) para exploração e produção (E&P) P&G, são chamadas de “Contratados” (ANP, [2014,a]). Para facilitar a compreensão e seguindo a classificação normalmente utilizada no setor no Brasil, utiliza-se neste trabalho a expressão “operadora” ou “operador” como sinônimo de concessionário ou empresa de petróleo e ou de “contratados”, conforme explicado acima. Caso necessário, maior explicação será dada no texto.

<sup>9</sup> R\$ 509 bilhões convertido de R\$ para US\$ com câmbio de 31/12/2014 (0,38). Disponível em: <www.bcb.gov.br>. Acesso em 13 out. 2015.

<sup>10</sup> R\$ 100 bilhões convertido de R\$ para US\$ com câmbio de 31/12/2014 (0,38). Disponível em: <www.bcb.gov.br>. Acesso em 13 out. 2015.

de P&G por meio de rodadas de licitações. Concomitante à alteração do marco regulatório, também foi implantada no país uma política de Conteúdo Local (CL) para o setor.

Desde a 1ª rodada em 1999, o conceito de CL foi aplicado pela ANP, através da cláusula de conteúdo local presente nos contratos de concessão de E&P. Segundo esta cláusula, os fornecedores brasileiros devem ter a preferência assegurada de contratação pelas concessionárias, sempre que suas ofertas tiverem equivalência em condições de preço, prazo e qualidade às de outros fornecedores convidados a apresentar propostas (ANP, 2015a). Espera-se como resultado da aplicação da cláusula a impulsão ao desenvolvimento tecnológico, capacitação de recursos humanos e geração de emprego e renda no segmento de E&P de P&G (ANP, 2015a).

Assim, as operadoras se comprometem a cumprir determinado índice de CL ao disputarem campos exploratórios nas rodadas de licitações, e são passíveis de multa caso não atinjam o percentual acordado em contrato. Os mecanismos para estimular o desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G, incluindo a definição de subsegmentos estimulados, e as formas de mensurar o CL vêm evoluindo, como será visto na seção 4. Os contratos para E&P de P&G entre a ANP e as operadoras também incluem cláusula de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), visando a estimular o desenvolvimento tecnológico do setor. Apenas em decorrência dessa cláusula de P&D mais de R\$ 10 bilhões já foram gerados para este fim, desde 1998 (ANP, 2015b).

Apesar de não ter como foco o desenvolvimento do setor de P&G, a Política Industrial, Tecnológica e de Comércio Exterior do Governo Federal (PITCE), lançada em 2003, marcou o retorno da PI para a agenda de desenvolvimento do Brasil. A política foi acompanhada da criação da Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI), responsável pela implementação e coordenação da PITCE (PERES; PRIMI, 2009).

As políticas industriais multissetoriais implementadas no país, na sequência da PITCE e a partir de 2008, como a Política de Desenvolvimento Produtivo - PDP (BRASIL. MDIC, [2011?]) e o Plano Brasil Maior – PBM (BRASIL, 2015), tiveram ações que reforçam a política para o desenvolvimento do setor de P&G. Ações específicas para estimular a internacionalização e o desenvolvimento tecnológico das empresas do setor de P&G também foram implementadas no Brasil.

De fato, o setor de P&G no Brasil tem progredido desde a quebra do monopólio, em 1997. Alguns indicativos desse progresso são: o aumento do número de fornecedores instalados no país; a retomada da industrial naval; o aumento do número de profissionais

empregados no setor; a instalação de centros de P&D de importantes operadoras e de empresas do setor (fornecedores) de classe mundial; e parcerias internacionais formadas com estaleiros e empresas nacionais da cadeia produtiva do setor de P&G em geral. Por outro lado, ainda existem desafios relevantes a serem superados, em especial quanto a sobrecustos e atrasos na construção de plataformas, navios, sondas de perfuração, e outros grandes equipamentos, como módulos. Os recursos expressivos aplicados na geração de P&D no setor de P&G também não vêm tendo os resultados esperados em termos de geração de tecnologias e inovação na cadeia produtiva, como será visto adiante.

Parte dos altos investimentos realizados atualmente no setor no Brasil está relacionada ao Desenvolvimento da Produção (DP) das reservas gigantescas de P&G encontradas na camada do Pré-Sal<sup>11</sup> em 2006. A descoberta das reservas de P&G no Pré-Sal colocou o Brasil em novo patamar no cenário mundial do setor e potencializou as oportunidades das políticas industriais desenvolverem esta cadeia produtiva ampla e competitiva internacionalmente.

Por outro lado, políticas industriais não podem ser *ipsis litteris* copiadas de outros países, como no caso citado da Noruega. Outras questões têm de ser observadas no processo de aderência ao país em questão, levando em consideração, por exemplo, o contexto mundial e as diferenças nas características socioeconômicas entre as nações (MEDEIROS, 2015b; AL-KASIM, 2006).

Neste contexto, o problema de pesquisa a ser estudado é: como aprimorar as Políticas Industriais implementadas no Brasil para desenvolver a cadeia produtiva de P&G, a partir da análise da experiência norueguesa?

Para desenvolver o problema de pesquisa proposto e os objetivos da tese, entende-se ser importante responder nesse trabalho as seguintes questões, divididas em três blocos:

- a) qual a definição de PI? em que contexto surgem as ideias de PI e como evoluíram ao longo do tempo? qual é a concepção de política industrial mais adequada para promover mudanças estruturais na economia?;

---

<sup>11</sup> Segundo Petrobras (2015) o termo Pré-sal refere-se a: “[...] a um conjunto de rochas localizadas nas porções marinhas de grande parte do litoral brasileiro, com potencial para a geração e acúmulo de petróleo. Convencionou-se chamar de pré-sal porque forma um intervalo de rochas que se estende por baixo de uma extensa camada de sal, que em certas áreas da costa atinge espessuras de até 2.000 metros. O termo pré é utilizado porque, ao longo do tempo, essas rochas foram sendo depositadas antes da camada de sal. A profundidade total dessas rochas, que é a distância entre a superfície do mar e os reservatórios de petróleo abaixo da camada de sal, pode chegar a mais de 7 mil metros.

As maiores descobertas de petróleo, no Brasil, foram feitas recentemente pela Petrobras na camada pré-sal localizada entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo, onde se encontrou grandes volumes de óleo leve. Na Bacia de Santos, por exemplo, o óleo já identificado no pré-sal tem uma densidade de 28,5° API, baixa acidez e baixo teor de enxofre. São características de um petróleo de alta qualidade e maior valor de mercado.”

- b) por que a Noruega é uma referência mundial na gestão da Exploração e Produção (E&P) de P&G? quais foram os pontos centrais das políticas industriais implementadas na Noruega para desenvolver o setor de P&G? existem outros fatores, além das políticas industriais, que possam ter contribuído para o sucesso norueguês no desenvolvimento do setor de P&G, em especial desta cadeia produtiva?;
- c) como a cadeia produtiva do setor de P&G se desenvolveu no Mundo? como a cadeia produtiva de P&G no Brasil está estruturada? quais foram as principais políticas industriais implementadas no Brasil para desenvolver a cadeia produtiva do setor P&G desde a quebra do monopólio do setor, em 1997, até 2014? qual é o estágio atual de desenvolvimento da cadeia produtiva deste setor no Brasil? quais são as lições e contribuições ao Brasil do caso norueguês no desenvolvimento da indústria de P&G, em especial no que se refere à construção da cadeia produtiva deste setor? quais são os fatores internos e externos importantes que devem ser avaliados no desenvolvimento das políticas industriais para desenvolver o setor de P&G no Brasil, ao tentar adaptar lições do caso norueguês?.

Para atender aos objetivos geral e específicos deste trabalho e responder às questões propostas, a tese foi estruturada em três ensaios da seguinte maneira: o primeiro ensaio faz a revisão teórica sobre PI; o segundo analisa o desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G na Noruega; e o terceiro avalia as lições e contribuições ao Brasil das políticas industriais implementadas na Noruega de forma a desenvolver a cadeia produtiva de P&G. Pretende-se, assim, contribuir para a literatura sobre PI, em especial voltada ao desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G no Brasil, avançando no conhecimento sobre instrumentos de políticas implementados, resultados alcançados e possibilidades de melhorias.

A metodologia de pesquisa adotada neste trabalho foi:

- a) ensaio 1: pesquisa com abordagem qualitativa, de natureza bibliográfica, descritiva e aplicada, objetivando produzir conhecimento para aplicação prática de políticas industriais, capazes de promover mudanças estruturais na economia e melhoria dos seus resultados. Para tanto foi realizada extensa pesquisa bibliográfica sobre o tema no mundo, buscando-se basear nos escritos teóricos dos principais autores sobre a corrente de pensamento principal a ser seguida, a evolucionária, fazendo contra ponto com a visão ortodoxa de política industrial.

Seguindo a orientação teórica adotada, foram selecionados e analisados documentos mais focados em elementos centrais na formulação e implementação de Política Industrial.;

- b) ensaio 2: pesquisa com abordagem qualitativa, de natureza histórica, descritiva e aplicada, com enfoque exploratório, objetivando a coleta e análise de dados brutos (ou primários) sobre a aplicação de políticas industriais para desenvolver a cadeia produtiva de P&G da Noruega e seus resultados. Os procedimentos adotados foram: a) extensa pesquisa bibliográfica e documental in loco na Noruega, incluindo os sistemas de informações disponíveis na Universidade de Stavanger, como o portal onepetro, prospecções nas bibliotecas da cidade de Stavanger (universidade, municipal e do museu do petróleo), na biblioteca nacional e no Parlamento norueguês, ambos na capital Oslo, além de diversos organismos governamentais, como Arquivos Nacionais da Noruega, Agência Nacional de Petróleo Norueguesa (Norwegian Petroleum Directorate - NPD) e Arquivos Estatísticos da Noruega (Statistic Norway - SSB). Também foram obtidos importantes documentos oficiais e privados de difícil acesso por meio de solicitação direta a pesquisadores e professores do tema estudado com quem interagiu-se e entrevistados; b) entrevistas semiestruturadas, não estruturadas e consultas, com 39 profissionais, na maioria em alto nível hierárquico, aposentados e na ativa de empresas centrais da indústria de P&G (operadoras, empresas de serviço e subfornecedores locais e estrangeiras), de organismos governamentais relacionados diretamente e indiretamente a indústria de P&G (regionalmente e nacionalmente), de organizações industriais patronais, instituições e empresas de treinamento, sindicatos de trabalhadores, institutos de pesquisa e desenvolvimento (P&D), parques tecnológicos e aceleradoras. Entretanto, parte dos profissionais entrevistados não confirmou a autorização para uso do seu conteúdo, provavelmente temendo possíveis constrangimentos por ainda estarem na ativa. Desta maneira, quando não foi possível a divulgação das informações, preservou-se a identidade dos entrevistados e usou-se o conteúdo para auxiliar na compreensão do tema estudado. Para não perder a riqueza das informações mais importantes obtidas através das entrevistas, foi feito grande esforço para buscar evidências empíricas e registros dos fatos relatados por outras vias. As perguntas das entrevistas foram elaboradas tomando por base conhecimento prévio dos

problemas no desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G no Brasil, de forma a facilitar trabalho posterior de identificar lições da experiência norueguesa. De todo modo, os entrevistados foram incentivados a destacar outros pontos que julgassem importantes ao desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G na Noruega e que não tivessem sido tratados nas perguntas. Alguns entrevistados seniores e de nível hierárquico mais alto sugeriram que a entrevista fosse não estruturada, permitindo assim que falassem livremente sobre o tema e de forma a otimizar o tempo. Percepções do desenvolvimento industrial na Noruega também pôde ser obtida por meio de participação em seminários e workshops do setor de P&G ocorridos na Noruega.

- c) ensaio 3: pesquisa com abordagem qualitativa, de natureza histórica, descritiva e aplicada, com enfoque exploratório, objetivando a coleta e análise de dados brutos (ou primários) sobre a aplicação de políticas industriais para desenvolver a cadeia produtiva de petróleo e gás no Brasil e seus resultados, para posterior comparação com a experiência norueguesa. Os procedimentos adotados foram: a) extensa pesquisa bibliográfica e documental no Brasil. Também obteve-se documentos oficiais e privados e informações por meio de solicitação direta a pesquisadores do tema no Brasil, profissionais que atuam na indústria de Petróleo e organizações governamentais como o Instituto Brasileiro de Geografia Estatística (IBGE) e por profissionais que atuam neste setor em outros países, sobretudo Reino Unido, para a parte de estrutura da cadeia produtiva de P&G, por meio do grupo no LinkedIn intitulado “*Petroleum Economist*”; b) consultas com diversos profissionais do setor para auxiliar na compreensão de assuntos complexos analisados, tentar confirmar informações sobre ações e projetos que aparentemente haviam sido encerrados sem um fim declarado e público, avaliar se constatações mais fortes da tese encontravam embasamento, além de sanar dúvidas sobre regulamentos e normas técnicas do setor; c) análise das políticas industriais para desenvolver a cadeia produtiva de P&G na Noruega, baseando-se no primeiro e segundo ensaio, buscando identificar lições ao Brasil.

O primeiro e segundo ensaio foram escritos em inglês de forma a permitir melhor participação do coorientador norueguês. Optou-se por redigir o terceiro ensaio em português, pensando em ter maior acesso por parte dos *policy makers* no Brasil. A pesquisa

desenvolvida, por meio da estrutura proposta e metodologia adotada, permitiu identificar, levantar e discutir diversos pontos pouco explorados e ou inovadores no tema estudado, como poderá ser visto ao longo do trabalho e nas conclusões.

## **2 THEORETICAL REVIEW OF INDUSTRIAL POLICY (IP)**

This essay aims to make a theoretical review of IP, defining its concept, highlighting its historical perspective and other relevant issues related to IP, and also presenting its main approaches.

### **2.1 Introduction**

The ideas of state intervention in the economy go back to the age of mercantilism, from the 16<sup>th</sup> to the 18<sup>th</sup> century (ALTENBURG, 2011; FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002). State involvement in the industrialization process is considered to have begun with the pioneer, Great Britain (SHAFEAEDDIN, 1998). Alexander Hamilton and Friedrich List stand out among the first defenders of policies and actions focusing on industrial development, with their work in the 18<sup>th</sup> and 19<sup>th</sup> centuries, respectively, to accelerate the process of catching up with the United States and Germany, reaching the level of industrial development shown by the former (CIMOLI et al., 2009; CHANG; ANDREONI; KUAN, 2013; FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002; COHEN, 2006; NAUDÉ, 2010; PERES; PRIMI, 2009; EVENS, 1995; ALTENBURG, 2011; SHAFEAEDDIN, 2000; WARWICK, 2013; LALL, 2004).

The implementation and defence of state intervention in the economy, or the perception of IP, has been marked by a pendulous movement in the course of history. Although there have been defenders of liberalization of trade and non-state intervention in the economy/industry, many countries have at one time or another implemented IP. Moreover, some countries, that did not explicitly declare the use of IP, defended trade liberalization only after reaching the technological international frontier (NAUDÉ, 2010; WARWICK, 2013; SHAFEAEDDIN, 1998, 2000; FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002; ALTENBURG, 2011; CHANG, ANDREONI; KUAN, 2013).

Indeed, it still seems to be being implemented nowadays in several countries to develop local industries competence, such as in the O&G sector, even after the creation of the World Trade Organization (WTO) (NORDAS; VATNE; HEUM, 2003; TORDO; ANOUTI, 2013, MEDEIROS, 2015).

With this background, the purpose of the present article is to review and discuss the main theoretical fundamentals and practical aspects of IP for a better understanding of its essential development historically. The article is structured as follows: definition of IP,



historical perspective of IP, other relevant aspects of IP, the main IP approaches, and, finally, the conclusions.

## 2.2 Definition of Industrial Policy

Even among the defenders of IP there are still important issues lacking consensus, such as the level of intervention in the economy, which instruments should be used<sup>12</sup>, and even the exact definition of the term (NAUDÉ, 2010; WARWICK, 2013). In this respect, we present some basic points about IP and some views on its definition, pointing out those, which we consider the most appropriate. We believe that it is important to keep in mind a basic understanding of the definition of IP before starting the discussion of the different instruments and approaches involved.

FERRAZ, PAULA and KUPFER (2002, p. 545) point out that: “The different currents are associated with different analytical and normative positions”. In this context, they underline that discussion can often become bogged down in ideological considerations at the expense of economic reasoning, creating impediments to its correct understanding (FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002).

Thus, objectively, they define the aim of industrial policy as:

[...] the promotion of productive activity towards higher stages of development to those existing in a given national space. From a conceptual standpoint, industrial policy should be understood as a set of incentives and regulations related to public actions that may affect the allocation inter and intra-industry resource, influencing the production structure and property, the conduct and performance of economic agents in a given national space (FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002, p. 545)<sup>13</sup>.

This definition of IP corresponds to the one presented in IEDI (2002, p. 3):

Industrial policy is a coordinated set of actions, involving the public and private sectors in order to increase the competitiveness of the industry. The ultimate goal is to boost economic growth and employment in the industrial sector. Thus, industrial policy is a component of a strategy to strengthen the industry and part of an indispensable policy of development. Promotion of competitiveness is the focus of industrial policy currently practised in the developed world and countries that seek to promote their development<sup>14</sup>.

---

<sup>12</sup> These issues will be developed later on.

<sup>13</sup> Our translation.

<sup>14</sup> Our translation.

Naudé (2010, p. 3) points out that in defining IP some authors state that it should focus on developing a specific sector while others believe that it should be more horizontal<sup>15</sup>. Naudé (2010, p. 4) does not specify sectoral perspective in his definition of IP: “[...] the process whereby governments aim to deliberately affect the structural characteristics of their economies”, thereby fostering structural change. On the other hand, authors such as Cohen (2006, p. 85) state that IP in the strict sense is a sectoral or vertical policy.

We agree with the above definitions, but we believe that the one proposed in Warwick (2013, p. 16) is more complete:

Industrial Policy is any type of intervention or government policy that attempts to improve the business environment or to alter the structure of economic activity toward sectors, technologies or tasks that are expected to offer better prospects for economic growth or societal welfare than would occur in the absence of such intervention<sup>16</sup>.

Lastly, we also endorse a broad definition of IP by Di Maio (2009, p. 107), which does not refute the former and already specifies some of the many forms of implementation: “[...] i) innovation and technology policies; ii) education and skill formation policies; iii) trade policies; iv) targeted industrial support measures; v) sectoral competitiveness policies; vi) competition-regulation policies”.

### 2.3 Historical Perspective of Industrial Policy

Historically, the idea of state intervention in the market varies greatly, with a pendulous movement (NAUDÉ, 2010; WARWICK, 2013; ALTENBURG, 2011; FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002). Discussion on state intervention in trade and industry, or the perception of industrial policy, dates back to the age of mercantilism, from the 16<sup>th</sup> to the 18<sup>th</sup> century (ALTENBURG, 2011, p. 10; FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002, p. 546).

The infant industry argument is largely based on the works of Alexander Hamilton<sup>17</sup> and Friedrich List<sup>18</sup> in the USA and Germany in the 18<sup>th</sup> and 19<sup>th</sup> century, respectively<sup>19</sup>

<sup>15</sup> Lall (2004), Khan and Blankenburg (2008), and Dahlman (2008), for example, define IP as being targeted to specific sectors. The question of vertical and horizontal policies will be developed later on.

<sup>16</sup> The author classifies his definition as general adaptation of the definition of IP presented in “PACK, H.; SAGGI, K. **Is There a Case for Industrial Policy?** A Critical Survey. The World Bank Research Observer 21(2), Fall: 267-297, 2006.

<sup>17</sup> HAMILTON, A. Report on Manufactures to the House of Representatives, 1791.

<sup>18</sup> LIST, F. The National System of Political Economy, English edition, Longman, London, 1841.

(SHAFSAEDDIN, 2000; CIMOLI et al., 2009). Cohen (2006), Chang, Andreoni and Kuan (2013), and Altenburg (2011) point out that the foundations of IP go back to Hamilton and List. In this sense, they could be considered pioneers in the development of the concept that offered the basis for IP.

These first concepts of IP or infant industry argument were developed in the USA and in the major European countries, aiming to catch up with Great Britain in industrial development (SHAFSAEDDIN, 2000; FREEMAN, 1995; CIMOLI et al., 2009; ALTENBURG, 2011; LALL, 2004; PERES; PRIMI, 2009). Later on, other authors such as Alexander Gerschenkron and Albert Hirschman may be seen to have developed the essential outlines better (CIMOLI et al., 2009; COHEN, 2006; NAUDÉ, 2010; PERES; PRIMI, 2009; EVENS, 1995; FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002; ALTENBURG, 2011; SHAFSAEDDIN, 2000).

On the other hand, the concept of economic liberalism, which is the basis for non-intervention in the economy, came from Adam Smith's notion of invisible hand of the market, spreading resources efficiently (FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002, p. 546). According to List (1885) Smith's idea was pertinent at that time, as England already had an extremely strong, diversified and developed industry; thus, a free market worldwide would be most beneficial. In this respect, Shafaeddin (1998, p. 5) points out that Great Britain only started the process of liberalization after two centuries of protection, and did so gradually over a period of almost 30 years<sup>20</sup>. The author also states that in the early 20<sup>th</sup> century Great Britain again began to propose and implement some protective measures for selected industries (SHAFSAEDDIN, 1998, p. 5).

Cimoli, Dosi and Stiglitz (2008a), when comparing List with Ricardo, state that Reinert (2009) recalls the existence of a split view of development, going back to the origins of modern political economy: a view based on Ricardo's ideas of "revealed comparative advantage" that a country inherits from its past and another, beyond even Hamilton and List, holding that accepts comparative advantage is a luxury that only technologically highly developed countries and market leaders can afford. In this respect, they argue that: "[...] the productive forces of a country can and must be purposefully constructed [...] (CIMOLI; DOSI; STIGLITZ, 2008a, p. 3)". Thus, this view corresponds to the definition of IP, supplied

---

<sup>19</sup> According to Shafaeddin (2000, p. 4) List was strongly influenced by Hamilton, after having lived in USA between 1825 and 1830.

<sup>20</sup> In sum, the author stresses that the Government actively promoted Industrial Revolution (SHAFSAEDDIN, 2000, p. 8).

above, that government actions and policies can alter the structural characteristics of the economy. While on this issue, it is worth quoting the following passage in Reinert (2009, p. 13):

Through the early decades of the nineteenth century, England was the only country with a comparative advantage in manufacturing, and it was fairly obvious that it used Ricardo's logic in an attempt to prevent other countries from industrializing. [...] Today's wealthy nations followed England into industrialization, against the recommendations of Ricardo's trade theory, because they did not wish to be at the bottom of the world's economic hierarchy as hewers of wood and drawers of water<sup>21</sup>.

During the reconstruction phase of Japan and Europe, after the Second World War, the debate on IP waxed intense, also prompted by the independence movement of colonies in Africa, Asia and Latin America – LA (GERSCHENKRON, 1952<sup>22</sup>; HIRSCHMAN, 1958<sup>23</sup>; NURKSE, 1952<sup>24</sup>; ROSENSTEIN-RODAN, 1943<sup>25</sup>; SCITOVSKY, 1954<sup>26</sup> apud NAUDÉ, 2010, p. 10). Reinert (2009, p. 22) points out that The Marshall Plan (1947) in fact embodied the development policies that enabled the rebirth of industrial states in modern Europe. Similar economic development policies were implemented over the following decades, after the Korean war, in Asia (REINERT, 2009). According to Ferraz, Paula and Kupfer (2002, p. 546), this pro-strong-state intervention trend came under different ideological guises, such as Keynesianism or Marxism-Leninism.

While the movement against state intervention in the economy developed further in the 1970s, the ideology waxed stronger in the 1980s, consolidated under the pillars of the Washington Consensus and thriving up to the 1990s. This moment inaugurated a call to withdraw participation of the state in the economy, with a tendency towards liberation of trade and privatization, being called, especially in LA, as competitiveness policy or productivity-enhancing strategies (NAUDÉ, 2010, p. 10; PERES; PRIMI, 2009, p. 33; CIMOLI, DOSI, STIGLITZ, 2008a, p. 2).

---

<sup>21</sup> This quote makes a reference to part of the bible which talks about servitude.

<sup>22</sup> Gerschenkron, A. **Economic Backwardness in Historical Perspective: A Book of Essays**. Cambridge: Harvard University Press, 1962.

<sup>23</sup> Hirschman, A. O. **The Strategy of Economic Development**. New Haven: Yale University Press, 1958.

<sup>24</sup> Nurkse, R. Growth in Underdeveloped Countries. **American Economic Review**, Pittsburgh, v. 42, p. 571-583, 1952.

<sup>25</sup> Rosenstein-Rodan, P. Problems of Industrialization of Eastern and South-eastern Europe. **Economic Journal**, v. 53, p. 202-211, 1943.

<sup>26</sup> Scitovsky, T. Two Concepts of External Economies. **Journal of Political Economy**, Chicago, v. 62, n. 2, p. 143-151, apr. 1954.

For Ferraz, Paula and Kupfer (2002, p. 546), in this period the state played a role more related to maintenance of macroeconomic stability and liberalization of markets, thus abandoning IP. The authors also point out that in the developing countries these movements also followed a pendulum movement throughout the 20<sup>th</sup> century, starting with the policies to substitute importation with a posterior liberalism policy of the Washington Consensus (FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002). Generally speaking, resurgence of IP at a stronger level came about in the early years of this century and is still underway (NAUDÉ, 2010).

According to Shafaeddin (2006, p. 25), all the countries that managed to become industrialized had infant industry protection, with the exception of Hong Kong (province of China), and in all the successful cases the Government implemented horizontal and vertical policies<sup>27</sup>. Thus, Shafaeddin (2006, p. 31) argued that infant industry support is unavoidable. Others are also very emphatic on this issue, such as Nester<sup>28</sup> (1997 apud COHEN, 2006, p. 87): “Every nation has industrial policy whether they are comprehensive or fragmented, or whether officials admit the practice or not”.

In this context, Naudé (2010), underlines that now even many of the earlier opponents of IP, such as the World Bank and EU, started to admit greater use of IP, even though in a “soft way”, and the question became more about “how” rather than “why” IP is important. However, he also highlights that there are authors that consider some recent international crises, such as the ones in 1997/98 and in 2008, as having being a consequence of failures in IP.

In this context, Ferraz, Paula and Kupfer (2002, p. 548) present three findings regarding the current situation that theoretically reinforce the argument for state intervention, showing that the polarization of the debate between Market vs. State makes no sense: a) economists were forced to add public institutions on to the models of economic development, after the success shown by Asian development in the 1980s<sup>29</sup>; b) “New Growth Theory” formalized the importance of technical progress and learning as a source of efficiency in increasing returns to scale related to technical progress, thus opening up room for state intervention; c) the restrictions to the functioning of the market where the state act started to be discussed: “[...] the existence of limited rationality, of imperfect information and of

---

<sup>27</sup> This issue will be developed ahead.

<sup>28</sup> Nester, W. **American industrial policy**: Free or managed markets?. London: Macmillan Press, 1997.

<sup>29</sup> Lall (2004) also emphasizes this issue.

manifold interests, which implies the need for greater efforts to understand and improve the quality of public action.<sup>30</sup>»

They also state that these findings bear out the thinking of political scientists, to the effect that states have a historical responsibility in the process of economic transformation of societies (FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002, p. 548). We highlight a passage in Peter Evans (1995, p. 10), which the authors quote and also correspond to Naudé (2010):

Sterile debates about “how much” states intervene have to be replaced with arguments about different kinds of involvement and their effects. [...] In the contemporary world, withdrawal and involvement are not the alternatives. State involvement is a given. The appropriate question is not “how much” but “what kind.”

Also in this respect, Shafaeddin (2006, p. 36, our emphasis) points out:

[...] it is a fallacy that there is no, or limited, role for government in the process of industrialization. Some government intervention is required to compensate for market deficiencies and inadequacies, to build up and upgrade production capacity, whether or not for export, to create markets, to establish complementary “non-price factors” and to correct market failure.

[...] In other words, **the question is not “market or government”: it is to what extent the government should intervene, in what form; and how the efficiency of the government intervention could be improved to minimize government and market failures.** Nevertheless, unnecessary, rigid and prolonged government intervention in the economy should be avoided; the government should not replace the market when it operates well.

Ferraz, Paula and Kupfer (2002, p. 548) recall that this type of viewpoint reinstates the contribution of classics like List and Gerschenkron. Beginning with the historical analyses of industrialization of European nations, they showed the central role of the state as an agent for industrial development. Thus, according to Ferraz, Paula and Kupfer (2002, p. 548), List considered that: “[...] the possession of the ability to increase the national wealth was more important than wealth itself, as advocated by Adam Smith<sup>31</sup>”. Therefore, they point out that:

In conditions of relative backwardness, it was up to national states - in his case, the German – to undertake efforts to increase the quantity and quality of human capital and access to the best technology available, which would require long term active industrial policies, through a combination of protection mechanisms and incentives, especially import tariffs and long-term credit on favourable terms (FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002, p. 549)<sup>32</sup>.

---

<sup>30</sup> Our translation.

<sup>31</sup> Our translation.

<sup>32</sup> Our translation.

The authors also underline that for List, protection or commercial liberalization would merely be means to certain ends, in the interest of developing the productive sector. The effective policy to be implemented would depend, mainly, on the level of development of the country as compared to the international leaders (FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002, p. 549). Lall (2004, p. 11) points out that the cost and duration of IP would depend on the level of backwardness of the economy and on the complexity and scale of technologies.

In this direction Haque (2007, p. 5), states that each country should find the industrial policies that better fit it, based neither on such extremes as the absence of the state, as defended by the Washington Consensus, nor on the central planning of economic activities or high levels of protection. The author also emphasize that policies adopted decades ago cannot simply be reproduced because the world context has changed so much, for the countries as well as for the companies. Notwithstanding, it should be noted that there is no consensus among the economists on the desired level of intervention of the state in the productive activities of a country (PERES; PRIME, 2009, p. 19).

In this vein, Haque (2007, p. 5) points that the World Trade Organization (WTO) is increasingly intervening in industrial policies, calling for general reduction of commercial barriers, forbidding quantitative restrictions and subsidies to exportation, with some exceptions for the less developed countries. Nelson (2007) and Lall (2004) warn that nowadays the scope of actions to support infant industry is becoming narrow due to WTO agreements. Haque (2007, p. 6) emphasizes that the process of progressive industrialization, which gradually lowers the level of protection as industry becomes internationally competitive, can be classified in the WTO as “Special and Differential Treatment (SDT)”. Notwithstanding, Shafaeddin (2006, p. 14) points out that developed countries are not taking SDT seriously as it is not legally binding, but only voluntary.

On the other hand, Shafaeddin (2006, p. 13) points out that for Amsden (2001<sup>33</sup>, 2005<sup>34</sup>) and Rodrik (2004) the amount of external restriction by the WTO has been exaggerated, and there is in fact room for IP. Srinivas (2009, p. 11), concurring with this view, believes that the least developed countries have under-utilized important instruments which could help produce structural changes and diversification, and argues that the WTO’s

---

<sup>33</sup> AMSDEN, A. H. **The Rise of ‘the Rest’**: Challenges to the West from Late Industrializing Economies. Oxford: Oxford University Press, 2001.

<sup>34</sup> AMSDEN, A. H. Promoting Industry under WTO Law. In: GALLAGHER, K. P. (Ed.) **Putting Development First**. London and New York: Zed Books, p. 216-232, 2005.

“bark” is worse than its real “bite”. Shafaeddin (2006, p. 13) also argues that: “The whole philosophy behind WTO rules needs to be changed as it suffers from contradictions and double standards detrimental to developing countries.”

Cimoli, Dosi and Stiglitz (2008b, p. 11) believe that, even though changes would be welcome, there is still substantial room for IP as, historically, WTO agreements have proved full of loopholes and spaces for exceptions, generally introduced by representatives from the developed countries, at their own special interest: “[...] ranging from dubiously defined ‘antidumping measures’ to national safety and security considerations.” The authors also stress that although the developed countries including the US, EU and Japan have generally been quick to exploit these gaps, the developing countries rarely do, because of being: “[...] overwhelmed by the power of the money, the political clout, the lawyers’ sophistication, the power of blackmail by stronger States” (CIMOLI; DOSI; STIGLITZ, 2008b, p. 11). They also cite successful examples in the developing countries that should be better studied, improved and repeated more often, such as the Brazilian negotiation with the big Pharma companies on the manufacturing and distribution of retroviral medicines (CIMOLI; DOSI; STIGLITZ, 2008b, p. 11).

The case made by Srinivas (2009) and Cimoli, Dosi and Stiglitz (2008b) seems to make sense as, for instance, the Annual Global Local Content Summit is in its 10<sup>th</sup> edition<sup>35</sup> and local content policies are being implemented in several countries around the world (NORDAS; VATNE; HEUM, 2003; TORDO; ANOUTI, 2013; MEDEIROS, 2015). Another fact that might perhaps be interpreted as a positive change in the WTO’s role is that it is now headed by a representative from a developing country – Brazil (WTO, 2014).

Another issue we wish to stress is the distinction between implicit and explicit industrial policy, as Governments do not always implement everything they announce or do not officially declare policies that are in fact being implemented (RODRIK, 2007; CHANG; ANDREONI; KUAN, 2013; FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002). Suzigan and Furtado (2006, p. 2) argue that the former was the case in Brazil between the second half of the 1980s and the 1990s, while Rodrik (2007, p. 25) holds that the latter case is to be seen in Uruguay. Chang, Andreoni and Kuan (2013, p. 29) state that it also applied to the United States after World War II:

However, the post-WWII world order made it necessary for the US to play the role of new hegemon of the ‘free trade’ system and of the defender of the ‘free

---

<sup>35</sup> See: <<http://www.localcontentsummit.com>>. Access: 07 jul. 15.



enterprise' system against Communism, so it had to pretend that it was not engaged in industrial policy. As a result, industrial policy in the US after WWII was conducted under other names – defence policy, health policy, agricultural policy [...].

Concurring with this view, Cohen (2006, p. 85) states that the Secretary of State of Defence in the United States is in fact responsible for the Secretary of State for Industry and High Technologies. Rodrik (2007, p. 3, our emphasis) asserts that the majority of Governments are increasingly implementing several forms of industrial policies, even though under other names, such as: “[...]“export facilitation, “promotion of foreign investment,” “free-trade zones,” etc. [...]”. Thus, he shares Peter Evans’ idea that: “Consequently, **it is far more productive for the discussion to focus on how industrial policy should be carried out than on whether it should be carried it out at all.**” He also states that: “[...] by focusing on the how of industrial policy we can move the debate forward. In particular, we can help design institutions that take into account and ameliorate the informational and political problems which have preoccupied industrial policy sceptics (RODRIK, 2007, p. 3)”.

Finally, it is worth noting that some authors argue that industrial policies, in some countries, are being implemented through policies to develop clusters and R&D/technologies (RYGGVIK, 2013; SRINIVAS, 2009; PERES; PRIMI, 2009; PERES, 2011). Soete (2007, p. 275) states that after the seventies three different definitions of strategy became more common in IP literature: technological, trade and industrial cluster.

## 2.4 Other Issues Relevant to Industrial Policy

When formulating and implementing IP there are also other relevant issues that should be taken into consideration, such as: macroeconomic policies/indicators; stability and predictability; fiscal position of the Government; level of infra-structure of the economy; coordination of the policies; horizontal and vertical policies; types of instruments; evaluation; linking benefits to competitiveness progress/targets; deepening capabilities; clustering; country specificity and the duration of IP.

Ferraz, Paula and Kupfer (2002, p. 558) call attention to the relation of IP with macroeconomic policy. There is a relationship of mutual influence. Macroeconomic policy can affect the industrial policy in that it can:

- a) Determine the relative prices of tradable and non-tradable products through exchange rate;
- b) Influence the level of investment via interest rates;
- c) Signal,

through macroeconomic stability and fiscal capacity of the state, the possibility of implementing incentive policies and investment in infrastructure, education, science and technology (FERRAZ, PAULA; KUPFER, 2002, p. 558)<sup>36</sup>.

Thus, Ferraz, Paula and Kupfer (2002, p. 558) state that the success of IP tends to facilitate the implementation of macroeconomic policy, as it makes the economy more efficient and productive. Suzigan and Furtado (2006, p. 165) and Coutinho (2002, p. 194) underline the need to align industrial policy with the country's macroeconomic policy, coordinating a set of actions:

The specific combination of the exchange rate with the interest rate thus determines fundamental conditions for calculating return / risk to the enterprise system. The macroeconomic regimes thus, implicitly contain macro conditions for competition more or less favourable to a set of companies and thus decisively influence the possible efficacy of industrial policy (COUTINHO, 2002, p. 194)<sup>37</sup>.

Cimoli, Dosi and Stiglitz (2008a, p. 10), taking a more emphatic position on this issue, affirm that: “[...] there are combinations of macro policies which are bound to suffocate industrial development and sterilize most opportunities of success of more technology- and industry-oriented policies, even when tried.” In this vein, Suzigan and Furtado (2006, p. 174-179), for instance, state that the IP launched in Brazil in 2003, abbreviated as PITCE, was incompatible with macroeconomic policies, such as high interest rate, irrational tributary structure and a high and volatile exchange rate.

Shafaeddin (2006, p. 45) includes the influence of macroeconomic issues on IP in the group of “non-price factors and other influences” and points out the importance of political stability and predictability of policies. Peres (2011, p. 10), when enhancing the tendency of countries in LA, with poor institutional capabilities, of having policy design separate from implementation, also reinforce the importance of stability in IP: “[...] institution building requires stability of objectives for longer periods than the time horizon of a government (between four and six years).”

Another point that Suzigan and Furtado (2006, p. 167) consider important is coordinating implementation of IP concomitantly with the infrastructure progress, especially when related to the technological catching-up strategy. Shafaeddin (2006, p. 26) points out that in the countries that successfully achieved industrialization, the Government's

---

<sup>36</sup> Our translation.

<sup>37</sup> Our translation.

intervention was not only based on trade policies, but also included other measures such as developing infrastructure and promoting investment.

By talking about Government investment needs, we would like to underline the essentiality of considering the fiscal position of the Government (debt and interest rate), simultaneously to the external position, in the IP analysis (COUTINHO, 2002, p. 195). Peres (2011, p. 10) stresses that fiscal pressure differing among countries (in LA, for example), ranging from 10 to 30 per cent over the Gross Domestic Product (GDP), results in the public resources, available to support policies, varying greatly.

Coutinho (2002, p. 200), taking a broader view, also points out the close connections between industrial, technological, commercial and regional policies, highlighting the challenge of coordination. In relation to this issue, Rodrik (2007) emphasizes the importance of identifying a central entity responsible for industrial policies, since the actions, in general, go beyond the responsibility of, for example, the ministry of industry, if the country has one. In this vein, Suzigan and Furtado (2006) stress that the IP PITCE implemented in Brazil, as mentioned previously, was fragile in the command and coordination of actions, and its instruments and mechanisms not articulated with themselves and with the demanders of the policies.

Connected to that, Suzigan and Furtado (2006, p. 6) highlight the essentiality of institutional organization for the success of the IP:

On one side, coordinating and executing public institutions, and on the other, organizations representing business and other interest groups. As public institutions, it is necessary that the organization be coordinated, agile and guided in unison by the objectives of the IP.

Entities representing industry and other interests, for their part, must have recognized their legitimacy as interlocutors in the formulation and implementation of policy<sup>38</sup>.

Suzigan and Furtado (2006, p. 6-7) also express that in the Neo-Schumpeterian/Evolutionist view<sup>39</sup>, IP is seen as species of coordination ex-ante and make the following observation:

There are two important observations about this form of coordination through IP: First, it is a strategic collaboration between government, business and private sector entities in view of the goals of the PI, and no centralized coordination in the State.

---

<sup>38</sup> Our translation.

<sup>39</sup> This view will be developed latter on.

Second, it involves creating specific institutions with collegiate bodies format such as advisory bodies, deliberative and decision-making<sup>40</sup>.

Rodrik (2007) also highlights that, even though, it is important that targets be settled and monitoring reports be made by the agents involved in the IP. They should be obliged to explain themselves, in case the results expected are not accomplished, in a transparent manner. In this sense, the society itself can contribute overseeing the Government actions and the advances of private actors involved that should be engaged with the challenges, but without taking the autonomy of the public servants<sup>41</sup>. Peter Evans classifies this relation as “Embedded Autonomy” (RODRIK, 2007, p. 39).

Peres (2011), Warwick (2013), Warwick and Nolan (2014) and UNIDO (2011) also highlight the need for more evaluation on IP costs and effects, generating adequate and systematic evidence. In this vein, Warwick (2013, p. 44) states: “Governments rarely evaluate the costs and benefits of industrial policy properly and, even if they do, the results often come too late to influence the design of policy, or the lessons are not learned for future policy design.” Peres (2011, p. 9), for instance, highlights that despite LA countries having progressed in the formulation of IP, evaluations are still weak and unsatisfactory. Even if it analyses what happened after the policy, almost never identify and test if the results indeed were caused by the IP. Policy evaluation is often hampered by lack of information (PERES, 2011).

Lall (2004, p. 13) stresses that protection to infant industry is only part of the industrial policy and that it might be combined with competitive pressure, in order for the firms to invest in the capability building process. The author also highlights the importance of selective actions. For example, the most effective measure to pressure the competitiveness of the firms, by setting an exportation target, might differ as cost also differs per product. This thought is also applicable to other measures such as credit and subsidise (LALL, 2004).

Shafaeddin (2006, p. 36-41) points out that Governments should stimulate within IP aim a performance for cost reduction and quality improvement. Quoting F. List, he states that awarding prizes for performance (with focus on internal and external competition) should be done for companies and workers and best practises disseminated in the country. However, a drawback system should stimulate exportation, but in general, the Government should make it

---

<sup>40</sup> Our translation.

<sup>41</sup> Shafaeddin (2006, p. 45) also highlights the importance of the society in the process of development and pressuring for performance of private actors.

clear for the enterprises in advance that infant support is temporary and, from time to time, it should be reduced to stimulate performance (SHAFÄEDDIN, 2006, p. 36-41)

In the same manner, Kupfer (2003, p. 296), while discussing a general perspective of efficiency of IP, expresses that: “To increase its effectiveness, industrial policy must operate by granting benefits for limited times, subject to compliance with performance targets and counterparts from the beneficiaries of public support<sup>42</sup>”. Lall (2004) underlines that in general, the East Asian countries, since the beginning of the development of IP, stimulated their industries to be internationalized (export driven). In contrast, Peres (2011, p. 9-10) states that in LA often IP targets are not clearly set because, for instance, inability to achieve consensus with few numbers of attainable goals, thus also hampering policy evaluation.

In relation to IP instruments, Ferraz, Paula and Kupfer (2002, p. 559) group them into two, as their origin. Some central instruments of the regulation regime: a) competitiveness (repression to non-competitiveness behaviour and control of the concentration of the market); b) infrastructure (concessions and control of prices of public services); c) external trade (tariff and nontariff policies and unfair competition); d) intellectual property (brands and technologies transfer and patents). Haque (2007, p. 4), for instance, reinforce the need to state intervention by the view of regulation, when the market is “so efficient” that the companies associate with possible formation of trusts or monopolies.

In the group of incentives, Ferraz, Paula and Kupfer (2002, p. 560) highlight the following instruments: a) innovation (stimulate investment in research and development); b) capital (credit and long term funding, fund importation and stimulate exportation); c) fiscal incentives; d) Government purchases (preference for local suppliers). Di Maio (2009, p. 31) stresses that usually programs for human-resource development, in most countries, complement technology policies. In the same vein, the author enhances that the interaction and coordination between private sector in R&D activities and technological upgrading and public sector, largely research laboratories and universities, are more and more stimulated and guided through regional science and technology policies (DI MAIO, 2009, p. 31).

Another important distinction that must be made about IP refers to its scope. In principle, horizontal policies<sup>43</sup>, should affect all the sectors of the economy, while vertical or sectoral policies focus specifically on one or some sectors. According to IEDI (2002, p. 4) horizontal policies should be permanent and quotes some examples: “The increased investment in education, infrastructure and research and development; reduction of interest

---

<sup>42</sup> Our translation.

<sup>43</sup> Some authors such as Lall (2004) and Shafaeddin (2006) classify Horizontal Policies as “functional”.

rate, development of capital market and adequacy of existing funding sources; tax reform; and flexibility of the labour market<sup>44</sup>.”

Rodrik (2007, p. 8) express that often the critics of IP, when admitting market failures<sup>45</sup>, accept its implementation, but since it is done horizontally. Therefore, without interfering in the different sectors in the economy. However, Rodrik (2007, p. 9), Cohen (2006, p. 88) and Altenburg (2011, p. 15) show through examples that it is rare for industrial policy to be 100% horizontal, as it can be seen, for example, in the following cases:

[...] policies targeted at improving financial intermediation by commercial banks are partial to firms in the formal sector that have access to external finance, and discriminate against small and informal firms. [...] R&D subsidies and intellectual property protection help firms that undertake patentable innovations, but not those who generate “cost-discovery” externalities (i.e., knowledge about what can be profitably produced at home) (RODRIK, 2007, p. 9).

In this sense, Rodrik (2007, p. 9) makes a final comment in this issue:

Thus, policy makers do not have the luxury of neglecting the asymmetric effects of their “horizontal” interventions. They need to ensure that the activities being ultimately favoured are those that disproportionately suffer from the market imperfections in question.

According to Ferraz, Paula and Kupfer (2002, p. 560) the four main arguments that justify the different treatment to some industries are: a) industries with higher aggregate value; b) industries with big power chaining (backward or forward in the production chain); c) industries with big potential dynamism; d) infant industry or with increasing return of scale (“[...] the state should encourage the development of new industries, which initially would present higher costs than those found in countries that already are producers.<sup>46</sup>”).

Some arguments presented by IEDI (2002, p. 20) are closely related to the ones expressed above, such as products of high technology being strategic, to permeate several supply chains (economics importance). On the other hand, other complementary arguments are: “[...] to diversify and strengthen the industry, increase economic growth and employment, contributing to the reduction of regional and income (IEDI, 2002, p. 20)<sup>47</sup>”. Lall (2004), when comparing some failures of the Import Substitution model of IP to the ones adopted in East

---

<sup>44</sup> Our translation.

<sup>45</sup> This term will be better developed further.

<sup>46</sup> Our translation.

<sup>47</sup> Our translation.

Asian countries, quotes, as an example, the lack of focus on the policies/sectors, thus wasting resources.

Ferraz, Paula and Kupfer (2002, p. 560) still stress that despite different approaches and that countries change its use over time, often horizontal and vertical policies are adopted nowadays. Another part of this work that we would like to highlight is: “At the same time, vertical nature instruments are applied especially in the promotion of infant industries and declining ones, in which industrial restructuring is particularly relevant (FERRAZ, PAULA; KUPFER, 2002, p. 561)<sup>48</sup>.” Shafaeddin (1998, p. 3) stresses that in Great Britain, during its first industrial development, the protection for infant industry<sup>49</sup> was selective, with focus on: “[...] woollen products, cotton products and iron, was extended later on to other metals, wrought leather, ship-building and fisheries, and subsequently to flax, and silk.”

With a clear evolutionary approach<sup>50</sup>, Lall (2004, p. 11) defend selective interventions as externalities and the learning process differ by technology. Therefore, for example, the activities with short learning process, the easy to obtain information and externalities limited, will demand less protection. On the contrary, newcomers may never enter in complex activities and with large externalities without actions in order to promote it (LALL, 2004, p. 11)<sup>51</sup>.

Clustering of industries is also desirable as it has spillovers effects on efficiency, but also demands Government support and guidance. During this process of evolution of industrial development, aiming the phase of exportation, innovation should also be stimulated, because the dynamic external economies of learning and risk associated (SHAFAEDDIN, 2006, p. 36-41). In this vein, Peres (2011, p. 11) enhances that policies to develop a cluster, in practise, are usually implemented together with innovation and technological policies.

In relation to deepening capabilities Lall (2004, p. 14) also stresses the need to be selective, for example, when stimulating the technology transfer. In his concept, wholly Foreign Direct Investment (FDI) is considered “internalized technology transfer” and to invest more on R&D, or innovative process, rather than just production, it needs to be

---

<sup>48</sup> Our translation.

<sup>49</sup> Shafaeddin (1998) also advocates that according to List the protective measures in UK started centuries before the industrial revolution.

<sup>50</sup> This approach will be developed further.

<sup>51</sup> PERES and PRIME (2009, p. 23), belonging to the evolutionist group, also defend selective industrial policies and that it might focus on sectors with “[...] high technological and production potential linkages effects.”

stimulated, especially in developing countries<sup>52</sup>. Therefore, he understands that “externalized forms of technological transfer” - such as licensing, equipment, imitation or OEM<sup>53</sup> contracts - should be promoted in order to enhance innovation on local companies, and restrict simple FDI, for example (LALL, 2004, p. 14).

The author also point out that as the barrier of entrance of high technologies nowadays are so high, perhaps it would be more productive or less risky to stimulate the entering of selective FDI, creating the measures needed for potential spillovers in the industry/economy<sup>54</sup>. Stimulating multinational companies to develop technologies and suppliers in the country are some examples, but he warns that not many countries have the potential to orchestrate these actions, as China did and keeps doing.

For Haque (2007, p. 7), the success in developing a specific industry depends on an array of issues:

[...] take account of market conditions and the country’s existing capabilities, but whether the industry is viable in the long term depends on a variety of factors, notably, perseverance in learning from experience, continual search for improvements in products and production methods, and agility in finding and securing new markets (HAQUE, 1995)<sup>55</sup>.

Shafaeddin (2006) and Alternbug (2011) highlight that country specificity should be considered when designing IP:

There is no universal rules and blueprint for trade policy as mentioned earlier in this section. Economic policies, including reform programmes need to be geared to each country’s needs, the degree of market development, initial industrial capacity, level of development, development objectives and socio-economic characteristics (p. 31).  
[...]  
Since design of trade and industrial policies differ from one country to another, nobody knows what the “right policy” might be (as nobody knows what the “right prices” are) exactly in each specific case. It is a question of trial and error – of learning by doing. This is why the learning capacity of the government is vital indeed (SHAFAEDDIN, 2006, p. 36).

Lastly, we would like to highlight that, as Shafaeddin (1998, 2006) reminds us after analysing the earlier and latter industrialization process: “[...] there is no “quick fix”.

<sup>52</sup> Some companies seem to invest in R&D in other developed countries even though not obliged to (LALL, 2004).

<sup>53</sup> We understand that OEM refers to Original Equipment Manufacturer.

<sup>54</sup> The Asian tigers have managed to build an entire new industrial complex and leading private companies, in high tech industries that today would be much more difficult to reproduce (LALL, 2004).

<sup>55</sup> In: HAQUE, I. et al. **Trade, Technology, and International Competitiveness**. EDI Development Studies, Economic Development Institute, World Bank, Washington, 1995.



Industrialization is a long and tedious process. It took over 250 years in the case of Great Britain and over 200 years in the case of USA and Japan (SHAFEAEDDIN, 2006, p. 41)”.

## 2.5 The Main Approaches of Industrial Policies

Despite there being quite a few currents of thought about IP, we will focus and develop the ideas of the two main ones nowadays, in our understanding, and corresponding to other authors such as: Lall (2004), Nelson (1991), Peres and Primi (2009) and Shafaeddin (2006). In this vein, we consider the orthodox or neoclassical and the evolutionist approaches of IP<sup>56</sup>.

### 2.5.1 The Orthodox or Neoclassical view of IP

According to the orthodox or neoclassical view of IP the state intervention should occur only in the situation where the market were not perfectly competitive, and thus to correct the consequent market failures (CIMOLI et al., 2009; NELSON, 2007; GREENWALD; STIGLITZ, 2012; PERES; PRIMI, 2009; COHEN, 2006; LALL, 2004; PEREIRA; YOGUEL, 2014; FERRAZ, PAULA; KUPFER, 2002). Thus, in this view, IP have only a corrective role, in order to try to diminish the negative impacts of market failures.

The most common market failures usually highlighted are (LALL, 2004; COHEN, 2006; FERRAZ, PAULA; KUPFER, 2002):

- a) non-competitive Market structures or behaviours (Oligopolies and monopolies);
- b) externalities (negative and positive);
- c) public Goods (free rider problem);
- d) common property rights (or diffuse);
- e) differences between the rates of social and private intertemporal preferences (such as basic research);
- f) information asymmetries and incomplete markets;
- g) capital market deficiencies.

---

<sup>56</sup> Peres and Primi (2009) consider two currents of thoughts of IP: the neoliberal, but on the second and interventionist view add to the Evolutionist, the Schumpeterian and the Structuralism, referring as SES synthesis. We don't see any problem on that, especially as the evolutionist has a strong inspiration in Schumpeter, as we will see ahead. Some consider IP as having essentially three different views (orthodox, developmental and evolutionist), such as FERRAZ, PAULA and KUPFER (2002). Other disaggregates even more, such as Yoguel and Pereira (2014) which separate the evolutionist view of IP in three approaches (centered on population thinking model, centered on the concept of national/sectoral innovation systems and those interested in the role of demand and cumulative causation process).

Within that, Lall (2004, p. 30), sceptical about this view, stresses that the main market failures admitted in this view are limited, treated as special cases and not as a rule and, the most critical ones for developing countries are ignored. He still points out that: “However, the admission that these theoretical possibilities exist does not translate into recommendations that government actually mount selective policies to overcome them (LALL, 2004, p. 30).”

FERRAZ, PAULA and KUPFER (2002, p. 552) also underline that according to the neoclassical theory there are few situations of market failures, as the theorists of this current believe in the perfect rationality of agents and in their assumptions of information. In this sense, we wish to quote their following criticism about it:

[...] if economic agents fail to assimilate and interpret unlimited amounts of information, that is, if the prevailing bounded rationality and imperfect information, generating uncertainty, the perception of the future varies considerably. This creates opportunities for agents to have certain advantages over others or that some may make mistakes. Uncertainties, in short, are generating market failures and may require public intervention, an impossibility within the neoclassical conceptual field (FERRAZ, PAULA; KUPFER, 2002, p. 552)<sup>57</sup>.”

Lall (2004, p. 10) also states that, as in this view there aren't significant institutional or market failures, the state should essentially provide public goods. The provision of functional or non-selective support in education, infrastructure and health are now accepted (LALL, 2004, p. 10). Suzigan and Furtado (2006, p. 164) besides say that in this view the policies are reactive, also reinforce that it should be horizontal and be implemented only where the benefits will be bigger than its cost in terms of rent-seeking and failures of government (or of bureaucracy). Peres and Primi (2009, p. 20) emphasize that, in this perspective, the market makes the selection of the sectors and firms automatically, in order to ensure that the resources are allocated efficiently.

Lall (2004, p. 10) underlines that the economist of this current of thought ignores the significant learning process, risk, externalities and deficiencies in finance, skills, information and infrastructure, which the firms are exposed to. This happens by assuming that the firms choose the right technology in a free market price. In this scenario, the firms do not just select the best technologies, but also use them in the most efficient way, which of course, is unrealistic. Thus, Lall (2004, p. 2) criticizes the core of this theory as reeling, among other things, on a limited view of “Technological basis of competitiveness”.

---

<sup>57</sup> Our translation.

Yoguel and Pereira (2014), complying with this view of Lall (2004), stress that, in this approach, intervention should only occur in the case of market failures, which could lead to underinvestment in R&D expenditures. The authors still accentuate that, mistakenly for the market failure concept, the countries that are behind in the development process: “[...] already know how to do R&D and have the capacities to do it; the only problem is that they carry out R&D with values below the ideal Pareto level (YOGUEL; PEREIRA, 2014, p. 11)”.

Haque (2007, p. 3) criticizing this view of IP, emphasizes that even if its highlighted, the need for intervention in Research and Development (R&D), for example, there are not many indication of how much and how it should be done. In relation to the underinvestment in R&D and the fact that this view ignores externalities, we underline the following sentence of Nelson (2007, p. 7):

Thus public funding of basic research, conducted largely at public labs and universities, is a reasonable policy not so much because of “market failure”, but because well allocated basic research spending yields high expected social returns, and publicly funded research conducted at public institutions would appear to be the best way of getting certain kinds of research done and the results made available for general use.

Haque (2007, p. 3) also explains that in this orthodox current, intervention would not be justified, for example, to change the allocation of factors of production, what could alter the comparative advantages of the countries. The main reason for this fact is because: “[...] market forces alone do not provide clear enough indication of the profitability of resources that do not actually exist (e.g. new skills or technology), and resource allocations that still have to materialize (HAQUE, 2007, p. 3)”. The author also complemented reminding that the success of the industrialization of east Asia, through state intervention, was not guided by the limited view of market failure, but by a much more comprehensive and pragmatic vision (HAQUE, 2007, p. 3).

Agreeing with this view, Srinivas (2009, p. 6) emphasises that the role of the state in building productive capacities, considering for instance, systemic scarcities and institutional complementarities, is much deeper and far from the state intervention argument of the market failure approach. The scarcities which Srinivas (2009, p. 5) refers to can include:

“[...] critical industrial challenges at the level of infrastructure that is missing or out dated, lack of access to materials and equipment of certain quality or accuracy, a scarcity of wider institutional support for the building of endogenous capacities, and in terms of the availability of those with ideas, capital, and project management skills”.

Within institutional complementarities, Srinivas highlights that the success in building capacity of the memory chips industry in Korea has been much related to a complex mix of public and private actors. They interacted to build production capacities, innovation capabilities and project execution. Thus, there was not the case of the traditional sharp separation of industrial policies in state and market, but rather a large mixed range of non-market and market instruments (SRINIVAS, 2009, p. 6).

Haque (2007, p. 4) also quotes other situations when the IP by the market failure view does not develop an appropriate intervention: a) when you have unemployment of qualified labour in the country, resulting in its migration to other nations (wasting strategic production factors); b) failure of private sector, when the profit concerns of the companies conflict with the interest of the country's development, by changing its facilities for a nation that offers better fiscal incentives, or when there is the problem of “self-discovery”, namely, when entrepreneurs hesitate in investing in new areas, for not wishing to take the chance of failure for being the pioneer.

Cimoli et al. (2009, p. 20) stress that the problem with the point of departure for IP be market failure is that it is hard to find real situations where the assumptions that this view has is indeed happening such as: “[...] market completeness, perfectness of competition, knowledge possessed by economic agents, stationarity of technologies and preferences, rationality in decision-making, and so on (the list is indeed very long!).” As a consequence, they state that: “In a profound sense, when judged with standard canons, the whole world can be seen as a huge market failure! (CIMOLI et al., 2009, p. 20)”

Peres and Prime (2009, p. 21) point out that a new issue emerged in this approach in the seventies criticizing intervention: government failures. In addition to the lack of information for the decision making process, it argue as other reasons for government failures:

- (i) a limited ability to foresee the consequences of public policy; (ii) the State's limited control over the consequences of its actions, especially in democratic systems where it is not the only locus of decision making; (iii) the separation of policy design from policy implementation; and (iv) the existence of incentives that favour veiled and captured interests.

Indeed these failures can occur, but there are ways to try to avoid or diminish its effects or chances of happening, as already discussed in the previous section, with the ideas of Peter Evans and Rodrik. In this sense, we also believe that it can be mainly done through

enhancing the debate of how, instead of why IP. Furthermore, Peres and Primi (2009, p. 22) underline that the interventionist approach, which includes the evolutionist view, answers this criticism stating that: “[...]although it is true that nothing can guarantee, ex ante, that a government’s decisions will prove optimal, it is equally true that no one can guarantee that the market’s decisions will be optimal, or better than those of the State”.

### 2.5.2 The Evolutionist view of IP

In this current of thought, contrary of the former, the state should have an active role and not just a corrective one and the relation among entrepreneur’s strategy, the structure of the market and technical progress are highlighted. The structure of the market influences the entrepreneur’s strategy, but the entrepreneur’s strategy can change them (FERRAZ, PAULA; KUPFER, 2002). With strong inspiration on Schumpeter, it believes that the heart of the catching up process of countries is developing capabilities for learning and innovation (NELSON, 1991, 2007; LALL, 2004; CIMOLI; DOSI; STIGLITZ, 2008a; HAQUE, 2006).

Nelson (1991), a pioneer in this theory of development, states that Schumpeter in his Theory of Economic Development, in 1911, already saw entrepreneurs as a key innovative actor. He also stresses that later, in Schumpeter works in 1942, the ideas of sources of innovation were better developed by including the importance of firms being equipped with research and development laboratories (Nelson, 1991).

Within this active role of this view, Ferraz, Paula and Kupfer (2002, p. 545) state that: “In an evolutionary perspective the focus is on the power of economic agents in promoting innovations that transform the production system<sup>58</sup>”. Cimoli, Dosi and Stiglitz, (2008a), as seen in section 2.3, reminds us that the comparative advantages of countries can be built or changed, thus reinforcing the active role of policies in the development processes. In this vein, they state that not many people are up to believe that successful organizations such as Toyota, Samsung, Tata and Embraer, will arise naturally with the “magic of the market” (CIMOLI, DOSI; STIGLITZ, 2008a, p. 4).

The economists of this current of thought also do not believe on the rationality of the agents, in the equilibrium of the market and in perfect information. They understand that companies invest to create competence for “[...] create competitive asymmetries, differentiate products and gain market position, that is the mood that drives businesses to grow ahead of

---

<sup>58</sup> Our translation.

their competitors (FERRAZ, PAULA; KUPFER, 2002, p. 556)<sup>59</sup>.” Nelson (1991, p. 68) states that in the Schumpeterian and evolutionary context an important premise is: “Simply producing a given set of products with a given set of processes will not enable a firm to survive for long. To be successful for any length of time a firm must innovate”.

Srinivas (2009, p. 11) aligned with the evolutionary standpoint stresses that as markets are not created fully perfectly formed and functioning, they frequently need continuous regulation and thus: “[...] states co-evolve with market and nonmarket environments alongside.” Cimoli et al. (2009, p. 21) have the same perception and emphasize that:

[...] non-market institutions (ranging from public agencies to professional associations, from trade unions to community structures) are at the core of the very constitution of the whole socio-economic fabric. Their role goes well beyond the enforcement of property rights. Rather, they offer the main governance structure in many activities where market exchanges are socially inappropriate or simply ineffective. At the same time, they shape and constrain the behaviour of economic agents toward competitors, customers, suppliers, employees, government officials, and so on.

They still underline that even sectors that usually have strong market characteristics or trends are embedded in non-market institutions. For instance, in almost all countries procurement of pharmaceutical sector are substantially lead by public funds and programs. Even the simple cases of cars and trucks, a major role is played by the public sector, with the provision and maintenance of roads, safety regulation, including the control of traffic (including police) (CIMOLI et al., 2009).

For Ferraz, Paula and Kupfer (2002, p. 556) the four main aspects to understand this view are:

- a) competition for technological innovation: competition occurs through innovations and their dynamic effects;
- b) inter-relationships between economic agents: the interaction between agents, and between companies and universities generate beneficial effects;
- c) strategy, training and performance: business performance is a result of a market analysis, of your skill level and the choices in allocating its resources to leverage its technological capability;
- d) importance of environment and selection process: best practices are always primed, forcing the continued efforts and innovative selection process.

---

<sup>59</sup> Our translation.

Ferraz, Paula and Kupfer, 2002 (2002, p. 557) still clarify the role of the state and the company: “Although the protagonist is the company and the market performance space, the state has a role to play, either increasing the intensity of the selection process, or creating institutions that facilitate the process of generation and diffusion of new technologies<sup>60</sup>.” They also complement that the industrial and the technological policy would be overlapping and building what is called nowadays as policy of innovation. Soete (2007), detailed this shift from IP to innovation policy, especially in Europe during the seventies and nineties, when the IP became more focused on support to high-tech industries, with a systemic view of innovation systems.

Cimoli, Dosi and Stiglitz, (2008a) also emphasize that in knowledge accumulation process, despite the company being the key player, the support of public laboratories and universities in activities of training, applied research, consultancy and adaption of technologies to local environment are of great importance. Thus, the interaction of the firms with the supporting institutions is a crucial issue in the industrialization strategy of this view, as highlighted in the items “b” and “c” above.

Complying with this view, Haque (2007) highlights that the main responsible for the leap in the development is the increase in the productivity of the national/local companies, looking for the level of technologies of the most industrialized countries. In this direction he underlines: “Government intervention becomes necessary when competition alone does not propel business firms to innovate and undertake productivity enhancing investments [...] (HAQUE, 2007, p. 3).”

Another observation of Haque (2007, p. 9) about the importance of the development of the enterprise that is worth emphasizing is: “The rise of domestic industries depends critically on the ability of domestic firms to undertake needed investments, generate and manage technological change, and compete in domestic and foreign markets”.

In this sense, some of the many intervention mechanism that can be used in specific groups of companies in order to create an environment inductor of innovation behaviour are (FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002, p. 556):

[...] grant projects of high technological density, tax incentives for research and development, concessional financing for innovation, government procurement, and the availability of venture capital for new enterprises, as well as measures aimed at

---

<sup>60</sup> Our translation.

ensuring the appropriateness of the private technology investment (patents) and maintain technical standards (metrology, standardization and quality)<sup>61</sup>.

Reinforcing the role of the entrepreneurs in the catching up process Cimoli, Dosi and Stiglitz, (2008a) underline that, as detailed in Amsden (2009)<sup>62</sup>, the origin of the firm matters in the accumulation of managerial and technological capabilities. This process is more likely to occur in the domestic firm, rather than in the subsidiaries of foreign companies. One of the reasons is that even when multinational companies make large investments, usually technology transfer is limited, and a gross part of R&D efforts are kept in the country where the headquarters are located (CIMOLI, DOSI and STIGLITZ, 2008a).

The authors also state that historically the absorptive capabilities of the developed countries, especially in the early phase, have been enhanced a lot through reverse engineering, imitation, marginal modification of processes and products, and simple copies (CIMOLI, DOSI and STIGLITZ, 2008a). Thus they have industrially developed under weak Intellectual Property Rights (IPR) regimes, as state Cimoli, Dosi and Stiglitz (2008b), and these have been central in their technological learning during the catching-up process. Nevertheless, the trends nowadays with tighter IPR regimes, demanded by first world companies, clearly could be hindering the imitation process (CIMOLI, DOSI and STIGLITZ, 2008a, 2008b).

This matter is directly connected to the WTO discussing done in the sections above. Even though, we like to highlight the following statement of Cimoli et al. (2009, p. 34) about this concern of the freedom left for discretionary public policies: “Note that the answer here is likely to vary from sector to sector and from technology to technology. And it is likely to depend also on the distance of any country from the international technological frontier”. The countries furthest from the technological frontiers, like in Africa and LA, must not have many impediments, but also should not have many capabilities to imitate. Conversely, countries more advanced in the catching-up process, might have the IPR regimes, for example, as a stronger hindrance to interventionism policies (CIMOLI et al., 2009).

At the same time, Cimoli, Dosi and Stiglitz (2008a) underline that China’s industrial development has strongly changed the patterns of constraints and opportunities in the catching-up process. Lastly their work concludes: “But the processes of knowledge accumulation and industrial development continue to require relative massive doses of public

---

<sup>61</sup> Our translation.

<sup>62</sup> AMSDEN, A. H. Nationality of Firm Ownership in Developing Countries: Who Should Crowd Out Whom in Imperfect Markets? In: DOSI, G.; CIMOLI, M.; STIGLITZ, J. E., (Ed.), **Industrial Policy and Development: The Political Economy of Capabilities Accumulation**. Oxford: Oxford University Press, 2009.



policies and institution-building moulding a national political economy friendly to technological and organizational learning (CIMOLI, DOSI; STIGLITZ, 2008a, p. 11)”.

It is worth stressing that Erber and Cassiolato (1997) express that the evolutionary current of thought has a strong sectoral bias<sup>63</sup>, and that IP have been implemented implicitly and explicitly by many developed countries, even during neoliberal moments of history<sup>64</sup>. Lall (2004) also stresses that the interventions must be selective, as seen in the previous section, and because of externalities and learning process differ by technologies and also as the cost of stimulating exports differ per product. Cimoli, Dosi and Stiglitz (2008a, p. 3), renowned evolutionists, defending that specific technologies, sectors and products matters add another reason for the sectorial bias: “different income elasticities of demand.”

Cimoli et al. (2009) by discussing the Japanese selective policies to develop the electronic technologies after World War II, resume much of the issues discussed here in this view. At the same time it involved several instruments, formal and informal to protect against foreign investments and imports, it was also marked by an intense oligopolistic competition between Japanese companies and with a strong export bias, enhancing the dynamic technological development. Thus, also avoided uncompetitive behaviour (CIMOLI et al., 2009).

On the other hand, Ferraz, Paula and Kupfer (2002, p. 556) explain the challenge of this current: “By deal with technological innovation, the industrial policy from the perspective of competence to innovate operates itself under uncertainty, making the existence of a public institutional highly qualified an important requirement for success<sup>65</sup>”. Erber and Cassiolato (1997, p. 37) meanwhile express that the evolutionary current has a view predominantly “[...] micro and mesoanalytic (at the level of the sectors and supply chains) [...]”, stress that a review made has already solved that: “It lacks a perspective of short run macroeconomic dynamics [...]”. The article of the renewed evolutionists Cimoli, Dosi and Stiglitz (2008a; 2008b), or Peres and Primi (2009), Suzigan and Furtado (2006), Srinivas (2009), concerning the essentiality of harmony of macroeconomic policies with industrial policies confirms that.

---

<sup>63</sup> See also Srinivas (2009) and Lall (2004).

<sup>64</sup> After analysing industrial policies in Brazil and in some developed countries, Erber and Cassiolato (1997) believe that the implementation of similar evolutionary agendas in Brazil would be feasible pursuing convergence of development with the most industrialized nations and contributing to reduction of big inequalities in the country.

<sup>65</sup> Our translation.

In the same direction, OECD (1992<sup>66</sup> apud Coutinho, 2002, p. 192) asserts that the Keynesian and Schumpeterian lines of thought matured more than the Liberals, in relation to the view of IP. Thus, adding improvements to its conceptions, from the criticism regarding state failures: “The principles of cost assessment, transient protection and transparency were incorporated into the design of policies (OECD, 1992<sup>67</sup> apud COUTINHO, 2002, p. 192)<sup>68</sup>”

## 2.6 Conclusion

From the review of the historical development of IP and from the discussion about its scope, it is more than clear that it is justified and needed to develop a new industry and or produce structural changes in the economy. Additionally, it is worth keeping in mind that, historically, many countries even though implementing IP, do not admit it or do it implicitly for different reasons, such as avoiding possible confrontations with the WTO. On the other hand, the WTO does not seem to be preventing countries of implementing IP and there are also loopholes in the norms to be more exploited by developing countries.

Within the theoretical background to guide the design and implementation of IP, we believe that the evolutionist theory is the most appropriate and adherent to the complexity of development of an industry. We also highlighted the active role of the state, defended in this view, producing structural changes in the economy and altering Ricardo’s revealed comparative advantage concept. In this sense, the arguments to justify vertical policies were also presented, since, i.e., it is almost impossible for policies to be 100% horizontal, without different effects on the sectors, and the focus on IP is essential for its success (East Asian countries).

However, it should be reminded an important challenge of this current of thought: to have high-qualified personnel/institutions to deal with the uncertainty inerrant to the innovation process. On the other hand, there are also many other practical challenges to overcome during the design and implementation of IP:

- a) institutional coordination of the policies (avoid overlaps or actions going on the contrary of the industrial development, such as macroeconomic variables);
- b) define which industrial sectors/segments are going to be developed (positive spillovers effects; potential to create comparative advantages...);

---

<sup>66</sup> OECD. **Technology and the Economy**: the Key Relationships, Paris, 1992.

<sup>67</sup> OECD. **Technology and the Economy**: the Key Relationships, Paris, 1992.

<sup>68</sup> Our translation.

- c) define which instruments should be used;
- d) define the degree of the protective measures and their duration;
- e) evaluate systematically the cost and the evolution of the development of the industry that is being worked on, creating targets and incentives to stimulate their performance towards international competitiveness/innovation;
- f) have predictable policies and a stable macroeconomic environment;
- g) the development of the infra-structure in the economy follows or precedes the industrial development;
- h) guide the FDI to generate higher spillovers in the economy/sector chosen to be developed.

Lastly, we would like to underline that the process of industrialization, or development of a new sector, or the creation of comparative advantages, in general, is long, gradual and that there are no general rules that to be applied equally to all cases. Thus, there are ways to adjust the IP and accelerate the development of the industry, as seen, but there are no miracles to make it too short and it should respect and be adapted to the specificity of each country and the world's current context.

## 2.7 References

ALTENBURG, T. **Industrial Policy in Developing Countries**. Overview and Lessons from Seven Country Cases. Bonn: German Development Institute, apr. 2011. (Discussion Papers).

CHANG, H-J.; ANDREONI, A.; KUAN, M. L. **International Industrial Policy Experiences and the Lessons for the UK**. Cambridge: Centre for Business Research, University of Cambridge, 2013. (Working Paper, n. 450).

CIMOLI, M.; DOSI, G.; STIGLITZ, J. **The Political Economy of Capabilities Accumulation: the Past and Future of Policies for Industrial Development**. Pisa: Laboratory of Economics and Management, Sant'Anna School of Advanced Studies, jul. 2008. (Working paper).

\_\_\_\_\_. **The Future of Industrial Policies in the New Millennium: Toward a Knowledge-Centered Development Agenda**. Pisa: Laboratory of Economics and Management, Sant'Anna School of Advanced Studies, sep. 2008b. (Working paper).

CIMOLI, M.; DOSI, G.; NELSON, R.; STIGLITZ, J. Institutions and Policies Shaping Industrial Development: An Introductory Note. In: DOSI, G.; CIMOLI, M. ; STIGLITZ, J. E., (Ed.). **Industrial Policy and Development: The Political Economy of Capabilities Accumulation**. Oxford: Oxford University Press, 2009. p. 19-38.

COHEN, E. Theoretical Foundations of Industrial Policy. **EIB papers**, Luxemburgo: v. 11, n. 1, p. 84-106, 2006.

COUTINHO, L. Marcos e Desafios de uma Política Industrial Contemporânea. In: **Política industrial: desenvolvimento em debate**. Rio de Janeiro: BNDES, p. 191-209, 2002. Available at:

<[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro\\_debate/2-PolitIndustrial.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro_debate/2-PolitIndustrial.pdf)>. Access: 14 nov. 2015.

DAHLMAN, C. J. **Growth and Development in China and India: The Role of Industrial and Innovation Policy in Rapid Catch-Up**. New York: Initiative for Policy Dialogue, out. 2008. (Working paper).

DI MAIO, M. Industrial Policies in Developing Countries: History and Perspectives. In: DOSI, G.; CIMOLI, M.; STIGLITZ, J. E., (Ed.). **Industrial Policy and Development: The Political Economy of Capabilities Accumulation**. Oxford: Oxford University Press, 2009. p. 107-143.

ERBER, F.S.; CASSIOLATO, J.E. Política Industrial: Teoria e Prática no Brasil e na OCDE. **Revista de Economia Política**, São Paulo, v. 17, n. 2, p. 32-60, apr-jun. 1997.

EVANS, P. B. **Embedded Autonomy: States and Industrial Transformation**. Princeton: Princeton University Press, 1995.

FERRAZ, J. C.; PAULA, G. M.; KUPFER, D. Política industrial. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (Org.). **Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002. p. 545-567.

FREEMAN, C. The 'National System of Innovation' in historical perspective. **Cambridge Journal of Economics**, Oxford, n. 19, 1995, p. 5-24.

GREENWALD, B.; STIGLITZ, J. E. **Industrial Policies, the Creation of a Learning Society, and Economic Development**, 2012. Work presented to the International Economic Association/World Bank Industrial Policy Roundtable, Washington, 2012.

HAQUE, I. **Rethinking Industrial Policy**. Geneva: United Nations Conference on Trade and Development, apr, 2007. (Discussion paper, n. 183)

INSTITUTO DE ESTUDOS PARA O DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL - IEDI. **A Política de Desenvolvimento Industrial, o que é e o que representa para o Brasil**, 2002. Available at: <[www.iedi.org.br/admin/pdf/pol\\_desenvolv\\_industrial.pdf](http://www.iedi.org.br/admin/pdf/pol_desenvolv_industrial.pdf)>. Access: 14 nov. 2015.

KHAN, M.; BLANKENBURG, S. **The Political Economy of Industrial Policy in Asia and Latin America**. feb. 2008. Available at: <<http://www.iese.ac.mz/lib/saber/secdraft.pdf>>. Access: 14 nov. 2015.

KUPFER, D. Política Industrial. **Econômica: revista da Pós-Graduação em Economia da UFF**, Rio de Janeiro, v.5, n.2, p. 281-298, dec. 2003.

LALL, S. **Reinventing Industrial Strategy: The Role of Government Policy in Building Industrial Competitiveness**. Geneva: United Nations Conference on Trade and Development, apr, 2004. (Discussion paper, n. 28)

LIST, F. **The National System of Political Economy**. London: Longman, 1841.

MEDEIROS, B. B. **The Development of the Upstream Oil & Gas Supply Chain in Norway**, 2014. Manuscript.

NAUDÉ, W. **Industrial Policy: Old and New Issues**. Genova: United Nations University, World Institute for Development Economics Research, sep. 2010. (Working paper, n. 106)

NELSON, R. R. Why Do Firms Differ, and How Does it Matter? **Strategic Management Journal**, v. 12, p. 61-74, 1991.

\_\_\_\_\_. **Economic Development from the Perspective of Evolutionary Economic Theory**. Globelics, 2007. (Working Paper Series, n. 02)

NORDAS, H.; VATNE, E.; HEUM, P. **The Upstream Petroleum Industry and Local Industrial Development**. A Comparative Study. Bergen: The Institute for Research in Economics and Business Administration, mai. 2003. (Report, n. 08)

PERES, W.; A. PRIMI. **Theory and Practice of Industrial Policy: Evidence from the Latin American Experience**. Santiago de Chile: CEPAL, 2009. (Serie Desarrollo Productivo, n. 187).

PERES, W. **Industrial Policies in Latin America**. Geneva: United Nation University – World Institute for Development Economics Research, 2011. (Working paper, n. 48).

REINERT, Erik S. **Emulation versus Comparative Advantage: Competing and Complementary Principles in the History of Economic Policy**. The Other Canon foundation, Norway, Tallinn University of Technology, Tallinn, ago. 2009. (Working papers, n. 25).

RODRIK, D. **Industrial Policies for the Twenty-First Century**. Cambridge: John F. Kennedy School of Government, Harvard University, sep. 2004. Available at: <<https://www.sss.ias.edu/files/pdfs/Rodrik/Research/industrial-policy-twenty-first-century.pdf>>. Access: 14 nov. 2015.

\_\_\_\_\_. **Normalizing Industrial Policy**. Cambridge: John F. Kennedy School of Government, Harvard University, sep. 2007. Available at: <[http://academico.direitorio.fgv.br/ccmw/images/9/92/Rodrik\\_Normal\\_IP.pdf](http://academico.direitorio.fgv.br/ccmw/images/9/92/Rodrik_Normal_IP.pdf)>. Access: 14 nov. 2015.

RYGGVIK, H. **Building a Skilled National Offshore Oil Industry**. Oslo: NHO, 2013.

SHAFEAEDDIN, M. **How Did Developed Countries Industrialize? The History of Trade and Industrial Policy: the case of Great Britain and the USA**. Geneva: UNCTAD, 1998. (Discussion paper, n. 139).

\_\_\_\_\_. **What did Frederick List Actually Say?** Some Clarifications on the Infant Industry Argument. Geneva: UNCTAD, 2000. (Discussion paper, n. 149).

\_\_\_\_\_. **Is the Industrial Policy Relevant in the 21st century?** Munich: MPRA, mar. 2006. (MPRA paper, n. 6643).

SOETE, L. From Industrial to Innovation Policy. **Journal of Industry, Competition and Trade**, v. 7, n. 3 - 4, p. 273-284, 2007.

SUZIGAN, W.; FURTADO, J. Política Industrial e Desenvolvimento. **Revista de Economia Política**, São Paulo, v. 26, n. 2, p. 163-185, abr.-jun. 2006.

TORDO, S.; ANOUTI, Y. **Local Content in the Oil and Gas Sector: Case Studies**. Washington: World Bank, 2013.

UNITED NATIONS INDUSTRIAL DEVELOPMENT ORGANIZATION - UNIDO. **Industrial Policy for Prosperity: UNIDO's Strategic Support**. Vienna: v.11, sep. 2011.

WARWICK, K.; NOLAN, A. **Evaluation of Industrial Policy: Methodological Issues and Policy Lessons**. Paris: OECD Science, Technology and Industry Policy Papers, n. 16, 2014.

WARWICK, K. S. **Beyond Industrial Policy: Emerging Issues and New Trends**". Paris: OECD Science, Technology and Industry Policy Papers, n. 2, 2013.

WORLD TRADE ORGANIZATION – WTO. **Director-General**. 2014. Available at: <[http://www.wto.org/english/thewto\\_e/dg\\_e/ra\\_e.htm](http://www.wto.org/english/thewto_e/dg_e/ra_e.htm)>. Access: 27 jul. 2014.

YOGUEL, G.; PEREIRA, M. **Industrial and technological policy: Contributions from evolutionary perspectives to policy design in developing countries**. Munich: MPRA, mai. 2014. (MPRA Paper, n. 56290)

### 3 THE DEVELOPMENT OF THE UPSTREAM OIL & GAS SUPPLY CHAIN IN NORWAY

The aim of this essay is to identify the lessons and contributions to other countries, from the industrial policies adopted in Norway with a view to developing the Oil and Gas (O&G) supply chain.

It should be highlighted that, in order to conduct this work, one-year experience of applied research in Norway was made, being funded by the Capes Foundation (Brazil). The research was done under the supervision of Professor Frank Asche and great support of the Department of Industrial Economics, Risk Management and Planning of the University of Stavanger (Norway), where he works. This experience allowed: extensive research of academic literature; Government reports and other organization files related to the sector; participation in seminars related to the O&G industry; interviews and consults with 39 professionals, retired and active, of key companies along the O&G industry (local and foreign), high government officials directly and indirectly related to the oil sector in the regional and national level, industrial organizations, training organizations, union leaders and institutes of research and universities<sup>69</sup>.

#### 3.1 Introduction

The concept of state intervention, through protectionism policies, to develop an infant industry dates back to the classical Friedrich List and later by Gerschenkron (FERRAZ; PAULA; KUPFER, 2002). Even after the existence of the World Trade Organization (WTO), it is still being implemented nowadays, in several countries (in different levels of development), attempting to develop the local industries competence. In this background, industrial policies to develop the oil industry appear with highlights. For instance, a world forum for discussing Local Content (LC) policies, which is a form of Industrial Policy (IP), is on its 12<sup>th</sup> edition<sup>70</sup>.

---

<sup>69</sup> However, as part of the interviewees did not revise it or confirmed its authorization the content were used mainly as references to avoid being out of track, in the comprehension of the theme. Thus, we decided to preserve the identities of the interviewees as most of it is still active (working) and so, to avoid any possible kind of embarrassment. In order to make a better use of the richness of the interviews, an effort was done searching empirical evidences and reports of the reported facts that were not well illustrated in the bibliographical research.

<sup>70</sup> See: <[www.localcontentsummit.com](http://www.localcontentsummit.com)>. Access: 17 feb. 2015.

Norway has been entitled worldwide as one of the best examples of success in implementing industrial policies to develop the O&G industry. More than developing local oil companies, significant tax revenues to the Government, a giant petroleum fund and avoiding the Dutch disease/oil curse<sup>71</sup>, it also managed to build up a broad and competitive O&G supply chain<sup>72</sup>. Most important, Norway became one of the world most developed countries and nowadays has an internationalized O&G supply chain with around 2.500 suppliers, that became benchmark and technological leaders in several segments such as: subsea, drilling, seismic, offshore services and equipment, for example.

Another reason why this case is so emblematic is due to the short time in which Norway managed to build this whole industrial competence. It only started to produce oil at the beginning of the 70's and the main IP instruments had to end when Norway joined the European Economic Area (EEA) in 1994.

Not surprisingly, Norway became a reference for developed and developing countries in the attempt to manage oil resources and build a broad and competitive local O&G industry, with especial highlights to its supply chain, such as: Canada, Australia, South Africa, Uganda, Angola, Ghana, Nigeria, Tanzania and Brazil (CCPA, 2013; LOCKE; STRATEGIC CONCEPTS, 2004; HUNTER, 2010; WTI ADVISORS, 2013; TEKA, 2011; UGANDA, 2011; AYINE, 2010; HEUM et al., 2003; UNCTAD, 2006; ROGNERUD, 2012; ABDI, 2011).

However, the development of this new sector in Norway did not come from scratch (HEUM, 2008). The country had already some important good socio economic structure, which together with the world scenario of the oil industry at the time Norwegian oil history began, facilitated by its engagement in this new sector. There were also other factors that were not direct measures to develop the oil industry, but which made important contributions to it, such as work permits and safety requirements.

Even so, Norway still had a learning curve, with the industrial development of the oil industry. It had, for example, some problems in the production of offshore equipment, shortage of workforce, unproductive investments of the oil companies in the local industry and in the economy in general, that were adjusted through time.

---

<sup>71</sup> It refers to the economic consequences that Netherland suffered after finding and exploiting gas reserves in the 60s and 70s. The resource revenue appreciate the exchange rate, create an excess of demand internally, rise of costs, making the local manufactured goods less competitive and stimulating importation, which could lead to deindustrialization of the country (NORENG, 2006; LIND; MACKAY, 1980; LESKINEN et al., 2012).

<sup>72</sup> From now on, supply chain will be considered as synonymous to supply industry.



The main purpose of this article is to describe the evolution and the key characteristics of the Norwegian O&G IP, focusing especially on the construction of the O&G supply chain, and illustrate important challenges that had to be overcome. In this sense, we considered: its socio-economic background, the world scenario of the oil industry around the seventies, the policies to develop this industry and other possible relevant factors that might have influenced it<sup>73</sup>. We expect to conclude withdrawing some possible lessons from the Norwegian experience on building its O&G supply chain, which could be considered and adapted by other economies nowadays.

### **3.2 Internal and External Environments of Norway at the Beginning of its Oil History**

We analysed some selected Norwegian socio-economic indicators that could have influenced the development of this new industry and resume some general characteristics of the oil industry around the end of the sixties, when the Norwegian oil history started.

#### **3.2.1 Socio-economic Scenario of Norway at the beginning of its Oil History**

In the 60's Norway had already relatively strong and stable socio-economic indicators, thus the Government had no need to hurry in decisions about the future of exploration and production (E&P) of the O&G in the North Sea. This also enabled bargaining power of the Government over the International Oil Companies - IOC (NORENG, 2006; ANDERSEN, 1993; AL-KASIM, 2006; KINDINGSTAD; HAGEMANN, 2002)<sup>74</sup>.

The economy was growing every year at a reasonable rate, inflation under control and stable (under 5 %) and the unemployment, just one year after the first well started the E&P of oil in 1971, was under 2% (Table 3.1). Thus, the socio-economic indicators were also very favourable since the American oil company Phillips first asked to prospect oil in the NCS (1962) until the oil was found in 1969 (KINDINGSTAD; HAGEMANN, 2002; LINCHAUSEN, 2010).

---

<sup>73</sup> According to FERRAZ, PAULA and KUPFER (2002) since the classical defenders of protectionism policies to develop the local competence - such as Friedrich List and later by Gerschenkron - there was already the idea that the level of intervention would depend in the distance of the country to the international leaders. In this vein, in order to better understand the development of an international industry in a country it is important to keep in mind how was the sector worldwide and the local socio-economic background at its beginning.

<sup>74</sup> Andersen (1993, p. 39) also highlights that there was no hurry, neither from the Government nor from the Norwegian companies to exploit the O&G in the North Sea, but, apart from the economic side, he also presents some historical social and political reasons for that.

**Table 3.1 - Socio-economic indicators of Norway at the beginning of its oil history**

Indicators	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973
Population with at least Upper secondary education (%)	na	na	na	na	na	na	na	na	39,4	na	na	na
GDP growth (annual %)	2,8	3,8	5,0	5,3	3,8	6,3	2,3	4,5	2,0	5,6	5,3	4,5
Inflation, GDP deflator (annual %)	4,8	3,4	4,7	4,8	4,0	3,0	4,4	4,2	12,8	6,4	5,5	8,7
Net trade in goods and services (BoP, current US\$)	na	na	na	na	na	na	na	na	na	na	na	na
General government net debt, as percent of GDP	na	na	na	na	na	na	na	na	na	na	na	na
Unemployment, total (% of total labor force)	na	na	na	na	na	na	na	na	na	na	1,7	1,5
Official exchange rate (LCU per US\$, period average)	7,14	7,14	7,14	7,14	7,14	7,14	7,14	7,14	7,14	7,06	6,59	5,77

Source: Author's construction, data from World Bank - World Development Indicators, UN Data, UNESCO, SSB, IMF, OECD.

\*na= Data Not Available

Reinforcing these figures Noreng (2006, p. 189) states that Norway until the early 70's: "[...] was a developed and diversified economy, with a highly educated population enjoying full employment and a high standard of living". Several authors also emphasize the competent and diversified Norwegian economy, even before the oil history started, which contributed to the development of this new sector (TONNESEN; HADLAND, 2011; HEUM, 2008; THURBER; ISTAD, 2010; RAMM, 2001; SASSON; BLOMGREN, 2011; RYGGVIK, 2010; AL-KASIM, 2006):

- a) work power used to maritime activities;
- b) ship-owners had international experience, knew some oil companies and were used to the business model – big and risk investments;
- c) strong shipyard structure spread along the country, that allowed big projects to be split among sites and so speeding the constructions/deliveries;
- d) manufactures of ship equipment;
- e) wood processing industry;
- f) mechanical industry;
- g) large process facilities, such as metal production, for example;
- h) geological competence developed to attend the mining industry;

- i) high qualified public servants that had experience in regulating other resource industries such as mining, fishing and hydropower;
- j) civil engineering experience in big projects (dams for the hydro-electric power).

The Norwegian Parliamentary Report n. 25 (NORWAY. MINISTRY OF FINANCE, 1974, p. 83-84) points out that the most competitive Norwegian industries at the beginning of the 70's were the ones exposed to foreign competition: “[...] the international shipping trade, mining, the chemical industry, including oil refining and the petrochemical industry, the wood products industry, primary iron and metal industries, and air transport.”

Some of the other important industrial segments that were considered only as domestic competitive have correlation to the O&G supply chain, such as (NORWAY. MINISTRY OF FINANCE, 1974): the furniture industry, the foundry industry, production of metal ware, machines, electric appliances and material, and the shipbuilding industry

The level of population with at least upper secondary education in 1970 was almost 40% (Table 3.1). This is a high level and very similar to nowadays (in 2012 it was 42%, according to OECD, 2013). The universities, centres of knowledge, business and technical institutes in Norway were already well established in correlated areas that could rapidly be extended to the needs of the offshore O&G industry, such as geology, energy intensive, marine activities, process industries, metals and materials (HEUM, 2008; AL-KASIM, 2006).

Important also to highlight that as 2/3 of workers in the drilling ships and platforms did not require tertiary education or special technical qualification (NORWAY. MINISTRY OF FINANCE, 1974). Even with the production of steel platforms, that required mostly specialized workers, they were: “[...] recruited from ordinary trade schools and apprentice departments and from courses of shorter duration under trade instruction for adults, sheet metal and welding courses with a 5 months duration, and welding courses usually with a 2 months duration (NORWAY. MINISTRY OF FINANCE, 1974, p. 81)”. Therefore, with a great portion of the population with upper secondary education, it seems that it was easier to train or re-qualify part of it, in order to enter the new oil industry.

The Report n. 25 also underlines that Norway had a well-developed trade school system along the country and that engineering schools had an overcapacity for training shipbuilding engineers, that could be shifted to the new marine technology areas (NORWAY. MINISTRY OF FINANCE, 1974). It also states that: “It is estimated that the demand [for training] will mainly be met by the existing facilities, with probably an expanded capacity and

the additional offer of the necessary special training (NORWAY. MINISTRY OF FINANCE, 1974, p. 81).” Thus, in both levels of workers qualification, Norway seems to have had been relatively well prepared, even though, having had challenges in the development of a new sector in the economy, as it will be seeing latter on.

Another key factor to enable the new sector development was being a democratic and a very stable country and thus: “This gave it a flying start in terms of inspiring confidence among the oil companies that sought licenses for exploration and production in the North Sea back in the mid-sixties (AL-KASIM, 2006, p. 139).” Al-Kasim (2006, p. 140) also stresses an important consequence of social democratic heritage in the country: “[...] there is a tradition of the state participating in commercial and industrial activities when these are seen to be important for securing a desired national development.” The spillovers effect of this social characteristic will be detailed in the next section.

Heum (2008) also highlights that there were already Norwegian firms with international reputation and competing for decades in the global market in some of these areas, previously mentioned. Thus, he states that: “[...] it is a huge exaggeration to claim that Norway’s industrial capabilities and competence in offshore oil and gas have been developed more or less from scratch (HEUM, 2008, p. 11).” In the same vein, Al-Kasim (2006, p. 140) states: “One reason why Norway could quickly mobilise to participate in the petroleum industry is, of course, the presence of numerous institutions that could contribute to the task”.

In the first year of data available of the Human Development Index (HDI), 1980, Norway already occupied the 6<sup>o</sup> position (UNDP, 2015)<sup>75</sup>. As this is a structural indicator of a country, it does not tend to change drastically. Therefore, together with the other socio-economic indicators analysed and authors quoted, it reinforces that the country was already well developed and had a stable economy, even before the development of the O&G industry.

This internal scenario should have contributed strongly to Norway to develop itself in the offshore O&G industry. Therefore, we believe that this is not a case of a country that became developed through the exploitation of a new natural resource, but rather, it’s about how Norway managed this “black gold” in order to develop itself even more. The Government itself recognizes this in the begging of the oil history: “[...] Norway's standard of living is one of the highest in the world. The oil discoveries will raise our standard of living still further (NORWAY. MINISTRY OF FINANCE, 1974).

---

<sup>75</sup> Since 2000, at least, Norway occupies the first position in the HDI (UNDP, 2015).

In this way, we highlight again that there was no need to hurry with the decisions about how to exploit this new resource<sup>76</sup>, especially as the Government had no technical knowledge about it (KINDINGSTAD; HAGEMANN, 2002<sup>77</sup>). The Government used this comfortable situation in their favour (NORENG, 2006; AL-KASIM, 2006; ANDERSEN, 1993; KINDINGSTAD; HAGEMANN, 2002).

### 3.2.2 The World Oil Industry Around the end of the 60s and at the beginning of the 70s

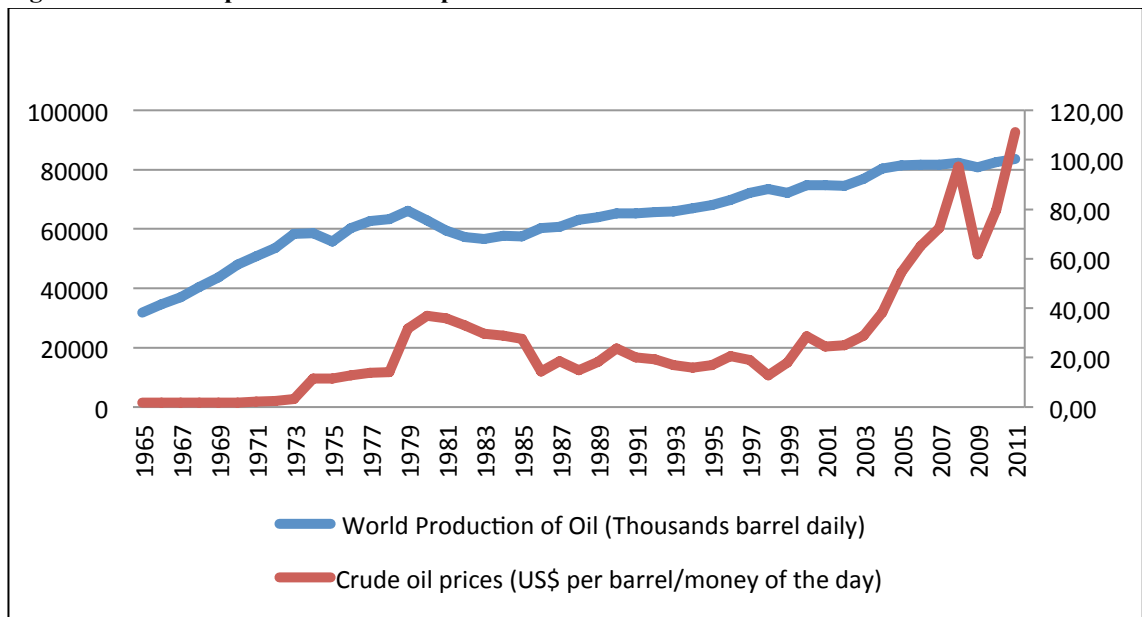
The end of the 60's and the beginning of the 70's was marked by a movement for nationalization of oil reserves spreading around the world, especially in the Middle East. Thus, featuring the boom period of birth of National Oil Companies (NOC) and a transformation of the role-played by the main IOC. Within this movement the IOC were expelled from the main oil markets in the world in the early 70's (HEUM, 2008; NORDAS; VATNE; HEUM, 2003; NORWAY. MPE, 1980a; NORWAY. MINISTRY OF FINANCE, 1974). This perhaps is reflected in the unstable world production of oil during the 70's as it can be seen in figure 3.1.

During the 70's, the two majors shock on the oil price in 1973 and 1979, should also be highlighted respectively, due to the Yom Kippur war and the Iranian revolution, followed by with the Iran-Iraq war. Thus, the global oil sector during the 70's was under instability and characterized with high oil prices of and a weaker position/power of IOC. In this scenario, a socio-economic stable country such as Norway, with oil to be developed, had a higher bargaining power with the IOCs, especially after the discovery of a giant oil field in 1969 – Ekofisk (NORWAY. MINISTRY OF FINANCE, 1974; NORWAY. MPE, 1980a; LIND; MACKAY, 1980; NORENG, 2006). In this way, Andersen (1993, p. 7) states: “Government ambitions were heightened”.

---

<sup>76</sup> On the contrary, United Kingdom (UK) after finding O&G in the North Sea had given priority to accelerate its exploitation, in order to stimulate the economy, revert economic imbalances and become self-sufficient in O&G (ANDERSEN, 1993; THURBER; ISTAD, 2010; KINDINGSTAD; HAGEMANN, 2002; HATAKENAKA et al., 2006).

<sup>77</sup> In fact there was a disbelieve that the country had O&G, as in 1958 the Geological Survey of Norway (NGU) had concluded that neither oil or gas existed in the Norwegian Continental Shelf (NCS). That indeed was another reason for not rush in this matter, when the oil company Phillips asked to have concession to E&P O&G in the NCS (KINDINGSTAD; HAGEMANN, 2002).

**Figure 3.1 - World production of oil x price of oil**

Source: BP Statistical Review, 2012.

The offshore technology worldwide was at an elementary stage at the beginning of the 70's, with some experience in relative shallow waters in the Gulf of Mexico. Thus, the discovery of petroleum in the NCS represented challenges, but also opportunities for the local players willing to become newcomers in the offshore market (AL-KASIM, 2006; NORDAS; VATNE; HEUM 2003).

### 3.3 Policies, Main Actors, and the Development of the Norwegian Upstream<sup>78</sup> Oil and Gas (O&G) Supply Chain

As previously described, in 1962, when the Phillips Petroleum asked the Government to have a concession to prospect O&G in the NCS, the latter took its time to answer carefully. Some reasons for this precaution were: the lack of knowledge about the oil sector and about its rights over the possible resources in the maritime frontier; previous geological reports affirming that there was no O&G in the country and the stable and growing economy

<sup>78</sup> We are referring to the Upstream phase of the O&G sector, due to the following main facts: Norway became an oil nation after the discovery of these natural resources, even though it already had refineries; the greatest portion of investments and possibility of value creation are in the upstream phase; the local content regulation and technologies agreements that were some of the main instruments to develop the sector, were thus applied mainly on the upstream phase (as it will be seen ahead).

(NORENG, 2006; AL-KASIM, 2006; TONNESEN; HADLAND, 2011; KINDINGSTAD; HAGEMANN, 2002; ANDERSEN, 1993).

In this vein, and due to not understanding the real potential for oil, Norway just concluded the delimitations of its limits in the North Sea, with UK and Denmark, in 1965. According to Heum (2008) the Norwegian Petroleum Law was approved in the same year and before the first license round<sup>79</sup> was launched. The main principles of the Law are basically the same today, with changes to adapt to circumstances of the environment (HEUM, 2008; THURBER; ISTAD, 2010).

There was a concern about the impact of oil activities on the economy as a whole, including in the industry, since the beginning of oil history. The Government concern was in part because it was aware of possible negative economics effects that the exploitation of natural resource could bring to the country, as it had brought recently to Netherland at that time<sup>80</sup>. The small size of the Norway was other reason of concern. This contributed the government implement what is usually called a “Go Slowly Policy” or “Tempo Regulation”<sup>81</sup>, which changed through time, as government parties/views and scenario changed (ANSDERSEN, 1993; AL-KASIM, 2006; LIND; MACKAY, 1980; NORWAY. MINISTRY OF FINANCE, 1974; THURBER; ISTAD, 2010).

This precaution on the tempo of progress of the oil activities were also important to the Norwegian economy and thus to the industry to adjust itself and enter/develop in this new sector through time both offshore and onshore<sup>82</sup>. Many called this process as being part of the “Norwegianisation”<sup>83</sup> of oil activities” (AL-KASIM, 2006)<sup>84</sup>. Thereby, the control of pace of oil production was one of the key issues in avoiding structural shocks in the economy and the Dutch disease.

This first concession round in 1965 was marked by predominance of IOC with small participation of local companies such as Norwegian Oil Consortium (NOCO)<sup>85</sup> and Norsk

---

<sup>79</sup> The invitation to the first round was made on April 9<sup>th</sup>, 1965 (NORWAY. NATIONAL ARCHIVES, 2014)

<sup>80</sup> The Dutch Disease previously explained.

<sup>81</sup> At the beginning of the 80's a Tempo Committee was created to protect the economy from huge changes in oil revenue: “The Tempo Committee proposed the establishment of a Petroleum Fund where Net Revenues from petroleum activities could be allowed to accumulate for use of future generations” (AL-KASIM, 2006, p. 74). Later on we will return to this issue.

<sup>82</sup> According to Andersen (1993, p. 100) this was the reason why there were no concession rounds from 1974 until 1978: “It was a period of national competence-building. The authorities wanted to develop inhouse expertise and capacity before new concession rounds were held”.

<sup>83</sup> Some authors also write as Norwegianization, thus with “z” insted of “s”.

<sup>84</sup> Later on this concept will be more detailed.

<sup>85</sup> During the 70's NOCO changed its name for Saga [Petroleum] according to Sasson and Blomgren (2011, p. 16).

Hydro, either directly or through partnerships (SASSON; BLOMGREN, 2011). Lind and Mackay (1980, p. 102) stress that even though there were no formal clause concerning state participation in this first round, there was evidence that foreign companies that were willing to form consortia with Norwegian companies (Norsk Hydro<sup>86</sup> and Noco), received preference.

According to Bjørnstad (2009) since the first licence round, 1965, there were already some statements concerning the development of the local O&G supply chain by the Ministry of Industry, but it was done in a gentlemen's agreement with the oil companies that received concessions<sup>87</sup>. At that time Norway did not have much negotiation power over the oil companies (NORDÅS et al., 2003), which makes sense due the uncertainty about real existence of oil in the country.

Bjørnstad (2009) also stresses that there was an arrangement of political forces that since the beginning intended not only to develop this resource, but together a local supply industry, fully controlled by Norwegians and exploring the foreign expertise and investment as much as possible. In this way, the Norwegian State oil company, Statoil<sup>88</sup>, would have a key role with the procurement policy. In this line, Bjørnstad (2009) states that an important part of the Norwegian industry was already pursuing the oil market, even before Norway had agreed its boundaries in the North sea, such as the shipping companies with the drilling and supply vessels.

By the time of the second round of concession (1969) stronger statements were made - preferred treatment to Norwegian competitive suppliers - as conditions, when blocks were awarded (THORSVIK, 1990<sup>89</sup> apud BJØRNSTAD, 2009, p. 40). Andersen (1993) addresses that the oil companies complained about the introduction of state participation in the second round as a new issue, but that they accepted after long period of discussion and just before Ekofisk was found. He believes that if this discussion have taken longer, and thus the second round had occurred after the discovery of Ekofisk, the Government would have had much more power of bargaining over the oil companies (ANDERSEN, 1993, p. 60).

Even though, after December 1969, when Phillips made the first oil discovery in a giant field (Ekofisk), followed by rises in the oil price and the IOC being expelled from main markets (as said previously), the Norwegian government gained much more power of bargaining (NORDÅS et al., 2003). In this vein, the Local Content (LC) regulation only

---

<sup>86</sup> Norsk Hydro had a partnership with a french group (ANDERSEN, 1993).

<sup>87</sup> The Ministry of Petroleum and Energy was only created in 1978, as it will be described later on.

<sup>88</sup> Statoil creation and role will be discussed later on.

<sup>89</sup> THORSVIK, J. **Politikk og marked**: En studie av norsk leveransepolitikk for oljevirksomhetentesis. 1990. Ph.D. Thesis, University of Bergen, Bergen, 1990.



became more structured and formalized in the Royal Decree of December 1972, specifically in article<sup>90</sup> 54 (BJØRNSTAD, 2009, p. 40). Its section or paragraph 54, which can be considered the core of legislation about LC, stated that:

The licensee shall carry out his exploration for and exploitation of petroleum from a base in Norway. **His organization in Norway shall be sufficient to direct this activity, and to make all decisions as to the activity.**

**The licensee shall use Norwegian goods and services in the activity as far as they are competitive with regard to quality, service, schedule of delivery and price.**

**Norwegian contractors shall be included in invitations for tenders as far as they produce goods or render services of the kind required.**

**On evaluating the offers given by Norwegian or foreign bidders, the licensee shall take into account the extent to which the bidders will use Norwegian goods and services.**

**The licensee is responsible for the observation of these provisions by his contractors and their sub-contractors** (NORWAY, 1972, p. 79, our emphasis)

In 1972 some vital actors in the structure of Norwegian O&G industry were also created, such as the State oil company, Statoil, and the technical/regulatory authority, Norwegian Petroleum Directorate - NPD (THURBER; ISTAD, 2010; TONNESEN; HADLAND, 2011). Heum (2008) describes deeper the construction of this new institutional framework in 1972 and underlines that it was done after the government had studied international experiences and the discovery of Ekofisk field. The key characteristic in the new structure is that it was built separating the roles of three areas: [...] “Policy-making; technical control and resource management; commercial participation” (HEUM, 2008, p. 4).

Heum (2008, p. 4) states that each role was created in the following manner:

Ministry of Petroleum and Energy<sup>91</sup>: responsible for policy-making, for award of licenses and for ensuring that proposed field development plans (plans for development and operations) met the Norwegian requirements. All major field development plans are in the end approved by Parliament.

Norwegian Petroleum Directorate: to deal with technical control, regulatory and advisory functions. The Directorate has its own Board, appointed by the Ministry of Petroleum and Energy, and the Directorate reports administratively to the Ministry. Statoil was founded as a 100 per cent owned company. In the beginning, Statoil was seen as an instrument in implementing government policies and to take care of commercial interests on behalf of the government. As Statoil was not the only commercial player in the scene, the company was also conceived as a way to counterbalance the international oil companies operating on Norway’s continental shelf.

<sup>90</sup> Some author refers as paragraph 54, while other as article 54.

<sup>91</sup> Actually the Ministry of Petroleum and Energy branched out from the Ministry of Industry and Craft in 11.01.1978. So, before that the Ministry of Industry developed its role basically (NORWAY. GOVERNMENT, 2007).

At that time Norway had three local Oil companies: Statoil (State company), Norsk Hydro (controlled by the state, but partially private) and Saga<sup>92</sup> (private - former NOCO). According to Hatakenaka et al. (2006, p. 107) Norsk Hydro<sup>93</sup> had a participation in the block where Ekofisk was found and in 1970 the Government acquired 51% of its shares, having then the majoritarian control.

The rivalry of these three Norwegian oil companies, stimulated by the Government, was a key issue in the development of the Norwegian competence in the offshore oil industry (HEUM, 2008; AL-KASIM, 2006). The competition among Statoil, Hydro and Saga was fundamental to foster the development of Norwegian oil supply industry as: “[...] functioned as instruments to try to prove to be the best for the Norwegian society, and thus functioned as instruments to try out different routes when broadening the industrial participation from Norwegian industry (HEUM, 2008, p. 5).”

In this sense, Aaneland<sup>94</sup> (2006 apud RAMM, 2009, p. 305) underlines the importance of the vertical competition that occurred among these local oil companies, thus competing in the supply chain, and that the Norwegian leading subsea technologies were a good example: “[...] Statoil/FMC, Hydro/Aker Kvaerner, and Saga/ ABB.”

Thus, to understand the development of the supply industry it is necessary also to follow the oil companies’ movements<sup>95</sup>. In this sense, we like to stress that the Norwegian oil companies were given strong preference in the first license rounds and that Statoil had its shares of the cost in the exploration paid by other licenses<sup>96</sup> (TONNESSEN; HADLAND, 2011, p. 24):

By this time, the O&G industry was starting to form a structured body. Nonetheless, the first Norwegian platform was built in 1966, using American technology, with part made in Stavanger, part in Copenhagen and finalized in a shipyard in Oslo (TONNESSEN; HADLAND, 2011). In relation to this Norwegian engagement to the oil industry, The Cost Study of the Norwegian Ministry of Petroleum and Energy - MPE (1980, p. 313) stressed that: “At the end of the 1960's, a relatively comprehensive fitting and repair work of foreign

---

<sup>92</sup> The nineties were the best development time for Saga, but it went financially bankrupt in 1999, after acquiring an American company (Santa Fé) and Statoil and Norsk Hydro took over the company (ENGEN, 2002, p. 48).

<sup>93</sup> Hatakenaka et al. (2006, 107) also stress that: “Norsk Hydro’s traditional businesses had been the production of electrical power, chemical products such as fertilizers, plastics and oil, and light metals including aluminium and magnesium. [...] It was through Ekofisk that Norsk Hydro developed its capability in the oil and gas industry.”

<sup>94</sup> AANELAND, K. Positiv med noe spenning (Positive with some Anxiety). Commentary released by the Federation of Norwegian Industries 19 December 2006. Similar comments in Dagens Naringsliv 18 December.

<sup>95</sup> This is the same logic that is used in ACHA (2002), but in the other way around and within the innovation in the oil industry.

<sup>96</sup> Only if a discovery was made, Statoil had to pay its share on the cost.

drilling platforms at Norwegian yards was done. New buildings based upon foreign designs began at the early 1970's". In this vein, The Cost Study adds: "In these early phases of Norwegian industrial engagement for deliveries to the North Sea activity, Norwegian companies were in other words sub-suppliers to foreign main contractors" (NORWAY. MPE, 1980, p. 313).

Thus, it is important to reemphasize that important industry engagements to enter this new market were made, even before the formal regulation for LC of 1972. Though it should not sound awkward, keeping in mind all the Norwegian industrial competence described above.

The year of 1973 represents a breakthrough for the Norwegian industry engagement, when the Condeep Group (Norwegian Contractors - with highlight to Høyer-Ellefsen - and the Aker Group) won a contract to manufacture two drilling and production platforms for the British sector, based on concrete structure<sup>97</sup>. One of the main reasons to believe in this new technology was that the Ekofisk tank managed to prove that concrete was suitable for offshore constructions and the Condeep Group could delivery at a competitive price and time. In 1974 other Condeep platforms were ordered to the Norwegian Continental Shelf, but mostly to the British Shelf. Therefore, these turnkey contracts in a new and complex industry were quite remarkable (NORWAY. MPE, 1980).

The Norwegian Contractors (NC), earlier mentioned, and the Oil Industry Services (OIS)<sup>98</sup> are examples of a consortium of companies, which during the seventies, joining forces to increase effectiveness in competing for larger contracts/bids in the offshore market (NORWAY. MPE, 1980)<sup>99</sup>.

The Norwegian entrepreneur engagement to enter the O&G sector was reinforced by the reduction of oil trade worldwide in mid 70's, resulting in a bankruptcy of famous local navigation companies and reduction in the orders of tankers to the shipyards. Thus, the shipyards were encouraged to produce vessels related to the exploration of oil (TONNESSEN; HADLAND, 2011, p. 23). In this context, despite article 54 having been created in 1972, its full implementation occurred only after 1975, with the operators being

---

<sup>97</sup> Norway already had strong expertise in big concrete constructions such as dams and hydropower plants, so to adapt its knowledge to produce concrete platforms should have been easier. It should be stressed too that when big contractors/shipyards managed to enter the O&G sector, such as Aker and Kvaerner they should have brought also their local historical supply chain, from the maritime sector (Interviews; KVAERNER, [2014]; AKER, [2014a]).

<sup>98</sup> Apparently some times The Cost Study referred to the Oil Industry Services (OIS) also as Offshore Industry Services (OIS): "Offshore Industry Services (OIS), establish in 1972 by a group of companies in southern Norway, which now has as many as 23 members" (NORWAY. MPE, 1980, p. 91)

<sup>99</sup> More examples are supplied in page 522 of the same document.

more pressured by the authorities to place more orders in Norway (NORWAY. MPE, 1980; BJØRNSTAD, 2009).

With regard to finance the Norwegian suppliers in the process of development into the oil sector, such as happened with the shipyards, we believe that it was not a big issue, as most documents found do not even stresses about this. Hegen's (2001, p. 4) observations about the competitiveness of this funding process reinforcing this argument: "The Norwegian maritime industry turned into an oil-dedicated construction, supply and service industry. This transformation was financed commercially, in almost every case, in close co-operation between the suppliers and their customers (main contractors or main oil companies)."

The Government (through NPD) also tried to influence the technologies that would be used in the fields, claiming "sound economic principles", but apparently favouring Norwegian suppliers. Nelsen (1991, p. 123) states that this was the case, for example, in 1987: "In the summer of 1987 the NPD asked Saga and its technical advisor, Esso, to consider, as a means of saving money, using concrete instead of steel for TLP that the consortium was planning to place on Snorre [field]"

Nelsen (1991) divides the Norwegianisation policies, previously mentioned, into three main elements: i) increase shares and operator responsibilities for the local oil companies in the bids; ii) increase the local goods and services deliveries to the oil sector; iii) industrial development. During the 70's all these three elements were considerably developed. It was clear that foreign companies, particularly American Oil companies, unless pushed, were not going to leave their traditional suppliers for inexperienced Norwegian newcomers (NELSEN, 1991). The Government was also concerned in other actions, non-mandatory, to support the rise of Norwegian deliveries to the oil sector (NORWAY. MPE, 1987, p. 95):

For new producers of equipment, extensive marketing is necessary in order to gain the required confidence from the operating companies. Usually, references to previous deliveries are an important selection criterion for the oil companies. A correspondingly conservative attitude also applies when newly development equipment is introduced.

Nelsen (1991) points out that these actions managed to break the traditional supply chain of foreign companies, and thus, managing to raise substantially the Norwegian content on deliveries to the offshore market already throughout the seventies. Nelsen (1991, p. 71) also highlights that: "Further improvement was not expected because Norway's limited industrial base, but there was optimism that it could be maintained, especially as Norwegian

Oil companies, particularly Statoil, received operatorships and corresponding responsibilities for procurement.”

Parallel to this AKER - which had already become an important producer of platforms -, together with other producers of offshore equipment, which were feeling the decrease in orders after 1975, and the Federation of Norwegian Industries pressured the Government to increase the tempo of the offshore activities and thus “[...] relax the go slow policy. [...] 'It is worth saying again that what was a good oil policy for yesterday may not be good for today (LIND; MACKAY, 1980, p. 41-42).” It was expected that with this the demand for offshore equipment and services would increase (LIND; MACKAY, 1980)<sup>100</sup>. The regularity of license rounds was also important (in the 80’s) to reduce the uncertainty of private oil companies in search for new acreage for E&P, trying to maintain a certain level of investment in the sector, and thus the avoidance of ups and downs in the Norwegian economy (NELSEN, 1991).

The Norwegian oil companies increase their share in NCS was also important to stimulate the partnership of foreign contractors with local companies and the purchase of local goods and services, but it was crucial to be the operator of the fields. For example, the Norwegian participation was limited in the development of the first field Ekofisk (Phillips was the Operator), with the main suppliers coming from UK and USA. This behaviour was just as similar to most American, French, Dutch and British multinational oil companies, bringing their own suppliers and contractors with them (NORDAS; VATNE; HEUM 2003)

In this sense, Bjørnstad (2009, p. 42) stresses that with Statoil becoming operator of many fields, especially from 1974 until 1985, empowered it to orchestrate the development of the local suppliers, formally and arbitrarily. As an example of this key role Hagen (2001, p. 8, our emphasis) underlines:

**In 1975, Statoil stimulated the establishment of Norwegian Petroleum Consultants, (NPC), where 10 of the biggest Norwegian engineering companies formed NPC as an engineering and project services contractor. Statoil encouraged the international engineering and management contractors, (Brown & Root, Bechtel, etc.), to establish Joint Ventures with NPC and to perform their work in Norway, in particular for the development of the Statfjord B & C and Gullfaks platforms. To execute projects in Norway, i.e. engineering, procurement and construction management, in an economic and effective manner, the international contracting community also needed joint ventures with local partners. This meant that there was a call for Norwegian engineering contractors.**

---

<sup>100</sup> In 1973 and 1974 Norway has declined to become a member of European Economic Community (EEC) and of International Energy Agency (IEA), respectively, worried about possible influence in the oil policies being developed (LIND; MACKAY, 1980).

Hatakenaka et al. (2006, p. 109, our emphasis) detail this process of foreign companies training Norwegian companies on oil expertise and also patterns of contracts being changed to foster local development:

Rapid knowledge transfer from Brown & Root to NPC took place; NPC consultants were invited to work with B & R on the Statfjord A project, and some of them work physically at B & R's offices in London on the Statfjord B platform. **Engineering specifications were made so that work was divided into smaller packages, better aligned to the size of Norwegian companies. As a result, the Norwegian content rose to 80% on the Statfjord B project.**

Indeed, an official report shows that the Government was clearly concerned about the smaller Norwegian companies process of entering in the oil sector (NORWAY. MPE, 1980a): “Furthermore, we need more detailed analyses of the prerequisites of increased Norwegian supplies to the oil sector with emphasis on clarification of the opportunities for smaller and medium sized enterprises to effect such supplies.”

Nevertheless, The Cost Study (NORWAY. MPE, 1980)<sup>101</sup> states that this partnership of NPC with B&R, on the Statfjord B platform, resulted in a considerable extra cost to the project, as the first did not have regular satisfactory performance (NORWAY. MPE, 1980). The study also points out four reasons for the high cost escalations on the Statfjord development (NORWAY. MPE, 1980, p. 39, our emphasis):

The great time pressure on Statfjord A which, combined with changes in the plans, led to delays, weight problems and major offshore work.  
 The concept chosen for Statfjord B where criteria other than profitability have been contributory, costly technical solutions within the concept chosen as well as a large number of engineering hours.  
 The operator's weak control of the development.  
**The operator's limited freedom of choice concerning consultants and contractors, partly based on market conditions and partly based on a desire for Norwegian competence development and industrial engagement.**

Hagen (2001) points out that despite Aker, Kvaerner have initially participated in NPC, it then grew and became a significant player/competitor. However, later Aker acquired NPC and ABB rose as another player<sup>102</sup>. Nordas, Vatne and Heum (2003) also underline the

<sup>101</sup> The Cost Study (NORWAY. MINISTRY OF PETROLEUM AND ENERGY, 1980) and HATAKENAKA et al. (2006) supply other examples of partnership of Norwegian firms with foreign companies in order to enhance its competence and capacity.

<sup>102</sup> Despite ABB being a Swiss - Swedish company, its Oil & Gas headquarters was placed in Norway and became an international player (HAGEN, 2001).

importance of these partnerships of large contracting foreign firms, such as McDermott and Brown & Root, with local companies, such as Aker/Kvaerner and ABB, in building engineering competence in the oil sector. Vatne (2000), in the same vein, stresses that the main foreign oil companies and engineering consultants were 'forced', through licensing agreements, to train and transfer knowledge to the Norwegian oil and engineering firms through partnerships.

Thus, the importance of knowledge transfer from foreign companies to Norwegian companies, was not just at the Oil companies level, but also reaching the contractors/engineering firms. At the oil companies level Vatne (2000, p. 2) underlines: "After a period as "trainees" in or under the supervision of a foreign oil company, the Norwegian newcomers [Statoil, Norsk Hydro and Saga] were also licensed to act as project managers of field exploration and development projects and later as operators of production".

In this manner, Vatne (2000, p. 2) gives as examples: "Mobil (oil company) was a training ground for Statoil employees, Brown & Root (engineering company) for Norwegian engineers in Aker Engineering." Bjørnstad (2009) also underlines the strong political influence of the Government, Statoil and even Norwegian manufacturers, using their political influence to stimulate the international partnerships of the supply industry and also splitting contracts to allow better participation of local companies.

Bjørnstad (2009) states that the Government and especially Statoil used their power in a discretionary way, influencing which supplier would succeed and which would not, especially after the ship crises of 1974-75. Bjørnstad (2009, p. 56) also highlights that basically only shipping did not make use of this political influence or public policy: "[...] Shipping apart, much of the nascent Norwegian supplier industry relied heavily on a political economy orchestrated by Statoil". According to The Cost Study (NORWAY. MPE, 1980, p. 90) with the lower engagement with shipbuilding, after the middle 70's, as earlier mentioned, the competition for contracts among shipyards in the Norwegian coast increased and as a consequence: "In 1978-79, a number of contracts were probably concluded at loss prices to maintain employment".

Other reasons, which forced the formation of partnerships between foreign and local companies in the supply chain, was the concession of work permits that could be tightened by the authorities with the assistance of Unions (NORWAY. MPE, 1980). In fact, it also

managed to impact in the participation of Norwegian companies and workers in the offshore projects either through JV or sub-contracts<sup>103</sup>.

On the other hand, The Cost Study (NORWAY. MPE, 1980, p. 325) emphasises that cooperation achieved through pressure could have resulted in a number of problems and that usually the ones done when competences were complementary were more fruitful. It quotes as an example of a positive complementary partnership: “[...] can be mentioned Spie-Vigor's cooperation in the hook-up work for Frigg TCP2. The assumption was that Spie would be responsible for management and some special welders, while Vigor supplied the remaining part (NORWAY. MPE, 1980, p. 325)”.

Nelsen (1991) stresses that oil companies eager to get new blocks, in the 5<sup>th</sup> round (1980), invested millions of dollars in the economy, but in ill-conceived cooperative projects, due to a lack of a clear strategy for industrial development. Ramm (2001, p. 3) also enhances the inefficiency in the investments of oil companies in the onshore local companies unrelated to the petroleum industry, by the “Industry co-operation program”. It was initiated and ran by the Ministry of Industry: “In theory, they [oil companies] would use their own side competence in relevant sectors, but this turned out mostly an illusion, and the program really was about pure and simple cash gifts. Some of the projects ended as industrial disasters (RAMM, 2001, p. 3).”

Nelsen (1991) states that the Norwegianisation process continued during the eighties, but less vigorously, because of hard economic times, specifically in the policy to favour Norwegian operators. Regarding industrial cooperation, the requirements to foreign companies to transfer technology and capital to local industry, was kept as criterion for awarding licenses, but in a more efficiently manner. The Government tightened its guidelines ensuring the good projects would be chosen and have a higher commitment of the oil companies (NELSEN, 1991).

Nelsen (1991) and Bjørnstad (2009) emphasize that this component started with the “Technology Agreements” that the companies had to sign, starting in the fourth round (1978), and was crucial to shape Norway as a leader in offshore technology. Regarding this issue of “Technology Agreements” or “Good Will Agreements”, Engen (2007) stresses that the efforts of oil companies to develop oil related research with Norwegian firms or research institutes would be rated as “Good Will Points”<sup>104</sup>. All the oil companies’ contributions in this manner

---

<sup>103</sup> The influence of work permits and unions on the development of Norwegian O&G supply industry will be more detailed in the next section.

<sup>104</sup> Transfer of know-how would be rated even more highly.



would be taking in consideration in the next concession round. Al-Kasim (2006) reminds that for the 4<sup>th</sup> round, the authorities requested that at least 50% of the Research and Development (R&D) expenditure should be employed within Norway.

The Government expected that, the good part of the challenges presented by the Norwegian continental shelf, to be sorted out locally and thus, contributing to the development of oil competence in the country: “The rationale for the demand by the authorities was that Norway through tax deductions and direct funding as the major shareholder in licences, would be paying a large part of expenditure towards technology development” (AL-KASIM, 2006, p. 59).

Al-Kasim (2006, p. 59) also underlines that the ‘Technology Agreement’ had great impact in developing technology in the oil sector in Norway and that received wide treatment in the Report to the Storting<sup>105</sup> n. 53 in 1979-1980. The Technology Agreement had been acceptable by the actors and had, with substantial positive result in many cases (AL-KASIM, 2006). In a general analyses, according to the Report to the Storting n. 53 (NORWAY. MPE, 1980a, p. 68), the advanced industrial petroleum know-how that Norway already had at the end of the 70’s was developed gradually and, as a result of a several aspects, but having as some of the main ones:

- Cooperation between Norwegian and foreign enterprises and cooperation with the operators.
- Research carried out by the authorities and private enterprises.
- Strong concentration on product development and the development of new technology and production methods by individual enterprises.
- Educational opportunities.

In the way, Hagen (2001, p. 9) underlines that the local Norwegian contractors defined some work principles for the Joint Ventures, focusing the transfer of know-how and experience:

1. Integrated Joint Venture organisations with formal deputies for key positions
2. On the job training to gradually substitute foreign engineers with indigenous ones
3. Focus on the use of young national engineers
4. Procedures and job descriptions for all tasks and positions.

The policy to favour Norwegian deliveries kept during the eighties, as in the seventies, and Nelsen (1991, p. 102) stresses that in practice: “[...] the procedures implemented served

---

<sup>105</sup> Storting means the Norwegian Parliament. For more information see: <[www.stortinget.no/en/In-English/About-the-Storting/](http://www.stortinget.no/en/In-English/About-the-Storting/)>. Access: 19 oct. 2014

to protect the industry from international competition.” Nelsen (1991) and Lind and Makcay (1980) also enhance that there were an array of local political forces from the employer (oil companies and producers of equipment)<sup>106</sup> and the employee side, seeking to influence the work of the Ministry of Petroleum in its task to develop and favour the E&P of O&G and domestic companies/suppliers.

However, Lind and Makcay (1980) state that this cooperation unions movement, motivated by decrease of employment, was sporadic and that there were disagreements among various groups within the employees side, such as those related to the fishing industry that were sceptical of the oil spillovers effect.

Even when the conservative party (opposition) took power at the beginning of the eighties, the policy to favour Norwegian companies was kept, despite its speech of intending to be less protective (NELSEN, 1991). Thus, Nelsen (1991) also quoted some examples of Norwegian suppliers winning contracts arbitrarily, in the first half of the eighties, as the case of Phillips Petroleum that was forced to award a Norwegian company (Aker – Verdal) an order for a steel platform, when indeed it had already put the order to a Dutch company (Heerema).

Nevertheless, in 1985 Statoil power was weakened and lost its political development function, representing the government, staying with the commercial manner (THURBER; ISTAD, 2010, p. 16-17): “To stem the company’s cash flow, Statoil’s balance sheet was split in two in January 1985, with more than half of Statoil’s interests in oil and gas fields, pipelines, and other facilities transferred to the newly-created State’s Direct Financial Interest (SDFI)<sup>107</sup> in petroleum<sup>108</sup>”. On the other hand, as SDFI was managed by Statoil until 2001 - when it became a public firm controlled by the new state firm Petoro (SASSON; BLOMGREN, 2001) – we believe that it still had strength to develop local suppliers.

Within this process of building capabilities it should be stressed that Norway had already a strong trade school system at the beginning of the oil history, as noticed earlier. For instance, several of the trades needed in this industry demanded not much qualification or

---

<sup>106</sup> Other example of action with this characteristic, to support the development of the supply chain was “A Guide to Contractors” written by The Norwegian Export Council, The National Union of Mechanical Workshops and The Federation of Norwegian Industries. Its main purpose was to enhance the knowledge of the Norwegian Industry in international contract price and contract practice in the offshore industry (NORWAY. MPE, 1980b, p. 333)”. It also suggested to the operators and to the industry that both should jointly develop standard provisions, in a way that the contracts were more clear set out and uniform, thus facilitating for the smaller companies to operate in this sector (NORWAY. MPE, 1980b).

<sup>107</sup> See more about SDFI at: <[www.regjeringen.no/en/dep/oed/Subject/state-participation-in-the-petroleum-sec/the-states-direct-financial-interest-sdf.html?id=445748](http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/Subject/state-participation-in-the-petroleum-sec/the-states-direct-financial-interest-sdf.html?id=445748)>. Access: 19 oct. 2014.

<sup>108</sup> In 2001 Statoil opened the capital, but the government maintained the control with the majority of the shares. In 2006 Hydro merged with Statoil in an attempt to better Internationalization (THURBER; ISTAD, 2010).

already had training for the trades in the country. Additionally, training workforce in Norway was also responsibility of the companies and thus limited substantially the demand pressure on the national education system, to train technical personnel in special needs (NORWAY. MINISTRY OF FINANCE, 1974).

A relevant issue in the tertiary level of education is that at the beginning of the 70's there were universities in Oslo, Bergen and Trondheim with courses/knowledge on the essential aspects of the petroleum activities already: "This includes the professional areas of geology, geophysics, petroleum technology, process technology and marine technology" (NORWAY. MINISTRY OF FINANCE, 1974, p. 82). In order to optimize the qualification process these universities also managed to divide the tasks (NORWAY. MINISTRY OF FINANCE, 1974).

According to the Report to the Storting n. 53 (NORWAY. MPE, 1980a), having a strong and sufficient training capacity was important considering employment of Norwegian citizens at all levels of the oil industry, safety in relation to environment and health of labour and good administration of petroleum activity. In this sense, we highlight that the concession policy had as one of the main terms education of Norwegian personnel (NORWAY. MPE, 1980a)<sup>109</sup>.

On the other hand, we highlight that The Cost Study (NORWAY. MPE, 1980b) reports some problems in the education of Norwegian professionals, that does not seem to be much commented in many studies about Norwegian oil experience. It reports, for example, a shortage of Norwegian professionals in the seventies, with estimation of getting worse in the eighties, in different levels and special fields. Consequently, it underlines the need to strengthen the educational capacity, in order to make sense to keep up with the Norwegianisation process. It also highlights problems of local labour in adapting to the needs of the offshore industry, and quotes substantial welding work having to be broken and redone (NORWAY. MPE, 1980b). Al-Kasim (2006) explains that the shortage of workers, at the beginning of the 80s was created because of a combination of two main facts: development of Norwegian oil companies as full operators and the boom in the activities that the fourth round created. Thereby the author stresses:

A shortage in certain disciplines, such as geo-personnel, drilling personnel, welders and so on, was inevitable. Although the problem was surmountable on a temporary basis, it required some time to solve it on a more permanent national scale. This led

---

<sup>109</sup> In pages 70 and 155 of the Parliamentary Report n. 53 (NORWAY. MPE, 1980a) the coordination of the actions in educational issues for the oil industry is more detailed.

to an outcry from other industries and institutions [such as NPD itself] that felt the pressures of the 'expertise drain' (AL-KASIM, 2006, p. 87).

Therefore, despite Norway already having a well-educated society, overcapacity in education at the beginning of the oil history, it seems that it also had important problems with workforce as this new sector rose. Since the second half of the nineties the oil industry is assisted by a new and more robust educational system, spread all over the country forming professionals at all levels and expertise required. It is worth stressing that nowadays the education system is so integrated with the economy and organized, that it is unlikely that at the end of a trade course a student does not have job<sup>110</sup>.

Other side-effects of the policies implemented in Norway to develop the industrial competence in the oil industry, should be noted, as pointed by Nelsen (1991):

- a) several oil companies withdraw their application of the third round (1973) because of excess of requirement and control of the authorities over the production of O&G:

Those that remained were, for the most part, the large multinationals. Smaller companies were finding it hard to win territory in the licensing rounds and only saw their prospects dimming as the ministry favoured selected Norwegian companies and multinationals (NELSEN, 1991, p. 61)<sup>111</sup>;

- b) the excess of regulation, with high level of documentation required for offshore projects, was costly and laborious, even for oil companies such as Statoil;
- c) companies considered the safety regulation too specific, and therefore: “[...] limiting the ability of companies to incorporate new procedures and technologies (NELSEN, 1991, p. 108).”

Having an overview of some of the main issues in the development of the Norwegian O&G supply chain, it is important also to understand how the LC was measured to then go through the statistics available about this central issue. In order to enforce article 54, earlier mentioned, the ministry of industry created in 1972 a Goods and Services Office (GSO)

---

<sup>110</sup> For more information about petroleum studies at tertiary level in Norway see: <[www.studyinnorway.no](http://www.studyinnorway.no)> and for Educational Vocational Training system see: <[www.udir.no/Upload/Fagopplaring/4/Vocational\\_Education\\_and\\_Training\\_in\\_Norway.pdf](http://www.udir.no/Upload/Fagopplaring/4/Vocational_Education_and_Training_in_Norway.pdf)> and <[www.vilbli.no](http://www.vilbli.no)>. Access: 24 nov. 2013.

<sup>111</sup> Nelsen (1991) highlights that this control of the authorities over the pace of the offshore investment became even stronger in the fourth and in fifth round. The Ministry had the power to postpone the development of a field, once a commercial discovery was made. The Government was concerned about: “[...] the effects of an uneven pace of offshore development on petroleum-related onshore industries (NELSEN, 1991, p. 59).”

working as a “watch dog” agency surveilling the local purchases of the oil companies (HAGEN, 2001; AUSTRALIA, 2011; LOCKE; CONCEPCTS, 2004; HUNTER, 2009; HUNTER, 2010; TORDO et al., 2011; OXFORD ANALYTICAL, 2010; BNDES, 2009; UNCTAD, 2006; NORENG, 2006).

According to Hagen (2001, p. 8, our emphasis) the Norwegian content used to be measured largely in the following way:

1. The field development operators had to present to the Ministry a plan for all tenders above NOK 1.000 000 (USD 150 000).
2. **Prior to tender invitations the operator had to complete a form (A1) giving the tender schedule and companies to be invited.** The Ministry’s role was to ensure that qualified Norwegian companies were included on the bidders list.
3. **At contract award stage, the operator was to inform the Ministry of their evaluation (Form A2) with recommended supplier, price in Norwegian Kroner, country of origin and Norwegian content.** Norwegian content was calculated as value added in Norway both in manpower and monetary values. Ownership of the company was of less interest, what mattered was where the work was to be carried out, that is, in Norway or abroad. **The role of the Ministry was to see to it that a Norwegian bidder was awarded the contract, when competitive in terms of price, quality, delivery time and service. If the Ministry was not convinced, consent could be withheld.**
4. **Information on upcoming tender invitations (form B),** was also submitted to the Ministry of petroleum and Energy twice a year by the operators. **The Ministry collated the information and released it to all the Norwegian oil & gas suppliers as a special service.**
5. **Annual reporting: (form C).** The intention was to give the Ministry additional information of previously reported contracts and also report (for statistical purposes) the value of shipping services used. **Finally, the Norwegian content (total value from each operator) of deliveries below NOK 1 million, as such contracts were not part of the current reporting.**

Thus, it seems that the Government had the entire control of the deliveries of the oil industry, throughout the year, and also had an important mechanism to favour the development of the local industry. With this high control of the deliveries, reinforced by the work of the GSO, the Norwegian content track record was an important factor considered for the oil companies to receive new acreage (HAGEN, 2001). Indeed, this was probably one of the most important actions to develop the supply chain in the country, together with the policy for knowledge transfer and research cooperation, earlier explained. The fact that the local industry received the information previously of the upcoming tender (“form B”), also should have helped them to prepare to compete with the international and experienced companies.

The first time this Norwegian content control was applied was in 1973 with the third license round (NORENG, 2006). In 1994 with the agreement on the European Economic Area (EEA), Norway had to abolish this procurement policy or direct measures for enhancing local content (NORENG, 2006; HAGEN, 2001). In this sense, Norway had formally only 22 years of local content policies in order to build its O&G supply chain.

Nevertheless, despite the agreement with EEA having been made on the first of January of 1994, it did not had to be put into force until the first of January of 1995, unless the Government wished to implement it before (NORWAY. MINISTRY OF INDUSTRY AND ENERGY. [1994?], p. 18). In this sense, even though the formal policies to develop the oil industry were not planned to be ceased gradually, the Government had the option to postpone them for one more year.

Ryggvik (2013, p. 76) underlines the precautions measures taken by the unions in this moment, 1994/1995:

Before the introduction of EEA agreement, the oil workers trade unions went on a joint strike to demand an assurance that their trade unions rights would be preserved. They were successful, and it was clarified that oil workers' unions could demand the application of Norwegian pay rate if foreign companies secured work in the Norwegian sector. This clarification was to prove completely decisive.

With that measure and taking in consideration the highly qualified Norwegian labour force, it is presumable that even after 1994 the companies winning contracts in the NCS should still prefer local workers. Ryggvik (2013) highlights that the main employer association (NAF, latter NHO) were favourable to the EEA agreement and also to join the EU full membership in the referendum in 1994.

Despite deep research to find official figures of the Norwegian Content, unfortunately it was very difficult to build a table with the historical track record. It is important to remind that between these periods of official legislation on LC, the oil companies had to supply the information about purchases made within the country and overseas.

The maximum of years we managed to get precise official figures goes from 1975 until 1981, as it can be seen in table 3.2. It seems that Norway had managed to rapidly reach a level over 50% (in 1977) of net shares of deliveries to the oil industry and until the end of the regulation for LC stayed between 50 and 60%. However, the parliamentary report stresses

that in 1986 there was big difference among industrial sectors in the level of local deliveries to the O&G industry<sup>112</sup>.

**Table 3.2 - Evolution of local content in the Norwegian O&G industry**

Years	Local Content (Net Share)
1975	28
1976	42
1977	50
1978	62
1979	53
1980	58
1981	52
1982	(50-60)*
1983	(50-60)*
1984	(50-60)*
1985	60*
1986**	60*
1987	(50-60)*
1988	(50-60)*
1989	(50-60)*
1990	(50-60)*
1991	(50-60)*
1992	(50-60)*
1993	(50-60)*

Source: Author's construction, data from Norwegian Parliamentary reports (NORWAY. MPE, 1982, 1984, 1987; NORWAY. MINISTRY OF INDUSTRY AND ENERGY, [1994?]).

\*estimation.

\*\*Stabilized around 60%, but with big difference among industrial segments.

After 1981 it seems that the reports to the Storting started to inform the percentage of Norwegian delivered as total (aggregated) and only with general reference about the numbers, usually using percentage range or approximate percentage. Not many works have been found about the Norwegian oil experience, written in English, supplying these figures of local deliveries and some also used as general reference as Noreng (2006, p. 177): “[...] the high local content in Norway that at times exceeded 70 percent.” Ryggvik (2013, p. 54) states that from 1984 the Ministry of Petroleum and Energy stopped publishing the Norwegian content data, partially because it was not so precise. He also informed that it was believed that the oil companies tended to exaggerate the percentage of local content and that at the same time the figures became so high, that the Government was accused of protectionism (RYGGVIK, 2013, p. 54). If we take in account the formula to measure local content shown

<sup>112</sup> Unfortunately we also had difficulty to find information about how these Norwegian deliveries were distributed among the supply chain or segments.

by Hagen (2001), it seems that there were not many ways to the oil companies supply the figures not precisely.

With regard to LC target, Al-Kasim (2006, p. 61) reminds that the Report to the Storting Nr. 53 (NORWAY. MPE, 1980a, p. 55) makes a clear reference to a target of 75% of gross Norwegian deliveries, on the development and operation phase. This is quite interesting, considering that if there was a target it could have influenced the work done by the GSO. However, we did not find in any other Government document any reference to local content target.

This target issue and high levels of LC that Norway reached, reinforce an important discussion: What would be the cost of stimulating the entrance/development of Norwegian suppliers into this new sector? Unfortunately we only found a few documents about this crucial issue, which is the cost of stimulating local supply. Ramm (2001, p. 2) gives some general numbers of how much more did it cost to buy from Norwegian suppliers and explains how often this over cost happened:

Clearly and truly exempting the maritime sector, oil companies had to file advance reports, sometimes resulting in open or covert reactions, but rarely stretching protection above say a 10% price difference. When it still occasionally happened, it was usually because of political intervention, or in the case of minor contracts with major technology content.

This 10% over cost does not seem to be a problem, but rather could be said as a quite cheap price paid to build a sophisticated and new oil industry supply chain. The Cost Study (NORWAY. MPE, 1980b) also consider the over cost identified as being reasonable as the price to develop the new industry in the country in the earlier years, especially because it did not represent much more on the total development costs.

However, Ramm (2001, p. 2) is quite sceptical about the efficiency of Statoil as a main actor in developing the local supply industry:

Statoil was clearly given the task of helping along Norwegian industry. It took the job very seriously. It developed close and very proactive contacts with potential Norwegian suppliers and was very generous with development contracts, early information and so on, but of course also by keeping international competitor out and preferring Norwegian suppliers even though they could be significantly more expensive and less experienced. Of course, this cost a lot of money.

Deepening the discussion about over cost, The Cost Study (NORWAY. MPE, 1980b) points out that the performance of segments within the O&G industry differed much: steel



jacket and module contracts usually were not competitive in international prices while maritime services and manufacture of concrete structure were. It does not sound strange this non-competitive performance of a steel deck, for example, as its primary sector was already considered as being only domestic competitive, as previously outlined and registered in the Report to the Storting n. 25 (NORWAY. MINISTRY OF FINANCE, 1974).

The Cost Study (NORWAY. MPE, 1980b, p. 423) stresses that some indirect effects could have been of greater significance to the projects executed and to the Norwegian industrial engagement:

- a) Statoil stimulates a high participation of Norwegian deliveries in Stafjord, which caused delays and subsequent problems for the project;
- b) inexperienced yards win contracts, causing delays and cost increases;
- c) contracts have been concluded leading to loss to the suppliers and the subsequent arrangements to correct the situation, increasing considerably the cost;
- d) the foreign companies have a distorted picture of the Norwegian industry's competitiveness, because the authorities demand local deliveries;
- e) Norwegian suppliers being confident about the Government assisting them to receive contracts could weaken the motivation to be competitive.

The Cost Study (NORWAY. MPE, 1980b, p. 32) also attributes other problems that contributed to the cost increase due to Norwegian deliveries such as: a) shortage of good welders and piping specialists in the Yards in 1980; b) the turn in building of ships to process equipment for the petroleum industry demanded significant reorganization of the yards with comprehensive training requirement, that were conducted by the companies themselves. Thus, the shortage of specialists led to delays, difficulties in attending the requirements of this new industry, with higher quality demands and increasing costs.

Behind the development of Norwegian suppliers is the contract award procedure and The Cost Study (NORWAY. MPE, 1980b, p. 537) identified three main types: “[...] a) Open international competition; b) Open competition among Norwegian bidders; c) Choice of supplier without competition.” The hook-up work offshore, for instance, was excluded from international competition, due to Norwegianization demand (NORWAY. MPE, 1980b, p. 25). On the other hand, the study also pointing out that despite large contracts were awarded to local companies in open international competition, some were done, in the second half of the 70's, in uneconomic format (NORWAY. MPE, 1980b, p. 25). Thus, even winning

contracts in international competitions and having high LC, it did not mean necessarily that they were competitive in all fields (NORWAY. MPE, 1980b, p. 538).

It warns that as the performance of the Norwegian industry varied a lot among segments and companies<sup>113</sup> and to maintain a high level of local deliveries in free competition, the competitiveness should be significantly improved. It also enhances that this cost of developing local competence is acceptable, but the preference for Norwegian deliveries, should not take too long to end and thus, international market should be aimed (NORWAY. MPE, 1980b, p. 538).

The Cost Study (NORWAY. MPE, 1980b, p. 538) also stresses that the consequences of Statoil efforts to develop the Norwegian industry, absorbing the over cost and suffering the indirect effects, for example, can lead the company to problems at times.

In a global perspective, The Cost Study (NORWAY. MPE, 1980b, p. 538) stresses that it identified that other countries also have made policies favouring the local industry, and often even stronger than those in Norway. It also points out that purchasing policies similar to the ones implemented by Statoil were also identified in other state or semi state oil companies in other countries. However, it did not study it in detail.

According to Al-Kasim (2006) the international operators at the end of the 70's used to complain of a higher cost to E&P on the Norwegian side of the North Sea, as being even higher than the UK, and termed that as "Norwegian Cost Factor" or "Norwegian Factor". Al-Kasim (2006, p. 45) believed it made sense as:

The UK had been engaged in petroleum operations elsewhere in the world for many decades before it started in the North Sea. Norway was not only new to such operations it also had a relative limited industrial capacity when compared with the challenges associated with developing giant fields.

Perhaps this could be interpreted, as the cost of developing Norwegian local industry, or the learning curve, would be higher than in the UK. This idea is in consonance with F. List's thoughts expressed at the beginning of this work.

---

<sup>113</sup> "Even if we can compete in some areas such as concrete constructions, maritime services and electric installations, the Committee through its work has arrived at the result that, for the mechanical industry as a whole Norway is probably at a price level more than 15% but possibly less than 30% above several of our competitors. [...] For Norwegian maritime services, drilling rigs etc, the Norwegian units have indeed all the time operated under free international competition, but with very low margins to take care of capital costs (NORWAY. MPE, 1980, p. 538)".

It is also worth stressing that The Cost Study was done in 1979-1980 and unfortunately the only other formal cost study – that we are aware of - was published in 1999 and thus after the end of LC requirements. Therefore, this latter study (KAASEN, 1999) is more focused on other issues affecting the offshore high cost overruns in Norway around 1994 and 1998 (such as conflicts on the contract relation between operators and contractors, for example), rather than Norwegian supply industry deliveries due to LC regulation.

Indeed at the beginning of the 90's the Government again took stronger actions to try to control cost overruns and improve the competitiveness of the NCS and thus, stimulate a more realistic initial budget and how to keep it down (KAASEN, 1999). NORSOK program<sup>114</sup> created by the MPE in 1993, was an example, involving joint effort of oil companies, contracting industry, labour unions, research institutions and governmental bodies to improve schedule performance and cost of E&P in the NCS (KAASEN, 1999).

Despite having managed to produce significant cost reduction in the NCS, Wiig (2006, p. 78) states that many suppliers became financially distressed as a consequence of NORSOK<sup>115</sup>. Wiig (2006, p. 79) also highlights that: “One additional reason for the upbeat Norwegian attitude towards NORSOK is that it stimulated the development of a national supply industry (at least in its home market)”.

Ryggvik (2013) points out that the development of a contract system, that came with NORSOK, through larger and longer contracts with common standards ended up also favouring the local contractors and its suppliers. Thus, we could say that now the attempt of gaining, for example, economy of scale, by stimulating more EPC contracts is an opposite movement to that which occurred at the beginning of the oil history, and earlier explained. But now, the Norwegian companies had gained financial muscles and technology to compete in bigger bids.

Engen (2002) describes in detail that these changes in the procurement forms of contracts had serious problems along the supply chain. For example, the oil companies in hiring EPC contracts passed much of the risk and pressure to the main suppliers (Aker, Kvaerner and Umoe Group), which also passed it to their sub-suppliers. These main

---

<sup>114</sup> NORSOK means: “[...] The Competitive Standing of the Norwegian Offshore Sector. It resembles – and was partly inspired by – the CRINE (Cost Reduction Initiative for the New Era) initiative on the UK Continental Shelf (KAASEN, 1999, p. 3).”

<sup>115</sup> The results until the end of the nineties seems to have been different depending on the group of companies in the oil industry. The operators were in general the most benefited, while some suppliers (specially small and medium enterprises - SME) had difficulty to attend the new specifications and supply under a tight time schedule (ENGEN, 2002, p. 227). For a rich discussion over the rhetoric and realities of NORSOK see Engen (2002).

suppliers, during the nineties, overestimated their capacity of developing the whole EPC contracts and in many cases they had to solve the problems with oil companies, which had hired them, in court (Engen, 2002).

Ryggvik (2013) also highlights that naturally the technical requirements implemented were easier to be reached by those companies that were already locally established, thus also favouring the local sub-suppliers. Al-Kasim (2006, p. 117) underlines a different approach on NORSOK, as it broke the historical relation of operators and single contractors on the development work as it started to involve in the earlier stages several suppliers, if needed, to improve cost-effective results: “By becoming involved in the early engineering phase both operator and supplier would gain by avoiding duplication, reducing the risk for revisions and modifications and in general by improving incentives for cost efficiency.”

As last observations about oil policies, it should be stressed that despite after 1994 article 54 and thus the protective policies had to be finished, the Government continued to work to develop the Norwegian O&G supply chain. The sections 1-2 of the “Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities” evidence that (NPD, 2015a; Our highlight):

Resource management of petroleum resources shall be carried out in a long-term perspective for the benefit of the Norwegian society as a whole. In this regard **the resource management shall** provide revenues to the country and shall **contribute to ensuring welfare, employment and an improved environment, as well as to the strengthening of Norwegian trade and industry and industrial development, and at the same time take due regard to regional and local policy considerations and other activities.**

Other actions implemented by the Government after 1994, reinforce that it kept working to develop the O&G supply chain. In this manner, we highlight that the Government, together with the Norwegian O&G Industry, created INTSOK in 1997, which has as main goal assist Norwegian companies expand business in the international O&G market (INTSOK, 2015).

In the same vein, the Government created Innovation Norway in 2004, replacing four organizations.<sup>116</sup> Its main objective was to stimulate innovation, internationalization and regional development of the Norwegian companies (NORWAY. MPE, [2004?])<sup>117</sup>. Within Innovation Norway role in the O&G sector, the Report to the Storting n. 38 (NORWAY.

<sup>116</sup> The Norwegian Tourist Board, the Norwegian Trade Council, the Norwegian Industrial and Regional Development Fund (SND), and the Government Consultative Office for Inventors (SV0).

<sup>117</sup> For more information about Innovation Norway see: <<http://innovasjonnorge.no/en/start-page/>>. Access: 04 jan. 2014.

MPE, [2004?]) points out that it is complementary to INTSOK in a way that: “[...] the overall competence of the Norwegian policy instruments can be utilized in the best possible way for the Norwegian supplier industry. This requires close cooperation between the two organizations<sup>118</sup>”. Thus, the Government clearly worked to avoid overlapping of actions.

With respect to direct actions of the MPE to develop the O&G supply chain nowadays, it should be underlined the role played by the “Section for Industry Affairs - INI<sup>119</sup> (NORWAY. GOVERNMENT, 2012):

The Ministry’s Issues related to the development of the Norwegian supply and services industry with deliveries of goods and services to the petroleum- and energy industries. Issues of industrial and political relevance to the petroleum and energy industries. The Ministry’s contribution to the internationalisation of the industries (i.e. Intsok, Petrad)”

In this new phase of openness in the NCS, there are also other Norwegian organizations supporting the development and sustainability of the local O&G supply chain, such as: The Research Council of Norway (RCN)<sup>120</sup>, SIVA<sup>121</sup>, EPIM<sup>122</sup>, Achilles<sup>123</sup>, Navitas<sup>124</sup>, Petroarctic<sup>125</sup> and technologies parks and accelerators related to O&G, such as Accelerator in Ipark<sup>126</sup>.

There are some initiatives being taken recently in the north of the country that perhaps could be classified as an attempt to return to local content regulation, thus favouring and or stimulating regional suppliers<sup>127</sup>. However, we believe that it should be more a political issue or contracts of marginal sizes, as the EU procurements legislation probably would not allow such a policy to be implemented openly again.

As a consequence of these policies and developments the O&G industry in Norway nowadays is characterized by the presence of major international oil companies, services

---

<sup>118</sup> Our translation.

<sup>119</sup> From 01/07/2005 until 01/08/2008 the “Section for Industry Affairs (INI)” was entitled as “Section for internationalization (INI)” (NSD, [2008?]).

<sup>120</sup> For more information about RCN see: <[www.forskingsradet.no/en/Home\\_page/1177315753906](http://www.forskingsradet.no/en/Home_page/1177315753906)>. Access: 04 jan. 2014.

<sup>121</sup> For more information about SIVA see: <<http://siva.no/?lang=en>>. Access: 04 jan. 2014.

<sup>122</sup> For more information about EPIM see: <[www.epim.no/epim/main/home](http://www.epim.no/epim/main/home)>. Access: 04 jan. 2014.

<sup>123</sup> For more information about Achilles see: <[www.achilles.com/en?cont=>](http://www.achilles.com/en?cont=>)>. Access: 04 jan. 2014.

<sup>124</sup> For more information about Navitas see: <<http://navitas.no>>. Access: 04 jan. 2014.

<sup>125</sup> For more information about Petroarctic see: <[www.petroarctic.no](http://www.petroarctic.no)>. Access: 04 jan. 2014.

<sup>126</sup> List of Norwegian Technologies parks are available at: <<http://fin.abelia.no/om-fin/medlemmer/>>. Access: 04 jan. 2014.

<sup>127</sup> We would like to stress the return of the strategy of making smaller contracts in order to allow more participation of smaller companies and the LUNN programme to develop suppliers in the north of Norway (STATOIL, 2010).

companies, and a strong and internationalized supply industry spread throughout the country. The constitution of regional industrial clusters related to the O&G supply industry should be stressed, strengthening the competitiveness and the internationalization of its members, such as: NCE Subsea (located in Bergen), NCE Maritime (located in Aalesund, with focus on supply vessels) and NCE NODE (located in Kristiansand and with focus on Norwegian Offshore & Drilling Engineering), among others that work more transversely with O&G industry<sup>128</sup>.

Ryggvik (2013, p. 83) makes the following consideration about this new form of stimulating the local industry: “In many ways, the new kind of industrial policy with the establishment of standards and organizations around clusters could be described as a new form of protectionism suited for an open global economy.” Ryggvik (2013, p. 87) also highlights that after the end of protectionism policies in Norway, the clusters were an important mechanism to “[...] both maintaining a central position in the home market and for international expansion.” However, the author stresses that despite Norway having had a successful presence in some segments in the O&G industry already in the 70’s, the whole supply chain was only well attended to by local suppliers during the 1990’s and 2000’s (RYGGVIK, 2013)<sup>129</sup>.

In the first tier of the oil industry, Norway has 59 licensees and 38 operators (NPD, 2014a)<sup>130</sup>. From the three main historical Norwegian oil companies, now remained Statoil as the main operator in the country, after the merger and acquisition process previously outlined. In 2012 the production of 1,9 thousand barrels of oil equivalent per day, ranked Norway as 14<sup>o</sup> in the world rank of producers (USA. EIA, 2014).

The main employers and producers of O&G are Statoil (with more than 70%), ConocoPhillips and Shell (SASSON; BLONGREN, 2011). In the last years the participation of many smaller licensees and operators has increased substantially, changing the pattern of investment in E&P, usually dominated by large firms (NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE apud SASSON; BLONGREN, 2011, p. 18). According to NPD (2014b) Norway had already 23 round bids, since the first one in 1965 and “Since 2000, additional

<sup>128</sup> Other Norwegian Center of Expertise (NCE) that works transversely with the O&G industry are: NCE Raufoss, NCE Instrumentation and NCE Systems Engineering Kongberg. For more information about NCE see: <[www.nce.no/no/Om-NCE/About-NCE/](http://www.nce.no/no/Om-NCE/About-NCE/)>. Access: 19 feb. 2014.

<sup>129</sup> Al-Kasim (2006, p. 188), states that this time was much shorter: “Being an established industrialized nation, it did not take the country more than ten years to become fully and successfully engaged in all phases and sectors of Petroleum operations.”

<sup>130</sup> For more information and names of oil companies in the NCS see: <<http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=en&nav1=licence&nav2=TableView%7cLicensees>>. Access: 04 jan. 2014.

production licences have been assigned each year in the awards in predefined areas (APA). These areas are located in mature parts of the shelf where the geology is familiar, and the infrastructure well-developed". Thus, since 2000 there is regularity in the rounds bids, which should facilitate for the operators to plan their activities and to keep a steady level of investment in the NCS.

The importance of the O&G industry to the Norwegian economy (shares as % of GDP) has passed 20%, but it varies as the price of O&G changes (SASSON; BLONGREN, 2011, p. 14). This high level of the importance of O&G in the Norwegian economy is not only due to its production, but also related to the development of the domestic based supply industry (SASSON; BLONGREN, 2011).

The number of companies in the O&S supply chain in Norway varies across works and authors. Sasson and Blongren (2011) identified the largest amount of firms involved in the O&G industry in Norway and as being around 2.500. Of course that as the base of data of suppliers varies across works, consequently all the analysis derived from it should differ too. Sasson and Blongren (2011, p. 18) quotes this difference of base of data of suppliers:

The industry employs 136,000 persons, of which 22,000 are employed by operators and 114,000 are employed by suppliers. This supplier employment figure is somewhat higher than figures presented by Vatne (2007), Ernst & Young (2009) and ECON (2010), but it is in line with Eika, Prestmo and Tveter (2010b) when adjusted for employment in generic activities<sup>131</sup>.

However, due to the mergers and acquisition process carried out in the nineties, it is hard to identify precisely which suppliers are indeed Norwegian (RYGGVIK, 2013). It should also be underlined that some historically important Norwegian suppliers went bankrupt, such as Oil Industry Services (OIS) or Offshore Industries Services (OIS) in 1987<sup>132</sup> and Kvaerner<sup>133</sup>, apparently for different reasons, and ended up being acquired or merging (RYGGVIK, 2013).

Resuming, the Norwegian suppliers that we believe that have/had greater importance, apart from Aker and Kvaerner and NPC: Kongsberg Group, Aibel, Norwegian Contractors (NC)<sup>134</sup>, Umoe<sup>135</sup>, Subsea 7, Seadrill, Smedvig, Odfjell Drilling, Petroleum Geo-

<sup>131</sup> It does not include public organization and research institutions related to O&G.

<sup>132</sup> OIS was the largest offshore company in southern Norway, formed by a consortium of companies (RYGGVIK, 2013; NORWAY. MINISTRY OF PETROLEUM AND INDUSTRY, 1980).

<sup>133</sup> Later on we will return in this issue about Kvaerner.

<sup>134</sup> Aker bought the Norwegian Contractors (NC) in 1986 and became the biggest producer of concrete platform in the world (AKER, [2014B]).

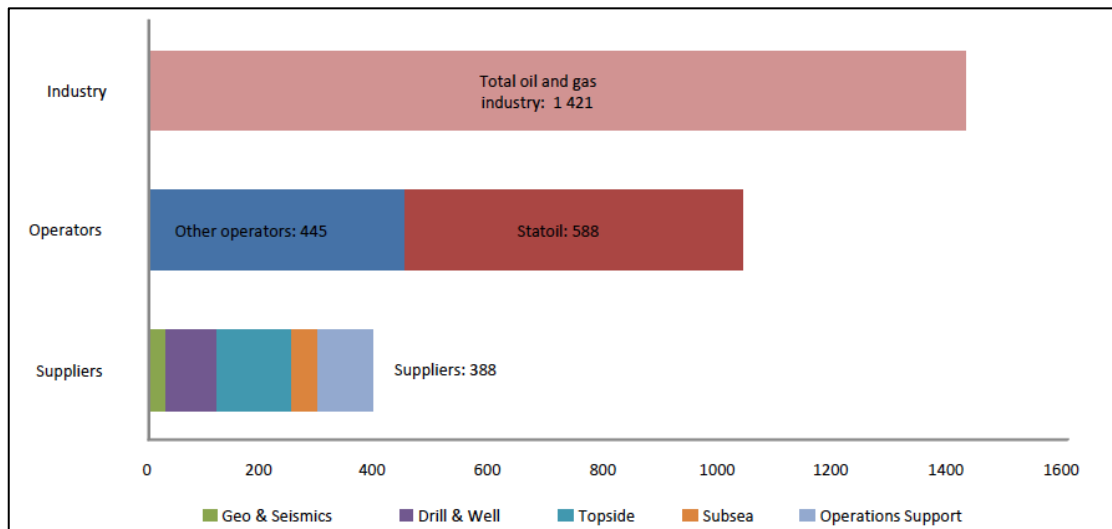
<sup>135</sup> UMOE Group merged with ABB in 2000 (ENGEN, 2002).

Services (PGS), Bergen Group. However, Ryggvik (2013) considers that nowadays most of indeed Norwegian big contractors are owned by foreign companies, aside from Aker, Odfjell Drilling and Petroleum Geo-Services (PGS).

It also should be stressed that the foreign ownership relevance in the Norwegian O&G supply chain differs, as some companies had even moved their O&G decision centre to Norway (such as ABB) and/or the subsidiaries had a quite large freedom for strategies such as NOV facilities in south Norway (RIGGVIK, 2013).

But going further in Sasson and Blongren (2011) analysis on these 2.500 firms, it should be mentioned, as it can be seen in the figure 3.2, suppliers responded for 388 billion Norwegian kroners in sales or almost 30% of the whole sales in the O&G industry in 2008.

**Figure 3.2 - Total sales in the Norwegian petroleum industry (2008)**



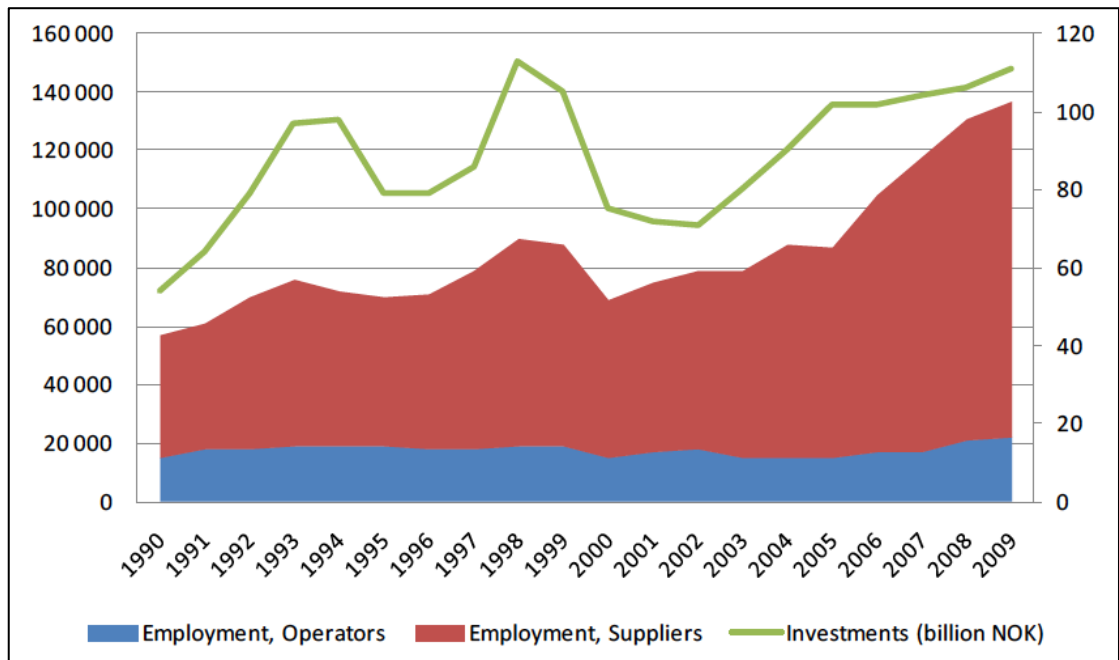
Source: Brønnøysund Register Centre, IRIS/BI. Apud: Sasson and Blongren (2011)

The importance of suppliers can be also noticed in the evolution of employment in the Norwegian O&G industry (Figure 3.3). We also outline that the employment in suppliers have a strong correlation with investment in the sector. On the other hand, the employment of operators is basically stable (Figure 3.3)<sup>136</sup>.

<sup>136</sup> Just as a reference, in Denmark the offshore industry employs around 15.000 people, spread around 600 companies involved in all tiers and since operators to suppliers, specialists, and researchers and educational establishments (OFFSHORE ENERGY, [2014a], [2014b]). Yet in UK the offshore industry employs 127.102 people in 1.585 companies in 2012 (EY, 2014, p. 5), excluding the operators. However the same EY (2012, p. 6) reports also presents a higher estimative, based on information from the Economic Research Council (ERC), for the UK offshore supply chain, with 200.000 people employed, also without including the operators. If it include the operators and induced employment footprint, it could go up to 450.000 in the estimative of the Oil & Gas UK organization (EY, 2014, p. 6).



**Figure 3.3 - Employment in the Norwegian oil and gas industry (1990-2009)**

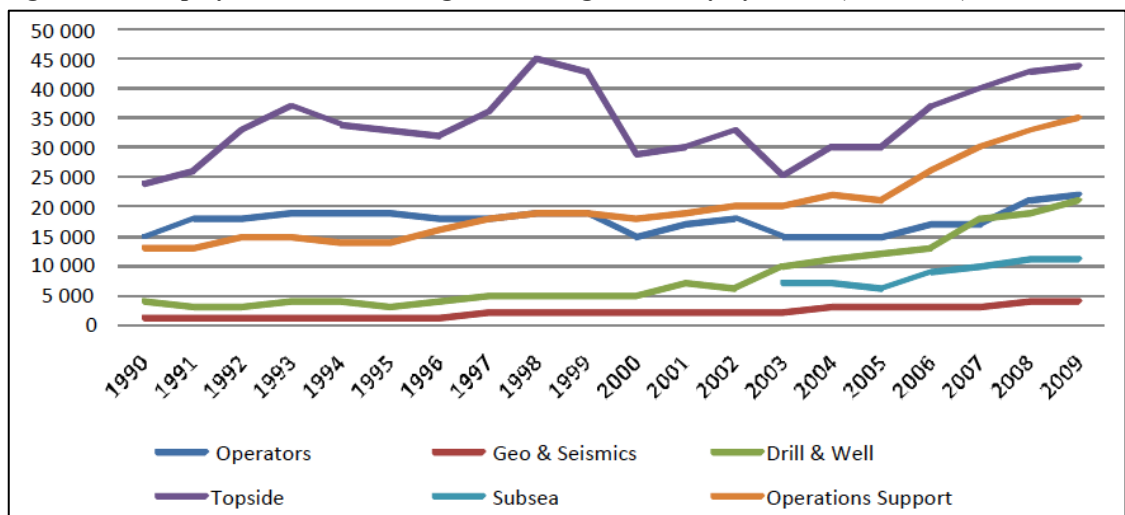


Sources: employment: 1990-2002 (Aetat) and 2003-2009 (IRIS/BI); investments: Norwegian Petroleum Directorate. Apud: SASSON AND BLONGREN (2011)

Figure 3.4 shows the great fluctuation of employment in the topside sector and the growth in drill and well and operations support (SASSON; BLONGREN, 2011). The authors attribute large part of this growth to (SASSON; BLONGREN, 2011, p. 23):

[...] may be the result of the increased focus on MMO and the increasing internationalization of the industry (especially in Drill & Well) in recent years. ECON (ECON 2010) estimates that the share of employees engaged in international operations is about 50 per cent within Drill & Well and 40 per cent in Operations (roughly similar to ‘Operations Support’ here).”

**Figure 3.4 - Employment in the Norwegian oil and gas industry by sector (1990-2009)**



Sources: 1990-2002 (Aetat) and 2003-2009 (IRIS/BI). Apud: Sasson and Blongren (2011)

In relation to the peaks of employment on the topside Sasson and Blongren (2011, p. 23) also highlight that:

The graph shows that the employment peaks of the 1990s (1993 and 1998) were both related to the construction of platforms and rigs (Topside). Following a slump in 1999, employment in Topside is now back to roughly the same level as in 1998. As this sector is very vulnerable to low-cost competition from abroad (ECON 2010), the current growth may be due to maintenance and modification activities that, by their very nature, must be conducted in country.

Within this matter, Riggvik (2013) points out that during the 90's Norwegian contractors focused more on technology-heavy areas closer to the core technology of the oil industry, and thus the construction of platforms, rigs and production ships was gradually shifted abroad. As an example of the specialization process that the contractor industry has gone through in Norway, he quoted the cluster of drilling in southern Norway:

Only a small part of the physical equipment which constitutes the drilling packages supplied to Shipowners, drilling companies and oil operators is built in Norway. Much of it is constructed in Asia (Singapore, South Korea, China, etcetera) Norwegian engineers are involved in developing and adapting the equipment, but the most important part of the work lies in being able to knit the various pieces of equipment together to a packet which actually works (RIGGVIK, 2013, p. 136).

A more specific example of this new configuration of the Norwegian O&G supply industry is the project of the Italian oil company ENI, in Goliath field, which the construction of its offshore facilities is being undertaken mainly in South Korea, but with a Norwegian content estimated as up to 65% (RIGGVIK, 2013, p. 123). It stands out that, years before, Norwegian Shipowners Association, fearing retaliation of the policies to develop local competence to affect its international business, suggested exactly what ended up happening:

Norwegian Shipowners' Association charged that Norwegian offshore supplies policy fostered inefficiency in Norwegian industry and raised costs on the continental shelf far above those in other areas of the world. As a remedy, it advised Norwegian suppliers to concentrate on high-technology products they could sell internationally, while contracting abroad for labour-intensive manufactured goods (NELSEN, 1991, p. 103).

Sasson and Blongren (2011, p. 34) stress that nowadays many Norwegian shipyards have been focusing more on the maintenance and operation due to high cost and difficulties to keep competing internationally. Those that kept in the construction of vessels are increasing

its dependence in foreign labour (ECON, 2010 apud SASSON; BLONGREN, 2011, p. 34). Even other areas where Norway has been well positioned internationally like manufacturing mechanical equipment within drill, well and subsea sectors it has been facing increasingly tough competition of low-cost Asian suppliers (NORENG, 2005 apud SASSON; BLONGREN, 2011, p. 34).

In respect to value creation Sasson and Blongren (2011) estimated that the value creation of the O&G industry in 2008 was one third of the Norwegian GDP, which confirms the high importance of this sector to the economy. Other important indicator of success of development of Norwegian O&G supply chain is its level of internationalization. In 2009, for example, the exports of Norwegian suppliers represented 8% of total export of the country, spread around the world. If the sales of the foreign subsidiaries were considered this number would reach 15% of total exports, excluding O&G (SASSON; BLONGREN, 2011).

Considering the high level of investment, even the sectors more based on the local O&G market are still in a comfort zone for the years to come. However, these activities such as equipment supply, support facilities, construction and maintenance have higher chances of breaking with the end of E&P of O&G in the NCS and they employ a lot of people (53.000). Other activities that should be able to internationalize more are: rigs, maritime operations, engineering-based manufacturing, etc. (SASSON; BLONGREN, 2011).

Within the internationalization strategy Norwegian firms seem to be very successful in stabilising subsidiaries and producing abroad, due to factors such as cheaper labour and local content regulations (SASSON; BLONGREN, 2011). On the other hand some big Norwegian EPC companies had difficulties in the internationalization process, like Aker and Kvaerner in the UK, and special attention would be for the latter breaking after a bad giant acquisition in 1996. Aker ended up taking control over Kvaerner and forming a giant offshore EPC company (RYGGVIK, 2013, p. 121)<sup>137</sup>.

Ryggvik (2013), using data from a recent Rystad Energy (2012) study, stresses that this internationalization process of the O&G supply chain had a significant growth path after 2003. He also underlines that the partnership of Statoil with BP to internationalize the Norwegian oil company had small impact on the Norwegian suppliers internationalization process, thus different from the expectation (RYGGVIK, 2013).

Other important fact to be emphasized is the high participation of the State in the O&G supply chain, thus going further than only operators as commonly known. Sasson and

---

<sup>137</sup> For more information about this merge see Kvaerner ([2014]).

Blongren (2011, p. 91) consider a share of 18% of the O&G supply chain belonging to the State in Norway as being small: “In 2008, more than 50% of all sales in the supplier industry were controlled by foreign owners, while only 18% were controlled by the Norwegian state. Private Norwegian ownership was at 28%.”

This state participation is basically in 2 main companies on the supply chain: Aker ASA (30%) and Kongsberg (50%), according to a Government report (NORWAY. REGJERINGENS EIERPOLITIKK, 2012). According to Ryggvik (2013, p. 122) this purchase of shares of Aker, by the State, was done in 2007 and intended to: “[...] prevent a situation where a technological milieu built up over time was eroded through the company’s core functions being moved out the country.” Al-Kasim (2006) and Noreng (2006) point out that there is a tradition of the state to participate in commercial and industrial activities in Norway, as part of its social democratic heritage, when it is seen as important to secure a desired and national development, such as was done in the hydroelectricity power<sup>138</sup>.

In respect to the Norwegian participation in the O&G sector nowadays, as mentioned previously, after 1981 the official data about local content were delivered in average or great numbers only. The last official government report supplying such kind of data, that we found (NORWAY. MPE, [1998?]), states that the Norwegian deliveries in the recent years kept high, being well above 50%, but with differences on the segments. The data on this issue in the last works found (HEUM, 2008) presents the numbers as being around 50-60%, in value added, for investment in developing new fields and approximately 80% in maintenance and operations<sup>139</sup>. Noreng (2006) also presents similar data for Norwegian content as being today around 50%, but also does not quote de source.

On the other hand, it is interesting to note that the Statoil Sustainability Report (2013, p. 23) affirms that the company share of local procurement in 2013 was between 75 -100 %. Even though Norwegian net local deliveries in the O&G sector nowadays can be between 50 to 75%, as it is an open market today, we considered it high and represents also that the policies implemented in the past have succeeded.

Other important issues highlighted by Heum (2008) is that a better way of measuring the success in the development of local content is to analyse the level of internationalization

---

<sup>138</sup> In the same manner, Leskinen et al. (2012) stress that Norway is among the countries in OCDE with the highest state involvement in the Economy, being only bellow Poland and Turkey. Among the 77 companies that the state has an ownership stake, 52 are managed directly by Government ministries. The size of the companies varies from large multinationals to small and middle (LESKINEN et al. 2012).

<sup>139</sup> The author does not quote the source.

of the supply and service providers located in a country and in Norway it is high (as seen earlier).

Two other issues worth quoting of Sasson and Blongren (2011) are that: the common acquisition of Norwegian start-ups by foreign bigger companies, could be actually good as this could end up with access to new external markets; and on the other hand this large participation of foreign companies on the supply industry could become a delicate issue, when the E&P of O&G decreases in NCS, as future accumulation of knowledge might be injured.

Within financial assistance, it has been identified that local companies have been facing some difficulty to access capital for innovation at a competitive price, but it has been improving in the last years. On the other hand, it should be quoted that the emergence and increase participation of venture capital and private equity firms, and pension funds in the O&G sector (SASSON; BLONGREN, 2011)<sup>140</sup>.

Nowadays the Norwegian State stimulates innovation and R&D on O&G through several channels/organizations, and most of it could be related to suppliers<sup>141</sup>: The SkatteFUNN policy for all industries; Innovation Norway; SIVA; Research Council of Norway (RCN); PETROMARKS and DEMO 2000 (SASSON; BLONGREN, 2011, p. 72)<sup>142</sup>. We believe that the actions historically done to stimulate innovation in the petroleum sector in Norway succeed in such a way, that still today several R&D centres of important key international suppliers are operating<sup>143</sup>.

### **3.4 Other Relevant Factors of the Development of the Norwegian Upstream O&G**

#### **Supply Chain:**

We consider here external and internal factors that contributed to the development of the Norwegian O&G supply chain, but were not a direct policy of the government done purposely or that facilitated its work. Heum (2008) classifies this situation as being lucky in timing.

It should be again reminded that the offshore O&G industry of the sixties was not much developed in the world, therefore newcomers would have great opportunities to

<sup>140</sup> Statoil has a division to stimulate the development of small and medium enterprises in the supply chain, supporting financially and technically companies in their first years (STATOIL, [2014]).

<sup>141</sup> Some of these actors have been earlier mentioned.

<sup>142</sup> “The government-appointed task force OG21 (Oil and Gas in the 21st Century) provides recommendations on directions for research to the Ministry of Petroleum and Energy (SASSON; BLONGREN, 2011, p. 72)”

<sup>143</sup> See: <[www.slb.com/about/rd/research/ssr.aspx](http://www.slb.com/about/rd/research/ssr.aspx)>

and

<[www.abb.no/cawp/noabb068/751ad4b71375d4edc12576c5005628de.aspx](http://www.abb.no/cawp/noabb068/751ad4b71375d4edc12576c5005628de.aspx)>. Access: 28 oct. 2014.

explore, especially considering the needs to develop technologies for E&P in the deep and harsh sea environment of the North Sea (HEUM, 2008; AL-KASIM, 2006; VATNE, 2000). Heum (2008, p. 16) adds to this factor the fact that: “As the industrial experience from shipping, ship design and construction and from ship equipment and material used for such purposes, turned out to be of real relevance, there was a breakthrough for newcomers into the industry”.

Thus, this condition represented challenges and opportunities for newcomers. Indeed, Al-Kasim (2006) highlight that Norway managed to mobilize their research to develop tailor made solutions for the areas where new technologies were demanded due to the North sea unique characteristics at that time. In this sense, Heum (2008, p. 11) also points out “The fortune of hosting relevant industrial competence”, as detailed in the social economic section.

Heum (2008) also enhances: the stagflation of the 70’s, guiding the Norwegian companies looking for new opportunities; and the rise of oil prices and oil companies - leading engineering companies<sup>144</sup> being excluded from major oil regions in the world, increased their willingness to accepted stricter terms to E&P O&G in the NCS, as mentioned before.

Noreng (2006) stresses that this higher price of oil was also important to finance this higher cost of E&P of O&G in these challenging conditions of the North Sea, that were consequently more costly. Engen (2002) states that this scenario, with expectation of high profits, facilitated the oil companies to accept the Government’s strong requirements, that could be considered as “infant industry policy”.

In a different perspective Wiig (2006) underlines that the fact of the Norwegian society being much based on trust, increased the chances of success in partnering, with reflection in the interaction on the supply chain. Within this matter, Al-Kasim (2006) stresses that Norway be considered one of the most stable democracies in the world, should have inspired confidence in the mid-sixties, in oil companies that requested licenses for E&P.

The author emphasises that despite the existence of different political schools of thought in the country - which alternated in power and had many differences in opinions over details of the petroleum policy -, there was a remarkable political consensus in fundamental aspects of the oil policies. This latter have shown to contribute to maintain the international petroleum industry interested in Norway in the long term (AL-KASIM, 2006). Al-Kasim

---

<sup>144</sup> As much as leading engineering companies.

(2006) also states that this political consensus is best expressed in the 'Ten Commandments of Norwegian Oil Policy':

1. That national management and control of all operations on the Norwegian Continental Shelf [NCS] be ensured.
2. That petroleum discoveries on the NCS be exploited so as to make Norway as independent as possible with regards to supply of crude oil.
3. That a new industry based on petroleum be developed.
4. That the development of a petroleum industry occur with due consideration for existing industry and the natural environment.
5. That the flaring of gas not be allowed except for short testing periods.
6. That petroleum from the NCS should as a general rule be landed in Norway except in cases where socio-political considerations dictate another solution.
7. That the state involve itself at all appropriate levels to coordinate Norwegian interests within the Norwegian petroleum industry and to create an integrated Norwegian oil community.
8. That a national oil company be established to attend to the government's commercial interests and to facilitate cooperation with domestic and foreign oil interests.
9. That activities north of the 62nd parallel be compatible with the distinct socio-political conditions in that region of the country.
10. That it be understood that Norwegian petroleum discoveries will present new tasks for Norwegian foreign policy (THURBER; ISTAD, 2010, translation from Norwegian Parliamentary Report of June 14, 1971).

In relation to these commandments, Thurber and Istad (2010, p. 17) enhance that: "Norway, with its heritage of transparency and mature democratic institutions, was unusual among oil states in the degree to which it publicly deliberated on these points." Two other facts also reinforce this important contribution of the political stability/consensus in the development of the Norwegian O&G industry:

- a) the first president of Statoil, Arve Johnsen, has held this position for such a long time (1972-1987), coming through even when the opposition won the election at the beginning of the 80's, and only resigning after an overrun cost scandal in the reform of the Mongstad refinery (BJØRNSTAD, 2009; RAMM, 2009);
- b) the first general director of the Norwegian Petroleum Directorate, Fredrik Hagemann, has held this position from its creation in 1972 until his retirement in 1996; thus staying in power of the key regulatory organization of the sector, indeed more time than the formally industrial policy (1972-1994) (NPD, 2015b; KINDINGSTAD; HAGEMANN, 2002).

With regards to unique circumstances for the Norwegian oil industry development, Al-Kasim (2006) enhances the following facts: a) if the E&P of O&G was costly because of its harsh environment, on the other hand, the first fields discovered had large structures; b)

the discoveries of oil fields went deeper progressively, as exploration headed towards north waters; c) the proximity of the discoveries to the European gas market, contributed to sell gas in a much more efficient manner; d) the O&G reserves found had good quality.

Other factors, already covered earlier, that also contributed to the development of the Norwegian oil industry are the influence of work permits and Unions. The Cost Study (MPE, 1980, p. 324), for example, quotes that a joint venture with a foreign company (forming Brownaker A/S) was chosen for the offshore work in a field, which previously was not even taken into consideration in 1976. The reason was that the authorities restricted the allocation of work permits on the NCS. It also points out the influence of the unions on the contract winning: “A further restriction was seen in the course of 1977-78 when the requirement for foreign manpower were submitted to the trade unions for comment before permissions were given (NORWAY. MPE, 1980b, p. 324)”.

On the other hand, the wage control and income coordination programs done in national-wide negotiations, as much as counter-cyclical policies, were also considered of great importance to avoid the Dutch disease (LARSEN, 2006). In this vein, we understand the importance the relation of the Unions with Employer Association contributing to equalize and control the wage raises and thus the inflation. Therefore, it can be considered important, for the development of industry and the economy, a stable environment that the union’s and the employer association work helped to build<sup>145</sup>. However, the main action to avoid the Dutch disease and the oil curse was the creation of the Petroleum Fund in 1991, which holds outside the country the “excess of wealth”, generated from the oil activities, thus externalizing the possible negative effect of an “extraordinary demand” on the economy (AUSTVIK, 2012; THURBER; ISTAD, 2010; LESKINEN et al., 2012)<sup>146</sup>.

Riggvik (2013, p. 79) also states that some local conditions that in the past were considered as burdensome, now could be advantageous in international markets:

Strong trade unions led to high wages for all groups working offshore, from catering staff to process operators. But because of general egalitarian features of Norwegian Society, the wages level for engineers and top positions was moderated by comparison with other countries. This, in combination with strong

---

<sup>145</sup> According to Stromme (1996) the relation of agreements and cooperation’s between the Norwegian Confederation of Trade Unions (LO) and the Employer Association started much before the development of the O&G in the country in the mid-sixties.

<sup>146</sup> According to Bjørnland (1997), Norwegian manufacturing sector has indeed benefited from the oil discoveries and its higher prices. Nevertheless, it also underlines the importance of the deliberate subsidies to maintain manufacturing output in Norway, and thus employment, during transition periods in the North Sea Oil (BJØRNLAND, 1997).



environmental and health and safety regulations, created incentives for development of a robust, advanced technological solutions.

The Cost Study (NORWAY. MPE, 1980b) also highlights that the Norwegian personnel taxation contributed to stimulate hiring local personnel, as it made it more expensive to keep foreign employees, becoming even more costly if it was for more than 3 years.

Riggvik (2013) also highlights that in some cases strong safety requirements stimulated the development of new technologies, such as the regulations on diving and the development of ROVs (Remote Operated Vessels), for instance.

### 3.5 Conclusion

As it could be seen, the successful Norwegian oil history is quite complex, involving several actors, strong political influence (which fluctuate among wing parties), changes in the world oil scenarios, good socio-economic backgrounds and other particular factors. Therefore, it would not be so easy to try to adapt some of the policies used in Norway in other countries, especially due to particular local socio-economic environments and world scenarios that can differ much in time.

However, we believe that it can be quite helpful in this task to keep in mind some of the main policies and factors that seem to have been fundamental for Norway to build its O&G supply chain and also underlying some of the challenges that had to be overtaken. In this manner, we first point out that the level of intervention of the Government to build a competitive O&G supply chain, will depend substantially on how far it is from the international leaders, as underlined by List in a general reflection about industry.

Some specifically circumstances or characteristics of Norway and of the world oil industry, that have contributed to build this O&G supply chain, but that should not be so easy to be found again are<sup>147</sup>:

- a) good and stable socio-economic indicators, which are helpful in many senses, such as: being able to adjust in quite a short period of time its industrial, research and educational competence in different levels (tertiary and secondary); facilitate the attraction and partnerships of foreign companies with local companies; and perhaps of higher importance, not having to hurry in the implementation of the

---

<sup>147</sup> Especially at the same time.

policies to develop this new sector, such as the United Kingdom had to do, trying to revert economics imbalances, after finding O&G;

- b) IOC under pressure to find access to new O&G reserves, as much as leading engineering firms to find new markets, together with a high oil price, thus making them being more susceptible to accept strong bargain of the Government to train local industry in different levels of tiers (oil companies and suppliers) and transfer of technologies and know how;
- c) political stability/consensus over key/main issues in the oil policies: even when the opposition wins elections, do not enable or produce huge changes in the management of the State oil company (Arve Johnsen was Statoil first CEO and held the position from 1972 until 1987/88), of the regulatory agency (Fredrik Hagemann, was NPD first general director and held the position from 1972 until his retirement in 1996) and in other key issues of the oil policies, such as “Ten Commandments of Oil Policy” and procurement policies (local content regulation);
- d) low level of technological development worldwide related to the environment where the O&G will be exploited facilitate for newcomers (offshore exploration was at its early stages and in shallow waters);
- e) very good particular geophysics formation of the O&G and its reservoirs;
- f) strong rivalry of local oil companies having positive spillovers in the sub-suppliers (special vertical supply chain competition);
- g) a State oil company that can afford (with the over cost and indirect effects) to lead the development of the supply chain and having its costs in the exploration phase paid by other concessionaries (during the first years);
- h) strong unions movement, working in alignment with employers’ associations and companies to secure a higher participation of local labour and to control wage rises (good for the stability of the sector and economy as a whole);
- i) strong safety requirements contributing to the development of new technologies;
- j) consortium of local companies to compete with bigger and consolidated foreign companies;
- k) world scenarios contributing also to the end of protectionism policies when the industry was already mature;

- l) apparently the Norwegian industry did not depend much on especial funding (subsidies) to adapt its goods, services or production system to enter the O&G supply chain.

On the other hand, even with all these particularities and good elements to help in the construction of the O&G supply chain, Norway still had challenges and problems that other countries could also face in the future, such as:

- a) not enough workforce with the skills needed at the time projects are being executed, thus damaging the policies to favour local suppliers and rising costs (along the oil history);
- b) work having to be broken and redone (like welding) due to problems in adapting competence to the offshore work, and thus resulting in inefficiency;
- c) delays in the deliveries equipment and services, part being consequence of the factors above and also bad management of the projects;
- d) higher cost of the local deliveries (level of over cost varying among segments);
- e) problems in the cooperation and JV of the local companies with foreign companies, when it is done in a mandatory way;
- f) internal political forces being against the policies to develop the local competence (fishing industry and Ship-owners, for example) along time, for different reasons;
- g) unproductive investments from IOC in the economy, willing to please the authorities, when not guided and followed closed by the government;
- h) bankruptcies of important local companies or consortium in different levels of the supply chain;
- i) instability of employment (varying among segments);
- j) main suppliers overestimating their capacity of developing turnkey/EPC contracts and in many cases having to solve the problems with oil companies in court;
- k) local suppliers being acquired by multinationals.

And lastly we highlight actions and policies that we believe that should be considered, from the Norwegian experience, by other countries that are also trying to build a broad and competitive oil and gas industry:

- a) separation of roles of the main players representing the Government in the development of the Industry (MPE, NPD, Statoil, SDFI etc.);

- b) control the pace of production of O&G and the regularity of the concession rounds, trying to maintain a steady investment in the economy without ups and downs and avoiding structural imbalance (important also to give time to local industry to prepare itself to enter in the new sector and to avoid Dutch disease);
- c) use of concessions rounds to stimulate the local engagement in the oil industry through: stimulating oil companies to buy more local goods and services (local content), IOC transfer technologies and know how to local industry and research institutions, and train local companies (in different levels of tiers);
- d) stimulate strongly the foreign contractors also to transfer knowledge and make JV/cooperation with local suppliers, especially when complementary expertise matches, but not doing so in a mandatory/discretionary way;
- e) creation of a formal framework to enhance the local engagement: local content law, similar to that of section or article 54;
- f) creation of institutions working as “watch dog agency”, similar to the Goods and Services Office, to verify the percentage of local purchases of the oil companies and working together with the area that gives new acreage;
- g) creation of a State oil company and favour it to be operator of important fields and guide it to engage more local suppliers;
- h) strong participation of the State also in key players on the supply chain (AKER and Kongsberg);
- i) stimulate that big contracts be broken down into smaller packages, allowing the initial engagement of medium and small local companies or in new areas with concentration of small companies (north of the country nowadays);
- j) create programmes to engage the whole supply chain to decrease or avoid high cost of the activities (NORSOK), when it happens;
- k) stimulate that local companies be competitive since the beginning of the oil history and with time its internationalization;
- l) analyse closely and in a regular basis the performance of the local suppliers, in order to better adjust the policies;
- m) coordinate the education efforts of the sector in all different levels;
- n) strengthening local engineering firms (NPC);
- o) keep stimulating the industrial development of the sector even after the formal framework of local content is ended (sections 1-2 of the “Act 29 November 1996

No. 72 relating to petroleum activities”, INI, INTSOK, Innovation Norway, NCE and other programmes and organizations that work to stimulate innovation and develop and integrate the supply chain);

- p) stimulate the formation of clusters in the most likely areas where the local O&G supply chain has chances to compete internationally.

As it could be seen, the classical idea of giving a certain type of protection to an infant industry can indeed work in the long term, as it did in the O&G industry in Norway. In this vein, there are important parts of the Norwegian experience that could be used as a reference when trying to build an O&G supply chain in other countries. Apparently it also seems that the WTO is not creating impediments to industrial policies be implemented to develop the oil industry around the world. Nevertheless, it should be kept in mind that there are several variables to be considered and that the Norwegian case of development of oil industry had many particularities that can be hard to be found again elsewhere. It also should be noted that after the strong concentration of suppliers worldwide and a higher level of technologies of the oil industry nowadays, increasing the economy of scale, it must be even harder to build a similar success story as the Norwegian experience.

### 3.6 References

- ACHA, V. **Framing the Past and Future: the Development and Deployment of Technological Capabilities by the Oil Majors in the Upstream Petroleum Industry**. 2002. Thesis (PhD) - Science Policy Research Unit (SPRU), University Of Sussex, Brighton, 2002.
- AGÊNCIA BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL - ABDI. **Referências para a Política Industrial do Setor de Petróleo e Gás: o caso da Noruega**. Brasília: ABDI, 2011.
- AKER. **Aker's History**. [2014a]. Available at: <<https://eng.akerasa.com/This-is-Aker/History>>. Access: 24 oct. 2014.
- \_\_\_\_\_. **Important Acquisitions**. [2014b]. Available at: <<https://eng.akerasa.com/This-is-Aker/History/Important-acquisitions>>. Access: 30 oct. 2014.
- AL-KASIM, F. **Managing Petroleum Resources: The “Norwegian Model” in a Broad Perspective**. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2006.
- AUSTRALIA. Government of Western Australia, Department of State Development, Department of Commerce. **Local Content Report**, 2011. Available at: <

[https://www.commerce.wa.gov.au/sites/default/files/atoms/files/local\\_content\\_report-may\\_2011\\_0.pdf](https://www.commerce.wa.gov.au/sites/default/files/atoms/files/local_content_report-may_2011_0.pdf)>. Access: 30 jun. 2014.

AUSTVIK, O.G. **Landlord and Entrepreneur**. The shifting roles of the State in Norwegian Oil and Gas Policy. *Governance: An International Journal of Policy, Administration, and Institutions*. v. 25, issue 2, p. 315-334, 2012.

AYINE, D. **Consolidated Report on Proposed Petroleum Bills and Local Content Policy for The Petroleum Sector**. Submitted To: The Ghana Research And Advocacy Programme (G-Rap), 2010.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO SÓCIO ECONÔMICO - BNDES. **Estudos das 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**. Rio de Janeiro: BNDES, 2009.

BJØRNSTAD, S. **Shipshaped** - Kongsberg Industry and Innovations in Deepwater Technology, 1975-2007. 2009. Thesis (PhD) - Department of Innovation and Economic Organisation, Bi Norwegian School Of Management, Oslo, 2009.

CANADIAN CENTRE FOR POLICY ALTERNATIVES - CCPA. Campbell, Bruce. **The Petro-Path not taken, Comparing Norway with Canada and Alberta's Management of Petroleum Wealth**, 2013.

ENGEN, O. A. **Rhetoric and Realities**. The Norsok Programme and Technical and Organisational Change in the Norwegian Petroleum Industrial Complex. 2002. Thesis (PhD) - Department of Sociology, University of Bergen, Bergen, 2002.

FERRAZ, J. C.; PAULA, G. M.; KUPFER, D. Política industrial. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (Org.). **Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002. p. 545-567.

HAGEN, P. **Improvement of Local Content and Indigenous Participation in the Upstream Sector of the Petroleum Industry**. INTSOK, Norwegian Oil And Gas Partners, 2001.

HATAKENAKA, S. et al. **From 'Black Gold' To 'Human Gold' – A Comparative Case Study of the Transition from a Resource-Based to a Knowledge Economy in Stavanger and Aberdeen**. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology – MIT, jul. 2006. (Working paper).

HEUM, P. et al. **Enhancement of Local Content in the Upstream Oil and Gas Industry in Nigeria, a Comprehensive and Viable Policy Approach**. Bergen: Snf, 2003. (Report n. 25)

HEUM, P. **Local Content Development – Experience from Oil and Gas Activities in Norway**. Bergen: Snf, feb. 2008. (Working Paper n. 02)

HUNTER, T. **It's Time**: Petroleum Policy Change for Sustainable Development in the Australian Offshore Upstream Petroleum Sector. *Journal of Applied Law and Policy*, p. 31-54, 2009.

HUNTER, T. **Legal Regulatory Framework for the Sustainable Extraction of Australian Offshore Petroleum Resources: a Critical Functional Analysis**. 2010. Thesis (PhD), University of Bergen, Bergen, 2010.

INTSOK. **About INTSOK**. 2015. Available at: <[www.intsok.com/About-INTSOK](http://www.intsok.com/About-INTSOK)>. Access: 08 sep. 2015.

KAASEN, K. **Offshore Cost Overruns. The Investment Committee Report and its Legal Issues**. Simply, Marlus n. 247, p. 215-232, 1999.

KINDINGSTAD, T.; HAGEMANN, F. (Ed.). **Norwegian Oil History**. Stavanger: Wigestrands Forlag, 2002.

KVAERNER. **Our heritage: Building strength through experience**. [2014]. Available at: <<http://www.kvaerner.com/About-us/History/>>. Access: 24 oct. 2014.

LARSEN, E. R. Escaping the Resource Curse and the Dutch Disease? When and Why Norway Caught Up with and Forged Ahead of its Neighbours. **American Journal of Economics and Sociology**, v. 65, n. 3, p. 605-640, jul. 2006.

LESKINEN, O.; BEKKEN, P. K.; RAZAFINJATOVO, H.; García, M. **Norway. Oil and Gas Cluster: A Story of Achieving Success through Supplier Development**. Cambridge: Harvard Business School, 2012.

LINCHAUSEN, H. C. **Brazil, Oil and Statoil**. Challenges and Opportunities. 2010. Thesis (Master degree) - Economics and Business Administration program, Norges Handelshøyskole (NHH), 2010.

LIND, T.; MACKAY, G.A. **Norwegian Oil Policies**. London: C. Hurst & Co, 1980.

LOCKE, W.; CONCEPTS, S. **Exploring Issues Related to Local Benefit Capture in Atlantic Canada's Oil And Gas Industry**. 2004. A Discussion Paper Prepared For "Petroleum Research Atlantic Canada", 2004.

NELSEN, B. F. **The State Offshore**. Politics and State Intervention on the British and Norwegian Continental Shelves. New York: Praeger, 1991.

NORDAS, H. K.; VATNE, E.; HEUM, P. **The Upstream Petroleum Industry and Local Industrial Development**. A Comparative Study. Bergen: Snf, may. 2003. (Report n. 08)

NORENG, Ø. The Norwegian Experience of Economic Diversification in Relation to the Petroleum Industry. In: M. Abraham (Eds.). **Gulf Oil and Gas Sector: Potential and Constraints**. Abu Dhabi: Emirates Centre for Strategic Studies and Research (ECSSR), 2006. p. 161-198.

NORWAY. GOVERNMENT. **Former ministers**. 2007. Available at: <<https://www.regjeringen.no/en/dep/oed/the-ministey/former-ministers/id451509/>>. Access: 19 oct. 2014.

\_\_\_\_\_. GOVERNMENT. **Section for Industry Affairs - INI**. 2012. Available at: <<https://www.regjeringen.no/en/dep/oed/organisation/Departments/technology-and-industry-department/Section-for-Industry-Affairs/id445298/>>. Access: 08 sep. 2014.

\_\_\_\_\_. GOVERNMENT. **The State's direct financial interest - SDFI**. 2008. Available at: <<https://www.regjeringen.no/en/ryddemappe/rydde-tema/state-participation-in-the-petroleum-sec/the-states-direct-financial-interest-sdf/id445748/>>. Access: 19 oct. 2014.

\_\_\_\_\_. NATIONAL ARCHIVES. 2014. Available at: <<http://www.arkivverket.no/eng/The-National-Archives>>. Access: 19 oct. 2014.

\_\_\_\_\_. MINISTRY OF INDUSTRY AND ENERGY. **St.meld. nr. 26 (1993-1994)**, [1994?].

\_\_\_\_\_. MINISTRY OF FINANCE. **Parliamentary Report No. 25 (1973-74)**, 1974.

\_\_\_\_\_. MINISTRY OF PETROLEUM AND ENERGY - MPE. **Storting Report No. 53 (1979-1980)**, 1980a.

\_\_\_\_\_. MPE. **St.meld. nr. 40 (1982-1983)**, 1982.

\_\_\_\_\_. MPE. **St.meld. nr. 32 (1984-1985)**, 1984.

\_\_\_\_\_. MPE. **Storting Report no. 46 (1986-1987)**, 1987.

\_\_\_\_\_. MPE. **St.meld. nr. 46 (1997-1998)**, [1998?].

\_\_\_\_\_. MPE. **St.meld. nr. 38 (2003-2004)**, [2004?].

\_\_\_\_\_. MPE. **The Cost Study**. Report Part 1: Recapitulation of the Development, Evaluations and Recommendations. 1980b.

\_\_\_\_\_. **Regjeringens Eierpolitikk**, 2012.

\_\_\_\_\_. **Royal Decree of 8/12/1972**, Relating to Exploration for and Exploitation of Petroleum in the Seabed and Substrata of the Norwegian Continental Shelf, 1972.

NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE – NPD. **Act 29 November 1996 n. 72 relating to petroleum activities**. 2015. Available at: <[www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleum-activities-act/](http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleum-activities-act/)>. Access: 10 jun. 2015

\_\_\_\_\_. **Fact Pages**. 2014a. Available at: <<http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=en&nav1=licence&nav2=TableView%7cLicensees>>. Access: 19 oct. 2014

\_\_\_\_\_. **Production licences**. 2014b. Available at: <<http://www.npd.no/en/Topics/Production-licences>>. Access: 04 jan. 2014



\_\_\_\_\_. **Found his field**. 2015b. Available at:  
<<http://www.npd.no/en/Publications/Norwegian-Continental-Shelf/No1-2015/Found-his-field/>>. Access: 20 jul. 2015

NORWEGIAN SOCIAL SCIENCE DATA SERVICES – NSD. **Section for Industry Affairs (INI)**. [2008?]. Available at:  
<[www.nsd.uib.no/polsys/data/en/forvaltning/enhet/31021/endringshistorie](http://www.nsd.uib.no/polsys/data/en/forvaltning/enhet/31021/endringshistorie)>. Access: 27 set. 2015.

OECD. **Education at a Glance 2013**: OECD Indicators, OECD Publishing, 2013.

OFFSHORE ENERGY. **Oil & Gas**. [2014a]. Available at:  
<<http://www.offshoreenergy.dk/oil-gas/oil-gas.aspx>>. Access: 02 sep. 2014

\_\_\_\_\_. **The offshore industry**. [2014b]. Available at:  
<<http://www.offshoreenergy.dk/offshoreenergy/career/open-positions.aspx>>. Access: 02 sep. 2014

OXFORD ANALYTICA. **The Impact of Pre-Salt**: a Long-Term Perspective, 2010.  
Available at:  
<<https://www.oxan.com/About/Media/News/PetrobrasTheImpactOfPreSalt.aspx>>. Access: 12 ago. 2014

RAMM, H. H. **Industrial Effects of the Petroleum Activities**. Presentation for a Venezuelan Government Delegation at a Ministry of Petroleum and Energy Seminar 18 June 2001, 2001.  
Available at: <<http://www.rammcom.com/rep/010618oedven.htm>>. Access: 12 ago. 2014

RAMM, H. H. The Demise of the Norwegian Diversity Paradigm: Innovation vs. Internationalization in the Petroleum Industry. In: Fermann, G. (ed.). **Political Economy of Energy in Europe**: Forces of Integration and Fragmentation. Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag, 2009. p. 271-335.

ROGNERUD, K. F. **Initial Socio-Economic and Environmental Aspects of Petroleum Sector Development in Mainland Tanzania**. 2012. Thesis (Master of Science) - Department of International Environment and Development Studies, Norwegian University of Life Sciences, Ås, 2012.

RYGGVIK, H. **The Norwegian Oil Experience**: A toolbox for managing resources? Oslo: Centre for Technology, Innovation and Culture, University of Oslo, 2010.

RYGGVIK, H. **Building a Skilled National Offshore Oil Industry**. Oslo: NHO, 2013.

SASSON, A.; BLOMGREN, A. **Knowledge Based Oil and Gas Industry**. Oslo: BI, mar. 2011. (Report, n. 4)

STATOIL. **More oil industry suppliers in northern Norway**. 2010. Available at:  
<<http://www.statoil.com/en/ouoperations/farnorth/pages/industrysuppliersnorthernnorway.aspx>>. Access: 24 oct. 2014

\_\_\_\_\_. **Sustainability Report**, 2013. Available at: [http://www.statoil.com/no/InvestorCentre/AnnualReport/AnnualReport2013/Documents/DownloadCentreFiles/01\\_KeyDownloads/SustainabilityReport.pdf](http://www.statoil.com/no/InvestorCentre/AnnualReport/AnnualReport2013/Documents/DownloadCentreFiles/01_KeyDownloads/SustainabilityReport.pdf). Access: 24 oct. 2014

\_\_\_\_\_. **Statoil Technology Invest** - commercialising technologies within oil and energy. [2014]. Available at: <http://innovate.statoil.com/StatoilTechnologyInvest/Pages/default.aspx>. Access: 28 oct. 2014

STROMME, J. B.M. **Internal Control (Self Regulatory System)** – Weakness and Possibilities. Louisiana: SPE, 1996.

TEKA, Z. **Backward Linkages in the Manufacturing Sector in the Oil and Gas Value Chain in Angola**. Making the Most of Commodities Programme (Mmcp), mar. 2011. (Discussion Paper, n. 11).

THURBER, M.C.; ISTAD, B.T. **Norway's Evolving Champion: Statoil and the Politics of State Enterprise**. Stanford: Stanford University, may. 2010. (Working Paper 92).

TONNESEN, H.; HADLAND, G. **Oil and Gas Fields in Norway** – Industrial Heritage Plan. Stavanger: Kai Hansen Trykkeri, 2011.

TORDO, S. et al. **National Oil Companies and Value Creation: Volume I**. Washington: World Bank, 2011.

UGANDA. Ministry of Energy and Mineral Development. **Enhancing National Participation in the Oil and Gas Industry in Uganda**. Kampala, 2011.

UNITED NATIONS CONFERENCE ON TRADE AND DEVELOPMENT - UNCTAD. **Nigeria - Creating Local Linkages by Empowering Indigenous Entrepreneurs**. New York and Genova: African Oil and Gas Services Sector Survey, v. 1, 2006.

UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAMME - UNDP. **Human Development Reports**, 2015. Available at: <http://hdr.undp.org/en/content/table-2-human-development-index-trends-1980-2013>. Access: 14 nov. 2015.

UNITED STATES OF AMERICA - USA. **Energy Information Administration - EIA**. 2015. Available at: <http://www.eia.gov/beta/international/?fips=no>. Access: 14 nov. 2015.

VATNE, E. **Global Markets** – Local Competence? Internationalisation of the Norwegian Petroleum Industry. Bergen: Snf, 2000. (Working Paper, n. 78)

WIIG, A. Supply Chain Management in the Offshore Oil Industry: The Angolan and Norwegian Cases Compared. In: JEROME, D. (ed.). **The Changing World of Oil: an Analysis of Corporate Change and Adaption**. London: Ashgate, p. 67-88.

WTI Advisors. **Local Content Requirements & The Green Economy**. Geneva: UNCTAD, 2013.

## 4 A CADEIA PRODUTIVA DE PETRÓLEO E GÁS (P&G) NO BRASIL: LIÇÕES DE POLÍTICAS INDUSTRIAIS NA NORUEGA

Este ensaio busca analisar as lições e contribuições ao Brasil das políticas industriais desenvolvidas na Noruega para desenvolver a cadeia produtiva de Petróleo e Gás (P&G). Para facilitar e enriquecer esse trabalho apresentamos também a estrutura e o desenvolvimento desta cadeia produtiva de P&G.

### 4.1 Introdução

Desde 2010, os investimentos anuais da Petrobras têm sido superiores a 40 bilhões de dólares. Estes investimentos são ainda maiores se considerarmos as demais empresas de petróleo (entre concessionários, operadores e contratados)<sup>148</sup> instaladas no país. Os investimentos previstos para o setor no período de 2015 a 2018 são de US\$ 191.627.149.300,00<sup>149</sup>, sendo superiores em mais de US\$ 37 bilhões<sup>150</sup> a todos os investimentos nas demais indústrias somados (BNDES, 2014). Atualmente, temos no Brasil 89 concessionários de petróleo registrados na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e aptos a Exploração e Produção (E&P) de P&G (ANP, 2014a).

A entrada de outras operadoras no Brasil, além da Petrobras, só foi possível após a quebra do monopólio da E&P de P&G no País em 1997, com a lei nº 9.478 (BRASIL, 1997),

---

<sup>148</sup> As empresas de petróleo no Brasil tem diferentes denominações, dependendo das atividades que exercem e do regime e ou tipo de contrato assinado com as autoridades. Concessionário é definido como: “Empresa [ou consórcio de empresas] constituída sob as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil, com a qual a ANP [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis] celebra contrato de concessão para exploração e produção de petróleo ou gás natural em bacia sedimentar localizada no território nacional (ANP, 2014c)”. Operador da concessão, ou apenas operador ou operadora, como normalmente utilizado no mercado, é definido como: “Empresa legalmente designada pelo concessionário para conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão celebrado entre o órgão regulador da indústria do petróleo e o concessionário (ANP, 2014c).” Assim, os concessionários não operadores, em geral, entram com investimento/capital num consórcio e são remunerados conforme suas respectivas parcelas de participação nos resultados, sem executar atividades diretas relacionadas a exploração e produção de P&G. No regime/contrato de Cessão Onerosa, de exclusividade da Petrobras, e a ser explicado posteriormente, a Petrobras é a operadora e referida como “cessionária”, uma vez que assina contrato de cessão (BRASIL, 2010a). No regime de Partilha de Produção, e também a ser explicado posteriormente, as empresas que assinam contrato junto com a Petrobras (operadora única definido por lei) para exploração e produção (E&P) P&G, são chamadas de “Contratados” (ANP, [2014,a]). Para facilitar a compreensão e seguindo a classificação normalmente utilizada no setor no Brasil, utiliza-se neste trabalho a expressão “operadora” ou “operador” como sinônimo de concessionário ou empresa de petróleo e ou de “contratados”, conforme explicado acima. Caso necessário, maior explicação será dada no texto.

<sup>149</sup> R\$ 509 bilhões convertido de R\$ para US\$ com câmbio de 31/12/2014 (0,38). Disponível em: <www.bcb.gov.br>. Acesso em 13 out. 2015.

<sup>150</sup> R\$ 100 bilhões convertido de R\$ para US\$ com câmbio de 31/12/2014 (0,38). Disponível em: <www.bcb.gov.br>. Acesso em 13 out. 2015.

conhecida como lei do petróleo. Essa alteração no marco regulatório do setor também criou a ANP, responsável por fiscalizar o setor e licitar os campos exploratórios de P&G, por meio de rodadas de licitações. Concomitante à alteração do marco regulatório, também foi implantada no país uma política de Conteúdo Local (CL) para o setor. O objetivo dessa política é aumentar a participação da indústria nacional de bens e serviços nos projetos de E&P de P&G, em bases competitivas. Espera-se com o CL impulsionar a capacitação de recursos humanos, o desenvolvimento tecnológico e geração de emprego e renda deste setor (ANP, 2015a).

Assim, as operadoras presentes no país, ao disputarem blocos exploratórios nas rodadas de licitações, se comprometem a cumprir determinado índice de CL. Já foram realizadas 12 rodadas de licitações para concessão de blocos exploratórios desde 1998 (ANP, 2015c). Pelo menos pelo menos até 24/04/2015, 12 operadoras já haviam sido multadas 86 vezes por não cumprirem o CL acordado nas rodadas de licitações (ANP, 2015b). Os mecanismos para estimular o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva do setor de P&G e as formas de mensurar o CL vêm, desde então, evoluindo (ANP, 2015a).

A partir de 2008, políticas industriais multissetoriais foram implementadas no país, como a Política de Desenvolvimento Produtivo (PDP) e o Plano Brasil Maior (PBM), contendo ações que reforçam a política para o desenvolvimento do setor de P&G (BRASIL. MDIC, [2011?], 2015). Ações para estimular a internacionalização e o desenvolvimento tecnológico das empresas do setor de P&G também foram implementadas no Brasil. Destaca-se que em decorrência da cláusula de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) dos contratos de concessão do setor de P&G, mais de R\$ 10 bilhões já foram gerados com este fim.

O setor de P&G no Brasil tem progredido desde 1997. Alguns indicativos desse progresso são: o aumento do número de fornecedores instalados no país; a retomada da indústria naval; o aumento do número de profissionais empregados no setor; a instalação de centros de P&D de importantes operadoras e de empresas do setor (fornecedores) de classe mundial; e parcerias internacionais formadas com estaleiros e empresas nacionais da cadeia produtiva do setor de P&G em geral. Por outro lado, ainda existem desafios relevantes a serem superados, em especial quanto a sobrecustos e atrasos na construção de plataformas, navios, sondas de perfuração, e outros grandes equipamentos, como módulos, que são integrados às plataformas. Os recursos expressivos aplicados na geração de P&D no setor de P&G também não vêm tendo os resultados esperados, em termos de geração de tecnologias e inovação na cadeia produtiva.

Parte dos altos investimentos realizados atualmente no setor no Brasil são aplicados para o Desenvolvimento da Produção (DP) das reservas gigantescas de P&G encontradas na camada do Pré-Sal<sup>151</sup> em 2006. A descoberta das reservas de P&G no Pré-Sal colocou o Brasil em novo patamar no cenário mundial do setor e potencializaram as oportunidades das políticas industriais implementadas de desenvolverem uma cadeia produtiva ampla e competitiva internacionalmente.

O governo brasileiro demonstra estar usando como uma de suas referências na construção das políticas para o setor de P&G, o caso bem-sucedido da Noruega (ABDI, 2011a). Diversos países no mundo, desenvolvidos e em desenvolvimento, também têm se inspirado na Noruega para a gestão da exploração e produção de P&G (CCPA, 2013; LOCKE; STRATEGIC CONCEPTS, 2004; HUNTER, 2010; WTI ADVISORS, 2013; TEKA, 2011; UGANDA, 2011; AYINE, 2010; HEUM et al., 2003; UNCTAD, 2006; ROGNERUD, 2012). A Noruega se destaca no desenvolvimento do setor de P&G por conseguir em pouco mais de 20 anos de políticas implementadas: gerar riquezas ao país, contribuindo para fortalecer o seu desenvolvimento socioeconômico; evitar a desindustrialização decorrente da doença holandesa<sup>152</sup>; desenvolver operadoras nacionais (estatal e privadas); desenvolver uma cadeia produtiva do setor de P&G ampla e competitiva internacionalmente (as exportações dos fornecedores do setor de P&G equivalem em torno de 15% das exportações do país, excluindo petróleo e gás), incluindo a formação de *clusters* relacionados ao setor de P&G; e se tornar uma referência em inovação no setor de P&G (MEDEIROS, 2015a; ENGEN, 2009; SASSON; BLOMGREN, 2011; RYGGVIK, 2013).

O objetivo desse trabalho é analisar as lições ao Brasil das políticas industriais bem sucedidas adotadas na Noruega para o desenvolvimento do setor de P&G. Naturalmente, políticas industriais não podem ser *ipsis litteris* copiadas de outras nações, como no caso

---

<sup>151</sup> “O termo pré-sal refere-se a um conjunto de rochas localizadas nas porções marinhas de grande parte do litoral brasileiro, com potencial para a geração e acúmulo de petróleo. Convencionou-se chamar de pré-sal porque forma um intervalo de rochas que se estende por baixo de uma extensa camada de sal, que em certas áreas da costa atinge espessuras de até 2.000m. O termo pré é utilizado porque, ao longo do tempo, essas rochas foram sendo depositadas antes da camada de sal. A profundidade total dessas rochas, que é a distância entre a superfície do mar e os reservatórios de petróleo abaixo da camada de sal, pode chegar a mais de 7 mil metros.

As maiores descobertas de petróleo, no Brasil, foram feitas recentemente pela Petrobras na camada pré-sal localizada entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo, onde se encontraram grandes volumes de óleo leve. Na Bacia de Santos, por exemplo, o óleo já identificado no pré-sal tem uma densidade de 28,5° API, baixa acidez e baixo teor de enxofre. São características de um petróleo de alta qualidade e maior valor de mercado (PETROBRAS, 2015a)”.

<sup>152</sup> O termo “doença holandesa” foi designado para explicar o processo de desindustrialização que a Holanda passou ao elevar a sua renda e ter o seu câmbio apreciado com a exportação de grandes volumes de gás nos anos 1960/70, após descobrir esse recurso natural no Mar do Norte (BRASIL, 2012).

citado. Outras questões têm de ser observadas no processo de aderência da PI ao país em questão, levando-se em consideração, por exemplo, o contexto mundial e as diferenças nas características socioeconômicas entre os países (MEDEIROS, 2015b; AL-KASIM, 2006).

Assim, o presente trabalho está organizado da seguinte maneira: a estrutura e o desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G no mundo, a cadeia produtiva da E&P de P&G no Brasil, as lições ao Brasil do desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G na Noruega e a conclusão. A seção da cadeia produtiva da E&P de P&G no Brasil está subdividida da seguinte maneira: análise do cenário socioeconômico nos anos recentes; cenário geral da E&P de P&G; políticas industriais e o estágio atual do desenvolvimento da cadeia produtiva da E&P de P&G; além de outros fatores importantes para o desenvolvimento da cadeia produtiva da E&P de P&G no Brasil.

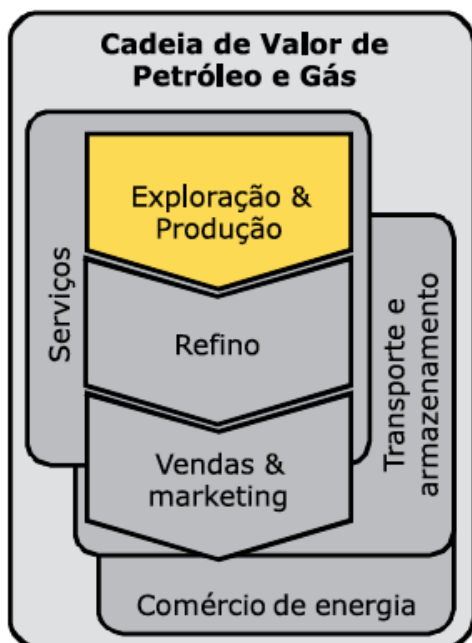
## **4.2 A Estrutura e o Desenvolvimento da Cadeia Produtiva da Exploração e Produção (E&P) de Petróleo e Gás (P&G)**

Pretende-se nessa seção apresentar resumidamente a estrutura da cadeia produtiva de E&P de P&G no Brasil, fazendo uma breve comparação com referência a outros países e o seu desenvolvimento no mundo. Entender a estruturação desta cadeia produtiva e o seu desenvolvimento pode auxiliar na compreensão das relações entre os atores e, conseqüentemente, contribuir para melhor aderência da PI que visa o desenvolvimento do setor de P&G.

### **4.2.1 A Estrutura da Cadeia Produtiva da E&P**

A cadeia de valor de petróleo e gás é composta basicamente de três fases: *upstream* (Exploração e Produção – E&P), *middle stream* (transporte e armazenagem) e *downstream* (refino e distribuição). A figura 4.1 resume essas fases.

Figura 4.1 - Cadeia de valor de P&G



Fonte: BNDES (2009)

As funções em cada uma dessas fases são (BNDES, 2009, p. 8):

- **Exploração e produção:** descoberta de novas reservas de petróleo e gás e a extração eficiente deles;
- **Refino:** processo de conversão do petróleo cru em produtos comercializáveis e de purificar o gás para consumo;
- **Vendas e marketing:** divulgação e venda de gás, combustíveis e lubrificantes derivados do petróleo por atacadistas e varejistas;
- **Serviços:** atividades de suporte à cadeia de valor realizadas por terceiros, como serviços de exploração sísmica, tratamento de efluentes e serviços de engenharia;
- **Transporte e armazenamento:** transporte de petróleo e de gás através de dutos ou navios, assim como sua estocagem ao longo das etapas da cadeia;
- **Comércio de energia:** negociação e transação de gás e petróleo em qualquer estado de processamento (desde cru até qualquer produto refinado).

Funcionalmente, a atividade de E&P se subdivide em Exploração, Desenvolvimento e Produção e os objetivos em cada estágio são (BNDES, 2009, p. 9):

- **Exploração:** buscar, identificar e quantificar novas reservas de P&G;
- **Desenvolvimento:** planejar a abordagem e definir os recursos necessários para a produção que maximizem a rentabilidade de uma reserva. Inclui toda a preparação para a etapa de produção;
- **Produção:** extrair o petróleo e gás de uma reserva com intuito de maximizar sua vida útil.

Os investimentos no setor de P&G no Brasil concentram-se majoritariamente na fase de E&P, equivalendo a 70% dos investimentos da Petrobras (PETROBRAS, 2014). A política

de CL refere-se a fase de E&P, como detalharemos adiante. Nesse contexto, o foco desta seção é descrever a estrutura da cadeia produtiva da E&P de P&G.

A cadeia produtiva de E&P é complexa. Envolve um número grande de atores e sua segmentação por elos pode ter inúmeras formas (BNDES, 2009). Inkpen e Moffett (2011, p. 11) frisam que a cadeia produtiva de P&G é composta de milhares de empresas de diversos tamanhos, especialidades e formatos e, conseqüentemente, a indústria deve ter um uso excessivo de terminologias para descrever os atores. Inkpen e Moffett (2011) ainda mostram que, devido às várias combinações possíveis na relação de contratação de fornecedores, se torna impossível descrever a melhor forma para organizar a cadeia produtiva de E&P.

Os autores postulam que entre os dois casos extremos – i) a empresa de petróleo é 100% verticalmente integrada e não usa fornecedores, e ii) a empresa de petróleo subcontrata todas as atividades, operando como se fosse uma empresa virtual – existem inúmeras possibilidades de estruturas de propriedade e relação de contratação (INKPEN; MOFFETT, 2011, p. 155).

Assim, apresentam, por exemplo, seis tipos de estruturas possíveis de contratação de plataformas, por parte das empresas de petróleo (INKPEN; MOFFETT, 2011, p. 155):

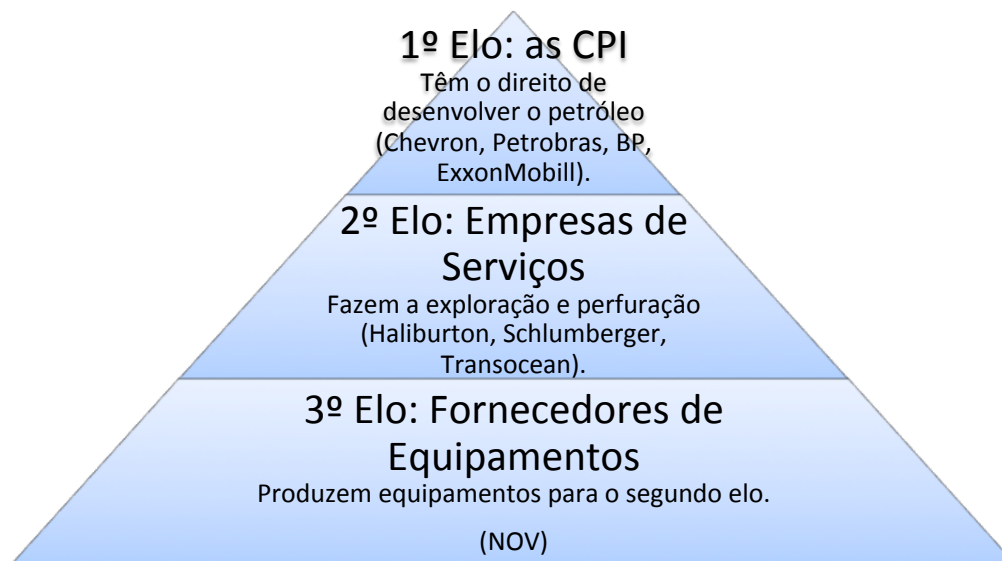
1. *Total integration - the IOC [International Oil Company] does the design, engineering, construction of the oil platform.*
2. *An independent engineering company designs the platform and delivers the service to the IOC; the IOC builds the platform.*
3. *An independent engineering company designs and builds the platform and sells it to the IOC.*
4. *An independent engineering company delivers services to a prime contractor that builds the platform and sells it to the IOC.*
5. *Engineers employed by the IOC provide services to the prime contractor that builds and delivers the platform to the IOC.*
6. *An independent engineering company provides drawings/solutions to the IOC. The IOC passes the drawings/solutions to a prime contractor who builds the platform and delivers it to the IOC.*

Inkpen e Moffett (2011) afirmam também que a cadeia produtiva se torna ainda mais complexa, se mais atividades forem inseridas. Citam como exemplo que se a instalação da plataforma for levada em consideração, esses seis arranjos citados se tornam ainda mais complicados: “*Does the IOC manage the installation or is a contractor used? If a contractor is used, is it the builder or a third party? Who manages platform maintenance?*” (INKPEN; MOFFETT, 2011, p. 156).”

Por esta razão, Inkpen e Moffett (2011, p. 155) acabam adotando uma forma mais simplificada de caracterizar os atores da cadeia produtiva de P&G (Figura 4.2).



Figura 4.2 - A estrutura dos elos dos serviços offshore



Fonte: Inkpen e Moffett (2011). Tradução nossa. Adaptado.

De fato, os principais estudos encontrados no Brasil descrevendo a estrutura desta cadeia produtiva, por exemplo, diferem quanto à sua segmentação ou caracterização. Em Araújo, Mendes e Costa (2012)<sup>153</sup> e BNDES (2009), a cadeia de E&P foi subdividida em oito segmentos, sendo baseada nos propósitos dos serviços e equipamentos utilizados (Figura 4.3):

- 1. Informação de reservatórios:** identificação de potenciais reservatórios;
- 2. Contratos de perfuração:** perfuração de poços;
- 3. Serviços de perfuração e equipamentos associados:** atividades e equipamentos de suporte à perfuração, medida e registro;
- 4. Revestimento e completação de poços:** preparo de poços para a produção;
- 5. Infraestrutura:** desenho, construção, montagem e instalação de infraestrutura destinada à produção;
- 6. Produção e manutenção:** operação e suporte da infraestrutura de produção;
- 7. Desativação:** encerramento da produção de um poço;
- 8. Apoio logístico:** transporte de insumos e equipamentos e pessoas.

<sup>153</sup> Este estudo basicamente detalhou mais a estruturação da cadeia de E&P feita pelo BNDES (2009).

**Figura 4.3 - Cadeia de fornecedores de bens e serviços para a exploração e produção de petróleo e gás**

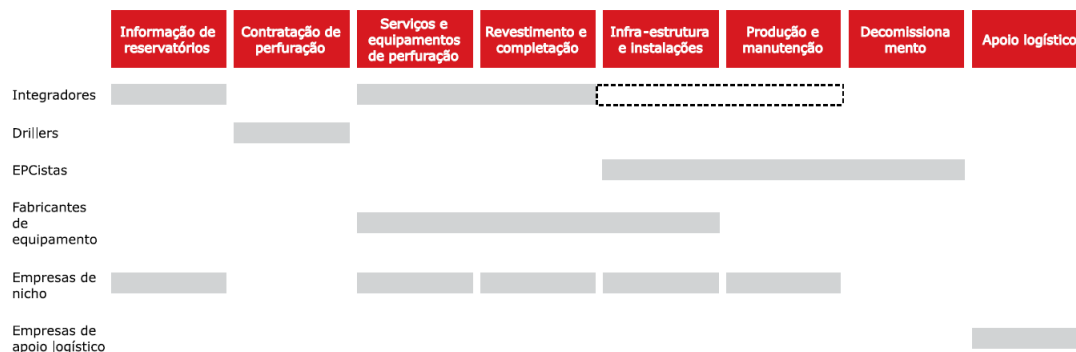
VISÃO DA OPERADORA							
Informação de reservatório	Contratos de perfuração	Serviços de perfuração e equipamentos	Revestimento e completação de poços	Infraestrutura	Produção e manutenção	Apoio logístico	Desativação
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aquisição e processamento de dados sísmicos</li> <li>• Imaging de reservatórios</li> <li>• Gerenciamento e integração de dados</li> <li>• Equipamentos geofísicos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sondagens de perfuração onshore</li> <li>• Sondagens de perfuração offshore</li> <li>• Sondagens de workover</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Brocas de perfuração</li> <li>• Lamas de perfuração</li> <li>• Controle de sólidos</li> <li>• Ferramentas de poços</li> <li>• Aluguel de ferramentas</li> <li>• Serviços de pesca</li> <li>• Perfuração direcional</li> <li>• Perfilagem convencional</li> <li>• Perfilagem durante a perfuração (LWD)</li> <li>• Registro de lamas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tubos de aço</li> <li>• Serviços de revestimento e tubulação</li> <li>• Tubulação flexível contínua</li> <li>• Inspeção e revestimento de tubulação</li> <li>• Bombeamento de pressão</li> <li>• Equipamentos de revestimento e cimentação</li> <li>• Equipamentos de completação</li> <li>• Teste de produção</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Engenharia e desenho</li> <li>• Construção e montagem de infraestrutura offshore</li> <li>• Instalação de infraestrutura offshore</li> <li>• Equipamentos de processamento em campo</li> <li>• Construção de plataformas, sondas, navios de apoio, navios aliviadores</li> <li>• Oleodutos e gasodutos</li> <li>• Unidades de tratamento e estocagem</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Extração artificial</li> <li>• Equipamentos submarinos e de superfície</li> <li>• Manutenção de poços</li> <li>• Produtos químicos especiais</li> <li>• Serviços de compressão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Marítimo</li> <li>• Aéreo</li> <li>• Terrestre</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tamponamento e abandono</li> <li>• Serviços de limpeza</li> <li>• Tratamento e deposição de efluentes</li> <li>• Remoção e deposição de instalações offshore e onshore</li> <li>• Monitoramento de passivos</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Siderurgia</li> <li>• Tubos</li> <li>• Flanges e conexões</li> <li>• Caldeiraria</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equipamentos de produção offshore</li> <li>• Equipamentos submarinos</li> <li>• Umbilicais e linhas flexíveis</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bombas</li> <li>• Turbinas a vapor</li> <li>• Compressores (alternativos)</li> <li>• Compressores (centrífugos)</li> <li>• Motores a combustão</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Motores de grande porte</li> <li>• Turbinas a gás</li> <li>• Guinchos</li> <li>• Guindastes (offshore)</li> <li>• Válvulas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geradores e motores elétricos</li> <li>• Subestação e transformadores</li> <li>• Painéis de distribuição elétrica</li> <li>• Automação</li> <li>• Instrumentação e medição</li> <li>• Telecomunicação</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Serviços de engenharia</li> <li>• Construção e montagem</li> <li>• Serviços de produção onshore e offshore</li> </ul>		
Tecnologia metalúrgica		Tecnologia mecânica		Tecnologia elétrica		Tecnologia para o setor de petróleo e gás	
Indústria de transformação para o setor de petróleo e gás							
VISÃO DA INDÚSTRIA DE BENS E SERVIÇOS PARA O SETOR DE PETRÓLEO E GÁS							

Fonte: Araújo, Mendes e Costa (2012), a partir de dados de Prominp (2011) e BNDES (2009).

Na sequência, cruzam os oito segmentos com sua classificação das empresas da cadeia produtiva (BNDES, 2009, p. 16; Figura 4.4):

- 1. Integradores:** empresas como Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes e Weatherford, que tiveram origem no início da indústria de P&G e através de aquisições de outras empresas, atuam hoje em vários segmentos do setor de serviços e equipamentos de E&P com alto foco no fornecimento de serviços de maior conteúdo tecnológico;
- 2. Drillers:** empresas dedicadas ao fornecimento de serviços de perfuração;
- 3. EPCistas:** empresas cujo negócio original é o fornecimento de serviços de engenharia, compras e construção;
- 4. Fabricantes de equipamento:** empresas dedicadas à manufatura de equipamentos e consumíveis, assim como ao fornecimento de serviços relacionados a estes;
- 5. Empresas de apoio logístico:** firmas que fornecem serviços logísticos, como transporte marítimo de insumos e equipamentos;
- 6. Empresas de nicho:** firmas que se focam em um nicho de mercado, por exemplo, os fornecedores de serviços de exploração sísmica.

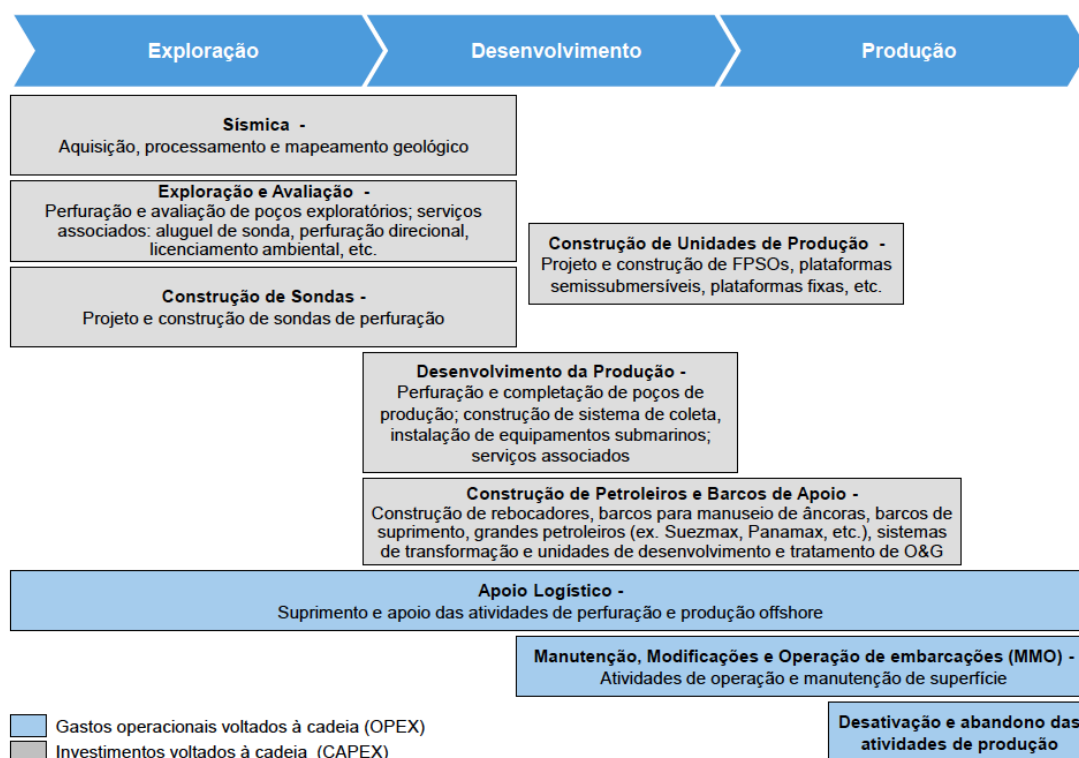
**Figura 4.4 - Classificação das empresas de serviços e equipamentos de E&P segundo a participação em cada um dos segmentos**



Fonte: BNDES (2009).

Fernández e Musso (2011) caracterizam as atividades da cadeia produtiva de E&P de forma semelhante, baseando-se nos equipamentos e serviços demandados (Figura 4.5).

**Figura 4.5 - Caracterização da cadeia offshore (Demanda) - principais atividades e processos da cadeia offshore**

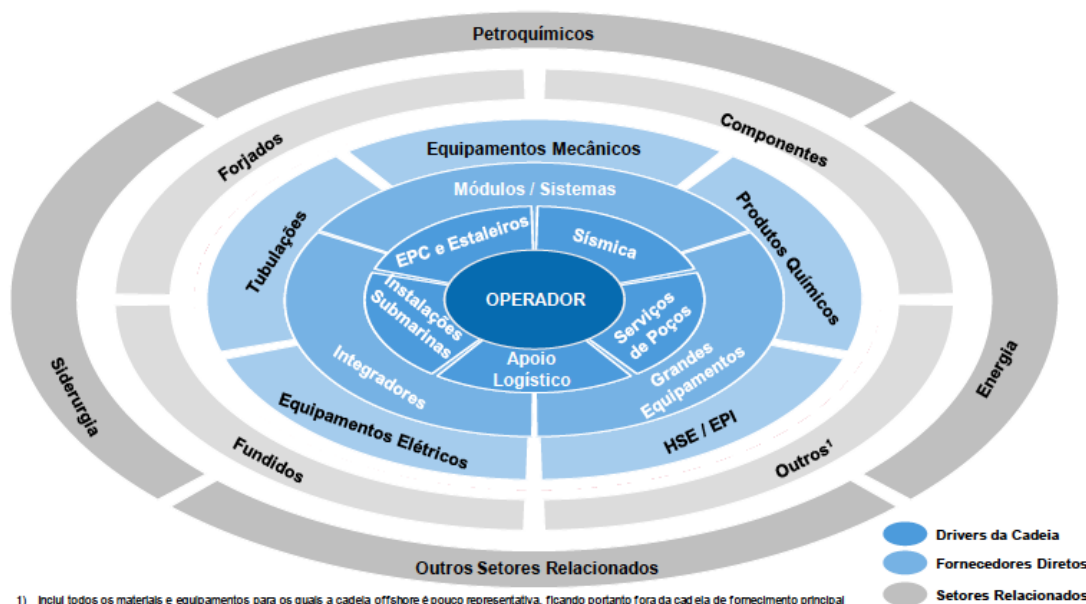


Fonte: Fernández e Musso (2011).

Entretanto, a caracterização das empresas que fornecem esses bens e serviços (Figura 4.6) nitidamente difere da apresentada em Araújo, Mendes e Costa (2012) e BNDES (2009). Ressalta-se também que Fernández e Musso (2011) não apresentam as definições das atividades desenvolvidas pelos diferentes atores. Chama atenção que estes trabalhos são de

organizações centrais no setor de P&G no Brasil: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e a Organização Nacional da Indústria de Petróleo (ONIP).

**Figura 4.6 - Caracterização da cadeia de fornecimento de bens e serviços offshore**



Fonte: Fernández e Musso (2011).

Fernández e Musso (2011), por exemplo, aparentemente consideram as atividades de empresas como Schlumberger e Halliburton como “serviços de poços”. Esta visão está mais alinhada com o conceito que é normalmente usado na indústria. Por outro lado, BNDES (2009) consideram esses tipos de empresas como “integradores”, baseando-se no fato de integrarem diversos serviços. Destaca-se ainda que em dicionário de petróleo publicado no Brasil (FERNÁNDEZ; PEDROSA JUNIOR; PINHO, 2009, p. 173), que tem Fernández como um dos editores, a empresa integradora é caracterizada de forma diferente: “Organização que compõe determinado produto por processo de integração de da maioria de seus componentes, os quais são fabricados por outras empresas.” Esta definição de integradores fornecida pelo dicionário aparenta estar alinhada com a caracterização fornecida em Fernández e Musso (2011).

Portanto, a partir dos levantamentos feitos, aparentemente não se tem um consenso sobre a caracterização dos atores que compõem a cadeia produtiva da E&P de P&G no Brasil. Apesar de não haver consenso quanto à caracterização desta cadeia produtiva no Brasil, este fato não impede a construção de PI para o desenvolvimento do setor. Entretanto, entende-se

que esse tópico requer estudos mais aprofundados, com vistas a facilitar a explicitação e o entendimento de políticas para o setor P&G no Brasil.

Uma compreensão mais aprofundada e consensual dos atores que compõem a cadeia produtiva de E&P no Brasil pode auxiliar no desenvolvimento, avaliação e ajustes de políticas industriais para o setor de P&G. A identificação, por exemplo, das características centrais das empresas que integram a cadeia produtiva de E&P no Brasil, favorece a compreensão de como interagem entre si e comparações com outros países.

Existem outros fatores que podem dificultar a caracterização dos atores que compõem a cadeia produtiva de P&G:

- a) o processo de Fusões e Aquisições (F&A) ocorrido na cadeia produtiva nos últimos anos, que será tratado na próxima seção;
- b) a mudança no papel/atividades desempenhado pelas empresas de petróleo, também tratado posteriormente;
- c) o fato de tradicionais empresas fornecedoras internacionais atuarem em determinados países com apenas partes do portfólio de bens e serviços que detêm;
- d) a diferença de tamanho das empresas na cadeia produtiva em geral;
- e) formas de contratação do setor (pedidos/licitações desmembrados em tamanhos/valores menores e/ou maiores e no formato EPC – *Turn Key*).

A despeito dessas aparentes dificuldades para caracterizar a cadeia produtiva de E&P no Brasil, identificou-se que organizações centrais que trabalham neste setor no Reino Unido adotam uma forma homogênea (Figura 4.7)<sup>154</sup>. Destaca-se que a principal versão de cadeia produtiva de E&P de P&G encontrada na Noruega também se assemelha à britânica, a despeito de algumas diferenças na agregação de atividades (SASSON; BLOMGREN, 2011)<sup>155</sup>.

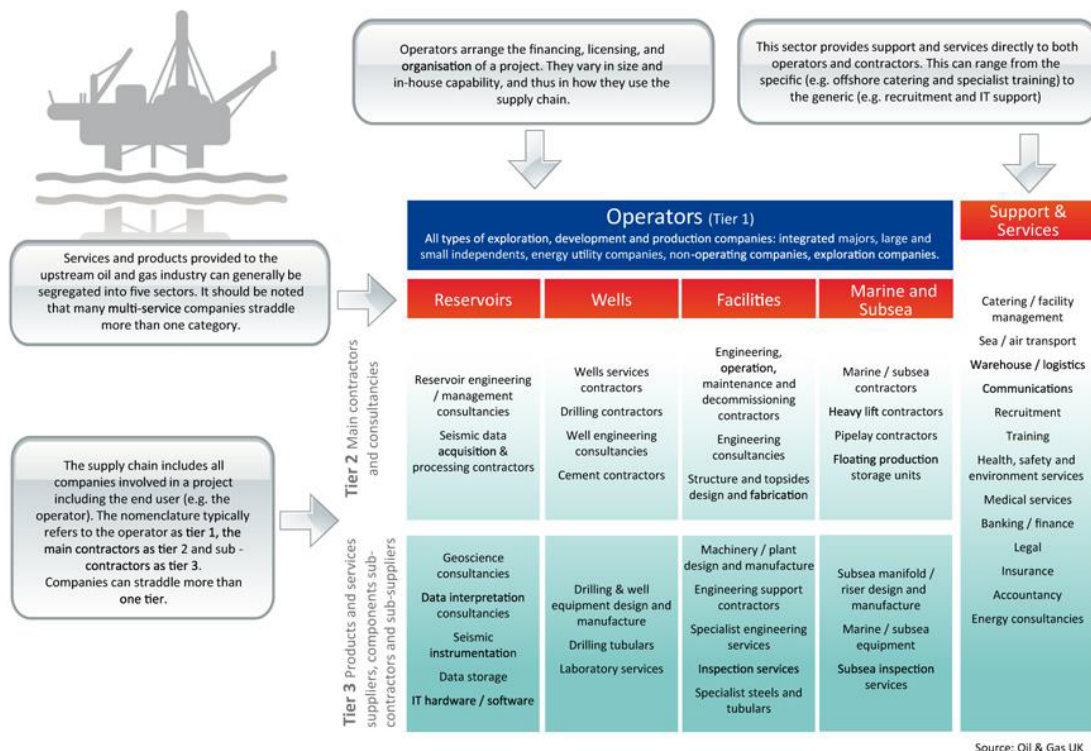
Cabe ainda ressaltar que o operador, na figura 4.5, é o principal elo da cadeia produtiva deste setor, mas estudos que tratam do tema, em geral, não o incluem nas estimativas deste tema. Portanto, o operador, apesar de ser o principal ator dessa indústria, não costuma ter seus dados incluídos nas estatísticas da cadeia produtiva da E&P de P&G;

<sup>154</sup> Este modelo de cadeia produtiva de E&P de P&G é utilizado no Reino Unido, pelo menos, pelas seguintes organizações: NOF Energy (2013), O&G UK (2012) e EY (2014).

<sup>155</sup> Algumas diferenças mais relevantes são a inclusão da área marítima na parte de “suporte a operação” e a parte de “*Facilities*” se concentrar mais em “*Topside*”. Assim, algumas atividades na parte de “*facilities*” do modelo britânico ficam agregadas no modelo Norueguês, de Sasson e Blomgren (2011), em “suporte e operação”.

apenas seus fornecedores de bens e serviços, tal como em EY (2014) e Fernández e Musso (2011).

**Figura 4.7 - Atividades e categorias da cadeia produtiva de E&P no Reino Unido**



Fonte: Oil & Gas UK (2012).

Desta maneira, acredita-se ser importante que se construa no Brasil um maior consenso sobre a estrutura da cadeia produtiva da E&P de P&G, e de forma mais detalhada, tal como feito no Reino Unido (Figura 4.7). Entretanto, devem-se avaliar possíveis adaptações ao mercado local do modelo britânico ou de outros países. A própria quantidade de documentos encontrados sobre a estrutura da cadeia produtiva de E&P no Brasil já demonstra a incipiência do assunto no país.

#### 4.2.2 O Desenvolvimento da Cadeia Produtiva da E&P:

Alguns dos principais fornecedores da cadeia produtiva atualmente surgiram junto com o nascimento das atividades de E&P, na mesma época que as empresas de petróleo. A National Oilwell Varco (NOV), por exemplo, teve origem em 1867, na época Oil Well Supply Company, fornecendo equipamentos para perfuração, oito anos depois de o petróleo ser descoberto nos Estados Unidos (BNDES, 2009, p. 12).

Inkpen e Moffett (2011, p. 153) destacam que as três grandes empresas de serviços de petróleo - Baker Hughes, Schlumberger e Halliburton – têm a sua origem no século passado, e que no início de suas atividades forneciam às operadoras serviços de perfuração, entre outros correlacionados. A Weatherford que também é uma grande empresa desse segmento, foi criada em 1948, e fornecia manufatura de equipamentos para revestimento e cimentação de poços e serviços associados (BNDES, 2009, p. 20).

As grandes Empresas Internacionais de Petróleo (EIP) costumavam ser mais verticalizadas, integradas financeiramente e operacionalmente, ao longo da cadeia de valor, inclusive oferecendo serviços sociais completos em alguns países (JONES, 1988, p. 207; TORDO et al., 2011, p. 19; STABELL, 2001, p. 34).

Um dos primeiros pontos de inflexão para o desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G ocorreu durante os anos 60, iniciado nas refinarias do Reino Unido. Estas implementaram um processo de terceirização e redução do número de empregados, buscando aumento de barganha por produtividade. O movimento se espalhou rapidamente para outras áreas do setor e empresas de petróleo. Esse processo de terceirização foi fortalecido pela crise de 1973, uma vez que o mercado se tornou mais acirrado, com muito mais competidores, e as operadoras tendo que acelerar as ações para aumentar a eficiência (JONES, 1988, p. 207).

Tordo et al. (2011, p. 19) frisam que esse processo de desverticalização foi acelerado pelo movimento de nacionalização na indústria de petróleo no Oriente Médio e pelas duas crises do setor nos anos 70. O mercado intermediário tinha se tornado mais transparente, confiável e líquido, portanto, facilitando o desenvolvimento de novos entrantes (TORDO et al. 2011). Inkpen e Moffett (2011, p. 153) destacam que as Empresas Nacionais de Petróleo (ENP), ao exercerem sua propriedade sobre as reservas, olharam para as empresas de serviços petrolíferos a fim de realizarem serviços antes feitos internamente pelas EIP. Nesse contexto, as empresas de serviço de petróleo viram oportunidades para aumentar seu portfólio.

Em meados dos anos oitenta as empresas de serviços de petróleo começaram a diversificar suas atividades e o processo de F&A vem tendo um papel importante. BNDES (2009, p. 23) detalham essas F&A pelas quatro empresas líderes desse segmento: Baker Hughes, Schlumberger, Halliburton e Weatherford. Ainda destacam que apesar de essas quatro empresas serem grandes fornecedoras, o mercado de fornecimento de bens e serviços de E&P é bem fragmentado. O motivo para isso é que as empresas de serviços focam a aquisição de firmas menores, de forma a complementarem suas capacitações e tecnologias e fortalecerem a liderança tecnológica nas áreas em que atuam (BNDES, 2009).

Acha (2002, p. 70) chama atenção que, a despeito desse processo de concentração da indústria fornecedora de bens e serviços, nos anos 80 e 90, formando o que classifica de “gigantes empresas de serviços<sup>156</sup>” - Schlumberger, Baker Hughes e Halliburton -, outras empresas, como ABB e Cooper Cameron também adquiriram fornecedores, aumentando sua participação no mercado. A complexidade e a dinâmica da evolução da cadeia produtiva<sup>157</sup> da E&P historicamente, devem contribuir para dificultar ainda mais a descrição do papel desempenhado pelos seus atores, especialmente na categorização das empresas e suas principais atividades.

De acordo com BNDES (2009, p. 12), nos últimos anos as atividades de E&P têm elevado nível de terceirização, mantendo-se entre 70 a 90% dos seus gastos totais. Esse percentual elevado se tornou mais significativo com o retorno de grandes investimentos das empresas de petróleo em 1995, com o crescimento da demanda asiática (BNDES, 2009). Mesmo que outros trabalhos estimem valores menores (superiores a 50%) para a terceirização em geral no setor de P&G (WIIG, 2001), e especificamente em E&P (EY, 2014, para o Reino Unido), continua sendo expressivo.

Wiig (2001, p. 6) frisa que devido ao alto percentual de subcontratação de operadoras de P&G, boa parte da criação de valor é feito fora da companhia e, portanto: “Since even a small change in the organisation of the supply chain may lead to a significant change in profits for the oil company, providing the supply industry with incentives for cost reduction is important.” Inkpen e Moffett (2011, p. 156) também fazem observações semelhantes à importância do bom gerenciamento da cadeia produtiva da E&P de P&G:

*Efficient management of contractor supply chains during development and into production is an area that firms use to establish a unique cost advantage relative to competitors. Problems with supply chain management can be very costly, and in times of tight contractor supply cycles, those firms with the best supply chains will be superior performers.*

BNDES (2009, p. 12) explicam esses percentuais elevados de terceirização pelos seguintes motivos:

- **Redefinição e foco do negócio principal das operadoras:** operadoras direcionam cada vez mais sua atenção e esforços no gerenciamento de suas reservas e na produção, contratando fornecedores para executar inúmeras atividades;

<sup>156</sup> Tradução de “*service supermajors*”.

<sup>157</sup> BNDES (2009) detalham bem esse processo de F&A do setor.



- **Otimização do uso do capital por parte das operadoras:** reduzir a necessidade de capital a ser imobilizado em ativos;
- **Benefícios de compartilhamento de custos e investimentos:** prestadores de serviços e fornecedores de equipamentos podem alavancar melhor suas estruturas de custos e investimentos se atenderem mais de um cliente, propiciando menores custos e investimentos para operadoras. Os benefícios obtidos por “compartilhamento” de investimentos são cada vez mais relevantes, com a necessidade de desenvolvimento de tecnologias avançadas, em especial para indústrias menores e CNPs [Companhias Nacionais de Petróleo] que são mais carentes de tecnologia.

Jones (1988, p. 210) aprofunda mais as razões que levam as empresas de petróleo a terceirizarem bens e serviços ao invés de produzirem internamente. Entretanto, postula que grandes companhias de petróleo normalmente terceirizam por opção, enquanto que empresas menores o fazem por não terem recursos suficientes para produzir internamente. O autor ainda elenca outras razões que explicam a terceirização de bens e serviços pelas empresas de petróleo, podendo ser uma ou uma combinação destas (JONES, 1988)<sup>158</sup>:

- a) **fornecimento de competências especializadas:** as atividades das empresas de petróleo requerem alguns conhecimentos específicos de forma não regular, logo, não justifica ter tais empregos correspondentes como funcionários. Essas atividades especializadas e não regulares poderiam ser prestadas por outra empresa de serviço externa ou consultoria. Usualmente, tais especialidades se referem a necessidades para solucionar problemas específicos que não são de ocorrência tão comum. Operadoras menores tendem a terceirizar praticamente todos os serviços desse gênero. Em todos os casos as empresas de serviços prestam assessoria às operadoras e têm acesso de forma estritamente confidencial aos dados destas;
- b) **otimização de recursos:** como existem muitas áreas nas empresas de petróleo em que as necessidades de empregados variam bastante, é razoável manter as especialidades necessárias para gerenciar a operação sobre as demandas presentes e utilizar fornecedores (empresas de serviços ou EPCistas<sup>159</sup>) para atender os picos. Essa lógica também se aplica a equipamentos de capital ou mão de obra caros, de forma a reduzir a sua subutilização e desperdícios de recursos. Alguns exemplos de equipamentos são: sondas de perfuração offshore, navios de sísmica avançados, guindastes pesados de construção offshore e navios de instalação de dutos em águas profundas;
- c) **redução de capital mobilizado:** um fator importante, mas em nível inferior aos anteriores, é a utilização também de fornecedores de bens e serviços para economizar

<sup>158</sup> Apesar de aparentemente terem alguma correspondência com os fatores apresentados por BNDES (2009) acima, os enfoques são diferentes e/ou complementares.

<sup>159</sup> Tradução nossa do termo “*contractor*”.

com despesas de capital ou capital de giro. O custo de armazenar peças avulsas/reservas, incluindo seguro, que às vezes podem nunca nem ser usadas ou ficarem obsoletas, pode sair mais caro do que comprar de um revendedor que tem disponibilidade de entregar na hora que for preciso. O revendedor também pode conseguir um desconto ainda maior do que se o operador comprar direto do fornecedor, por agregar a demanda de outros compradores<sup>160</sup>;

- d) **fatores sociais e políticos:** questões políticas podem ser uma das principais razões que levam as operadoras a comprarem produtos de uma revenda ou contratar uma empresa de serviço. Prioridade para fornecedores ou EPCistas locais, onde é possível, pode ser requerido em muitos países para as operadoras, quando estas forem explorar P&G tanto em contratos de licença de exploração quanto Partilha de Produção. Nesse sentido, complementa:

*Where oil companies have established operations in developed countries, such as refineries in the UK, there is frequently a policy of seeking out locally-based service and supply companies wherever possible. This is part of a conscious policy of showing the company to be a good citizen of the location in which it is established. For the same reason many of the oil companies in the UK, the US and a number of other countries have been at the forefront in promoting local business enterprise schemes, job creation schemes and minority opportunity programmes. There are in fact very many flourishing businesses today which relied heavily in their early years on contract work for a local oil refinery or the oil exploration business but which have subsequently developed nationally or even internationally (JONES, 1988, p. 215).*

- e) **acesso a novos conhecimentos:** empresas de serviço podem trazer novas ideias ou revitalizá-las dentro das operadoras, com fortes culturas corporativas em várias áreas, pela interação com profissionais em especialidades correspondentes. Propaganda é um exemplo típico, mas existem outros, como corretores de seguros, empresas de advocacia e empresas de tecnologia da informação<sup>161</sup>. Essa lógica de buscar no mercado competências complementares àquelas internas das operadoras também se aplica a universidades, associações comerciais e institutos de pesquisas:

*The desire to keep in contact with new ideas is also one of the factors behind the extensive use made by oil companies of university departments, industry*

---

<sup>160</sup> Para uma rica compreensão de um caso prático de ganhos com redução de capital imobilizado para o Operador (Petrobras), sugere-se ver MEDEIROS, F. A. **Gestão de Estoques de Materiais e Equipamentos para Manutenção, Reparos e Operações na Indústria Intensiva em capital**. Dissertação (Mestrado em Sistema de Gestão) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2004.

<sup>161</sup> Tradução para “computer software houses”.

*trade associations and contract laboratories in their research and development work. Whilst most of the major companies have their own extensive research facilities and whilst most of the more commercially sensitive work is done there, the use of outside facilities under contract and active participation in the seminars and conferences of trade and professional associations enable research management to keep abreast of outside developments (JONES, 1988, p. 216).*

- f) **fatores econômicos:** devido à estrutura de benefícios dos empregados, que em grandes operadoras pode ser muito grande, com pacotes de remuneração muito atrativos, incluindo boas assistências por acidentes e pensões, por exemplo, pode ser uma vantagem econômica não ter várias atividades na companhia. O autor cita como exemplo o caso de um empregado de restaurante na sede de uma grande companhia de petróleo:

*The majority of these may be married women who have returned to work for a few years on the basis of 15 or 20 hours work per week. The expensive elements of the company's benefit policies are generally of limited interest to them and are in any event excessive by comparison with those normally prevailing for similar part-time work in the catering trades. A catering contractor can usually afford to pay these staff the same or a higher hourly rate than the oil company with only a rather rudimentary package of benefit policies and more flexible terms of service and can still quote to the oil company an overall price for its catering service lower than the direct costs involved in the provision of the service through direct company staff (JONES, 1988, p. 216).*

Por outro lado, Acha (2002, p. 83) chama atenção para o fato de que vários executivos seniores de tecnologias – os quais entrevistou para seu trabalho de doutorado - reportaram casos de empresas de petróleo que estimularam o desenvolvimento de tecnologias e *spin-offs* na cadeia produtiva. Nesse sentido, destacamos o seguinte trecho de seu trabalho:

*Indeed, the literature tells of many similar stories. In 1962, for example, Shell Oil developed the technology for the semi-submersible drilling rig, but this technology was spun out.*

*[...] Technological advances in offshore drilling vessels are now the preserve of the oil service and supply companies like Aker Maritime, Maersk and Kvaerner.*

*[...] There are many other examples of technologies fostered by the oil companies and ultimately spun out to the oil service and supply companies. For many oil majors, the main objective is to have the technology needed and to know how to apply it better than the competitors. The fundamental skill of the operator is in identifying, integrating and applying effective technologies to solve the key problems. Developing, commercialising and maintaining equipment and materials is not within the core competitive domains as perceived by most of the oil majors today, but they have every interest in seeing new and more effective technologies realized (ACHA, 2002, p. 83-84).*

Inkpen e Moffett (2011) ressaltam que a complexidade inerente às atividades, tecnologias e processos que envolvem a E&P de P&G torna impossível para uma firma executá-las sozinha. Assim, destacam:

*There are thousands of firms worldwide of all shapes, sizes, ownerships, and interests that provide the many services and equipment needed in the field. For the E&P firm, successfully executing a project requires working with many contractors and building a reliable supply chain during project execution and into the production phase (INKPEN; MOFFETT, 2011, p. 153).*

O fato de as atividades em E&P cada vez mais avançarem para áreas mais desafiadoras, especialmente águas profundas, demandam novas tecnologias. Como as soluções inovadoras vêm em parte das empresas de petróleo e em outra dos grandes fornecedores de serviços, isso contribui para a existência de uma variedade de expertises e tecnologias extremamente complexa na indústria atualmente (INKPEN; MOFFETT, 2011, p. 154).

Os autores ainda destacam as empresas de serviço de campo de petróleo<sup>162</sup>, por sua grande contribuição nesta cadeia produtiva, devido à relevância do seu papel na fase de E&P, tornando-os grandes parceiros das empresas petrolíferas. Em relação à importância destas grandes firmas fornecedoras para as petrolíferas, destacam:

*These firms play a critical role throughout the exploration, development, and production phases by providing both products and services that, according to Baker Hughes, help oil and gas producers “find, develop, produce, and manage oil and gas reservoirs.” Because the oil field service firms do not seek ownership rights to oil and gas reserves, many analysts predict that their role will become increasingly important in the future as partners to the NOCs [National Oil Companies] (INKPEN; MOFFETT, 2011, p. 154).*

Além das quatro maiores empresas de serviços de petróleo, já apresentadas anteriormente, destacam-se outras grandes empresas deste segmento, por valor de mercado: China Oilfield Services, Smith Intn’l, BJ Service, SBM Offshore, Oceaneering Intn’l, Core Labs, Tidewater, Bourbon, Superior Energy, Trican Well Services e Carbo Ceramics (INKPEN; MOFFETT, 2011, p. 154).

Salienta-se que, para poderem fornecer os serviços para as petrolíferas, essas empresas de serviço demandam uma enorme quantidade de equipamentos, gerando uma forte relação com os fornecedores de equipamentos (3º elo da figura 4.2). Os fornecedores de

---

<sup>162</sup> Tradução de “*oilfield services companies*”, mas às vezes se referem a essas empresas como “*contractors*”.

equipamentos, por conseguinte, se conectam com seus subfornecedores. Cabe frisar que estes também podem disponibilizar, por exemplo, bens e serviços diretamente às operadoras ou às empresas de serviços.

A despeito do crescimento no portfólio das empresas de serviços e grandes fornecedores, Inkpen e Moffett (2011, p. 154) apontam que o modelo de negócios ainda não mudou, logo, as empresas de petróleo continuam no topo da cadeia produtiva. Nessa direção, Jones (1988, p. 206) observa que as empresas de petróleo ainda detêm o petróleo, enquanto a indústria de bens e serviços trabalha por um determinado preço pelos seus fornecimentos.

Segundo Inkpen e Moffett (2011, p. 154), a indústria fornecedora de bens e serviços está muito mais suscetível às oscilações dos preços do petróleo e do nível de atividades da indústria global que as próprias empresas de petróleo. Os autores também argumentam que, como as empresas têm no seu “book” as reservas de petróleo, contribuem para uma visão mais de longo prazo da indústria. Também postulam que uma das formas que os fornecedores de bens e serviços encontraram para ser menos afetado por essas oscilações do mercado, foi diversificar seus portfólios, e, portanto, aumentar junto aos clientes (Operadoras) seu poder de barganha (INKPEN; MOFFETT, 2011, p. 154).

Jacoby (2012, p. 132) também aponta que essa concentração existente hoje no mercado de serviços é devido à tentativa de diversificar risco dos fornecedores. Assim, por exemplo, atenuam-se os efeitos da flutuação do mercado de aluguel de sondas de perfuração, que gera o que se intitula de “efeito chicote”, ou “*bullwhip effect*”, que é ampliado na cadeia produtiva. Dessa maneira, os fornecedores têm: “[...] used vertical integration, scale, and market dominance to shield themselves against the bullwhip effect over time, which explains in significant part why the industry is so concentrated for oil field products and services (JACOBY, 2012, p. 133)<sup>163</sup>”.

Acha (2002, p. 74-75) frisa que esse processo de terceirização das empresas de petróleo descrito permitiu não só a possibilidade de especialização, mas também a exploração de fornecedores. Nesse sentido, cita parte do trabalho de Peebler (2000)<sup>164</sup>, que indica que existem situações em que as empresas de petróleo procuram brechas em contratos de longo prazo com empresas de perfuração, por exemplo, para conseguir rompê-los.

---

<sup>163</sup> Chima (2007, p. 33) define o “efeito chicote” como: “A bullwhip effect is the tendency of small variations in demand to become larger as their implications are transmitted backward through the supply-chain”.

<sup>164</sup> Peebler, R. (2000) *The Virtual Oil Company: Capstone of Integration*. Disponível em: <[http://ogj.pennnet.com/articles/article\\_display.cfm?Section=Archives&Article\\_Cat egory=Feat&ARTICLE\\_ID=65805](http://ogj.pennnet.com/articles/article_display.cfm?Section=Archives&Article_Cat egory=Feat&ARTICLE_ID=65805)>. Acesso em 16 jul. 07 2015.

Alinhado a esse pensamento, destacam-se os comentários de Jones (1988, p. 217-218, grifo nosso) sobre as oportunidades e riscos do fornecimento de bens e serviços na cadeia produtiva da indústria de petróleo:

*As the oil industry becomes more cost-competitive, more volatile and more diffuse in its structure, the opportunities for the whole range of service and supply contractors is likely to increase. In general independent oil companies and national oil companies will tend to use service and supply companies more extensively than the major oil companies which traditionally have been more self-reliant. Even within the major companies management seeks to be flexible, responsive and lean-staffed, all trends which presume the more extensive use of outside services and supplies where it is possible to contract them out. This provides great opportunities for service and supply companies but also presents them with considerable commercial risks; margins are fine and any miscalculation can quickly make a contract unprofitable. Essentially the oil companies are attempting, quite reasonably, to shift some of the risk of idle capacity from themselves to their contractors. This probably means that at times when industry activity is high and contractor capacity fully utilised the service and supply companies will be extremely profitable, but that when industry activity is reduced much of the immediate impact will be felt by the service companies rather than by the oil companies. This has certainly been the case in 1986, when exploration activity declined in the aftermath of a fall in the oil price; many of the drilling contractors, oilfield supply houses and other service companies have failed.*

*Oil companies have generally proved to be fair but demanding customers of their suppliers and service companies. Sub-specification material, missed deliveries or any other failure of reliability have not been tolerated and companies which have failed to achieve have rarely been given a second chance. Where however a competent and reliable service has been provided, oil companies have proved loyal to their contractors and have in many cases had a continuing and mutually profitable business connection over many years.*

Inkpen e Moffett (2011) ainda afirmam que as operadoras têm crescentemente como estratégia, concentrar a contratação e procuram relações de longo prazo, com viés em redução de custos:

*E&P companies increasingly prefer to deal with a limited number of suppliers and if possible, suppliers that can provide a turnkey solution. To get turnkey solutions there must be a collaborative relationship between the project operator, prime contractors, and subcontractors. Tasks must be closely integrated, increasing the scale of complexity for the project manager (INKPEN; MOFFETT, 2011, p. 156).*

*[...] firms are looking for stable and long-term relationships. They are also looking for predictable and downward trending costs. To the extent possible, firms would like to establish relationships that cover multiple projects in order to push the contractor down the learning curve. In recent years there have been constraints on the availability of high-quality contractors, although that has abated somewhat as the most recent recession ended (INKPEN; MOFFETT, 2011, p. 198).*

Por fim, acredita-se ser importante destacar a magnitude deste mercado de bens e serviços da cadeia produtiva de E&P, os segmentos que mais recebem investimentos, que

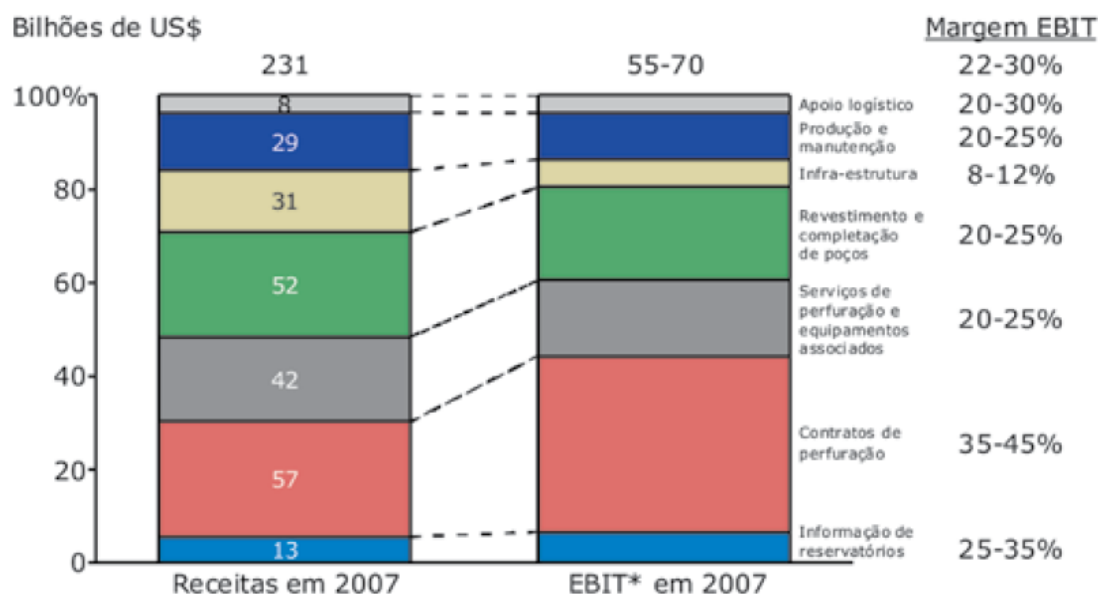
agregam mais valor e empregam mais. Tendo em vista a grande dificuldade de encontrar esses dados globais em fontes públicas e atualizadas, apresenta-se os dados de diferentes fontes, de forma que ao menos tenha-se uma ideia geral das tendências nesses tópicos.

Segundo relatório da Marketline (2012, p. 8), o valor de investimentos na cadeia global de bens e serviços da E&P representavam aproximadamente US\$ 400 bilhões em 2011. As quatro principais empresas de serviços - Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton e Weatherford - concentraram aproximadamente 23% deste total em 2011 (MARKETLINE, 2012, p. 8). Essas estimativas referem-se a receitas advindas da venda de manufatura de equipamentos, incluindo sondas de perfuração e equipamentos e fornecedores de serviços envolvidos na atividade de perfuração, avaliação e completção de poços de P&G. Portanto, não incluem plataformas de produção e navios de apoio. As estimativas de investimentos para 2016 para equipamentos e serviços do setor de P&G são de aproximadamente US\$ 640 bilhões (MARKETLINE, 2012, p. 10).

Marketline (2012, p. 11) ratifica que esse mercado de bens e serviços do setor de P&G é muito fragmentado e competitivo, e informa que apenas nos Estados Unidos (EUA) existem 500 empresas na cadeia produtiva. Entretanto, o relatório defende que existem algumas barreiras a novos entrantes neste segmento de empresas, devido a características do mercado:

*The level of technology required and the high costs of production as well as government regulation (a salient issue in light of the Deepwater Horizon spill involving BP in April 2010) constitute a strong barrier to entry and thereby reduce the threat of new players establishing themselves in this Market (MARKETLINE, 2012, p. 11).*

Segundo a classificação adotada em BNDES (2009), acima descrita, as atividades correspondentes à preparação do poço e perfuração (contratos de perfuração, serviços de perfuração e equipamentos associados, e revestimento e completção de poços) recebem em torno de 65% dos investimentos de E&P (Figura 4.8).

**Figura 4.8 - Receitas e rentabilidades dos segmentos de E&P**

Fonte: SPEARS & ASSOCIATES (2008). Elaboração BNDES (2009).

Trabalho do BNDES (2009, p. 15) observa que os dados de infraestrutura estão baixos (13%) por não incluírem os valores de construção de plataformas de produção. Também atentam para a dificuldade de encontrar fontes públicas informando valor despendido na fabricação de plataformas offshore, mas estimam que no mundo essas receitas deveriam ser em torno de US\$ 19 bilhões anuais entre 2008 e 2012 (BNDES, 2009).

Os sete segmentos analisados (Figura 4.8) têm em geral uma rentabilidade operacional, antes de despesas financeiras e impostos (EBIT), entre 20 e 30%, com algumas exceções (BNDES, 2009):

- infraestrutura e instalações apresentam a menor rentabilidade (entre 8% e 12%);
- contratos de perfuração têm a maior rentabilidade (35% a 45%), mas o estudo aponta que a média histórica é de aproximadamente 20% a 25%.

Marketline (2012, p. 6) também aponta o segmento de construção de equipamentos de perfuração e serviços correlacionados como o mais lucrativo do setor de P&G:

*The manufacturers of oil rigs and drilling equipment segment was the market's most lucrative in 2011, with total revenue of \$127 billion, equivalent to 31.8% of the market's overall value. The drilling related services segment contributed revenue of \$67.6 billion in 2011, equating to 16.9% of the market's aggregate value.*



Infelizmente não foram encontradas fontes públicas que estimassem a quantidade de mão de obra global empregada nos segmentos da cadeia produtiva de E&P. De todo modo, acredita-se que as considerações feitas sobre a estrutura da cadeia produtiva de E&P e do seu desenvolvimento ao longo do tempo, em nível global, contribuam para as análises destes temas no Brasil.

### **4.3 A Cadeia Produtiva da E&P de P&G no Brasil**

Pretende-se, nessa seção, analisar as políticas industriais recentes voltadas para o setor de P&G e avaliar o atual estágio de desenvolvimento da cadeia produtiva deste setor no Brasil. O corte no horizonte temporal para a análise é de 1997, quando houve a quebra do monopólio da E&P de P&G, até 2014<sup>165</sup>. A partir de então, como veremos na subseção 4.3.2, diversas empresas de petróleo puderam ingressar ou se desenvolver no país para E&P de P&G.

O potencial de reservas de P&G no Brasil, em especial na camada do Pré-Sal, deve ser outro fator importante contribuindo para atrair operadoras estrangeiras ou estimular o desenvolvimento de operadoras privadas nacionais. Acredita-se que o cenário socioeconômico do Brasil também pode influenciar a atração e desenvolvimento das operadoras, dos seus fornecedores de bens e serviços, bem como os resultados da implementação das políticas para o setor de P&G, tal como ocorrido na Noruega (MEDEIROS, 2015a).

Assim, entende-se que as variáveis socioeconômicas podem exercer uma força pró ou contra cíclica no desenvolvimento deste setor. Portanto, elegeu-se algumas variáveis socioeconômicas centrais para serem analisadas, de forma a compreender minimamente o contexto da economia brasileira no período estudado, de 1997 a 2014, tal como feito em Medeiros (2015a).

Por fim, procurou-se identificar outros fatores que foram e podem ser importantes para o desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G no Brasil, mas que não são políticas diretamente implementadas pelo Governo, a exemplo do cenário mundial do setor.

---

<sup>165</sup> Conseguiu-se dados mais atualizados referentes a 2015, de algumas informações relevantes, e optou-se por utilizá-los, de forma a enriquecer a compreensão do tema. De todo modo, informa-se que a 13ª rodada de licitações de blocos exploratórios de P&G da ANP, realizada em outubro de 2015, não foi analisada neste trabalho.

#### 4.3.1 Cenário Socioeconômico do Brasil nos anos recentes

A despeito do Brasil apresentar a 79ª posição no Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) em 2013 (UNDP, 2015), indicadores socioeconômicos selecionados se mostraram em geral favoráveis, após a quebra do monopólio da E&P de P&G no Brasil (1997). De 2004 a 2014, por exemplo, o país teve uma média anual de crescimento de 4,31%, apesar de em anos anteriores ter apresentado crescimento fraco em quatro anos (1998, 1999, 2001, 2003) (Quadro 4.1). Cabe destacar que nesses quase vinte anos analisados, o cenário foi marcado por crises internacionais, como em 1997 (crise asiática), 1998 (crise russa) e em 2008 (crise financeira americana), afetando fortemente a economia mundial.

O Brasil também se mostrou estável macroeconomicamente no período analisado. Considerando o problema inflacionário histórico do país, com hiperinflação e diversas trocas de moedas, ter apresentado inflação acima de um dígito apenas em 2003, em todo período analisado, é um dado muito favorável (Quadro 4.1). Possivelmente, parte dessa inflação em 2003 foi decorrente das turbulências causadas na economia pelas eleições presidenciais de 2002, em que a oposição ganhou. Esta estabilidade econômica no período analisado favorece o planejamento das empresas já existentes na economia e a atração de novos investimentos domésticos e estrangeiros.

A tendência de redução da dívida líquida do setor público sobre o Produto Interno do Bruto (PIB), no período analisado, também merece ser destacada (Quadro 4.1). Esta variável tem especial importância para o tema geral tratado nesse trabalho, por ser um indicador da capacidade do governo de implementar políticas públicas e/ou industriais.

Quadro 4.1 - Dados socioeconômicos do Brasil (1997-2014)

Ano	Percentual de adultos que concluíram pelo menos o ensino médio (25-64 anos)	Cresc. do PIB (%)	Inflaç. (%)	Balança comercial (saldo) - anual - US\$ (milhões)	Res. Int. *	Dívida Líquida do Setor Público (% PIB) - Total - Setor público consol.	Desemp. (%)**	Taxa de Câmbio Oficial (Real por US\$)
1997	-	3.4	7.7	-6.753	52.173	-	7,7	1,12
1998	-	0.4	4.9	-6.575	44.556	-	8,9	1,21
1999	-	0.5	8.0	-1.199	36.342	-	9,6	1,79
2000	-	4.4	5.5	-698	33.011	-	9,5	1,96
2001	-	1.3	8.1	2.651	35.866	52,02	9,3	2,32
2002	-	3.1	9.9	13.121	37.823	60,38	10,5	3,53
2003	-	1.2	14.0	24.794	49.296	54,83	10,9	2,88
2004	-	5.7	7.8	33.641	52.935	50,61	9,6	2,65
2005	-	3.1	7.5	44.703	53.799	48,44	8,4	2,34
2006	-	4.0	6.7	46.457	85.839	47,27	8,4	2,14
2007	-	6.0	6.4	40.032	180.334	45,53	7,5	1,77
2008	-	5.0	8.9	24.836	193.783	38,53	6,8	2,34
2009	41,0	-0.2	7.4	25.290	238.520	42,07	6,8	1,74
2010	-	7.6	8.6	20.147	288.575	39,15	5,3	1,67
2011	43,0	3.9	8.3	29.793	352.012	36,41	4,7	1,88
2012	45,0	1.8	5.9	19.395	373.147	35,29	4,6	2,04
2013	-	2.7	6.5	2.286	358.808	31,53	4,3	2,34
2014	-	0.1	6.9	-3.959	363.551	34,11	4,3	2,66

Fonte: Banco Mundial, Banco Central do Brasil, IBGE, OECD. Elaboração própria.

\* Reservas Internacionais.

\*\* Desemprego. De 1997 a 2001 usou-se os dados do Banco Mundial. A partir de 2002, usou-se os dados atualizados do IBGE, tendo em vista não haver encontrado série histórica completa.

Outra variável que também pode afetar a estabilidade do país e que se mostrou muito favorável no período estudado, são as reservas internacionais. Após o ano de 2000, o Brasil teve crescimentos consecutivos de reservas internacionais, à exceção de 2013, que apresentou leve queda (Quadro 4.1). O patamar de reservas internacionais atingido também chama atenção, ao se manter acima de US\$ 350 bilhões a partir de 2010. Essa variável se conecta diretamente com a balança comercial, que se mostrou positiva desde 2000, exceto em 2014. A balança comercial apresentou valores significativos e positivos por uma década nesse período (2003 a 2012).

A despeito das diversas crises internacionais nessas quase duas décadas, o Brasil manteve sua taxa de desemprego sempre inferior a dois dígitos, à exceção de 2002 e 2003, quando apresentou aproximadamente 10%. Esses anos de desemprego mais altos também podem ter correlação com a instabilidade da economia, provocada pelas eleições presidenciais de 2002. Entre 2010 e 2014, a taxa de desemprego ficou igual ou inferior a 5%, período em

que o mundo ainda sofria das consequências da última crise internacional de 2008 (Quadro 4.1).

Uma variável social que precisa melhorar consistentemente no país é o percentual da população adulta que concluiu pelo menos o ensino médio. Enquanto no Brasil apenas 45% dos adultos concluíram o ensino médio (Quadro 4.1), a média da OECD é 75% (OECD, 2014, p. 43). Essa variável é importante para o desenvolvimento de uma indústria que emprega grande quantidade de trabalhadores com nível de qualificação inferior ao nível terciário, sobretudo na construção de navios e plataformas (MEDEIROS, 2015a).

A despeito de ter-se dados deste indicador apenas para poucos anos, como é uma variável estrutural, não deve variar muito de um ano para outro. Ressalta-se ainda que este indicador de qualificação de mão de obra vem apresentando melhora no Brasil, apesar da discrepante diferença que persiste se comparado aos dados da OECD (2014).

Portanto, entende-se que o cenário socioeconômico do Brasil após a abertura da setor em 1997, tem sido favorável ao desenvolvimento da indústria de P&G.

#### 4.3.2 Cenário Geral da E&P de P&G no Brasil

A perfuração do primeiro poço de petróleo no Brasil ocorreu no final do século XIX, em Bofete, São Paulo, mas apenas em 1939 o petróleo foi encontrado, em Lobato, na Bahia (CANELAS, 2007, pág. 20; DIAS; QUAGLINO, 1993, pág. 21).

O debate sobre qual política de exploração de petróleo o Brasil deveria adotar permeou a década de 40, culminando em 1953 na concessão do monopólio à União na pesquisa, lavra, refino e transporte do petróleo e seus derivados (Lei n. 2004) e na criação da Petrobras (CANELAS, 2007, pág. 20). Esta, uma empresa estatal, monopolista, tendo os segmentos de exploração e produção (E&P) monopolizados, verticalizada e responsável pelo desenvolvimento da indústria brasileira de petróleo. Cabe destacar que, até aquele momento, a iniciativa privada conduzia as atividades de E&P de petróleo no Brasil, mas a escala era pequena. A partir de então, começou o desenvolvimento da indústria nacional petrolífera e das pesquisas nas bacias sedimentares<sup>166</sup> no Brasil (CANELAS, 2007).

A cadeia produtiva de P&G no Brasil começou a se desenvolver junto com as atividades de produção destes recursos naturais, na sua maior parte por investimentos privados. Este desenvolvimento da cadeia produtiva foi marcado por relações de longo prazo

---

<sup>166</sup> Bacia sedimentar significa: “Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associados ou não (ANP, 2014c)”.

dos fornecedores com a Petrobras e por políticas protecionistas (ZAMITH, 1999). A atual indústria de P&G no Brasil teve sua origem em projetos de desenvolvimento industrial que tomaram por base políticas de substituição de importações (CANELAS, 2007, pág. 20).

Como o preço do barril de petróleo era baixo até o seu primeiro choque, em 1973, os investimentos em E&P no Brasil eram pequenos, sendo essa indústria mais focada nas atividades de *downstream* - refino, distribuição e revenda (CANELAS, 2007, pág. 24). O forte aumento do preço do barril decorrentes dos choques de 1973 e 1979 estimulou as atividades de E&P de P&G, *upstream*, no Brasil, sobretudo offshore, ao torná-la economicamente viável. Nesse momento, idealiza-se o conceito de autossuficiência de petróleo e derivados, num viés nacionalista (CANELAS, 2007).

Após os grandes choques no preço de petróleo da década de 1970, aumenta-se o volume de plataformas em operação no Brasil, começando a E&P em águas rasas (até 400 metros), avançando para águas cada vez mais profundas. Desta maneira, o fortalecimento dos esforços técnico-econômicos ao longo dos anos conduziu a Petrobras a estar entre os líderes no mundo, tanto em desenvolvimento tecnológico em E&P offshore<sup>167</sup>, como em volume de reservas de P&G (CANELAS, 2007; USA. EIA, 2015; PETROBRAS, 2015b).

A partir do anúncio das descobertas de grandes reservas de P&G da camada do Pré-Sal, em 2006, o Brasil posicionou-se em definitivo entre os maiores detentores de reservas destes recursos naturais no mundo (USA. EIA, 2015). A Petrobras estima que apenas o campo de Tupi, por exemplo, tem volumes recuperados estimados entre 5 e 8 bilhões de barris de óleo equivalente (boe). O campo de Guará, também localizado na bacia de Santos, apresenta reservas estimadas em 4 bilhões de boe, sendo o óleo de boa qualidade (30° API)<sup>168</sup>. As reservas brasileiras de P&G praticamente dobraram apenas com as descobertas iniciais no Pré-sal (DA COSTA, et. Al, 2010).

Em última instância, a duração máxima de política de CL do setor de P&G é o tempo que durarem as reservas destes recursos naturais de um país. Neste caso, ressalta-se que as reservas totais de petróleo no Brasil ao final de 2013 foram de 30,2 bilhões de barris, sendo 15,6 bilhões as reservas provadas. Em 2013, o Brasil ocupou a 15ª posição no ranking

---

<sup>167</sup> A Petrobras recebeu em 1992, 2001 e 2007 prêmios pela sua distinção técnica/tecnológica na maior feira de petróleo do mundo, a Offshore Technology Conference (OTC), realizada anualmente em Houston –Texas (EUA). Ver: <<http://www.otcnet.org/>> e <[www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)>. Acesso em: 28 abr. 2012.

<sup>168</sup> Quanto maior o grau de API, mais leve é o petróleo, passando assim, menos tempo no processo de refino e consequentemente tendo maior valor agregado. A sigla vem da instituição que desenvolveu essa classificação: American Petroleum Institute (DA COSTA et al., 2010, pág. 276).

mundial de países com maiores reservas provadas. A relação reserva/produção (R/P) de petróleo em 2013 foi de 21,1 anos (ANP, 2014b).

Se confirmadas as estimativas de reservas de P&G para todo o Pré-Sal, entre 70 e 100 bilhões de barris, o Brasil passaria a estar entre os dez maiores detentores destes recursos no mundo. Nessa situação, ficaria em níveis de reservas de P&G próximos a países como Venezuela e Nigéria (DA COSTA et al., 2010, p. 280) e, portanto, entende-se que se trata de um ciclo de desenvolvimento de longo prazo desse setor no país.

Em 2013, o Brasil foi o 13<sup>a</sup> maior produtor de petróleo, com uma produção total de 738,7 milhões de barris (média de 2,02 milhões de b/d<sup>169</sup>), sendo 91,2 % advinda de operações no mar (offshore). Cabe frisar que o Pré-Sal já é uma realidade, e, em 2013, foram produzidos a partir dos campos desse polígono 110,5 milhões de barris. O crescimento de quase 80% na produção de petróleo a partir do Pré-Sal, em relação a 2012, mostra a sua rápida evolução (ANP, 2014, p. 5-6).

Essa produção advém majoritariamente de 12 rodadas de licitações para E&P de P&G pelo regime de concessão, já realizadas desde a quebra do monopólio da E&P, em 1997<sup>170</sup>. Também existem no Brasil outros dois regimes de E&P: a Cessão Onerosa, firmado entre a União e a Petrobras, e o contrato de Partilha de Produção, ambos referentes ao Pré-Sal<sup>171</sup>.

A quebra do monopólio da E&P de P&G permitiu a entrada de novas empresas no mercado. Atualmente existem 89 concessionários registrados na ANP, sendo 44 empresas nacionais (Quadro 4.2). Os concessionários nacionais são na sua maioria pequenas e médias empresas, e concentram suas operações *onshore* (em terra) e ou em campos marginais.

---

<sup>169</sup> Barris por dia.

<sup>170</sup> Mais detalhadas na próxima seção.

<sup>171</sup> Mais detalhados na próxima seção.

**Quadro 4.2 - Concessionários de P&G registrados na ANP**

<b>Concessionário</b>	<b>Origem do Capital</b>	<b>Concessionário</b>	<b>Origem do Capital</b>
A.R.G.	BRASIL	Niko	CANADÁ
Aloes	BRASIL	ONGC	ÍNDIA
Anadarko	EUA*	Ouro Preto	BRASIL
Arclima	BRASIL	Pacific Rubiales	CANADÁ
Aurizonia	BRASIL	Panergy	BRASIL
Barra Holding	CAYMAN, ILHAS	Panoro	NORUEGA
Bayar	BRASIL	Partex	CAYMAN, ILHAS
BG	REINO UNIDO	Perenco	REINO UNIDO
BHP	AUSTRÁLIA	Petro Latina	CINGAPURA
Bolognesi Part.	BRASIL	Petrobras	BRASIL
BP	REINO UNIDO	Petrominerales	COLÔMBIA
Brasoil	BRASIL	PetroRecôncavo	BRASIL
BrazAlta	CANADA	Phoenix	BRASIL
CEMIG	BRASIL	Premier Oil Group	REINO UNIDO
Central Resources	EUA *	Proen	BRASIL
CEPSA	ESPANHA	PTTEP	TAILÂNDIA
Chariot	GUERNESEI	Quantra	BRASIL
Cheim	BRASIL	Queiroz Galvão	BRASIL
Chevron	EUA*	Ral	BRASIL
Codemig	BRASIL	Repsol YPF	ESPANHA
COPEL	BRASIL	Rio Proerg	BRASIL
Cowan	BRASIL	Serena	ANGOLA
Delp	BRASIL	Severo & Vilares	BRASIL
EBX	BRASIL	Shell	REINO UNIDO
Ecopetrol	COLÔMBIA	Sinochem	CHINA
Egesa	BRASIL	SINOPEC	CHINA
Engepet	BRASIL	Sollita	BRASIL
EP Energy	EUA*	Sonangol	ANGOLA
ERG	BRASIL	Sotreq	BRASIL
Eromanga	AUSTRÁLIA	Statoil	NORUEGA
ExxonMobil	EUA*	STR	BRASIL
G&C	BRASIL	Synergy Group	PANAMÁ
Galp Energia	PORTUGAL	TDC	EUA*
GDF Suez	FRANÇA	TNK-BP	ILHAS VIRGENS
Genesis 2000	BRASIL	TotalFinaElf	FRANÇA
Geopark	BERMUDAS	Trayectoria	PANAMA
Governo da China	CHINA	Tucumann	BRASIL
Gran Tierra	CANADA	UBX	BRASIL
HRT	BRASIL	UTC	BRASIL
Imetame	BRASIL	Vale	BRASIL
Inbrael	BRASIL	VB	ÍNDIA
Inpex	JAPÃO	Vibrapar	BRASIL
Karoon	AUSTRÁLIA	Vitoria Ambiental	BRASIL
Lábrea	BRASIL	W.Washington	BRASIL
Maersk	DINAMARCA	-	-

Fonte: ANP (2014a). Adaptado. \*Estados Unidos da América (EUA).

Desde 2010 a Petrobras, principal alavanca deste setor no país, tem investido mais de 40 bilhões de dólares anualmente. Esses valores são quase 10 vezes maiores que aos investimentos no período de 1997 a 2001 (Quadro 4.3).

**Quadro 4.3 - Histórico do investimento nominal da Petrobras (US\$ MM)**<sup>172</sup>

Anos	E&P	Abast	Gás & Energia	Internac.	Distrib.	Outros	Total
1997	1.849,00	955	78	766	81	280	4.009,00
1998	2.564,00	830	519	852	69	146	4.980,00
1999	2.316,00	532	501	469	63	96	3.977,00
2000	2.869,00	590	139	318	0	234	4.150,00
2001	2.675,00	514	159	500	89	290	4.227,00
2002	2.868,00	858	272	2.009,00	150	280	6.437,00
2003	3.021,00	1.530,00	364	640	108	350	6.012,00
2004	4.309,00	1.335,00	214	797	418	368	7.441,00
2005	5.758,00	1.349,00	627	1.295,00	203	1.326,00	10.559,00
2006	7.041,00	1.922,00	720	3.292,00	295	2.216,00	15.486,00
2007	10.684,00	5.409,00	2.473,00	3.375,00	857	449	23.248,40
2008	14.279,00	6.540,00	3.937,00	3.343,00	304	676	29.079,00
2009	15.928,00	9.349,00	5.238,00	3.419,00	318	1.154,00	35.406,00
2010	18.600,00	16.169,00	3.922,00	2.710,00	509	1.505,00	43.415,00
2011	20.405,00	16.133,00	2.293,00	2.631,00	679	1.023,00	43.164,00
2012	21.959,00	14.745,00	2.113,00	2.572,00	666	894	42.949,00

Fonte: Petrobras ([2013?]). Adaptado.

Mesmo tendo havido pequena redução nos investimentos previstos no Plano de Negócios da Petrobras para 2014-2018, os números ainda são expressivos, e as atividades de E&P concentram 70% dos recursos (Quadro 4.4). Dos US\$ 135,9 bilhões destinados a E&P, 60% se destinam ao Pré-Sal. Somando-se os valores referentes aos investimentos das operadoras parceiras da Petrobras, US\$ 63 bilhões, o volume total de investimentos é US\$ 283, 6 bilhões (Petrobras, 2014).

**Quadro 4.4 - Plano de investimentos da Petrobras para 2014 - 2018 (US\$ bilhões)**

Segmentos	Investimentos	%
E&P	153,9	70%
Abastecimento	38,7	18%
Gás & Energia	10,1	5%
Internacional	9,7	4%
Petrobras Biocombustíveis (PBio)	2,3	1%
BR Distribuidora	2,7	1%
Engenharia, Tecnologia e Materiais	2,2	1%
Demais Áreas	1,0	0,5%
<b>Total</b>	<b>220,6</b>	<b>100</b>

Fonte: Petrobras (2014).

O relatório do BNDES (2014, p. 2) estima que os investimentos previstos para o setor de P&G no Brasil para o período de 2015 a 2018 serão de US\$ 191.627.149.300,00<sup>173</sup>. Este

<sup>172</sup> A Petrobras não informa valores mais atualizados dos investimentos realizados. Ver: <[www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/investimentos](http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/investimentos)>. Acesso em: 15 jun. 2015.



valor é superior em mais de US\$ 37 bilhões<sup>174</sup> a todos os investimentos nas demais indústrias somados (Quadro 4.5). O relatório ainda afirma que setores de P&G e infraestrutura de logística irão impulsionar os investimentos da economia e que nos dois casos dependem pouco da conjuntura econômica nacional e internacional (BNDES, 2014). Mais especificamente, destaca que o setor de P&G aumentou seu peso na Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF) de 3,5%, em 2000, para 10% em 2013, e que a perspectiva é de aumento para os próximos anos<sup>175</sup> (BNDES, 2014, p. 139).

**Quadro 4.5 - Perspectivas do investimento no Brasil (2015-2018)\***

<b>Setores (em R\$ bilhões de 2014 (1º sem.))</b>	<b>2010-2013</b>	<b>2015-2018</b>	<b>Variação (%)</b>
Petróleo & Gás	358	509	42,1
Extrativa Mineral	44	40	-8
Automotivo	58	59	0,4
Papel & Celulose	20	21	2,5
Indústria Química	22	22	2,6
Siderúrgico	20	12	-38,5
Complexo Eletrônico	22	28	25,9
Complexo Indust. da Saúde	8	13	57
Aeroespacial	4	12	187
Alimentos	58	49	-15,8
Sucroenergético	41	25	-40,5
Demais da Indústria	112	121	8
<b>Indústria</b>	<b>767</b>	<b>909</b>	<b>18,5</b>

Fonte: BNDES (2014). Adaptado.

\*posição em novembro de 2014.

O relatório do BNDES (2014, p. 139) ainda afirma que os investimentos da Petrobras, somado aos das outras operadoras, que também vêm crescendo, e à política de conteúdo local, têm assumido papel central no desenvolvimento da indústria nacional. Entretanto, o relatório chama atenção para dois fatores que podem diminuir o ritmo dos investimentos do setor: o desalinhamento dos preços externos e internos dos combustíveis, que pode afetar a capacidade de geração de caixa da Petrobras<sup>176</sup>, e restrições físicas que inviabilizam maior investimento no setor (BNDES, 2014, p. 139, grifo nosso):

<sup>173</sup> R\$ 509 bilhões convertido de R\$ para US\$ com câmbio de 31/12/2014 (0,38). Disponível em: <www.bcb.gov.br>. Acesso em 13 out. 2015.

<sup>174</sup> R\$ 100 bilhões convertido de R\$ para US\$ com câmbio de 31/12/2014 (0,38). Disponível em: <www.bcb.gov.br>. Acesso em 13 out. 2015.

<sup>175</sup> Para mais informações sobre o peso do setor de P&G no Produto Interno Bruto (PIB) Brasileiro ver Machado (2002, 2003).

<sup>176</sup> Nesta direção, Oliveira e De Almeida (2015) analisam o grave impacto do governo ter impedido o reajuste dos combustíveis nos últimos anos, como um dos instrumentos para tentar controlar a inflação, na capacidade de investimento da Petrobras.

(i) o desafio de realizar diversos, grandes e complexos projetos de forma simultânea, nos prazos previstos; (ii) **restrições, por parte dos fornecedores, de entregar no prazo fixado, na especificação adequada e com o conteúdo local mínimo contratado, ou restrições para realizar investimentos em melhoria de sua produtividade**; (iii) dificuldade de obter licenciamentos em órgãos ambientais, tanto pela Petrobras quanto pelos fornecedores; e (iv) **escassez de mão de obra qualificada**. Todas essas restrições podem ser superadas ao longo do tempo, mas a velocidade de seus ajustes ocorre de forma mais lenta que os ajustes financeiros necessários destacados anteriormente.

Em relação ao potencial dos investimentos no setor de petróleo no Brasil, relatório da ABDI ([2010?], p. 25) salienta que:

Nesse contexto, na cadeia de Petróleo e Gás, o programa brasileiro de exploração da camada do Pré-Sal abre oportunidades para o forte adensamento da cadeia de fornecedores, objetivando a sua transformação em um amplo complexo industrial e de serviços especializados, que incorpora desde o setor naval e aeronáutico de asas rotativas (helicópteros) até serviços intensivos em conhecimento de tecnologia da informação, como avançados softwares para processamentos de dados sísmicos e modelagem de reservatórios em 3D e 4D, bem como softwares para o desenvolvimento de produtos e projetos de engenharia.

O relatório da ABDI ([2010?], p. 25, grifo nosso) ainda destaca que:

**Para o país, interessa contar não somente com uma poderosa companhia petroleira, mas também uma robusta indústria parapetroleira, cujo desenvolvimento e internacionalização poderão promover um processo de upgrading tecnológico, de consolidação corporativa e ampliação do mercado para as empresas brasileiras para além do mercado doméstico**, em função do crescimento contínuo das operações de exploração e produção de petróleo offshore no mundo, notadamente na costa ocidental da África e na costa oriental da América do Sul.

Este relatório ainda classifica a cadeia produtiva de P&G e naval como um sistema com capacidade de transformação da estrutura produtiva (ABDI ([2010?], pág. 30):

Pelo seu potencial de participação em programas de várias diretrizes, existem setores, cadeias e complexos que assumem um caráter estratégico, apresentando grande capacidade de transformação da estrutura produtiva, tanto em função de seu poder de difusão de inovações quanto devido ao encadeamento das relações intersetoriais.

Por fim, cabe-se frisar que majoritariamente as pesquisas e análises presentes neste trabalho foram realizadas anteriormente à deflagração da atual crise de corrupção do setor de P&G no Brasil, em 2014, e intitulada “Operação Lava Jato”. Naturalmente esta crise, de consequências ainda desconhecidas e de difícil avaliação, impactará negativamente o ritmo de

investimentos do setor P&G no Brasil, e conseqüentemente no desenvolvimento desta cadeia produtiva. Portanto, entende-se que novas análises sobre as políticas para desenvolver o setor devam ser refeitas, uma vez a crise passada e ou seus impactos mais compreendidos.

#### 4.3.3 Políticas Industriais e o Estágio Atual do Desenvolvimento da Cadeia Produtiva da E&P de P&G no Brasil

As alterações no marco regulatório que ocorreram a partir do final da década de 1990 promoveram fortes impactos na estrutura de mercado da indústria de P&G, principalmente no segmento de E&P, bem como no desenvolvimento da cadeia produtiva do setor. A partir da quebra do monopólio da E&P de petróleo e gás natural, pela Lei n. 9.478 em 1997, conhecida como lei do petróleo, a Petrobras perdeu a exclusividade nessas atividades. Também foi criado o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a ANP (BRASIL, 1997).

A ANP (2015c) como órgão regulador do setor tem o papel de:

[...] desenvolver estudos visando à delimitação de blocos e também promover as licitações de áreas para exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás; celebrar, em nome da União, os contratos delas decorrentes; e fiscalizar a sua execução. Os blocos são partes de uma bacia sedimentar onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.

Em relação à delimitação dos blocos oferecidos nas rodadas de licitações da ANP, destaca-se (ANP, 2015c):

[...] é condicionada à disponibilidade de dados geológicos e geofísicos que demonstrem indícios da presença de petróleo e gás natural e a considerações preliminares sobre fatores ambientais, entre outros itens técnicos. A seleção final é feita de acordo com as diretrizes do CNPE, nos termos da Resolução CNPE nº 8/2003 e Lei nº 12.351/2010.

Assim, a partir desse momento as concessões<sup>177</sup> dos blocos exploratórios passaram a ser feitas por meio de licitações (ou “rodadas”), coordenadas pela ANP e permitindo, assim, novos entrantes nacionais e estrangeiros nas atividades de E&P no Brasil. A rodada considerada “zero” ocorreu em agosto de 1998, quando a ANP concedeu à Petrobras 115 blocos exploratórios e áreas em desenvolvimento que tinham investimentos realizados. A 1ª rodada de licitações de campos de P&G ocorreu em junho de 1999, com 38 empresas de petróleo habilitadas entre nacionais e estrangeiras (ANP, [2000?]). A partir de então,

<sup>177</sup> A definição de concessão é: “Contrato administrativo mediante o qual a ANP outorga a empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos, jurídicos e fiscais por ela estabelecidos, o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no território nacional (ANP, 2014c).”

passaram a ocorrer rodadas anualmente, pelo regime de concessão, até a décima em 2008, que foi cancelada<sup>178</sup> (ANP, 2015d).

Em setembro de 2010, a Petrobras assinou com a União o contrato de Cessão Onerosa, que concedeu o direito à empresa de extrair até 5 bilhões de barris de óleo equivalente do Pré-Sal (BRASIL, 2010a). No final deste mesmo ano, a Lei nº 12.351 (BRASIL, 2010b) foi implementada, determinando que fosse adotado o regime de Partilha de Produção para as áreas do Pré-Sal e outras estratégicas. No regime de Partilha de Produção, o julgamento das ofertas dos concessionários é baseado no maior percentual de óleo oferecido à União (a maior parcela de excedente em óleo). O programa exploratório mínimo obrigatório, o valor do bônus de assinatura, e CL mínimo estão determinados no edital de licitação, igual ao regime de concessão, como veremos a seguir (BRASIL. MME, 2013).

O CNPE pode decidir entre a contratação direta da Petrobras, sem licitação, ou pela realização de licitações de áreas no regime de partilha. Assim, para uma empresa de petróleo entrar na E&P no Pré-Sal, tem de constituir um consórcio com a Petrobras, operadora obrigatória, com participação mínima de 30%, e com a empresa pública criada pela União para representar os seus interesses, a Pré-Sal Petróleo – PPSA (ANP, 2015c). Segundo ANP (2011), a adoção do regime de partilha pode evitar a contaminação da economia pela doença holandesa, ao permitir o controle do ritmo de produção.

Em 2013, ocorreu a primeira licitação de blocos para E&P de P&G sobre o regime de Partilha de Produção, voltada ao Pré-Sal e ofertando o campo de Libra. Quatro empresas estrangeiras compuseram o consórcio (Shell, Total, CNPC e CNOC), o qual foi liderado pela Petrobras. Ainda cabe ressaltar que: “De acordo com a lei aprovada em setembro de 2013<sup>179</sup>, 75% dos royalties do petróleo serão destinados para a educação e 25% para a saúde. A legislação ainda prevê que 50% do Fundo Social do Pré-Sal também devem ir para as áreas da educação e saúde” (BRASIL, 2013).

Em 2013, também retornaram as rodadas de licitações sobre regime de concessão, sendo a 11ª rodada em maio, e a 12ª rodada em novembro. A 11ª rodada focou em áreas terrestres maduras nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste e na margem equatorial brasileira.

---

<sup>178</sup> A 8ª rodada foi cancelada pela Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 02/2012 e pela Resolução de Diretoria ANP nº 165/2013 (ANP, [2013])

<sup>179</sup> Para mais informações ver: BRASIL. Lei nº 12.858, de 9 de setembro de 2013. Dispõe sobre a destinação para as áreas de educação e saúde de parcela da participação no resultado ou da compensação financeira pela exploração de petróleo e gás natural, com a finalidade de cumprimento da meta prevista no inciso VI do caput do art. 214 e no art. 196 da Constituição Federal; altera a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989; e dá outras providências. Disponível em: <[www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2011-2014/2013/Lei/L12858.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Lei/L12858.htm)>. Acesso em: 15 jul. 2015.

Tal rodada buscou descentralizar geograficamente as atividades de E&P e incentivar a participação de concessionários de porte médio e pequeno com os campos terrestres licitados (ANP, 2013a). Já a 12ª rodada teve foco apenas nas atividades de E&P terrestres (*onshore*) e também estimular a participação dos pequenos concessionários (ANP, 2013b). Segundo a ANP ([2015?]; 2015d), desde 2005 essa política de estimular a entrada de pequenos e médios concessionários vem sendo implementada, ao ofertarem em licitações áreas inativas com acumulações de P&G que as grandes empresas têm interesse marginal.

A 13ª rodada ainda não ocorreu, mas o CNPE sugeriu em dezembro de 2014 que fosse realizada e encaminhada à autorização da Presidente da República (ANP, 2015e). Esta nova rodada pretende:

[...] assegurar as atividades exploratórias em bacias maduras e atrair investimentos para a descoberta de novas jazidas em bacias de novas fronteiras. A licitação também visa manter a produção no médio e longo prazos a partir da oferta de áreas de elevado potencial, além de estimular a participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração e produção, por meio da oferta de campos marginais.

Desde a 1ª rodada em 1999, o conceito de conteúdo local (CL) foi aplicado pela ANP através das cláusulas de CL presentes nos contratos de concessão de E&P. Segundo a cláusula de CL, os fornecedores brasileiros devem ter a preferência assegurada de contratação pelos concessionários sempre que suas ofertas tiverem equivalência em condições de preço, prazo e qualidade às de outros fornecedores convidados a apresentar propostas (ANP, 2015a).

O objetivo da cláusula de CL é:

“[...] incrementar a participação da indústria nacional de bens e serviços, em bases competitivas, nos projetos de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural. O resultado esperado da aplicação da cláusula é o impulso ao desenvolvimento tecnológico, a capacitação de recursos humanos e a geração de emprego e renda neste segmento (ANP, 2015a)”.

A cláusula de conteúdo local foi sendo aprimorada ao longo dos anos até finalmente constituir-se num Sistema de Certificação, envolvendo uma terceira parte a partir da 7ª rodada e após consultas públicas. Mais detalhadamente, destaca-se que segundo a ANP, na 1ª rodada os diferentes percentuais de CL ofertados livremente pelas empresas concorrentes na disputa pelos blocos eram considerados na pontuação para decidir o vencedor. Esse modelo, em que os concorrentes declaravam o percentual de bens e serviços a serem contratados na fase de exploração, e outro na fase de produção, permaneceu até a 4ª rodada (ANP, 2015a).

Desde a 1ª rodada 1 até a 4ª rodada, o peso do CL na oferta para o bloco era 15%, sendo 3% para a fase de exploração e 12% para a fase de Desenvolvimento da Produção (DP). O Bônus de assinatura<sup>180</sup> era o outro critério para decidir o ganhador da licitação, com peso de 85%. Ainda cabe observar que o conteúdo local era definido apenas por fases de forma absoluta, isto é, não existiam subdivisões dentro das fases (ANP, [2014a]).

Da 1ª rodada à 4ª rodada, e apenas para efeito de cálculo do percentual de CL, a aquisição de fornecedores locais de determinados bens e ou serviços (por exemplo, serviços de engenharia de unidades de produção ou sistemas), tinha o seu custo real multiplicado por fatores positivos. Assim, apesar de não se ter CL mínimo específico, já havia algum direcionamento de quais bens e serviços eram estimulados que fossem mais desenvolvidos no Brasil (ANP, [2014a]).

Na 5ª e 6ª rodadas de licitações, a cláusula de CL foi alterada, passando a exigir percentuais mínimos tanto em blocos terrestres quanto em blocos em águas rasas e profundas. Além disso, o CL foi subdividido em diferentes atividades típicas das fases de exploração e DP, com ponderações diferentes. A fase de exploração teve o CL subdividido em duas atividades ou conjunto de bens e serviços para blocos no mar e em três para blocos em terra. Na fase de DP, o CL também foi subdividido em duas atividades ou conjunto de bens e serviços para blocos no mar e em outras duas para blocos em terra (ANP, [2014a]).

Adicionalmente, para fins de acompanhamento e monitoramento pela ANP, da compra de fornecedores nacionais, cada oferta de conteúdo local deveria conter obrigatoriamente declaração do concessionário, contendo a descrição detalhada dos planos de aquisições de bens e serviços locais. Essa declaração foi dividida em 13 atividades ou conjunto de bens e serviços, sendo quatro na fase de exploração e nove no DP (ANP, [2014a]). A partir deste momento, pode-se dizer que há um claro direcionamento de quais atividades e segmentos do setor pretende-se desenvolver mais no país. Entende-se que os mínimos de CL exigidos, sua subdivisão e detalhamento de compras levaram em consideração a competência já instalada da indústria no país e as lacunas a serem preenchidas.

Segundo estudo da FIEB, (2015, p. 8) esse detalhamento de CL mínimo com ponderações diferentes, tinha o intuito de dar maior peso a itens de valor relativo pequeno, porém de grande impacto. Nesse sentido cita, por exemplo, a aquisição de engenharia básica/detalhamento para a fase de DP que tinha seu percentual calculado numa fórmula

---

<sup>180</sup> Bonus de Assinatura equivale ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital da licitação e devendo estar pago no ato da assinatura do contrato de concessão (ANP, 2014c).

específica e elevado à quinta potencia. Não obstante, ressalva que não produziu o resultado esperado no desenvolvimento da engenharia nacional:

Apesar do seu caráter estratégico e, portanto, plenamente coerente com políticas de aumento de conteúdo local, a aplicação da medida de premiação para a realização da engenharia no Brasil não produziu os resultados esperados e necessitava de medidas complementares, como a abertura efetiva da demanda de engenharia básica para fornecedores locais privados (FIEB, 2015, p. 8).

O estudo da FIEB (2015, p. 8) ainda coloca que hoje a engenharia básica é desenvolvida internamente na Petrobras, que contrata como terceirizados engenheiros experientes demitidos, quando do enfraquecimento deste segmento nos anos 80. Conclui esse assunto informando que: “Dessa forma não houve o ressurgimento das empresas de engenharia nacionais. Atualmente, a maioria é mera locadora de mão de obra para a Petrobras, sendo preciso a definição de condições para que as empresas nacionais de engenharia possam participar efetivamente deste processo (FIEB, 2015, p. 8)”.

Na 5ª e 6ª rodada, o peso do CL para oferta do bloco subiu para 40%, sendo 15% para a fase de exploração e 25% para a fase de DP (ANP, [2014a]). Ainda cabe ressaltar que a partir da 5ª rodada um terceiro critério foi inserido para decidir o ganhador da licitação – a saber, o Programa Exploratório Mínimo (PEM)<sup>181</sup>, com peso de 30% até a 6ª rodada (ANP, [2014a]). Portanto, como o Bônus de assinatura teve seu peso reduzido de 85% para 30% na 5ª e 6ª rodada, o CL foi o principal fator para decidir o ganhador das licitações (Quadro 4.6).

---

<sup>181</sup> PEM equivale ao conjunto de atividades destinadas ao cumprimento das obrigações contratuais da fase de exploração, realizadas em uma área de concessão e no qual cada atividade é computada quantitativamente de acordo com a sua natureza e abrangência, que possui uma equivalência em unidades de trabalho (UT's) e que corresponde ao parâmetro de oferta vencedor da licitação da área (ANP, 2014c).

**Quadro 4.6 - Peso dos critérios de apuração das ofertas das rodadas de licitações (concessões)**

Rodadas	CL - Total	CL- Exploração	CL - DP	Bônus de assinatura	PEM
1	15%	3%	12%	85%	-
2	15%	3%	12%	85%	-
3	15%	3%	12%	85%	-
4	15%	3%	12%	85%	-
5	40%	15%	25%	30%	30%
6	40%	15%	25%	30%	30%
7	20%	5%	15%	40%	40%
9	20%	5%	15%	40%	40%
10*	20%	5%	15%	40%	40%
11	20%	5%	15%	40%	40%
12*	20%	5%	15%	40%	40%

Fonte: ANP ([2014a]). Elaboração própria.

\* Apenas blocos terrestres.

Como não se tinha percentuais máximos de CL, tais fatores devem ajudar a explicar: os altos índices de ofertados de CL na 5ª e 6ª rodada (Quadro 4.7); e o fato de 92% das 86 multas aplicadas até 24 de abril de 2015, por não cumprimento de CL, se referirem apenas a essas rodadas (ANP, 2015b). Assim, entende-se que esses dois fatores devam ter estimulado os concessionários a assumir índices de CL extremamente altos, e improváveis de serem atingidos, para não correr o risco de perder os blocos que desejavam.

**Quadro 4.7 - Conteúdo local médio das rodadas de licitações (concessões)**

Rodadas	Conteúdo local médio – etapa de exploração	Conteúdo local médio – etapa de DP
1	25%	27%
2	42%	48%
3	28%	40%
4	39%	54%
5	79%	86%
6	86%	89%
7	74%	81%
9	69%	77%
10*	79%	84%
11	62%	76%
12*	73%	84%

Fonte: ANP ([2014b]). Elaboração própria.

\* Somente blocos terrestres.

Obs: CL médio é a média do CL das ofertas ganhadoras dos blocos.

Entre a 1ª e 6ª rodada, o CL ainda era operacionalizado de forma declaratória. Isto é, as operadoras se comprometiam com percentuais de conteúdo local nas rodadas e posteriormente apresentavam declarações dos fornecedores quanto à origem dos bens e serviços, junto com as notas fiscais. Segundo os contratos da 1ª a 5ª rodada, esses documentos



compõem o relatório de aquisição de bens e serviços, que deve ser entregue anualmente, sendo que em relação aos serviços ainda é obrigatório indicar também o objeto (ANP, [2014a]).

Na 7ª rodada, em 2005, novas mudanças foram implementadas nas regras do conteúdo local, permanecendo até hoje. O CL ficou limitado a faixas percentuais entre valores máximos e mínimos, além de ter sido mais detalhado em itens e subitens, abrangendo bens e serviços das fases de exploração e DP. O CL passou a ser dividido em 22 itens e 30 subitens para campos em terra, 34 itens e 30 subitens para campos em águas rasas (100 a 400 metros) e campos em águas profundas e 31 itens e 30 subitens para campos em águas rasas (menos de 100 metros). Essa grande subdivisão, com mínimos por itens e subitens, direciona ainda mais os tipos de bens e serviços que pretende-se desenvolver no país no setor de P&G (ANP, [2014a]).

A partir desta 7ª rodada, o concessionário também passou a ser exigido comprovar o CL por meio de certificado de CL, obtido junto a seus fornecedores e emitidos por certificadoras credenciadas na ANP. Essas mudanças foram realizadas a partir da adoção pela ANP da Cartilha de Conteúdo Local, elaborada pelo Programa de Mobilização da Indústria Nacional do Petróleo e Gás Natural (Prominp) em 2004, como instrumento para guiar a aferição de CL nos contratos. Inicialmente era anexada ao contrato de concessão, sendo retirada do mesmo em 2007 e incorporada a regulamento da ANP (ANP, [2014a]; PROMINP, [2008?]).

Assim, apenas efetivamente a partir da 7ª rodada de licitações, a ANP passou adotar um Sistema de Certificação de Conteúdo Local, definindo as condições para aferição e cumprimento dos compromissos assumidos pelos concessionários. Esse sistema define a metodologia para certificação e as regras para que as entidades certificadoras sejam credenciadas junto a ANP (PROMINP, [2008?]). Criou-se a figura da terceira parte.

As certificadoras têm o papel de mensurar e informar à ANP o CL dos bens e serviços consumidos pelos concessionários nas atividades de exploração e desenvolvimento de P&G (PROMINP, [2008?]). Atualmente existem no Brasil 36 certificadoras credenciadas na ANP, divididas por 21 áreas de atividades relacionadas a E&P de petróleo e gás natural (ANP, 2015f).

O Sistema de Certificação de Conteúdo Local é composto de quatro resoluções (ANP, 2015a):

- a) **Resolução ANP nº 19 de 14.06.2013**, que define os critérios e procedimentos para execução das atividades de Certificação de Conteúdo Local. (Anexo II - Cartilha de Conteúdo Local).
- b) **Resolução ANP nº 37 de 13.11.2007**, que define os critérios e procedimentos para cadastramento e credenciamento de entidades para exercer a atividade de Certificação de Conteúdo Local.
- c) **Resolução ANP nº 38/2007 de 13.11.2007**, que define os critérios e procedimentos de auditoria nas empresas de autorizadas ao exercício da atividade de Certificação de Conteúdo Local.
- d) **Resolução ANP nº 39/2007 de 13.11.2007**, que define os relatórios de investimentos locais em exploração e desenvolvimento da produção em Contratos de Concessão a partir da Sétima Rodada de Licitações.

A Resolução da ANP nº 19 de 14/06/2013 substituiu a resolução número 36 de 13/11/2007, que define os critérios e procedimentos para execução das atividades de Certificação de Conteúdo Local (Anexo II - Cartilha de Conteúdo Local). No anexo II desta resolução nº 19, encontram-se as fórmulas para cálculo do CL. A fórmula geral para mensurar o Índice de Conteúdo Local (ICL) é de fácil compreensão, como se pode ver abaixo a versão para bens, em caso de já ter sido vendido (ANP, 2013c):

$$CLb = \left( 1 - \frac{X}{Y} \right) \cdot 100$$

Sendo X = Valor dos componentes importados (em R\$), somando-se: a) valor CIF, acrescido do respectivo imposto de importação, dos componentes importados diretamente pelo fabricante e incorporados ao bem; b) valor CIF, acrescido do respectivo imposto de importação, dos componentes importados diretamente pela compradora e incorporados ao bem; c) valor dos componentes importados por terceiros e adquiridos no mercado interno, pelo fabricante ou comprador, excluídos IPI e ICMS; d) valor da parcela importada do bem nacional certificado que componha o bem objeto de certificação (ANP, 2013c).

Y = Preço de venda do bem efetivamente praticado, excluídos IPI e ICMS.

Cabe ressaltar que ainda existem fórmulas similares na cartilha de conteúdo local para calcular CL de: a) contratação de bens e sistemas para uso temporal relacionados à indústria de petróleo e gás natural; b) conjuntos; c) sistemas relacionados à indústria de petróleo e gás natural; d) serviços de mão-de-obra relacionados à indústria de petróleo e gás natural; e) materiais adquiridos diretamente pelos concessionários (ANP, 2013c).

O peso do CL para decisão do ganhador do bloco reduziu para 20% na 7ª rodada, permanecendo até a 12ª rodada, realizada em 2013. Esses 20% são divididos em 5% para a

fase de exploração e 15% para a fase de DP. Os outros dois critérios considerados no julgamento das ofertas dos blocos no regime de concessão, isto é Bônus de Assinatura e Programa Exploratório Mínimo, passaram a ter um peso de 40% cada, desde então (Quadro 4.6).

Como mencionado anteriormente, um dos fatores que pode ajudar a explicar os índices recordes de CL na 5ª e 6ª rodada (Quadro 4.7), é o fato do conteúdo local ter sido o critério de maior peso na decisão do ganhador da licitação e não existir limites máximos (Quadro 4.8). De todo modo, observa-se que mesmo após o estabelecimento de limites máximos (a partir da 7ª rodada), o CL tem se mantido em índices elevados nas rodadas de concessão. Cabe frisar que na 10ª e 12ª rodada apenas blocos terrestres foram ofertados e estes têm sempre maiores percentuais mínimos e máximos de CL (Quadro 4.8).

**Quadro 4.8 - Exigências mínimas e máximas de conteúdo local (concessões)**

Rodadas	Águas Profundas (maior que 400 m)		Águas Rasas (menos que 100 m)		Terra		Águas Rasas (100 a 400 m)	
	Explor.	DP	Explor.	DP	Explor.	DP	Explor.	DP
1 a 4	0	0	0	0	0	0	-	-
5	30	30	50	60	70	70	-	-
6	30	30	50	60	70	70	-	-
7*	37 a 55	55 a 65	51 a 60	63 a 70	70 a 80	77 a 85	37 a 55	55 a 65
9	37 a 55	55 a 65	51 a 60	63 a 70	70 a 80	77 a 85	37 a 55	55 a 65
10**	-	-	-	-	70 a 80	77 a 85	-	-
11	37 a 55	55 a 65	51 a 60	63 a 70	70 a 80	77 a 85	37 a 55	55 a 65
12**	-	-	-	-	70 a 80	77 a 85	-	-

Fonte: ANP ([2014a]. Elaboração própria.

\* Introdução de limites máximos. \*\* Apenas blocos terrestres.

Em relação a CL mínimo e médio ainda cabe destacar os valores para a Cessão Onerosa e para a rodada de Partilha de Produção. A Cessão Onerosa teve conteúdo local mínimo global para a fase de exploração de 37% e mínimo global para a de DP de 65%. Entretanto, esta última fase teve o CL mínimo segregado da seguinte maneira: a) 55% para os módulos desta etapa que iniciarem a produção em 2016; b) 58% para os módulos desta etapa que iniciarem a produção entre 2017-19; c) 65% para os módulos desta etapa que iniciarem a produção a partir de 2020 (BRASIL, 2010a). A 1ª rodada da partilha teve CL mínimo de 37% para fase de exploração, e na etapa de DP 55% para os módulos com primeiro óleo até 2021 e 59% para os módulos com primeiro óleo a partir de 2022 (ANP, [2014a]).

A Cessão Onerosa também teve tabela com itens e subitens de CL<sup>182</sup>, mas difere dos apresentados nas últimas rodadas de concessão. Por exemplo, na fase de exploração, tem sete itens para CL e na fase de DP tem 28 itens e 30 subitens. Porém, seguiu os mesmos critérios de aferição de CL utilizados pela ANP. Ou seja, a aferição do CL se dará ao final da fase de exploração e no final de cada módulo da etapa de DP, conforme o plano de desenvolvimento aprovado pela ANP e por meio dos certificados de CL. No contrato de partilha, o conteúdo local foi subdividido em 7 itens na exploração, 39 itens e 34 subitens no DP (BRASIL, 2010a; ANP, [2014a]).

Em relação a duração destes contratos referentes ao Pré-sal, destaca-se: o contrato de Cessão Onerosa tem duração de 40 anos, podendo ser prorrogado por no máximo 5 anos, e a fase de exploração terá duração máxima de 4 anos, podendo ter prorrogação de até 2 anos; enquanto que o contrato de partilha é válido por 35 anos, não prorrogáveis, tendo a fase exploratória estimada em 4 anos (BRASIL, 2010a; ANP, 2015d).

Caso os concessionários não cumpram o ICL assumido nas rodadas de licitações, serão multados, conforme o percentual não cumprido. Por outro lado, existe a possibilidade de o concessionário excepcionalmente solicitar autorização de contratação no exterior, conhecido como mecanismo ou cláusula de *waiver*. Assim, uma vez concedido, o concessionário tem autorização de importar um determinado bem, liberando-o do cumprimento do CL assumido em determinado item. Entretanto, caso consiga esta liberação para importação, seguirá com a obrigação de atingimento do índice global de CL na etapa ou fase em questão (CNI, 2012; ANP, [2014a]; FRAIHA, 2013). Logo, terá de possuir conteúdo local superior ao assumido em algum outro item, de forma a compensar o item importado.

A possibilidade de uso desse mecanismo de *waiver* foi aberta a partir da 7ª rodada, condicionada ao respeito a alguns dos pilares da cláusula de CL, quais sejam: se não existir no país determinada tecnologia que o operador pretenda utilizar durante as fases de E&P, logo não prevista na ocasião da licitação; ou se os preços de determinados bens ou serviços locais (itens e subitens específicos) ou seus prazos de entrega forem excessivamente superiores aos padrões internacionais. Na 12ª rodada foi incluído um item adicional: a não existência de fornecedor brasileiro para o bem adquirido ou serviço contratado (CNI, 2012; ANP, [2014a]).

Os contratos da Cessão Onerosa e da Partilha de Produção também têm o mecanismo de *waiver*. Apesar da existência deste mecanismo de *waiver*, não se tem conhecimento que o

---

<sup>182</sup> De blocos em águas profundas.

mesmo tenha sido aceito em qualquer regime de E&P de P&G no Brasil (FRAIHA, 2015)<sup>183</sup>. O estudo da CNI (2012) discute a dificuldades de se implementar o *waiver*.

Até 24/04/2015, 86 multas já foram aplicadas a 12 concessionários, por não cumprimento de CL, referentes à quinta, sexta e sétima rodada, sendo todas na fase exploratória. O valor total dessas multas aplicadas é de R\$ 315.218.012,42. Como as multas foram pagas com desconto, na sua maioria, o valor arrecadado foi menor: R\$ 222.441.101,26. Apenas uma multa, não expressiva, no valor de R\$ 606.567,44, não foi paga ainda e encontra-se sub judice (ANP, 2015b).

Como só foram analisadas a fase exploratória e até a 9ª rodada, as multas de CL podem aumentar substancialmente, sobretudo pelo fato de o volume de investimentos na fase de DP ser maior. Chama atenção que todos esses recursos arrecadados com as multas de CL são recolhidos à União e sem vínculo, isto é, não se sabe o destino da sua aplicação. Estes recursos poderiam, por exemplo, ser utilizado para financiar programas de desenvolvimento de fornecedores do setor ou mesmo as ações do Prominp, contribuindo assim para o atingimento dos objetivos da política de CL.

Outra questão importante a ser observada é quando será realizada a mensuração do CL na fase de DP. Não foram encontradas informações no site da ANP sobre aferições de CL realizadas na fase de DP em rodada alguma (ANP, 2015b). Também não foram encontradas informações conclusivas sobre esse assunto nos contratos da 1ª à 10ª rodada. Nos contratos de concessão da 8ª, 9ª e 10ª rodada, por exemplo, faz-se menção à mensuração de CL apenas ao final da fase de exploração e da etapa de DP (ANP, [2014a])<sup>184</sup>.

Os contratos de concessão da 1ª a 7ª rodada informam que o concessionário será multado se o conteúdo local assumido e o mínimo obrigatório, para os casos em que se aplica<sup>185</sup>, não forem atingidos ao final de qualquer etapa do DP. Entretanto, não foi encontrado a definição temporal das etapas do DP mencionadas, para efeitos de aferição de CL nas rodadas de concessão, tal como feito na 11ª e 12ª rodada, e demonstradas a seguir (ANP, [2014a]). Desta maneira, entende-se que o CL da fase de DP será auferido apenas quando esta for concluída ou estiver próxima de ser concluída. Considerando que o prazo em geral da etapa de exploração, no regime de concessão, é de 3 a 8 anos e que uma vez declarada a comercialidade de algum campo, o contrato tem a vigência de mais ou até 27

---

<sup>183</sup> Fraiha (2015) entrevistou o coordenador de conteúdo local da ANP e o *waiver* foi uma das questões centrais debatidas.

<sup>184</sup> Na 9ª e 10ª rodada o contrato de concessão trata como sendo apenas uma etapa do DP, logo, como sinônimo de fase (ANP, [2014a]).

<sup>185</sup> Lembra-se que CL mínimo só foi estabelecido a partir da quinta rodada, como visto acima.

anos, relativos ao DP (ANP, [2014a]), o resultado da análise do CL do DP, da 1ª a 10ª rodada, pode demorar mais de 30 anos.

A importância desta questão deve-se ao fato da fase de DP concentrar as maiores oportunidades para desenvolver a cadeia produtiva da E&P de P&G no Brasil, pelos seguintes motivos:

- a) os investimentos no DP podem durar até o fim da vida útil de um campo (ou o prazo máximo contratual de 27 anos);
- b) a fase de DP tem maior peso que a fase de exploração nos critérios de decisão do ganhador dos blocos, em todas as rodadas (Quadro 4.6);
- c) a partir da 5ª rodada o CL mínimo e máximo (quando aplicável) da fase de DP é pelo menos igual e na maioria das vezes superior a fase de exploração (Quadro 4.8);
- d) o CL médio em todas as rodadas foi superior na fase de DP, do que na fase exploratória (Quadro 4.7).

Al-Kasim (2006, p. 185) também reforça que a fase de DP tem relevância superior a fase de exploração, no que concerne as oportunidades de desenvolver a cadeia produtiva da E&P de P&G num país, de forma competitiva:

The scope for providing local goods and services in the development and operation phases is normally much wider than in the exploration phase. Encouraging the creation of national expertise capable of providing goods and services in these two phases should be a prime objective for the host country. The large investments in the development and operation phases provide a strong incentive for pursuing that approach. The country will obviously benefit from channelling as much as possible into the national economy. Through a healthy development of local goods and services, there is a reasonable chance that the basis will be created for their export in the medium term. Such transactions will undoubtedly bring benefit to the host country in terms of employment and trade balance.

Portanto, acredita-se que a possibilidade de auferir o CL do DP aproximadamente 30 anos após o início das atividades exploratórias nos blocos, da 1ª a 10ª rodada, seja muito prejudicial à análise de eventual necessidade de correções na política. Por mais que a ANP eventualmente tenha o controle interno da evolução do CL no DP e as próprias operadoras dos seus campos, o fato de o CL não ter sua análise concluída e publicada (e as eventuais

multas aplicadas), impossibilita que “o mercado”<sup>186</sup> tome conhecimento e, portanto, se manifeste, sugerindo melhorias.

O contrato da 11ª rodada define que a etapa de DP, para fins de CL, começa a partir da data em que é apresentada a declaração de comercialidade e encerra para cada módulo desta fase, com a primeira entre as seguintes situações (ANP, 2013d, p. 47): “a) O decurso de 10 (dez) anos após a Extração do Primeiro Óleo; b) A desistência, pelo Concessionário, do Desenvolvimento do Módulo da Etapa de Desenvolvimento; ou c) A realização dos investimentos previstos no Plano de Desenvolvimento”. No contrato de concessão da 12ª rodada no item “a” acima, isto é, a análise de CL na fase de DP ocorrerá no decurso de 5 (cinco) anos após a extração do primeiro óleo. Os itens “b” e “c” são idênticos (ANP, [2014a]). Deste modo, pelo menos a partir da 11ª e 12ª rodada, entende-se que fica mais fácil analisar o nível de sucesso ou acerto da política de CL e as eventuais necessidades de correção da mesma.

O contrato da Cessão Onerosa informa que a aferição de CL será realizada ao final da etapa de exploração e no final de cada módulo da etapa de DP, seguindo o plano de desenvolvimento aprovado pela ANP. Este contrato ainda define o horizonte temporal do DP, para efeitos de CL, em: módulos com primeiro óleo até 2016, módulos com primeiro óleo em 2017 e 2018, e módulos com primeiro óleo em ou após 2019 (BRASIL, 2010a).

No contrato de Partilha de Produção a aferição de conteúdo local se dará ao final da fase de exploração e no encerramento da etapa de DP para fins de CL local. Neste modelo de contrato a mensuração do CL na fase de DP ocorre a partir da declaração de comercialidade e se encerra ao final de cada módulo da etapa, quando da ocorrência da primeira entre as seguintes situações: a) após cinco anos da extração do primeiro óleo; b) desistência do desenvolvimento do módulo; c) os investimentos previstos no plano de desenvolvimento forem realizados (ANP, [2014a]). Desta maneira, consegue-se acompanhar de forma precisa a evolução do CL do DP, antes do final do plano de desenvolvimento ou desta etapa, apenas na 11ª e 12ª rodada, na Cessão Onerosa e na Partilha de Produção. Portanto, entende-se que a avaliação do CL para a fase de DP se apresenta como uma questão de suma importância a ser debatida.

Outro ponto que destaca-se é a fórmula de cálculo da multa por não cumprimento de CL. Na 1ª e 2ª rodada, o concessionário deve pagar um montante igual a duas vezes o valor das compras de fornecedores brasileiros, que são necessárias para que o CL assumido seja

---

<sup>186</sup> O termo mercado, neste caso específico, refere-se aos atores em geral do setor de P&G.

cumprido, ao final da fase de exploração ou de qualquer etapa do desenvolvimento da produção. A partir da 3ª rodada, a fórmula para calcular a multa passou por alterações até a adotada para a 7ª rodada e mantida até a 12ª rodada (ANP, [2014a]). Apesar de a fórmula de cálculo da multa ter passado por alterações, ressalta-se que não se identificou questionamento algum das partes interessadas quanto a essas mudanças, como, por exemplo, ter eventualmente ficado mais ou menos severa.

A partir da 7ª rodada, a multa pode ocorrer pelo não cumprimento do CL global e ou por itens e subitens assumidos. Assim, mesmo que o índice global de CL seja cumprido, a multa pode ocorrer pelo não atingimento dos índices de conteúdo local de itens e subitens. Destaca-se a seguir a nova fórmula de cálculo da multa, a partir da 7ª rodada (ANP, [2014a]):

- a) Se o percentual de Conteúdo Local não realizado (NR%) for inferior 65% do valor oferecido, a multa (M%) será de 60% sobre o valor do Conteúdo Local não realizado.
- b) Se o percentual de Conteúdo Local não realizado (NR%) for igual ou superior a 65% do valor oferecido, a multa será crescente, partindo de 60% e atingindo 100% do valor do Conteúdo Local oferecido, no caso o percentual de Conteúdo Local não realizado seja de 100%.

Resumindo, o critério de multas por não cumprimento de CL ficou da seguinte maneira (ANP, [2014a]):

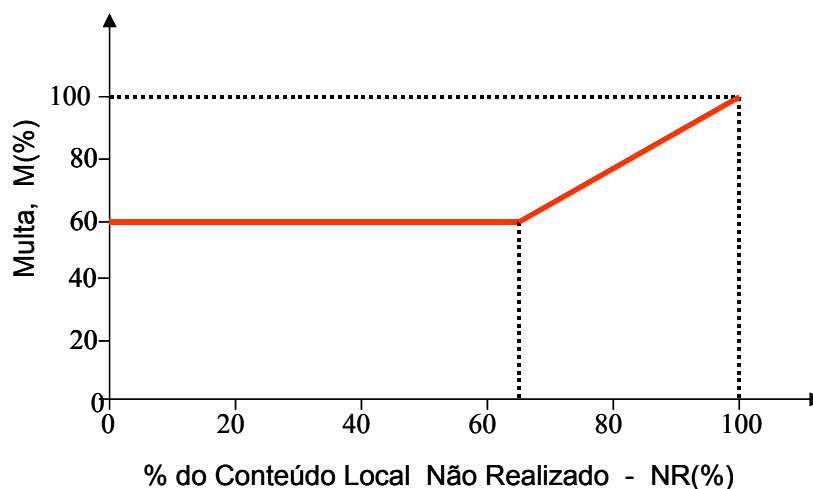
$$\text{a) Se } 0 < \text{NR}(\%) < 65\% \Rightarrow \text{M}(\%) = 60(\%)$$

$$\text{b) Se } \text{NR}(\%) \geq 65\% \Rightarrow \text{M}(\%) = \frac{8 \cdot \text{NR} - 1}{7}$$

Segundo a ANP, essa nova fórmula foi elaborada de forma a desencorajar fortemente o não cumprimento do CL em valores superiores a 2/3 (dois terços) do ofertado na licitação (ANP, [2014a]). Na figura 4.9, fica mais fácil visualizar a nova fórmula da multa. O eixo vertical é o valor da multa incidente sobre o montante do CL não realizado, M(%), em função do percentual de conteúdo local não realizado, NR(%), no eixo horizontal.



Figura 4.9 - Ilustração gráfica do cálculo da multa por não cumprimento de Conteúdo Local



Fonte: ANP (ANP, [2014a]).

Nos contratos de Cessão Onerosa e de Partilha de Produção os critérios de multas aplicadas por não cumprimento de CL foram os mesmos seguidos desde a 7ª rodada do regime de concessões (BRASIL, 2010a; ANP, [2014a]).

Outra diretriz também implementada por meio da ANP (2014d) e importante para o desenvolvimento da cadeia produtiva do setor foi a cláusula 24ª de Pesquisa e Desenvolvimento. Esta cláusula consta nos contratos de Concessão de E&P e determina que (ANP, 2014d):

Caso a Participação Especial (PE) seja devida para um campo em qualquer trimestre do ano calendário, o concessionário está obrigado a realizar despesas qualificadas com pesquisa e desenvolvimento em valor equivalente a 1% (um por cento) da receita bruta da produção para tal campo.

A participação especial é definida como a “Compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade.”, pelo decreto nº 2.705, de 03/08/1998 (ANP, 2014c)<sup>187</sup>. Levando em consideração que os campos relacionados ao Pré-Sal têm como característica serem de grande volume de produção, estes recursos para P&D devem aumentar substancialmente.

A cláusula 24ª de P&D ainda estabelece que (ANP, 2014d):

<sup>187</sup> Para mais detalhes ver: <[www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/D2705.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2705.htm)>. Acesso em: 27 mai. 2015.

Até 50% (cinquenta por cento) das Despesas Qualificadas com Pesquisa e Desenvolvimento poderão ser realizadas através de atividades desenvolvidas em instalações do próprio Concessionário ou suas Afiliadas, localizadas no Brasil, ou contratadas junto a empresas nacionais [...] O restante deverá ser destinado à contratação dessas atividades junto a universidades ou institutos de pesquisa e desenvolvimento tecnológico nacionais que forem previamente credenciados para este fim pela ANP.

Após consultas e audiências públicas, a cláusula foi regulamentada pelas resoluções nº 33/2005 e nº 34/2005 e pelos seus regulamentos técnicos respectivos, a saber, nº 5/2005 e nº 6/2005 (ANP, 2014d):

**Resolução ANP nº 33/2005, Regulamento Técnico ANP nº 05/2005 e Resolução ANP nº 46/2013**

Definem normas para a realização de investimentos em P&D pelos concessionários e regulamentam a elaboração do Relatório Demonstrativo das Despesas realizadas com investimentos em P&D.

**Resolução ANP nº 47/2012 e Regulamento Técnico ANP nº 7/2012<sup>188</sup>**

Estabelecem os critérios para o credenciamento das instituições de pesquisa e desenvolvimento aptas a participarem de projetos financiados com recursos de investimentos em P&D.

De 1998 até o primeiro trimestre de 2015 já foram gerados quase R\$ 10,5 bilhões de obrigação de investimentos em P,D&I pelos concessionários. A Petrobras é o concessionário responsável pela maior parte desses recursos (Quadro 4.9).

---

<sup>188</sup> Esta Resolução ao entrar em vigor revogou a Resolução ANP nº 34/2005, o Regulamento Técnico ANP nº 06/2005 e o Art. 4º da Resolução ANP nº 33/2005.

Quadro 4.9 - Obrigação de investimento em P,D&amp;I gerada por ano (em R\$)

Ano	PETROBRAS	Outras Concessionárias	Total
1998	1.884.529		1.884.529
1999	29.002.556		29.002.556
2000	94.197.339		94.197.339
2001	127.274.445		127.274.445
2002	263.536.939		263.536.939
2003	323.299.906		323.299.906
2004	392.585.953	11.117.686	403.703.639
2005	506.529.318	2.279.136	508.808.454
2006	613.841.421	2.547.915	616.389.336
2007	610.244.146	6.259.121	616.503.266
2008	853.726.089	7.132.144	860.858.233
2009	633.024.264	5.858.020	638.882.284
2010	735.337.136	11.579.885	746.917.020
2011	990.480.683	41.416.212	1.031.896.895
2012	1.148.763.766	77.922.925	1.226.686.691
2013	1.161.786.262	98.080.695	1.259.866.956
2014	1.246.469.446	161.095.785	1.407.565.231
2015*	203.329.903	26.773.717	230.103.620
<b>TOTAL</b>	<b>9.935.314.101</b>	<b>452.063.239</b>	<b>10.387.377.340</b>

Fonte: ANP (2015g). \*até o primeiro trimestre.

Outros concessionários, sobretudo estrangeiros, começam a se destacar também na geração de recursos em decorrência da cláusula de P&D (Quadro 4.10).

Quadro 4.10 - Detalhamento da obrigação de investimento em P,D&amp;I gerada – Outros Concessionários (em R\$)

Concessionária	2014	2015	Acumulado de 1998 a 2015*
BG Brasil	51.354.989	14.933.615	109.624.256
Statoil	31.730.903		83.209.045
Repsol-Sinopec	18.732.336	5.320.379	61.301.616
Sinochem	21.153.935		55.472.696
Petrogal	13.580.330	3.706.533	34.621.124
Chevron			27.711.795
Shell	7.541.569		23.869.727
Queiroz Galvão	4.806.007	1.070.241	20.305.084
Frade Japão			9.780.656
ONGC Campos	4.072.447		4.951.848
Brasoil Manati	1.068.002	237.831	4.512.241
Rio das Contas	1.068.002	237.831	4.512.241
Parnaíba Gás Natural	1.762.701	887.100	3.848.603
QPI Brasil Petróleo	3.469.122		3.469.122
BP do Brasil			1.934.271
Petra Energia Parnaíba	755.443	380.186	1.649.401
Maersk Oil			1.289.514
<b>TOTAL</b>	<b>161.095.785</b>	<b>26.773.717</b>	<b>452.063.239</b>

Fonte: ANP (2015g). \*até o primeiro trimestre.

Nota: Esses valores ainda não contemplam as auditorias efetuadas pela SPG/ANP.

Desses recursos de quase R\$ 10,5 bilhões, aproximadamente R\$ 4,5 bilhões já foram aplicados entre 2006 e março de 2015 em diversas instituições cadastradas na ANP, por meio de autorizações prévias. Estes valores correspondem às despesas enquadradas no item 8.2 do regulamento técnico da ANP N° 5/2005, que necessitam de aprovação prévia (ANP, 2015h). Dentre as despesas realizadas, os seguintes tipos se destacam: infraestrutura laboratorial (49,8%) e recursos humanos - RH (39,4%) (Quadro 4.11). As despesas com RH foram distribuídas da seguinte maneira (ANP, 2015h): Programa de Recursos Humanos - PRH (11,39%), Ciências Sem Fronteiras (19,58%), Prominp (9,75%), outros (0,69%).

**Quadro 4.11 - Investimentos em P&D / Autorização Prévia (entre Jan/2006 e Mar/2015)**

Tipo de Despesa	Recursos (R\$)				%
	2006 - 2013	2014	2015	Total	
<b>Gestão Tecnológica</b>	3.311.925	0	0	3.311.925	0,1
<b>Recursos Humanos</b>	1.124.055.859	627.469.826,99	0	1.751.525.686	39,4
<b>Infra-estrutura Laboratorial</b>	2.085.643.994	110.556.490,37	13.487.983,17	2.209.688.468	49,8
<b>Pessoal administrativo e técnico-operacional</b>	11.649.885	0	3.271.514,40	14.921.399	0,3
<b>P&amp;D em TIB</b>	23.274.490	2.006.686,08	0	25.281.176	0,6
<b>P&amp;D em Energia</b>	129.464.135	3.162.917,31	0	132.627.052	3,0
<b>Poço Estratigráfico/ Dados Sísmicos</b>	82.373.000	221.015.561,00	0	303.388.561	6,8
<b>Total</b>	<b>3.459.773.287</b>	<b>964.211.481,75</b>	<b>16.759.497,57</b>	<b>4.440.744.267</b>	<b>100,0</b>

Fonte: ANP (2015h). Adaptado.

O PRH da ANP (PRH-ANP) foi implantado em 1999 para incentivar a formação de mão de obra especializada, de forma a contribuir com a expansão da indústria de P&G, após a abertura do mercado em 1997. Entre 1999 e 2004, o PRH-ANP atuou focado em duas vertentes: profissionais de nível superior (PRH-ANP/MCTI) – desde a graduação até a pós-graduação stricto sensu (mestrado e doutorado); e educação profissional de nível técnico (PRH-ANP/MEC-Técnico). As bolsas para o nível técnico só foram concedidas entre 1999 e 2004. Desde então, apenas as bolsas voltada para o nível superior e pós-graduação foram concedidas (ANP, 2015i). Entende-se que após a criação do Prominp, em 2004 (como veremos a seguir), possivelmente este ficou responsável pela capacitação em nível técnico no setor.

Essa cláusula 24ª de P&D deve ter influenciado a instalação e/ou o desenvolvimento de centros globais de P&D dos concessionários estrangeiros, como o da BG do Brasil<sup>189</sup>, bem como de filiais estrangeiras de institutos de pesquisa, como o Instituto Sintef do Brasil (Noruega) (ANP, 2014e)<sup>190</sup>. Neste contexto, ressalta-se que até abril de 2015 existem 596 unidades de pesquisa de 112 instituições credenciadas na ANP, e aptas a utilizarem estes recursos de P&D decorrentes da cláusula 24ª (ANP, 2015g). Algumas grandes empresas internacionais do setor, e parceiras das operadoras, também estão instalando no país centros globais de P&D, como a GE<sup>191</sup> e a Schlumberger<sup>192</sup>. Outros fatores também podem estar influenciando a atração desses centros de P&D, como os desafios técnicos a serem vencidos para o desenvolvimento do Pré-Sal e perspectiva de investimentos de longo prazo.

É importante detalhar os critérios para aplicação dos recursos em P&D acima citados. O Regulamento Técnico ANP nº5/2005, com alterações dadas pela Resolução ANP nº 46/2013, estabelece: as despesas que podem ser consideradas como P&D, para efeitos do cumprimento da obrigação contratual; bem como as despesas que os concessionários podem realizar e as despesas que só podem ser realizadas uma vez autorizadas previamente pela ANP (ANP, 2014f). Assim, as despesas qualificadas como P&D, que podem ser realizadas diretamente pelo concessionário, estão discriminadas no quadro 4.12, seguindo o local de aplicação. Já as despesas que somente podem ser realizadas com autorização da ANP estão descritas no quadro 4.13.

---

<sup>189</sup> Ver: <[www.bg-group.com/~tiles/?tiletype=pressrelease&id=668](http://www.bg-group.com/~tiles/?tiletype=pressrelease&id=668)>. Acesso em: 06 mai. 15.

<sup>190</sup> O Sintef está cadastrado em diversos temas na ANP (2014e). Para mais informações sobre o Sintef ver: <[www.sintefbrasil.org.br](http://www.sintefbrasil.org.br)>. Acesso em: 06 mai. 15.

<sup>191</sup> Ver: <[www.ge.com/br/nossa-empresa/pesquisa\\_e\\_desenvolvimento](http://www.ge.com/br/nossa-empresa/pesquisa_e_desenvolvimento)>. Acesso em: 06 mai. 15.

<sup>192</sup> Ver: <[www.slb.com/about/rd/research/sbr.aspx](http://www.slb.com/about/rd/research/sbr.aspx)>. Acesso em: 06 mai. 15.

**Quadro 4.12 - Despesas em P&D realizadas diretamente pelo concessionário**

<b>Local de aplicação e natureza da despesa</b>	<b>Parcela do recurso</b>
<b>Despesas realizadas nas instalações do próprio concessionário ou suas afiliadas</b>	<b>Até 50% do valor obrigatório</b>
(item 8.1.1 do Regulamento Técnico ANP no 5/2005)	
Somente serão consideradas as despesas (vinculadas diretamente às atividades de P&D) relativas a:	
a) projetos, programas de pesquisa básica e aplicada e/ou desenvolvimento experimental;	
b) construção e instalação de protótipos e de unidades-piloto;	
c) aquisição de equipamentos, instrumentos, materiais utilizados em experimentos e construção de protótipos ou instalações-piloto;	
d) salário bruto de pessoal que atua nas atividades qualificadas como de pesquisa e desenvolvimento;	
e) despesas de pessoal que atue na coordenação ou gerenciamento dos projetos, computado apenas o tempo de dedicação.	
<b>Despesas realizadas nas empresas nacionais</b>	
(item 8.1.2 do Regulamento Técnico ANP no 5/2005)	
a) Serviços tecnológicos, projetos e ou programas de desenvolvimento experimental;	<b>No mínimo 50% do valor obrigatório</b>
b) construção e instalação de protótipos e de unidades-piloto.	
<b>Despesas realizadas nas instituições credenciadas</b>	
(item 8.1.3 do Regulamento Técnico ANP no 5/2005)	
a) Serviços tecnológicos, projetos e ou programas de pesquisa básica e aplicada e/ou desenvolvimento experimental;	<b>No mínimo 50% do valor obrigatório</b>
b) construção e instalação de protótipos e de unidades-piloto.	

Fonte: ANP (2014f). Adaptado.

**Quadro 4.13 - Despesas em P&D admitidas mediante autorização prévia da ANP**

<b>Local de aplicação e natureza da despesa</b>	<b>Parcela do recurso</b>
<b>Despesas realizadas nas empresas nacionais</b>	<b>Até 50% do valor obrigatório</b>
(item 8.2.5 do Regulamento Técnico ANP no 5/2005)	
- Programas tecnológicos para desenvolvimento e capacitação de fornecedores (micro, pequenas e médias empresas), incluindo implantação de novo produto ou processo e fabricação-piloto.	<b>No mínimo 50% do valor obrigatório</b>
<b>Despesas realizadas nas instituições credenciadas</b>	
(itens 8.2.1, 8.2.2, 8.2.3, 8.2.4, 8.2.6, 8.2.7 e 8.2.8 do Regulamento Técnico ANP no 5/2005 e alterações dadas pela Resolução ANP nº 46/2013)	
- Despesas com gestão tecnológica de programas/projetos, desde que estes sejam de autoria do concessionário;	
- Programas de formação de recursos humanos;	
- Implantação de infra-estrutura laboratorial;	
- Contratação de pessoal administrativo e técnico-operacional para as unidades laboratoriais implantadas – por dois anos;	
- Programas/projetos específicos de P&D em Tecnologia Industrial Básica – tecnologias de metrologia, normatização e certificação de novos produtos/processos para o setor de petróleo, seus derivados e gás natural;	
- Programas/projetos específicos de P&D em energia, preferencialmente em biocombustíveis;	
- Projetos de P&D que envolvam o levantamento de dados geológicos, geoquímicos e geofísicos.	
Os projetos devem ser apresentados à ANP somente pelo concessionário obrigado a investir em despesas com P&D.	

Fonte: ANP (2014f). Adaptado.

Ainda sobre a cláusula de P&D, cabe destacar a consulta pública e a audiência nº 02/2015 para divulgar as alterações implementadas pela ANP e relativas à revisão da resolução ANP nº 33/2005 e do regulamento técnico ANP nº 05/2005. Esta resolução e regulamento referem-se às regras de aplicação dos recursos da cláusula de P&D dos contratos para exploração, desenvolvimento e produção de P&G, que foi objeto do aviso de outra consulta e audiência, nº 10/2014. Entre as mudanças sugeridas, ressalta-se a possibilidade de maior participação das empresas fornecedoras da cadeia produtiva de P&G, de diferentes portes, no acesso a essas verbas de P&D administradas pela ANP (2015j).

Segundo parecer analítico da Secretaria de Acompanhamento Econômico (SEAE) do Ministério da Fazenda (MF), sobre essa consulta pública nº 02/2015, a nota técnica da ANP que subsidiou a análise, justificou a medida proposta<sup>193</sup> com o argumento de que os resultados em termos de desenvolvimentos tecnológicos - sob a forma de novos serviços, produtos e processos implementados - são pouco consistentes (ANP, 2015j). O parecer da SEAE/MF critica a forma como a ANP conduziu a consulta pública e sugere que esta agência apresente uma Análise de Impacto Regulatório (AIR), a qual permitiria: avaliar melhor os impactos diretamente decorrentes da medida, a partir da análise de custos e benefícios relacionados e se existem ou não alternativas viáveis para solucionar o problema (ANP, 2015j).

Acredita-se que aumentar a possibilidade de acesso das empresas fornecedoras às verbas geradas pela cláusula de P&D, tende a contribuir para resultados mais consistentes em termos de desenvolvimento tecnológico. Por outro lado, as críticas da SEAE parecem pertinentes, portanto, se fazendo necessário análise mais detalhada, até para auxiliar a direcionar e quantificar<sup>194</sup> como essas alterações devem ser implementadas.

O Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp), mencionado anteriormente, foi instituído pelo Governo Federal por meio do decreto nº 4.925 de 2003, com o objetivo de: “[...] 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 (PROMINP, [2014?a])”.

O programa, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela Petrobras, conta ainda no seu comitê diretivo com a participação do Ministério de Desenvolvimento da Indústria e Comércio (MDIC), BNDES, Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) e da ONIP. O Prominp também dispõe de Comitê Executivo e

---

<sup>193</sup> Nota Técnica nº 06/2014/SPD, de 10 de Junho de 2014 (ANP, 2015j).

<sup>194</sup> No sentido de definir o percentual da verba de P&D que deve ser disponibilizado para tal fim.

Comitês Setoriais compostos por diversas associações de classe relacionadas ao setor, bem como a Transpetro (PROMINP, [2015a]).

O Prominp identifica lacunas e gargalos do setor que afetam a sua competitividade, por meio de diagnósticos, e associado ao conhecimento da capacidade de atendimento da indústria no Brasil, e então conduz diversas ações de forma a solucioná-los. Os pontos considerados vão desde infraestrutura industrial, fornecimento de equipamentos, componentes e materiais até qualificação profissional, financiamento, tecnologia, entre outros (PROMINP, [2015?]).

Essas ações do Prominp se materializam por meio de projetos e iniciativas. Comitês setoriais organizam os projetos que são agregados formando carteiras: E&P, Abastecimento (Abast), Gás, Energia e Transporte Dutoviário (GE&TD), Transporte Marítimo (TM) e para os projetos que envolvem todos os setores, o Indústria de Petróleo e Gás Natural (IND P&G). O Programa Progredir e o Prominp tecnológico, apesar de não serem projetos em carteira, são considerados iniciativas do programa ou que receberam apoio (PROMINP, [2015?]).

As ações do Prominp (2015) para fomentar a indústria nacional se subdividem em CL, desenvolvimento de fornecedores, financiamento, tecnologia e estudos da indústria de P&G. Como citado anteriormente, a cartilha de CL elaborada pelo Prominp em 2004, adotada na 7ª rodada para mensurar o conteúdo local, foi retirada do contrato em 2007 e incorporada à resolução da ANP n° 36<sup>195</sup>. Segundo o Prominp ([2008?]), esta cartilha foi construída devido à necessidade de se ter uma forma única de medir o CL, de modo que fosse assegurada a uniformidade, credibilidade e transparência aos inúmeros agentes que atuam no setor de P&G no país.

As ações do Prominp para desenvolvimento de fornecedores são divididas em cinco rotas, visando ao aumento da competitividade de bens e serviços no Brasil e foram baseadas em Estudo de Competitividade da Indústria Brasileira de Bens e Serviços do Setor de Petróleo e Gás Natural (Projeto IND-P&G-28)<sup>196</sup> (PROMINP, [2015b]; PROMINP, [2014?b]):

- Ampliação da capacidade produtiva dos setores de alta competitividade;
- Desenvolvimento da competitividade dos setores de Média Competitividade;
- Incentivo ao desenvolvimento de novos entrantes nacionais;
- Incentivo à associação de empresas nacionais com empresas estrangeiras; e
- Incentivo à instalação de empresas estrangeiras no Brasil.

<sup>195</sup> A resolução da ANP n° 36 foi posteriormente substituída pela Resolução ANP n° 19/2013 (ANP, 2013c).

<sup>196</sup> Esse estudo analisou o nível de competitividade de 18 segmentos da indústria de P&G no país entre 2006 e 2007. Em 2010 esse estudo foi atualizado, passando a incluir 25 segmentos industriais e permitiu a identificação da capacidade produtiva utilizada e a instalada, servindo como referência para o desempenho do setor (PROMINP, [2014?b]).



Ainda nessa direção, o Prominp aprovou o Projeto IND P&G – 75, estimulando a formação de Arranjos Produtivos Locais, em cinco regiões do Brasil, a saber: Ipojuca – Suape (Pernambuco); Maragojipe (Bahia), Ipatinga (Minas Gerais); Itaboraí (Rio de Janeiro); e Rio Grande (Rio Grande do Sul). A escolha dessas regiões levou em consideração os seguintes critérios: “[...] áreas em que existam empreendimentos do setor de petróleo, gás natural, porte do empreendimento e características e tecnologias necessárias aos investimentos ao longo da cadeia” (PROMINP, [2015b]).

Para estimular a entrada de micro e pequenas empresas nacionais no setor, o Prominp implementou em 2004 o projeto IND – P&G 06 para qualificá-las, numa parceria com o SEBRAE (Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas), em diversos estados da federação. O Prominp resume os resultados desse projeto em: a) 13 mil micro e pequenas empresas capacitadas; b) 135 rodadas de negócios foram realizadas, com grandes empresas do setor; c) as rodadas movimentaram R\$ 6 bilhões em negócios; d) cinco mil novas micro e pequenas empresas foram aprovadas no cadastro corporativo de fornecedores e nos cadastros regionais da Petrobras (PROMINP, [2015b]).

As ações do Prominp para facilitar o crédito aos fornecedores consistiram na estruturação de novos mecanismos de financiamento e capitalização da cadeia produtiva, envolvendo os bancos públicos e privados no Brasil. Nesse contexto, foram criados o Prominp Recebíveis e o programa Progredir. O primeiro mecanismo antecipa para as empresas fornecedoras, os valores dos contratos de fornecimento de materiais e serviços à Petrobras, por meio de Fundos de Investimentos em Direitos Creditórios (FIDCs). Estes fundos captam recursos do mercado de capitais, oferecendo aos fornecedores o financiamento com um custo mais favorável (PROMINP, [2011?]).

Essas operações com FIDCs não impactam no limite de crédito e tampouco afetam o balanço dos fornecedores, porque não são consideradas contabilmente no endividamento das empresas. Já o Progredir objetiva facilitar a oferta de crédito em volume e condições mais favoráveis a toda cadeia produtiva da Petrobras, ao melhorar a robustez e liquidez dessas empresas nas suas operações. Desta maneira, o financiamento concedido, por um dos 11 maiores bancos do país, tem como lastro os recebíveis ainda não desempenhados nos contratos entre os integrantes da cadeia produtiva (PROMINP, [2011?]).

O Plano de Desenvolvimento Tecnológico Industrial – ou Prominp Tecnológico, citado anteriormente, objetiva aumentar a competitividade dos fornecedores de bens e

serviços, através do desenvolvimento e implantação de tecnologias na cadeia produtiva e do fortalecimento da integração entre as universidades e a indústria. Uma agenda tecnológica foi definida, tomando por base um estudo que diagnosticou os principais entraves dos sistemas produtivos de vários segmentos da indústria brasileira. A execução dessa agenda ocorre através da aproximação entre instituições de ciência e tecnologia e empresas do setor, promovida por editais da FINEP, por exemplo, numa ação articulada com o Prominp e o Ministério de Ciência e Tecnologia e Inovação (MCIT). Destaca-se que duas chamadas públicas já foram realizadas nesse sentido, ambas em 2010 (PROMINP, [2010?]).

Outra ação para contribuir com o desenvolvimento da cadeia produtiva que o Prominp implementou foi o Portal de Oportunidades da Cadeia de Suprimentos do setor de P&G. Neste portal, as empresas da cadeia produtiva podem: se conhecer melhor, saber o que cada empresa compra e vende, contribuindo para aumentar a interação entre as empresas ao longo dos elos produtivos; visualizar as demandas por equipamentos, matérias e componentes, por trimestre e estado; e ainda acessar os currículos de milhares de profissionais qualificados pelo próprio Prominp ([2015c]).

Nas ações de qualificação profissional do Prominp, destaca-se em especial a criação, em 2006, do Plano Nacional de Qualificação Profissional (PNQP), por meio do projeto IND P&G - 26. Este projeto tem como objetivo qualificar profissionais para trabalharem nos diferentes elos da cadeia produtiva do setor. O PNQP já investiu em torno de R\$ 304 milhões, qualificando mais de 99 mil profissionais entre 2006 a 2015, distribuídos em 185 categorias profissionais do setor em cursos de nível básico, médio, técnico e superior. Esses treinamentos foram realizados pelas principais instituições de ensino do país (PROMINP, 2015).

Como visto anteriormente, parte das capacitações do Prominp são financiadas pela cláusula de P&D nos contratos de E&P de P&G e condicionado a autorização da ANP. Cabe frisar que o PNQP tem duas rotas de qualificação: o Aluno-Público (seleção dos profissionais a serem qualificados é feita por meio de seleção pública); e o Aluno-Empresa (profissionais são qualificados em parceria com as empresas, que selecionam os alunos, podendo ser seus próprios funcionários – Aluno-Empresa Contratado – ou recrutados no mercado – Aluno-Empresa Recrutado). Na rota que envolve a empresa, esta divide o custo do curso com o Prominp (2015).

A qualificação pela rota Aluno-Empresa foi intensificada a partir de 2014. Após analisar a experiência com os treinamentos nos anos anteriores, foi identificado ser necessário

maior participação das empresas da cadeia produtiva na definição do perfil de ingresso do profissional e do processo de seleção de candidatos. O Prominp entendeu que, dessa forma, aumenta a chance de absorção pelas empresas do setor de P&G dessa mão de obra capacitada (PROMINP, 2015).

Segundo Da Silva e Furtado (2006), o Prominp foi criado como um modelo de política industrial e tecnológica para desenvolver a indústria nacional parapetroleira (cadeia de fornecedores), mas de maneira diferente da política paternalista que a Petrobras adotou nos anos 70 e 80. Segundo pesquisa feita pelos autores, nessas décadas, por pressões governamentais para política de substituição de importações, não havia a devida preocupação com preço, prazo e qualidade. Por outro lado, afirmam que o Prominp se apresenta diferente da política competitiva neoliberal da década de 90, que levou à falência grande parte do parque industrial nesse setor. Assim, o Prominp se apresenta agora como um modelo intermediário, que busca o desenvolvimento da indústria nacional, mas em bases competitivas e sustentáveis.

Cabe mencionar as ações para internacionalização das empresas da cadeia produtiva, que vêm sendo adotadas no setor, com participação do governo federal. No período recente, encontraram-se cinco ações diretas para estimular a internacionalização da cadeia produtiva de P&G no Brasil:

- a) *Brazilian Supply Oil and Gas* (2007-2011?<sup>197</sup>). Foi o programa de promoção comercial de exportações das empresas do setor de óleo e gás, realizado em parceria da APEX Brasil (Agência Brasileira de Promoção de Exportações e Investimentos) com a ONIP (BRASIL. MDIC, 2010). O objetivo do programa era (BRASIL. MDIC, 2010, p. 34): “Ampliar as exportações de bens e serviços para a indústria de petróleo em seus diversos segmentos (especialmente exploração, produção, refino e transporte)”. Público-alvo (BRASIL. MDIC, 2010, p. 34): “Empresas de todo o território nacional, preferencialmente micro e pequenas empresas, fornecedoras de bens e serviços para a indústria de óleo e gás natural nos segmentos de exploração, produção, refino e transporte.”;
- b) Prointer P&G (Programa de Internacionalização de Pequenas e Médias Empresas Brasileiras Fornecedoras do Setor de Petróleo, Gás e Energia). Foi fruto de uma parceria realizada entre o Projeto de Apoio à Inserção Internacional de Pequenas e

---

<sup>197</sup> Através de pesquisa realizada na internet, entende-se que este programa existiu entre 2007 e 2011 (BRITO, 2008; BRASIL. MDIC, 2010).

Médias Empresas Brasileiras (PAIIPME)<sup>198</sup> e o SEBRAE-RJ, assinada em 2008 e com duração de 23 meses. Objetivo geral do programa era (ABDI, 2011b, p. 28): “Promover a inserção competitiva, sustentável e independente de micro e pequenas empresas brasileiras no mercado internacional de petróleo, gás e energia”. Objetivos específicos eram (ABDI, 2011b, p. 28): “Preparar e capacitar a empresa para o seu processo de internacionalização; construção de um plano estratégico de internacionalização; fomentar as exportações das PME brasileiras, em especial para o mercado europeu; viabilizar a transferência de tecnologias; criar capital intelectual na empresa de forma a gerar processos inovadores; e potencializar as oportunidades às PME como compradores de bens, serviços e tecnologia provenientes do mercado externo”. Um ponto diferencial da metodologia desse programa foi a sugestão de ter a Petrobras como empresa-âncora, de forma a estimular que empresas brasileiras aumentassem o fornecimento de bens e serviços nas suas subsidiárias na América Latina. Essa ideia também se aplicou a outros operadores e *players* atuantes no setor. O projeto abrangeu os 14 estados nos quais a Petrobras tem parceria com o SEBRAE, tendo 126 empresas envolvidas no projeto, aumento de 6 milhões de euros em exportação e formação de joint ventures firmadas no valor de 5 milhões de euros (ABDI, 2011b).

- c) *Oil Brazil (2011– 2012?)*<sup>199</sup>. O projeto, também parceria da APEX com a ONIP, tinha como objetivo (APEX, 2011): “[...] promover comercialmente bens e serviços brasileiros no mercado internacional, aumentando a sua capacidade de exportação, através de prospecção e diversificação de mercados. Para isso o projeto realiza eventos, feiras, missões e estudos de mercados.”;
- d) *Brazilian Petroleum Partnerships – BPP (2014)*. O projeto, criado em 2014 numa parceria da APEX com a ONIP, tem como objetivo direto (APEX, 2014): “[...] fomentar investimentos e acordos tecnológicos entre empresas estrangeiras e brasileiras, tendo como alvo segmentos previamente definidos, de forma a contribuir para o atendimento do Conteúdo Local.”. O objetivo indireto do projeto é: contribuir para a inserção de empresas do Brasil na cadeia produtiva do setor

---

<sup>198</sup> O PAIIPME foi fruto de cooperação entre o Brasil e a União Europeia, sendo gerido e executado pela ABDI. Para mais informações ver: <[www.paiipme.com.br/?page\\_id=2808](http://www.paiipme.com.br/?page_id=2808)>. Acesso em 24 mai. 2015.

<sup>199</sup> Através de pesquisa realizada na internet, entende-se que este programa existiu até 2012, já que é o último ano em que se encontram referências sobre o mesmo (FIERGS, 2012).

globalmente. O projeto foca apenas em dois segmentos (*subsea* e navipeças) e pretende avançar até a promoção de memorando de entendimento entre as empresas brasileiras e estrangeiras. O projeto tem duração total de dois anos (APEX, 2014).

- e) FOCEM P&G (2011 – 201?)<sup>200</sup>. Este projeto de qualificação e integração de fornecedores da cadeia produtiva de petróleo e gás no Mercosul é executado pela Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI), sendo supervisionado pelo MDIC e cofinanciado pelo Fundo para a Convergência Estrutural e Fortalecimento Institucional do Mercosul (Focem). O projeto tem duração de dois anos e as seguintes ações previstas: consultorias, cursos e treinamentos, oficinas, mapeamentos e estudos de mercado, rodadas tecnológicas e de negócios, workshops e missões técnicas e comerciais. O público-alvo é composto de cem pequenos e médios fornecedores de bens e serviços dos segmentos de exploração, produção e refino da cadeia de petróleo e gás do Mercosul. O objetivo do projeto é (ABDI, [2011?]): “[...] fortalecer esse setor produtivo do bloco a partir da qualificação, integração e complementação dessas empresas, em alinhamento com as demandas e necessidades das empresas-âncora dos países-membros”. Este projeto tem um total de US\$ 3.672.236,19 de recursos previsto, sendo que, além destes (referentes a produção de eventos e passagens), está incluído o outro projeto semelhante do setor automotivo.

Dentre estes projetos, destaca-se em especial o Prointer e o BPP. O Prointer teve como características mais importantes promover a capacitação e produzir plano de internacionalização das empresas participantes. O BPP tem como característica mais importante o foco, já que trabalha apenas com dois segmentos importantes do setor (*subsea* e navipeças).

Por mais importantes que esses projetos e ou programas sejam, o fato de terem como característica comum a curta duração, prejudica a sua disseminação e consolidação no mercado brasileiro e internacional, uma vez que trocam-se os nomes. Talvez seja mais adequado haver menos projetos e programas de internacionalização, mas que tenham maior duração.

---

<sup>200</sup> Não foram informações na internet sinalizando que o projeto foi encerrado e ou relatório de avaliação do mesmo.

Chama atenção, por exemplo, que alguns desses programas e projetos, como o *Oil Brazil*, por exemplo, tiveram identidade visual criada, site, sendo inclusive divulgado globalmente, em feiras e jornal de petróleo internacional<sup>201</sup>. O site do *Oil Brazil* não funciona mais<sup>202</sup> e o projeto foi aparentemente encerrado<sup>203</sup>, sem ter sido divulgado publicamente, assim como a avaliação dos seus resultados. Observa-se também que após analisar os relatórios anuais de prestação de conta da APEX Brasil, referentes aos anos de 2009 à 2014<sup>204</sup>, identificou-se que apenas menções superficiais são feitas ao setor de P&G. A única ação diretamente citada, entre os programas e projetos acima elencados e que a APEX Brasil está envolvida, é o *Brazilian Supply Oil & Gas* e mesmo assim não descreve seus resultados (APEX BRASIL, 2010-2015).

A curta duração desses projetos e/ou programas também dificulta a avaliação dos seus resultados concretos, tendo em vista que o processo de internacionalização de empresas pode demorar alguns anos. Destaca-se em especial a consolidação de parcerias internacionais tecnológicas, produtivas e/ou joint ventures<sup>205</sup>. Entende-se ser uma tarefa difícil mensurar o impacto negativo no setor, de um projeto como o *Oil Brazil* ser interrompido de forma tão breve. Nessa direção, cabe frisar que Porter (2009, p. 201) lembra que a indústria automobilística japonesa, apesar de começar as exportações na década de 1950, apenas na década de 1970 conquistou forte posição internacional. Porter ainda atribui esse tipo de erro de políticas de governos, em busca da competitividade nacional, ao fato de (PORTER, 2009, p. 201, grifo nosso):

[...] o tempo competitivo para as empresas e o tempo político para os governos são fundamentalmente discrepantes. Em geral, **a conquista de vantagem competitiva por um setor exige mais de uma década; o processo envolve** longo aprimoramento das qualificações humanas, investimentos em produtos e processos, desenvolvimento de arranjos produtivos locais e **incursão em mercados externos**. [...] Mas, **em política, uma década é uma eternidade**. Em consequência, **a maioria dos governos prefere políticas que proporcionem resultados de curto prazo** facilmente perceptíveis, como subsídios, proteção e incentivos a fusões e incorporações – que são aquelas que retardam a inovação.

<sup>201</sup> Upstream. The international Oil & Gas Newspaper (p. 23). Edição de 11 ago. 2011.

<sup>202</sup> Ver: <www.oilbrazil.com.br>. Acesso em 10 jun. 2015.

<sup>203</sup> Informação confirmada em contato direto com profissionais que trabalham nas organizações que coordenavam o projeto.

<sup>204</sup> Não encontrou-se o relatório anual de prestação de contas da APEX Brasil referente ao ano de 2008.

<sup>205</sup> Entende-se que os resultados concretos no processo de internacionalização das empresas sejam mensurados em termos de exportações, parcerias internacionais (comercial, tecnológica ou produtiva, por exemplo) e/ou investimentos diretos estrangeiros (IDE) realizados no exterior.

Apesar de não se ter identificado de forma clara e transparente os resultados das ações governamentais para internacionalização da cadeia produtiva de P&G no Brasil, fornecedores locais concretizaram parcerias internacionais. No Rio Grande do Sul, por exemplo, diversas parcerias do tipo foram firmadas nos últimos anos no setor de P&G, mas não se pode afirmar que foram frutos dessas ações: Rentank com Tiger (EUA), Cim Componentes com Suretank (Irlanda), ambos para fabricação de contêineres e contentores offshore; Nuvemlog com a Smart Management (Noruega), na área de logística/gerenciamento de cadeia produtiva; Koch Metalúrgica com Dreggen/Palfinger (Noruega/Áustria) para fabricação de guindastes offshore (MEDEIROS, 2014).

Cabe ainda destacar as políticas industriais federais multissetoriais, a partir de 2008, que tiveram o setor de P&G como um dos pontos centrais: Política de Desenvolvimento Produtivo - PDP (BRASIL. MDIC, [2011?a]) e o Plano Brasil Maior - PBM (BRASIL. MDIC, 2015)<sup>206</sup>. No setor de P&G, a PDP tinha dois objetivos iniciais (BRASIL. MDIC, [2011?a], p. 31): “(i) garantir a autossuficiência em petróleo (ii) revitalizar e ampliar a participação da indústria nacional, em bases competitivas e sustentáveis, na implantação de projetos de óleo e gás no Brasil e no exterior”. Em relação ao segundo item, que se correlaciona diretamente com o tema desta tese, relatório da PDP informa que o CL no setor aumentou de 57% para 75% desde 2003, tendo como meta manter o CL nos projetos em 75% em 2010 (BRASIL. MDIC, [2011?a]).

No documento de acompanhamento de metas das ações em P&G da PDP, o indicador de evolução de CL apenas apresenta a informação “ND1”, que a fonte é o Prominp, e não informa qual a periodicidade dos dados (BRASIL. MDIC, [2011?b]). Entende-se que houve um erro no ator responsável pela informação, já que a ANP é o órgão responsável pela mensuração do CL no país neste setor. Outro erro que se nota é o horizonte temporal definido para a análise, já que, como visto anteriormente, a agência ainda não divulgou os resultados da fiscalização de conteúdo local para a fase de DP. Por esta ótica, a PDP chegou ao fim e não se conseguiu medir um dos seus principais indicadores.

Quando se analisa o relatório dos Programas para Consolidar e Expandir a Liderança, no qual o setor de P&G da PDP se enquadra, essa questão do indicador da meta de CL segue confusa. O relatório afirma que (BRASIL. MDIC, [2011?a], p. 35): o “Objetivo [manter o CL

---

<sup>206</sup> Apesar da Política Industrial, Tecnológica e de Comércio Exterior do Governo Federal (PITCE), lançada em 2003, não ter o setor de P&G como um dos focos, marcou o retorno da Política Industrial para a agenda de desenvolvimento do Brasil. A Política foi acompanhada, na sequência, da criação da Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI), responsável pela implementação e coordenação da PITCE (PERES; PRIMI, 2009, p. 37).

nos projetos em 75% em 2010] foi alcançado com êxito nos contratos com a Petrobras, considerando-se a metodologia adotada pela empresa”. Não obstante, os dados não foram apresentados de forma consistente, descrevendo em quais projetos se refere. Ademais, como mencionando anteriormente, a análise do CL na fase de DP ainda não foi divulgada e a ANP é o órgão competente a mensurar este indicador, e não o Prominp. Entende-se que uma das principais ações da PDP na área de P&G apresentou problema com escolha do indicador, transparência da informação, e horizonte temporal proposto para análise. De maneira mais global, tal como na análise das ações para internacionalização feitas acima, acredita-se que dois anos da PDP foi pouco tempo para analisar de fato o impacto das suas ações no desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G.

Por outro lado, existem avanços no desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G no Brasil, no período, que o relatório da PDP relata como tendo sido fruto dos seus esforços, como por exemplo (BRASIL. MDIC, [2011?ª]):

- a) a criação da “Rede para a Melhoria da Gestão para o Desenvolvimento Nacional da Cadeia de Fornecedores e Bens e Serviços da Petrobras”<sup>207</sup>. Entretanto, tal como provavelmente ocorrido com o programa *Oil Brazil*, aparentemente essa ação importante também foi encerrada sem ter sua conclusão e um relatório de avaliação divulgados publicamente;
- b) a seleção pública da FINEP<sup>208</sup>, ofertando R\$ 90 milhões para área de energia, tendo petróleo entre os temas abordados, para seleção de projeto para receber subvenção econômica à inovação;
- c) a atração de centros de P&D de grandes *players* mundiais do setor: Schlumberger, Baker Hughes e FMC;
- d) o aumento dos investimentos da Petrobras nas universidades para construção e modernização de laboratórios voltados para o setor de P&G;
- e) o anúncio pela Petrobras de seu Plano de Negócios 2010-2014 e finalização do processo de capitalização da empresa em 2010;
- f) a criação do departamento da cadeia produtiva de petróleo e gás do BNDES;

<sup>207</sup> Para mais informações sobre esta rede ver: <[www.google.com.br/url?sa=t&ret=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=1&ved=0CC4QFjAAahUKEwiTkrCc4d\\_GAhWJTJAKHb4wCCE&url=http%3A%2F%2Fwww.cdes.gov.br%2Fdocumento%2F2184698%2Fcaderno-dos-subgrupos-de-trabalho-do-gt2-.html&ei=-7GnVdOoH4mZwQS-4aCIAg&usg=AFQjCNHRqmEtfJuFR1RC3BIE3FFicXHIWQ&sig2=Zo5l2BxDmn-tTAu2yLaibg&bvm=bv.97949915,d.Y2I](http://www.google.com.br/url?sa=t&ret=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=1&ved=0CC4QFjAAahUKEwiTkrCc4d_GAhWJTJAKHb4wCCE&url=http%3A%2F%2Fwww.cdes.gov.br%2Fdocumento%2F2184698%2Fcaderno-dos-subgrupos-de-trabalho-do-gt2-.html&ei=-7GnVdOoH4mZwQS-4aCIAg&usg=AFQjCNHRqmEtfJuFR1RC3BIE3FFicXHIWQ&sig2=Zo5l2BxDmn-tTAu2yLaibg&bvm=bv.97949915,d.Y2I)>. Acesso em: 15 jul. 2015.

<sup>208</sup> Empresa pública vinculada ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.



- g) a criação de comitês de P&G por Federações de Indústria no Brasil, objetivando o desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G (RS, PR, PB, MG, BA, AL, SP).

Não fica evidenciado, entretanto, que todos esses resultados foram frutos de fato da PDP, como por exemplo, a instalação de centros de P&D de grandes empresas internacionais do setor de P&G, já mencionados anteriormente, e algumas ações que são implementadas pela Petrobras.

As ações para fortalecimento do setor naval foram tratadas em separado pela PDP e tinham a gestão atribuída ao MDIC. As metas iniciais para o setor naval da PDP eram (BRASIL. MDIC, [2011?c], p. 81) : “i) aumentar o uso de navipeças nacionais de 65% para 85%; ii) ampliar a participação da bandeira brasileira na marinha mercante mundial para 1%; iii) gerar mais 25 mil empregos na cadeia produtiva.” Em 2009, a primeira meta foi flexibilizada para (BRASIL. MDIC, [2011?c], p. 82. Grifo nosso): “Aumentar o uso de navipeças nacionais de 65% para **até** 85%”. Também foram estabelecidos os seguintes desafios (BRASIL. MDIC, [2011?c], p. 81): “ 1) apoiar a consolidação e a modernização da estrutura industrial; 2) ampliar o investimento em P,D&I e em qualificação profissional; 3) criar empresa líder em projetos navais; 4) fortalecer a cadeia produtiva”.

De forma semelhante às ações da PDP para o setor de P&G, aparentemente as ações para desenvolvimento da indústria marítima também tiveram erro na escolha dos indicadores para mensurar as metas ou no horizonte temporal definido. As duas primeiras metas, acima citadas, tiveram seu status no relatório final de avaliação descritos como “ainda não mensurável” (BRASIL. MDIC, [2011?c]). O relatório informa que a meta de ampliar o uso de navipeças nacionais só poderia ser mensurada em 2014, com a entrega das últimas embarcações dos programas de renovação de frotas da Transpetro (Promef e Prorefam). Ainda informa que em relação à meta de aumentar a participação da bandeira brasileira na marinha mercante mundial, só seria possível ser mensurada em 2011, quando se teria acesso aos dados da Unctad sobre a frota da Marinha Mercante mundial de 2009 (BRASIL. MDIC, [2011?c]).

A terceira meta, de aumentar em 25 mil os empregos na cadeia produtiva parece ter sido quase alcançada, tendo em vista que foram gerados 24 mil empregos na indústria de construção naval entre 2008 e 2010, segundo aponta o relatório, com dados do Sinaval (BRASIL. MDIC, [2011?c]). Portanto, das três metas estabelecidas pelo PDP para a indústria naval, apenas uma conseguiu ser mensurada e atingida.

Em relação aos desafios estabelecidos para a área naval acima citados, o relatório traz uma perspectiva positiva. Afirma que o BNDES e FINEP entendem como prioritários os investimentos dos estaleiros brasileiros em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias e processos. Destaca também que cinco projetos relacionados ao setor naval foram aprovados em chamada pública da FINEP e apoio à iniciativa da Sociedade Brasileira de Engenharia Naval (SOBENA), para criação de rede de P&D de construção naval e offshore (BRASIL. MDIC, [2011?c]). De fato, em 2010 foi criada esta rede com apoio do governo, e intitulada de Rede de Inovação para a Competitividade da Indústria Naval e Offshore (RICINO). Entretanto, não se tem conhecimento dos resultados concretos das ações da RICINO, uma vez que o link com os relatórios anuais não funciona<sup>209</sup>.

Em relação à qualificação profissional, o relatório de balanço da PDP frisa que os estaleiros novos e os já instalados criaram ou ampliaram os cursos de formação de mão de obra para suas respectivas necessidades (BRASIL. MDIC, [2011?c]). Nesta direção, cita, por exemplo, que 450 trabalhadores foram qualificados em 2009, na cidade de Rio Grande (Rio Grande do Sul), pelo Plano Setorial de Qualificação Naval (Planseq Naval), sendo ministrados pelo SENAI-RS (BRASIL. MDIC, [2011?c], p. 86).

Apesar de não confirmar que foi criada empresa líder de projetos navais, um dos desafios estabelecidos, o relatório informa que: i) missões internacionais para estimular a formação de parcerias na área de projetos foram promovidas pela APEX; ii) o BNDES concedeu, em 2010, financiamento de R\$ 1.1 milhão para a empresa InterOcean Engenharia para desenvolvimento de projeto de engenharia naval de uma embarcação de apoio. Por fim, em relação a ação de fortalecer a cadeia produtiva, o relatório destaca que o risco de crédito e desempenho das operações de financiamento do Fundo de Marinha Mercante (FMM) aos estaleiros diminuiu com as leis nº 12.058 de 2009 e nº 11.786 de 2008. Ressalta ainda o desenvolvimento do catálogo de navipeças, lançado em 2009, reunindo informações das empresas fornecedoras, oferecendo certificação de seus produtos e facilitando a interação entre os atores da cadeia produtiva (BRASIL. MDIC, [2011?c], p. 87).

A agenda estratégica da área de P&G e Naval no PBM ficou a cargo do Conselho de Competitividade deste setor, devendo levar em consideração os objetivos e metas do plano. Este conselho foi coordenado pelo MDIC e composto de diversos organismos públicos como ABDI, BNDES, ANP, APEX, FINEP, MCTI, MME, por exemplo, além de Petrobras,

---

<sup>209</sup> Ver: <[www.ricino.org.br/](http://www.ricino.org.br/)>. Disponível em: 30 mai. 2015.

Transpetro, organizações do setor, associações de classe diversas, e algumas empresas de diferentes elos da cadeia produtiva (BRASIL. MDIC, [2013?]).

O Relatório de Acompanhamento das Agendas Estratégicas Setoriais do PBM, de novembro de 2014 (BRASIL, 2014), apresenta cinco objetivos para o setor de P&G e Naval, tendo oito iniciativas e 11 medidas adotadas, e a sua situação. O primeiro objetivo é (BRASIL, 2014, p. 15): “Ampliar a Participação no Fornecimento de Bens e Serviços de Empresas Nacionais para Petróleo, Gás e Naval”. A iniciativa deste objetivo é (BRASIL, 2014, p. 15): o “Incentivo aos estaleiros para atingir níveis de produtividade e competitividade internacionais”. A medida adotada é (BRASIL, 2014, p. 15): “Estabelecer indicadores de melhores práticas para a indústria de construção naval e offshore, como critério de financiamento setorial”. É coordenada pela Associação Brasileira das Empresas de Construção Naval e Offshore (ABENAV) e encontra-se em execução. Esta iniciativa é interessante, pois, se implementada, estimulará diretamente o aumento da competitividade dos estaleiros nacionais e permitirá que suas curvas de aprendizado sejam aceleradas. A segunda iniciativa deste primeiro objetivo é (BRASIL, 2014, p. 15): a “Promoção da equalização de condições tributárias dos fornecedores brasileiros em relação aos estrangeiros”. A medida adotada para esta iniciativa é (BRASIL, 2014, p. 15): “Propor aperfeiçoamento da tributação sobre a cadeia de petróleo, gás e naval.” É coordenada pelo MDIC e encontra-se em execução.

O segundo objetivo é (BRASIL, 2014, p. 16): “Promover inovação, incentivando a cooperação e o desenvolvimento tecnológico”. A iniciativa é a “garantia do fluxo contínuo de recursos para Inovação”. As medidas para esta iniciativa são (BRASIL, 2014, p. 16): “Manter no novo marco regulatório do petróleo os recursos de participações governamentais (*royalties*) para inovação e capacitação da indústria de petróleo” e “Permitir que as empresas acessem parte dos recursos da cláusula de P&D dos contratos de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, firmados pela ANP e operadoras”. A primeira medida foi coordenada pelo IBP, mas o relatório não deixa muito claro se logrou sucesso e/ou quanto ao seu status. A segunda medida foi coordenada também pelo IBP e encontra-se em execução (BRASIL, 2014, p. 16). Chama atenção o possível conflito de interesse desta última medida, por ser coordenada por organização que representa as operadoras de P&G e não a cadeia produtiva, como a CNI e a ONIP, por exemplo.

A segunda iniciativa deste segundo objetivo é (BRASIL, 2014, p. 17): “Viabilização de empresas nacionais de Valor Tecnológico Agregado”. As medidas correspondentes são

(BRASIL, 2014, p. 17): “Realizar agendas tecnológicas setoriais (ATS) nos segmentos estratégicos para a cadeia de fornecedores de P&G”, “Integrar conhecimento, inovação e tecnologia no conteúdo local brasileiro a partir das Redes Temáticas e sistema tecnológico da Petrobras” e “Identificar oportunidades e estimular o desenvolvimento e a nacionalização de equipamentos, sistemas complexos e serviços de valor agregado para a indústria de petróleo, gás e naval brasileira”. A primeira medida tem coordenação da ABDI, encontra-se em execução, tendo já sido identificadas as tecnologias prioritárias. A segunda medida é coordenada pela Petrobras e encontra-se em execução. A terceira medida é coordenada pela ONIP e encontra-se em execução, através de parceria do Programa de Plataformas Tecnológicas, fruto de parceria entre a ONIP e a FINEP (BRASIL, 2014, p. 17).

O terceiro objetivo é (BRASIL, 2014, p. 18): “Aumentar qualificação de RH”. A primeira iniciativa é (BRASIL, 2014, p. 18): “Promover a capacitação de recursos humanos em cooperação com países de referência”, tendo como medidas “Projeto de Cooperação Técnica Brasil-Japão no setor Naval e Offshore para promoção da qualificação profissional.” É coordenado pelo MDIC e encontra-se em execução, com parceria assinada entre instituto japonês de cooperação internacional, JICA, o SENAI e este ministério. A outra iniciativa é (BRASIL, 2014, p. 18): “Expansão da formação de recursos humanos para atender ao crescimento do setor de P&G e Naval”, tendo como medida: “Inserir as demandas de capacitação identificadas nas linhas de financiamento do PRONATEC, por meio de cooperação entre os programas federais PRONATEC-PBM-PROMINP.” Esta iniciativa é coordenada pelo MDIC e encontra-se em execução (BRASIL, 2014, p. 18). A ação de buscar parceria para capacitação em país com grande tradição na indústria naval, como o Japão, parece ser uma medida acertada, a qual pode trazer resultados importantes para a busca de competitividade dos estaleiros.

O quarto objetivo é (BRASIL, 2014, p. 18): “Incentivar polos produtivos e tecnológicos e a formação de empresas âncoras da cadeia de fornecedores de P&G e Naval”. A iniciativa deste objetivo é (BRASIL, 2014, p. 18) “Promover a formação ou o desenvolvimento de polos empresariais voltados para a cadeia de fornecedores”. A medida adotada é (BRASIL, 2014, p. 18): “Desenvolver propostas de política para mobilização e desenvolvimento de [Arranjos Produtivos Locais] APLS para o setor de petróleo, gás e naval.” Esta ação é coordenada pelo MDIC e encontra-se em execução, segundo o relatório (BRASIL, 2014, p. 18). Os benefícios das sinergias geradas pela formação de APLs naturalmente tendem a contribuir para o aumento da competitividade. Por outro lado, o

desenvolvimento de cinco APLs de um mesmo setor em cinco estados geograficamente distantes pode ser não produtivo.

O quinto e último objetivo é (BRASIL, 2014, p. 19): “Diversificar as exportações e promover a internacionalização das empresas brasileiras”. A iniciativa correspondente é o (BRASIL, 2014, p. 19): “Mapeamento das dificuldades da cadeia local (capacidade produtiva, tecnológica, adensamento) e promoção das exportações de bens e serviços para mercados potenciais.” A medida desta iniciativa é (BRASIL, 2014, p. 19): “Mapear demandas tecnológicas não atendidas internamente para formação de parcerias tecnológicas entre empresas brasileiras e estrangeiras.” Essa ação é coordenada pela APEX Brasil, e o seu desenvolvimento é feito por meio do projeto *Brazilian Petroleum Partnership* (BRASIL, 2014, p. 19), mencionado anteriormente.

Outras ações que merecem destaque e apresentadas no Balanço Executivo do PBM (BRASIL, [2015?]) são:

- a) o programa setorial BNDES P&G, com R\$ 4 bilhões de orçamento e vigência até dezembro de 2015;
- b) a execução de Plano de Desenvolvimento de Arranjo Produtivo Local em cinco regiões: Maragogipe-São Roque (BA), Rio Grande-São José do Norte (RS), Ipatinga-Vale do Aço (MG), Ipojuca-Suape Global (PE) e Itaboraí-Conleste (RJ);
- c) o plano Inova Petro, com R\$ 3 bilhões de orçamento, e desenvolvido por FINEP, BNDES e Petrobras, para estimular a inovação tecnológica;
- d) ex-tarifário para bens de capital, informática e telecomunicações, que reduz temporariamente o imposto de importação para máquinas e equipamentos que não tenham similar no Brasil. No setor de P&G, teve 275 itens incluídos e atingiu valor próximo a R\$ 1,6 bilhão em importações.

Como se pode ver, o PBM, de modo geral, apresentou ações relevantes para desenvolver o setor de P&G no Brasil, envolvendo o âmbito privado na sua condução, mas os relatórios finais de avaliação não são conclusivos sobre os resultados alcançados. Assim, entende-se que é necessário a criação de indicadores e metas, para as políticas e programas que objetivam o desenvolvimento do setor de P&G e Naval, bem definidos e mensuráveis no tempo proposto, para a efetiva aferição dos seus resultados.

De todo modo, a análise dos resultados concretos dessas políticas industriais que vêm sendo implementadas, de forma geral e em última instância, pode ocorrer ao analisar-se o

atual estágio de desenvolvimento da cadeia produtiva de E&P de P&G. Por outro lado, poucos estudos e/ou documentos foram encontrados dimensionando e analisando a cadeia produtiva de P&G no Brasil, sobretudo no segmento de E&P. O principal documento encontrado refere-se especificamente a Petrobras e também relata a insuficiência de referências neste assunto (DE NEGRI et al. 2011, p. 11).

Neste caso, apresenta-se a seguir os dados e informações identificadas, de forma a permitir fazer algumas inferências sobre o estágio de desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G no Brasil. Nesse sentido, resgata-se que pela cláusula de CL, a preferência pela contratação de fornecedores brasileiros é incentivada desde que suas ofertas sejam competitivas em termos de preço, prazo e qualidade aos concorrentes convidados, como visto acima.

Segundo De Negri et al. (2011, p. 20), a Petrobras teve 69.874 fornecedores no Brasil entre 1998 e 2007, tendo comprado destes R\$ 378,3 bilhões no período analisado. Cabe observar inicialmente que tal estudo engloba os fornecedores da Petrobras em geral, logo não sendo específico do segmento de E&P, foco desta tese. Optou-se por utilizá-lo, mesmo assim, para se ter pela menos uma referência do setor e pela insuficiência de documentos encontrados sobre o tema, já mencionada.

Em torno de 18 mil empresas forneceram anualmente aproximadamente R\$ 38 bilhões à Petrobras, entre 1998 e 2007 (Quadro 4.14). Em relação ao número de fornecedores, chama-se atenção para: o volume grande de fornecedores, se comparado com os dados da Statoil (12.000) que é a principal operadora na Noruega (LESKINEN et al., 2012), tendo papel semelhante a Petrobras no setor<sup>210</sup>; o aumento de fornecedores no período analisado (1998-2007); e o fato da Petrobras ter tido mais de 24.000 fornecedores nos anos de 2005 e 2006, mas ter reduzido para 18.365 empresas em 2007 (Quadro 4.14). Entretanto, destaca-se que nesta base de dados de fornecedores da Petrobras, não houve o corte tradicional por empresa que tem faturamento representativo no setor de P&G, tal como feito em EY (2014).

Como a Petrobras é a principal operadora e demandante do setor, o fato de muitos fornecedores terem deixado de fornecer a empresa, pode significar que saíram do setor de P&G. Entende-se ser importante melhor avaliação das razões para essas variações tão grande nos fornecedores da Petrobras.

---

<sup>210</sup> Para uma análise comparativa da Petrobras e Statoil ver: MENDONÇA, R. W. Petrobras and Statoil: Trajectories, System of Innovation and Local Content. [2012?]. Disponível em: <[www.redesist.ie.ufrj.br/ga2012/paper/RobertoWagnerMendonca.pdf](http://www.redesist.ie.ufrj.br/ga2012/paper/RobertoWagnerMendonca.pdf)>. Acesso em: 10 jan. 2015.

**Quadro 4.14 - Número de firmas contratadas pela Petrobras (1998-2007)**

Ano	Nº Firmas	Valor corrente (R\$)	Valor real (R\$) (IPCA – Julho 2008=100)
1998	13.703	10.857.791.316,36	21.085.830.736,38
1999	13.257	17.843.283.560,43	33.134.977.571,72
2000	15.818	12.520.945.604,97	21.711.319.679,01
2001	17.692	22.259.758.073,18	36.060.808.078,55
2002	16.305	22.806.226.806,87	34.368.983.797,96
2003	16.465	75.676.170.316,19	98.757.402.262,63
2004	19.340	26.408.380.830,14	32.271.041.374,43
2005	24.442	24.186.565.873,07	27.741.991.056,41
2006	24.268	33.174.222.829,05	36.591.167.780,44
2007	18.365	34.441.620.790,50	36.611.442.900,30
<b>Média 98/07</b>	17.966	28.017.496.600,08	37.833.496.523,78
<b>Total</b>	69.874	280.174.966.000,76	378.334.965.237,83

Fonte: De Negri et al. (2011), com base em dados da PETROBRAS. Adaptado.

Destas empresas, em torno de 20% são fabricantes de bens e 80% são classificadas como fornecedoras de serviços pela Petrobras. Entretanto, empresas industriais de bens de capital também prestam uma parte relevante de serviços à Petrobras (DE NEGRI et al., 2011, p. 20). Após realizar corte por número de funcionários, eliminando as empresas com menos de 30 empregados, a pesquisa identificou que 8 mil empresas forneceram à Petrobras nesses dez anos analisados (DE NEGRI et al., 2011, p. 23). A média anual de fornecedores após esse corte foi de 2.591 para o período, tendo crescido de 1.859 em 1998 para 3.407 empresas em 2007 (Quadro 4.15).

**Quadro 4.15 - Total de fornecedores de bens e serviços para a Petrobras (1998-2007)**

Ano	Total de Compras de bens e serviços da PETROBRAS*(A)	Fornecedores da PETROBRAS com 30 ou mais pessoas ocupadas	Total de Compras da PETROBRAS de fornecedores com 30 ou mais pessoas ocupadas na Indústria e Serviços* (B)	(B/A)
1998	21.085.830.736	1.859	15.220.245.777	72,18%
1999	33.134.977.571	1.758	10.044.801.357	30,31%
2000	21.711.319.679	1.982	14.771.558.987	68,04%
2001	36.060.808.078	2.274	18.850.025.675	52,27%
2002	34.368.983.798	2.282	14.712.924.596	42,81%
2003	98.757.402.262	2.276	90.037.638.359	91,17%
2004	32.271.041.374	2.867	8.605.320.132	26,67%
2005	27.741.991.056	3.572	16.300.576.507	58,76%
2006	36.591.167.780	3.632	23.385.722.112	63,91%
2007	40.873.479.663	3.407	20.304.192.134	49,68%
<b>Total</b>	<b>382.597.001.997</b>	<b>8.046</b>	<b>232.233.005.636</b>	<b>60,70%</b>

Fonte: DE NEGRI et al. (2011), com base em dados da PETROBRAS. Adaptado.

\* Valores reais -IPCA/julho 2008.

Essas 8.046 fornecedoras da Petrobras com 30 ou mais pessoas empregadas foram responsáveis por 60,7% das compras da Petrobras no período analisado (Quadro 4.15), e em 2007 empregavam 1.823.063 pessoas (DE NEGRI et al., 2011, p. 25). Destas 3.407 fornecedoras da Petrobras em 2007, 834 (24%) exportaram um total de R\$ 38.785.617 neste ano e importaram R\$ 23.012.268 (DE NEGRI et al., 2011, p. 25). Observa-se que esse número de mão de obra empregada nos fornecedores é muito superior a outro documento usado como referência no setor do Brasil, intitulado “Agenda de Competitividade da Cadeia Produtiva de Óleo e Gás Offshore no Brasil (ONIP, 2010)”.

Em estudo da ONIP (2010), a mão de obra estimada empregada diretamente na cadeia produtiva offshore é de aproximadamente 75 mil pessoas, e mais de 350 mil pessoas entre setores relacionados e devido ao efeito renda (Figura 4.10). Apesar de não descrever muito a metodologia da seleção de empresas, não apresentar o número de empresas total analisado e ser restrito apenas às atividades offshore, esse estudo da ONIP (2010) foca toda a cadeia produtiva (fornecedores da Petrobras ou não) e leva em consideração o efeito renda na economia.

**Figura 4.10 - Empregos ao longo da cadeia produtiva offshore no Brasil em 2009**



Fonte: ONIP (2010), a partir de dados de ABIMAQ, ABINEE, Petrobras, PROMINP, ABRASEG, Sinaval, ABIFA, SINDIFORJA, IBS, Empresas do Setor, Pesquisas de Campo, IBGE, BNDES, Análises Booz & Company.

Acredita-se que se esta estimativa da ONIP fosse atualizada apresentaria valores bem superiores. Por exemplo, enquanto o estudo da ONIP (2010, p. 93) apresentou cálculo de 25 mil pessoas empregadas para estaleiros e EPCistas no Brasil em 2009, a ABENAV para o



mesmo ano, informa que os estaleiros empregavam 46.500 trabalhadores. A ABENAV ainda informa que em 2014 os estaleiros empregavam 82.472 trabalhadores (Quadro 4.16). Segundo o Sindicato Nacional da Indústria da Construção e Reparação Naval e Offshore (SINAVAL, 2015) existem 41 estaleiros no Brasil. Cabe destacar que, quando da primeira rodada de licitação de campos exploratórios, em 1998, havia aproximadamente 2.000 pessoas empregadas nos estaleiros no Brasil (Quadro 4.16).

**Quadro 4.16 - Número de pessoas empregadas em Estaleiros no Brasil**

<b>Ano</b>	<b>Nº Empregados</b>
<b>1997</b>	2.641
<b>1998</b>	1.980
<b>1999</b>	2.240
<b>2000</b>	1.910
<b>2001</b>	3.976
<b>2002</b>	6.493
<b>2003</b>	7.465
<b>2004</b>	12.651
<b>2005</b>	14.442
<b>2006</b>	19.600
<b>2007</b>	39.000
<b>2008</b>	40.277
<b>2009</b>	46.500
<b>2010</b>	56.112
<b>2011</b>	59.167
<b>2012</b>	62.036
<b>2013</b>	78.136
<b>2014</b>	82.472

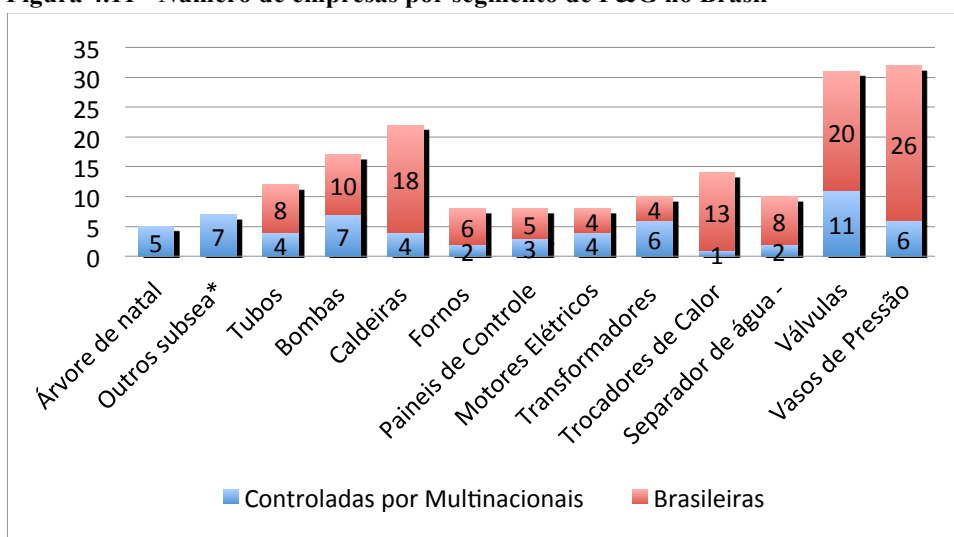
Fonte: ABENAV (2015)<sup>211</sup>. Adaptado.

O estudo da ONIP (2010, p. 94) ainda observa que o efeito-renda ocorre principalmente nos fornecedores diretos da cadeia produtiva (entre 140 e 150 mil empregos) e nos *drivers* da cadeia produtiva (entre 115 e 130 mil empregos). Esse estudo entende como fornecedores diretos fabricantes de grandes equipamentos, integradores, fabricantes de módulos e sistemas. Ainda define como *drivers* da cadeia produtiva empresas de sísmica, serviços de poços, apoio logístico, estaleiros e EPCistas e empresas de instalação submarina (ONIP, 2010, p. 91).

O estudo da ONIP (2010, p. 97) também identifica que existem 199 empresas no Brasil fornecendo bens de capital, tubos e equipamentos submarinos para P&G, sendo, portanto, concentrado, mas com um leque grande de segmentos (Figura 4.11).

<sup>211</sup> Informações fornecidas por e-mail pela ABENAV em 25 jun. 2015.

**Figura 4.11 - Número de empresas por segmento de P&G no Brasil**



Fonte: ONIP (2010), a partir de dados da ABIMAQ, ONIP, Catálogos Especializados e Vendor List Petrobras. Adaptado.

\* “Outros subsea” incluem risers, umbilicais, BAP - Base Adaptadora de Produção e TH - Suspensor de Coluna

Observa-se no segmento *subsea*, de alto valor agregado e complexidade tecnológica, a concentração de empresas estrangeiras fornecendo bens e serviços. Por outro lado, o domínio de fornecedores locais se mostra mais evidente em caldeiras, fornos, trocadores de calor, válvulas e vasos de pressão. Algumas das empresas *subsea* estrangeiras destacadas são FMC, Cameron, Kvaerner e ABB, as quais possuem elevado índice de nacionalização (aproximadamente 75%), por exemplo, para árvores de natal e *manifolds* (ONIP, 2010, p. 103). Nestes tipos de equipamentos, a estimativa de exportação varia entre 5 a 10% da produção.

Resumindo a análise da caracterização da cadeia produtiva offshore no Brasil, o estudo da ONIP (2010, p. 110) chega às seguintes conclusões, por tópicos:

- emprego e renda: setor tem potencial elevado para geração de emprego, renda e faturamento, levando em consideração os efeitos ao longo da cadeia produtiva;
- abrangência e porte: a indústria brasileira é diversificada, tendo capacidade de fornecer diversos serviços e equipamentos para o setor; a necessidade de escala do setor favorece que fornecedores sejam de porte maior; ainda existe fragmentação no setor, sobretudo nos bens de capital e estaleiros;
- mercado: as exportações ainda são pouco representativas, sendo o foco principal o mercado interno. Os principais concorrentes estrangeiros estão tanto em países desenvolvidos como nos países emergentes;

- d) capacidade: aparentemente existe grande capacidade ociosa, com boa parte do parque fabril trabalhando em um turno;
- e) participação no mercado: casos recentes mostram que as empresas de bens de capital têm participação pequena no fornecimento para o mercado offshore, especialmente nos equipamentos de alto valor agregado. O segmento *subsea* está bem estabelecido no país, com empresas capazes de atender as demandas do setor e com elevada participação local.

Segundo o estudo da ONIP (2010, p. 110), a caracterização acima traz algumas implicações para o desenvolvimento de políticas para desenvolver o setor, como por exemplo:

- a) concentração e consolidação nos principais elos da cadeia produtiva são fundamentais para a obtenção de ganhos de escala e o avanço na competitividade;
- b) a internacionalização deverá ser estimulada, assim como o desenvolvimento tecnológico;
- c) capacitações devem ser implementadas visando a ampliar potencial de fornecimento, uma vez que existe capacidade ociosa;
- d) políticas para desenvolver o setor, tendo sucesso em reter a produção, terão grande impacto no país e na sociedade.

O estudo da ONIP (2010, p. 144) ainda sugere que as políticas para desenvolvimento competitivo da cadeia produtiva do setor sejam mais focadas, analisando os custos e benefícios de cada segmento a ser estimulado. Nessa direção, reforça que países que tiveram sucesso na implementação de políticas identificaram os setores que tinham maior potencial de alcançar competitividade global. Na sequência, o estudo analisa 19 segmentos segundo sua representatividade na cadeia produtiva de P&G offshore, contrapondo os esforços para desenvolvê-los e os respectivos benefícios obtidos (ONIP, 2010).

As análises incluíram as seguintes dimensões: mão de obra técnica, mão de obra especializada, inovação/tecnologia, escala/capital, relação entre elos da cadeia produtiva, dinâmica do mercado. O resultado das análises pode ser visto na figura 4.12 e separa os 19 segmentos em três grupos de empresas, indicando ainda se o poder decisório é local ou não.

Figura 4.12 - Matriz de direcionamento para desenvolvimento dos segmentos offshore no Brasil



Fonte: ONIP (2010), a partir de Balanço das empresas, entrevistas, Análises Booz & Company.

De acordo com esta análise, oito segmentos mereceriam maiores investimentos, tendo em vista o retorno que trazem comparando com o esforço para desenvolvê-los. Dentre eles, os que mais se destacam são estaleiros, sistemas elétricos, EPCistas/integradores, equipamentos submarinos e engenharia básica, seguidos de automação, medição e controle, geradores e apoio logístico. Para esses oito segmentos o estudo da ONIP (2010, p. 156), sugere que sejam adotadas políticas mais proativas, estimulando que atinjam competitividade global e formação de grandes *players*.

Por outro lado, os segmentos que demandariam maiores esforços com menor retorno são sistemas de turbo-geradores, sísmica e brocas. Para esses segmentos, sugere-se que deixem as forças de mercado agirem (ONIP, 2010, p. 156). Para os segmentos com custo benefício equilibrado (tubos e tubulações, operação de sondas, compressores, trocadores de calor, válvulas, bombas, serviços de perfuração, serviços e equipamentos de completação), são sugeridas políticas horizontais, visando mitigar problemas comuns e favorecendo o seu desenvolvimento, e fortalecer grupos locais grandes e atrair empresas estrangeiras (ONIP, 2010, p. 156).

Outro ponto relevante destacado por ONIP (2010, p. 149) é que a maioria desses 19 segmentos analisados possui importantes empresas atuando no Brasil e com investimentos elevados (Figura 4.13). Ao analisar a posição da engenharia básica nas figuras 4.13 e 4.14 reforça-se a observação anterior feita por estudo da FIEB (2015), que esse segmento precisa ser reestimulado no país.

**Figura 4.13 - Tamanho e demanda por investimentos de empresas do segmento de P&G no Brasil\***

Segmentos de Equipamentos	Faturamento Médio (R\$ Bi)	Investimento Médio em Capital (R\$ Bi)	Exemplo de Empresa Considerada
Sistemas de Turbo Geradores	47,0	1,5	▪ Rolls-Royce
Sistemas Elétricos	34,0	1,3	▪ ABB
Estaleiros	32,7	2,1	▪ Samsung
Serviços e Equipamentos de Completação	30,4	4,2	▪ Weatherford
Serviços de Perfuração	30,4	4,2	▪ Halliburton
Automação, Medição e Controle	26,8	1,0	▪ Rockwell
Brocas	24,7	1,8	▪ Smith International
Geradores	24,0	0,9	▪ Dresser-Rand
Tubos / Tubulações	19,0	1,4	▪ V&M Tubes
EPC / Integradores	12,2	0,9	▪ Odebrecht
Compressores	11,0	0,5	▪ UCI - Universal Compression
Serviços de Operação de Sondas	10,0	2,2	▪ Noble Drilling
Equipamentos Submarinos	9,8	0,4	▪ FMC
Trocadores de Calor	7,7	0,2	▪ Alfa Laval
Sísmica	5,4	1,1	▪ CGGVeritas
Bombas	3,6	0,2	▪ Wilo AG
Apoio Logístico	1,7	0,6	▪ Maersk Contractors
Válvulas	0,7	0,1	▪ Lupatech
Engenharia Básica	0,3	0,0	▪ Promon

Fonte: ONIP (2010), a partir de websites de empresas, e análises Booz & Company.

\* Considera as principais empresas globais fornecedores do setor de E&P - exceto para Estaleiros, EPCistas e Engenharia Básica que considera empresas nacionais.

Segundo ABENAV<sup>212</sup> (apud IPEA, 2015, p. 417), a fabricação de navios-tanques e plataformas offshore no Brasil tem aproximadamente 62% e 44% de insumos importados, respectivamente. Portanto, ainda há espaço substancial para desenvolver a cadeia produtiva de P&G no país.

Em relação às ressalvas para preferência aos fornecedores nacionais, colocada pela cláusula de CL, destaca-se que qualidade aparentemente não deve ser um problema. As certificações e exigências para fornecimento no setor de P&G, naval e offshore é um critério qualificador, tal como aponta Pinto et al. (2007, p. 2): “Um estaleiro que não produza dentro dos critérios estabelecidos pelas sociedades classificadoras não estará apto a fornecer para grande parte do mercado mundial de navegação”.

As exigências e certificações para fornecer no setor de P&G e offshore devem aumentar os custos de produção e fornecimento de bens e serviços em geral. Logo, se uma empresa fornece para o setor de P&G e para outros setores, possivelmente estes últimos não pagaram pelo custo mais alto de fabricação que já está estabelecido na empresa. Imagina-se, por exemplo, que deva ser difícil para uma empresa do setor metal-mecânico fabricar equipamentos para o de P&G, e quando os mesmos funcionários forem fabricar para outras indústrias o gerente de produção pedir para não produzir com a mesma qualidade. Assim, entende-se que o atendimento as certificações e exigências do setor de P&G, por parte dos

<sup>212</sup> Associação Brasileira das Empresas de Construção Naval e Offshore - ABENAV. A ABENAV. Rio de Janeiro: ABENAV, [s.d.]. Disponível em: <<http://goo.gl/Cx1ZdK>>. Acesso em: 20 jun. 2015.

fornecedores, pode oferecer barreiras para novos entrantes que não são dedicados integralmente ao setor.

Em relação a preços e prazos, os trabalhos encontrados identificam que os fornecedores brasileiros em segmentos importantes do setor de P&G ainda não são competitivos internacionalmente (FAVARIN et al., 2010, DE OLIVEIRA et al., 2013, ONIP, 2010, e CAMPOS NETO, 2014). Estaleiros e EPCistas têm atrasado a entrega de embarcações, plataformas e grandes equipamentos, como módulos, aparentemente devido a vários problemas, como financeiro, mão de obra e gerenciamento ineficiente (MEDEIROS et al., 2015).

Nessa direção, Campos Neto (2014, p. 122) destaca os atrasos e dificuldades na produção de embarcações no Estaleiro Atlântico Sul (EAS), um dos maiores do Brasil: “O primeiro navio ficou pronto com vinte meses de atraso. O EAS teve problemas de gestão, de aprendizado e de treinamento de mão de obra”. De forma mais geral, Pires, Gomide e Amaral (2014, p. 102) destacam: “É perceptível hoje a existência de atrasos nas encomendas de embarcações aos estaleiros nacionais. Tais atrasos têm provocado repercussões negativas e alguma insegurança no setor<sup>213</sup>”.

Segundo Campos Neto (2014, p. 130), em 2013, a Petrobras, preocupada com atrasos de equipamentos e objetivando acelerar a produção de óleo, transferiu para a China a fabricação de parte de quatro plataformas (P-75, P-76, P-77 e P-67). A realização de tais serviços em estaleiro chinês (Cosco) não implicará descumprimento das regras de CL, tendo em vista o seu peso pouco representativo no valor total dos contratos das plataformas. Entretanto, como o serviço a ser realizado é intensivo em mão de obra (troca de chapa), possivelmente reduzirá os postos de trabalho no Brasil (Campos Neto, 2014, p. 130).

Silva (2014, p. 419) identifica que o sobrecusto de navios-tanque no Brasil, quando comparados a China e Coreia do Sul, é de 46% e 26%, respectivamente. Assim, na média os navios-tanque no Brasil custam 36% mais que nesses países, líderes mundiais no setor. O autor ainda afirma que estes valores são semelhantes à diferença encontrada entre 1985 e 1992 em relação ao mercado internacional (SILVA, 2014). Já o sobrecusto identificado na produção de plataformas do tipo FPSO do Brasil em relação a China e Coreia do Sul foi de 60% e 37%. Silva (2014, p. 422) ainda aponta como principais razões para essas diferenças:

---

<sup>213</sup> Medeiros et al. (2015) relatam esses problemas de atrasos e sobrecustos na construção naval e offshore, atrelados a formação e ineficiências da mão de obra técnica e gerencial e propõem sugestões de melhoria.

i) maior peso dos custos de mão de obra em relação à China e à Coreia do Sul; e ii) maior peso do custo unitário com equipamentos em relação à China. Em média, as estimativas apontam que o custo destas estruturas é aproximadamente 48% maior no Brasil quando comparado com China e Coreia do Sul.

De Oliveira et al. (2013) destacam que, além da retomada da construção naval brasileira ser marcada por grande sobrepreços, ainda apresenta problemas de ratificação negativa de orçamentos. Muitos estaleiros têm tido dificuldade de mantê-los conforme previsto na oferta inicial. Ainda colocam que a dificuldade da gestão na produtividade dos estaleiros está associada ao fato da maioria dos indicadores de produtividade terem sido definidos antes da construção, baseados em informações imprecisas e incompletas. Portanto, os planejamentos se tornam grandes incógnitas (OLIVEIRA et al., 2013).

Por outro lado, Favarin et al. (2010) ressaltam que estaleiros no Brasil têm buscado parcerias com construtores internacionais para suprir *gaps* tecnológicos<sup>214</sup>. Os autores também apontam que é uma das formas de melhorar a competência em gestão e montagem dos estaleiros (FAVARIN et al., 2010, p. 11). Essas parcerias internacionais podem ter importância central, se bem construídas, incluindo, por exemplo, transferência de tecnologias e conhecimento de gestão de estaleiros. O fato de o Brasil ter ficado duas décadas estagnado nesse setor parece ser muito tempo para ser suprido apenas com uso de tecnologias modernas. A gestão eficiente dos estaleiros é um ponto muito importante, e essas parcerias internacionais com estaleiros em países-chave podem auxiliar na transferência desse conhecimento, tal como feito na Noruega e retratado na seção 4.4.

Favarin et al. (2010, p. 4), ao analisarem a competitividade dos estaleiros no Brasil, abordam alguns aspectos que podem ajudar a entender mais as razões dos sobrepreços e atrasos na construção naval e offshore no Brasil. Os autores destacam que, na construção de navios, o aço representa o elemento de maior custo, compreendendo de 20 a 30% dos valores totais. Para plataformas, porém, representa apenas 5%. Na sequência, expõem que, pelo fato de a demanda por aço dos estaleiros no Brasil serem ainda pouco representativa comparada a Coreia do Sul e Japão, por exemplo, e por ser pulverizada e irregular, reduz o seu poder de barganha junto a um único fornecedor nacional (FAVARIN et al., 2010).

---

<sup>214</sup> Alguns exemplos de parcerias internacionais de empresas japonesas com estaleiros brasileiros são: Toyo com Setal no Brasil (Ver: <[www.toyosetal.com/organizacao-societaria](http://www.toyosetal.com/organizacao-societaria)>. Acesso em 27 jun. 2015.), o Ishikawajima e o Kawasaki, com o Estaleiro Atlântico Sul (EAS) e o Estaleiro Enseada do Paraguaçu (EEP), respectivamente (Ver: <<http://brasilenergia.editorabrasilenergia.com/news/oleo-e-gas/construcao-naval-e-offshore/2012/09/eles-voltaram-448899.html>>. Acesso em 27 jun. 2015).

Os autores apontam que o fato de a Usiminas ser basicamente a única fornecedora de chapas grossas<sup>215</sup>, com pequena participação recente da ArcelorMittal, constitui grave problema para os estaleiros brasileiros. No caso de aços longos, informam que o mercado é dominado por ArcelorMittal e Gerdau (FAVARIN et al., 2010, p. 5). Nesse contexto, frisam que normalmente o preço interno do aço é 30% superior ao mercado internacional, mesmo o Brasil sendo muito competitivo na sua produção. A razão para tal situação deve-se ao fato de a sua precificação levar em consideração a segunda melhor opção, a sua importação, somando o imposto de importação. Silva (2014, p. 360) também ressalta o sobrepreço praticado na venda do aço para os estaleiros no Brasil.

Em relação à mão de obra, Favarin et al. (2010, p. 7) destacam que esse fator representa entre 15 e 20% do custo total de navios e plataformas, e que a experiência mostra que, ao aumentar a escala, se obtêm significativos ganhos de produtividade. De Oliveira et al. (2013, p. 6), ao analisarem a produtividade do setor naval brasileiro, ratificam esse pensamento da curva de aprendizado estar diretamente correlacionada a quantidade em série produzida. Possivelmente foi por esse fato que a Petrobras licitou algumas embarcações, plataformas e pacotes de módulos iguais, num mesmo processo/contrato, objetivando acelerar a curva de aprendizado.

Segundo Justi et al. (2009, p. 4), se baseando no princípio da repetibilidade e similaridade de projetos, oito cascos de plataformas,<sup>216</sup> do tipo FPSO, foram licitados num único pacote pela Petrobras e hoje se encontram em fabricação no mesmo estaleiro (Ecovix). Por outro lado, essa expressiva participação da mão de obra no custo das embarcações pode ajudar a explicar os sobrecustos no Brasil no setor, tendo em vista problemas relatados no seu treinamento e aprendizado, como apontado acima por Campos Neto (2014).

Entretanto, Pinto et al. (2007, p. 6) identificam que a estabilidade de demanda é a principal diferença entre os estaleiros brasileiros e os estrangeiros. Os autores entendem que este fator é mais importante, por exemplo, que o nível de automação ou o nível de uso de elementos de produção enxuta, e reforçam a ideia acima exposta de ganhos de escala de De Oliveira et al. (2013):

A estabilidade da carga de trabalho nos estaleiros internacionais facilita a evolução na curva de aprendizado, e a produtividade do estaleiro como um todo pela maior pressão e motivação para a padronização de processos. No caso brasileiro, a grande

---

<sup>215</sup> Moura et al. (2007, p. 4) também chamam atenção para esse monopólio da Usiminas.

<sup>216</sup> Não apenas as estruturas dos cascos são semelhantes, mas os sistemas dos cascos, tal como: “[...] Mooring, Water Lift System, Fire Fighting Pumps, Ballast, etc (JUSTI ET AL, 2009)”.



variação na carga de trabalho faz com que mais do que ser produtivo, o objetivo seja ser flexível para atender as grandes variações de carga. A falta de ciclos construtivos estáveis induz à baixa padronização.

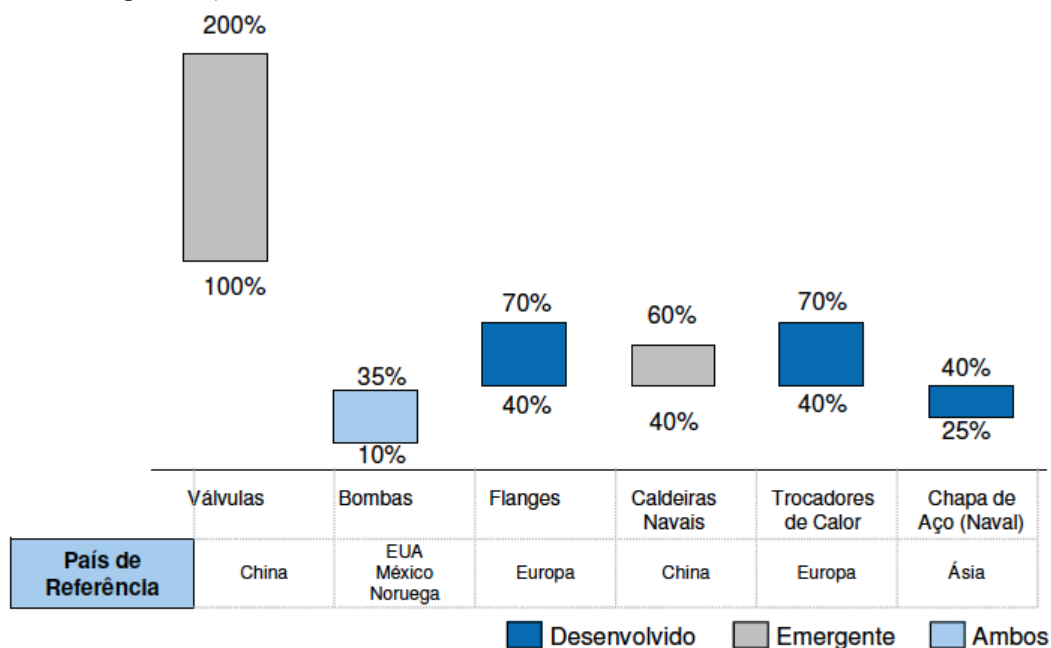
A falta de estabilidade na carga de trabalho faz com que estoques sejam desbalanceados e os ativos não sejam utilizados de maneira ótima. Estoques desbalanceados geram custo de capital de giro ou atraso da obra. O pouco uso dos ativos também tem implicações diretas na lucratividade da empresa tendo em vista que a imobilização do capital é a mesma indistintamente do uso do ativo (PINTO et al., 2007, p. 6).

Nessa perspectiva, talvez termos 41 estaleiros no Brasil, como visto acima, não seja a estrutura de mercado mais indicada, tendendo a gerar dispersão de recursos em diferentes regiões geográficas do país e conseqüentemente dificultando a criação e consolidação de Arranjos Produtivos Locais. Isto posto, entende-se ser importante que uma análise aprofundada sobre a capacidade ociosa dos estaleiros no país esteja sendo feita, antes de o governo liberar financiamentos para a instalação de novos estaleiros. Não encontrou-se dados de ociosidade dos estaleiros no Brasil no período analisado neste trabalho. Apenas como exemplo, de como isso pode ser de fato uma questão importante, segundo Lima e Velasco (1998, p. 6) entre 1970 e 1995 os estaleiros no Brasil sempre operaram com capacidade ociosa em torno de 30%.

Segundo Favarin et al. (2010, p. 9), os equipamentos compõem entre 30 e 50% dos custos totais da fabricação de navios e plataformas. Os autores também frisam que a produção de parte representativa dos equipamentos de alto conteúdo tecnológico ainda não se mostra economicamente viável no Brasil, tais como sistema de automação e controle, motores principais e auxiliares, sistemas de comunicação, entre vários outros. O sobrepreço estaria entre 20 e 30%, devido à pequena escala de produção. Por fim, salientam, que para que a fabricação desses equipamentos se tornasse competitiva, seria necessário que mais de 30 unidades fossem produzidas anualmente (Favarin et al., 2010, p. 9).

O estudo da ONIP (2010, p. 130) identificou também consideráveis sobrepreços para uma série de equipamentos voltados ao setor de P&G, produzidos no Brasil e comparados ao exterior (Figura 4.14). Ainda fazem a seguinte análise (ONIP, 2010, p. 130): “[...] produtos altamente dependentes de escala ou pouco sofisticados apresentam maiores diferenças de preço (válvulas, tubos). Demais produtos apresentam diferença de preço média de aproximadamente 40%-70%.”

**Figura 4.14 - Diferenças de preços de equipamentos voltados ao setor de P&G (% do nacional acima do importado).**



Fonte: ONIP (2010), a partir de entrevistas de Campo, ABIMAQ, Análises Booz & Company.

Em relação a projeto de engenharia básica em projeto offshore, o estudo da ONIP (2010, p. 138) apresenta um caso de uma operadora internacional que cotou preço para esse serviço para uma plataforma no Brasil e no exterior. A diferença do custo homem-hora foi pouco representativa (20% superior no Brasil), mas a quantidade de horas necessárias apresentou diferença substancial (290 mil horas a mais no Brasil). A principal razão que apontou para tamanha diferença deve-se ao fato de as empresas nacionais não terem desenvolvido muitos projetos desse gênero, logo, é quase como se “construíssem do zero”. As empresas internacionais acumulam experiências que reduzem a quantidade de horas necessárias para a realização de um novo projeto, por terem desenvolvido vasto portfólio de projetos e de forma contínua (ONIP, 2010, p. 138).

Outra ótica interessante de analisar é a percepção dos fornecedores nacionais quanto a seu nível de competitividade em relação aos fornecedores internacionais. De Moraes, Campos Neto e Pompermayer (2014, p. 239) fizeram essa análise para os fornecedores do setor naval e offshore no Brasil, com base numa ampla base de dados. Apesar de boa parte se julgar competitiva em preço, prazo e qualidade internacionalmente, por outro lado também afirmam que ainda dependem de medidas protecionistas do governo, tais como preferências nas compras ou tarifas de importação. Quando perguntadas sobre as políticas públicas necessárias

para expandir a produção de navipeças, as empresas responderam (POMPERMAYER, 2014, p. 239):

[...] preferência ao fornecedor nacional (31,5%), com regras de conteúdo local (24,3%) e de sobrepreço (7,2%); incentivos ao investimento (19,5%), com financiamento facilitado (10,6%) e incentivos tributários (8,9%); incentivos tributários sobre os custos de produção (14,0%); e incentivos à cooperação entre empresas fornecedoras e estaleiros/EPCistas/operador (11,1%).

Numa perspectiva diferente, Martínez Prieto (2014, p. 82) chama atenção para os riscos que o CL no Brasil pode ter sobre a decisão de investimento das empresas de petróleo, indo além da questão do sobrecusto:

A incerteza no conhecimento do volume dos investimentos em 34 anos e o tipo exato de equipamentos e serviços a serem utilizadas no bloco potencializam riscos de descumprimento do conteúdo local com o pagamento de uma multa, ou potencializam os sobrecustos e atrasos nos projetos.

Outra crítica correlacionada que Martínez Prieto (2014) faz refere-se ao fato das operadoras se comprometerem com um índice de CL sem ter certeza que poderão cumprir, e, portanto, assumindo fortes riscos de terem que pagar multa no médio prazo. Essa incerteza de cumprir o conteúdo local advém também do não conhecimento pleno da capacidade de fornecimento de bens e serviços locais. Martínez Prieto (2014) ainda desenvolve ao longo do trabalho que o CL pode ter significativo impacto negativo sobre a decisão de investimentos das operadoras.

De fato, esse é um ponto importante a ser avaliado. Se o CL acabar inviabilizando ou reduzindo os investimentos do elo que alavanca o setor, reduzirá também a geração de tributos ao governo e o desenvolvimento da cadeia produtiva. Nesse cenário, o resultado líquido para o país tende a ser ruim, subaproveitando a exploração desse recurso natural, e os benefícios decorrentes que podem ser gerados no desenvolvimento industrial e da economia em geral.

Um ponto que considera-se importante e não abordado em Martínez Prieto (2014) refere-se as ações e esforços que as empresas de petróleo, sobretudo as maiores, estão fazendo para desenvolver fornecedores locais no Brasil. Entende-se que um trabalho estruturado para desenvolver fornecedores no país, por parte das operadoras, aproveitando o diversificado parque industrial (ONIP, 2010), tende a reduzir o sobrecusto, as chances de atraso no fornecimento e ou mesmo multas por não atendimento de CL.

Como já mencionado anteriormente, o valor das multas referentes a CL, poderiam, por exemplo, estar a disposição das operadoras de forma que fossem aplicado em programas de desenvolvimento de fornecedores, de forma obrigatória, sendo fiscalizado pela ANP e talvez realizado em parceria com o Prominp. Cabe salientar que o estudo da FIEB (2015) expõe que as multas por não cumprimento de CL não são benéficas ao governo, às operadoras e, sobretudo, à cadeia produtiva.

Pelo lado do governo, destaca-se duas ações para facilitar o conhecimento e estimular a integração da cadeia produtiva do setor de P&G: i) nos próprios editais das rodadas de licitações de campos exploratórios, a ANP sugere que as operadoras entrem em contato com as associações setoriais e federações industriais no Brasil, para conhecerem melhor os fornecedores locais; ii) o Portal de Oportunidades do Prominp, em que fornecedores nacionais são estimulados a se cadastrarem, de forma relativamente fácil, assim como Operadoras (PROMINP, [2015c]). Talvez o governo ou uma organização do setor de P&G pudessem coordenar um processo de consolidação da lista de fornecedores da cadeia produtiva, agregando as empresas registradas nos diversos cadastros existentes no país para o setor de P&G. Esta ação poderia separar as empresas entre as já fornecedoras do setor e as que desejam ser novos entrantes<sup>217</sup>.

Outra ação que as operadoras, sobretudo as internacionais, poderiam estar desenvolvendo é atrair fornecedores tradicionais do seu país-sede e/ou dos mercados onde atuam. A estabilidade econômica e política do Brasil, bem como o potencial do mercado brasileiro de P&G e casos bem sucedidos de multinacionais instaladas no país, devem auxiliar nesse processo de atração de empresas.

Apesar de não ter sido possível avaliar plenamente os impactos das políticas industriais para o desenvolvimento da cadeia produtiva de E&P de P&G, pela insuficiência de estudos e dados, conseguiu-se identificar diversos fatos positivos:

- a) grande número de concessionários que se desenvolveu no país, nacionais e estrangeiros;
- b) aperfeiçoamento da política e da cláusula de CL;
- c) aumento do número de fornecedores do setor;
- d) ressurgimento da industrial naval;

---

<sup>217</sup> Na Noruega, por exemplo, existem interessantes iniciativas privadas com ações para integração e desenvolvimento de fornecedores da indústria de P&G, em geral, e que poderiam ser melhor estudadas a sua aplicação no Brasil. Ver: <[www.epim.no/epim/main/home](http://www.epim.no/epim/main/home)>; <[www.achilles.com/en?cont=>](http://www.achilles.com/en?cont=>)>; <<http://navitas.no>>; <[www.petroarctic.no/](http://www.petroarctic.no/)>. Acesso em: 04 jan. 2014.

- e) aumento expressivo de pessoas empregadas no setor;
- f) instalação de centros de P&D de operadoras internacionais e de grandes *players* mundiais do setor (fornecedores dos principais elos da cadeia produtiva);
- g) geração de altos volumes de recursos disponíveis para P&D no setor;
- h) formação de parcerias internacionais nos estaleiros e na cadeia produtiva do setor em geral.

Foi possível identificar também que a cadeia produtiva de P&G, em geral, ainda enfrenta fortes desafios em busca da competitividade internacional, especialmente no que se refere a prazos e custos. Destaca-se também que, como visto, a maioria das multas aplicadas até o momento, por não cumprimento de CL, parece estar mais associada ao fato de as operadoras colocarem metas extremamente altas e falhas na 5ª e 6ª rodada, do que de fato significar que os fornecedores locais não têm capacidade produtiva suficiente.

A partir das análises realizadas, apenas da experiência brasileira, já foi possível identificar possíveis ações de melhorias nas políticas industriais implementadas, como as elencadas a seguir:

- a) aperfeiçoar as ações de PI no que concerne a planejamento, execução, mensuração de resultados e transparência, por exemplo: o estabelecimento de metas, indicadores e horizonte temporal das ações para internacionalização e ou para o desenvolvimento do setor naval serem mais objetivos, factíveis e mensuráveis e seus resultados tornados públicos e de forma sistemática;
- b) aplicar os recursos das multas, por não cumprimento de CL, em projetos visando ao desenvolvimento da cadeia produtiva do setor;
- c) focar mais as ações de PI nos segmentos que têm maior potencial de sucesso, levando em consideração o custo para desenvolvê-los, tal como apontam as análises da ONIP (2010). Cita-se como exemplo, aumentar ou melhor desenvolver os incentivos para o desenvolvimento da engenharia básica e de detalhamento no Brasil, tendo em vista este item ser de cunho estratégico e ter valor relativo pequeno, porém de grande impacto;
- d) consolidar lista de fornecedores da cadeia produtiva, agregando as empresas registradas nos diversos cadastros existentes no país para o setor de P&G, separando as empresas entre as já fornecedoras ao setor e as que desejam se qualificar como novos entrantes;

- e) aumentar o estímulo para que o acesso aos benefícios das políticas para desenvolver a cadeia produtiva em geral seja atrelado ao aumento de produtividade, tomando por base métricas internacionais. Cita-se como exemplo a proposta para o financiamento do setor naval no PBM;
- f) melhorar o monitoramento do desenvolvimento da cadeia produtiva da E&P de P&G, avaliando a evolução da produtividade das empresas, de forma a identificar mais precisamente quais ações precisam ser tomadas e/ou reforçadas, no geral e em segmentos específicos.

#### 4.3.4 Outros Fatores Importantes para o Desenvolvimento da Cadeia Produtiva da E&P de P&G no Brasil

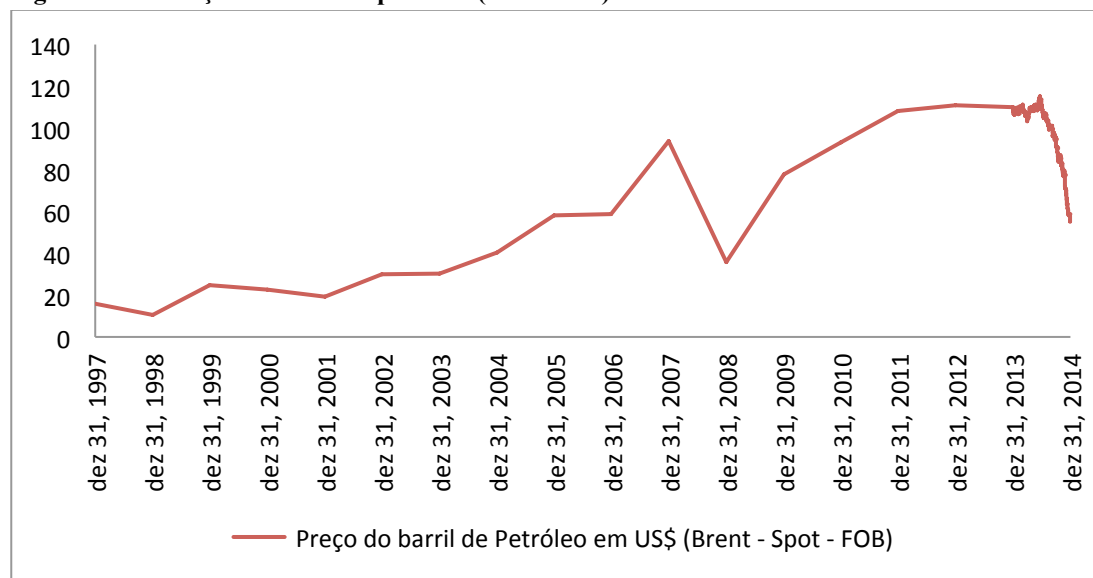
O cenário internacional do setor de P&G, incluindo o preço do barril do petróleo, pode influenciar no desenvolvimento da cadeia produtiva no Brasil. Quanto maior a instabilidade geopolítica de países detentores de grandes reservas de P&G, maior a propensão das operadoras internacionais buscarem mercados mais estáveis como o Brasil, semelhante ao que ocorreu na Noruega na década de 70<sup>218</sup>.

A redução do preço do petróleo em final de 2014 (Figura 4.15), se mantida ou ampliada, pode influenciar negativamente a E&P dos campos do Pré-Sal e diminuir o interesse de operadoras internacionais a participar das rodadas futuras de licitações de campos exploratórios no Brasil.

---

<sup>218</sup> Melhor explicado na próxima seção.

**Figura 4.15 - Preço do barril do petróleo (1997-2014)**



Fonte: USA. EIA (2015).

O desenvolvimento de novas fronteiras internacionais de E&P de P&G também pode influenciar o crescimento da cadeia produtiva deste setor no Brasil. Cabe observar o desenvolvimento do gás não convencional, ou *shale gas*, nos Estados Unidos e, sobretudo, a abertura do mercado mexicano de P&G em 2014. O desenvolvimento desses comércios pode diminuir a atratividade do mercado brasileiro, tanto de operadoras quanto de empresas da cadeia produtiva.

O México se destaca por ser o 10º maior produtor mundial de petróleo e o 18º em reservas. Estima-se que tenha a 8ª maior reserva de *tight oil* (SEELKE et al., 2014, p. 6). Frisa-se também que a inclusão de requisitos de conteúdo local com baixo percentual (25% para 2015, quando deve ocorrer a primeira rodada, e 35% até 2025), se comparados ao Brasil, por exemplo, aumenta a atratividade do Mercado mexicano de P&G. A baixa capacidade de investimento da Petroleira mexicana PEMEX (SEELKE et al., 2014) pode atrair operadoras internacionais. Esses fatores também podem atrair forcedores globais da cadeia produtiva do setor de P&G.

Dentre outros fatores internos e estruturais que podem influenciar o desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G no Brasil, destaca-se o chamado Custo Brasil, tal como carga tributária elevada, burocracia, além do custo elevado do capital (ONIP, 2010; CNI, 2012; FIEB, 2015). Em contrapartida, programas como o Repetro e de financiamento do BNDES para o setor de P&G, podem contribuir para mitigar o Custo Brasil (CNI, 2012).

#### 4.4 Lições ao Brasil da Experiência Norueguesa no Desenvolvimento da Cadeia Produtiva de P&G<sup>219</sup>

A Noruega é uma referência mundial em implementação de políticas para desenvolver o setor de P&G, contribuindo para o desenvolvimento sócioeconômico (CCPA, 2013; LOCKE; STRATEGIC CONCEPTS, 2004; HUNTER, 2010; WTI ADVISORS, 2013; TEKA, 2011; UGANDA, 2011; AYINE, 2010; HEUM et al., 2003; UNCTAD, 2006; ROGNERUD, 2012; ABDI, 2011).

O país nórdico conseguiu fortalecer o seu desenvolvimento socioeconômico por meio do setor de P&G, evitar a doença holandesa e criar fundo para gerações futuras. Também desenvolveu: a cadeia produtiva de P&G ampla e competitiva internacionalmente, além de operadoras nacionais e privadas, empresas renomadas internacionais de engenharia e construção, no segmento *subsea*, na área sísmica e de perfuração, incluindo vários pequenos e médios fornecedores em geral do setor. O setor de P&G representa mais de 20% da economia da Noruega. A cadeia produtiva do setor tem aproximadamente 2.500 fornecedores e representa cerca de 30% do faturamento do setor. As exportações dos fornecedores equivalem em torno de 15% do total do país, excluindo petróleo e gás, mostrando assim a importância da cadeia produtiva de P&G para a economia do país (SASSON; BLOMGREN, 2011).

Devido à forte participação da operadora controlada pelo governo, Statoil, a participação estrangeira na indústria de P&G em geral é bem inferior (37%) do que na cadeia produtiva (acima de 50%) (SASSON; BLOMGREN, 2011). A Noruega ainda se destaca pelos *clusters* relacionados ao setor de P&G e também pelo sistema de inovação do setor (MEDEIROS, 2015a; SASSON; BLOMGREN, 2011; RYGGVIK, 2013; VATNE, 200; ENGEN, 2009). Considerando o exemplo bem-sucedido do desenvolvimento socioeconômico da Noruega, a partir do desenvolvimento do setor de P&G, quais as lições que o Brasil poderia extrair desta experiência para ter políticas igualmente exitosas?

Um dos primeiros aprendizados refere-se ao detalhado planejamento e organização na elaboração de políticas e ações. Como os indicadores socioeconômicos da Noruega eram positivos e estáveis, o governo pôde agir com cautela na condução das ações para desenvolver um novo setor que pouco compreendia (MEDEIROS, 2015a, NORENG, 2006).

---

<sup>219</sup> A presente seção é baseada majoritariamente em longa pesquisa feita in loco pelo autor, sobre o desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G na Noruega e detalhada no artigo “The Development of the Upstream Oil & Gas Supply Chain in Norway (MEDEIROS, 2015a)”.



As principais políticas implementadas para desenvolver o setor de P&G que destaca-se são (MEDEIROS, 2015a; NORENG, 2006; SASSON; BLOMGREN, 2011; AUSTVIK, 2012; FIEB, 2015; BJØRNSTAD, 2009; ENGEN, 2007; HAGEN, 2001; AL-KASIM, 2006; NORWAY. MPE, 1980):

- a) separar o papel dos principais atores do governo responsáveis pelo desenvolvimento da indústria de P&G: Ministério do Petróleo e Energia - MPE, responsável pelas políticas no setor e concessão de licenças; agência reguladora (Norwegian Petroleum Directorate - NPD), lidando com controle técnico, funções reguladoras e de aconselhamento ao ministério; operadora estatal (Statoil); órgão responsável pelos interesses econômicos do governo no setor (State's Direct Financial Interest - SDFI)<sup>220</sup>;
- b) usar as rodadas de concessões de campos exploratórios para estimular a participação da indústria local no setor de P&G: estimular operadoras em geral a comprar mais bens e serviços locais, por meio de legislação formal de conteúdo local (artigo/parágrafo 54), no início do desenvolvimento do setor (1972), incluindo avisar a indústria local antecipadamente aos *bids*, as demandas de bens e serviços dos operadores);
- c) usar as rodadas de concessões de campos exploratórios para estimular o desenvolvimento tecnológico das empresas locais: forçar e estimular fortemente operadoras internacionais a transferir tecnologias para a indústria e instituições de pesquisas locais, treinar noruegueses, em diferentes níveis da cadeia produtiva, desenvolvendo acordos de tecnologias (*Good Will Agreements* e *Good Will Points*). Na 4ª rodada, em 1978, o governo exigiu que ao menos 50% dos gastos em P&D das operadoras fossem empregados na Noruega;
- d) forçar e estimular fortemente EPCistas e empresas de serviço global internacionais (*foreign contractors, engineering consultants/contractors, oil service companies*) a transferirem conhecimento e realizar cooperações e joint venture com fornecedores locais, especialmente quando houvesse

---

<sup>220</sup> Cabe destacar que o SDFI foi criado em meados da década de 1980, numa tentativa de contrabalancear o “excesso” de poder econômico ou domínio sobre o setor que a Statoil havia adquirido. Essa ação ficou conhecida como “cortando as asas” da Statoil, ao conceder ao SDFI 50% dos interesses econômicos da Statoil em campos de P&G, pipelines e outras instalações. Em 2001, uma empresa estatal, Petoro, foi criada para gerir o SDFI, que até então era administrado pela Statoil. Ainda em 2001, a Statoil foi parcialmente privatizada, mas o controle governamental foi mantido.

complementariedade<sup>221</sup>. As concessões de permissões de trabalho, que podiam ser dificultadas pelas autoridades com apoio dos sindicatos, também acabaram forçando a formação de parcerias internacionais;

- e) criar instituição que fiscalizasse o cumprimento da preferência aos fornecedores locais por parte dos operadores (*Goods and Services Office- GSO*). Apesar de não ter havido a aplicação de multas por não cumprimento, o CL realizado pelas operadoras era fiscalizado e levado em consideração nas aquisições de novas áreas para E&P;
- f) conceder campos exploratórios importantes à operadora estatal (Statoil) e estimular que esta seja uma alavanca para aumentar a participação de fornecedores locais. Esta estratégia também foi usada com duas outras operadoras nacionais privadas, Saga e Hydro, e a competição entre elas foi estimulada, gerando fortes benefícios ao desenvolvimento tecnológico (competição de cadeia produtivas verticais)<sup>222</sup>;
- g) controlar o desenvolvimento de “excessos de riquezas” (*oil revenues*) e os eventuais desequilíbrios socioeconômicos que a extração do P&G poderia gerar, implementando a política do “vá devagar” (*Go Slow Policy*), sobretudo na concessão de campos/rodadas. Havia o receio de se criar um processo inflacionário, com o excesso da renda gerada pelas atividades petrolíferas, que em conjunto com a apreciação do câmbio, decorrente das exportações do recurso natural, poderia levar a desindustrialização. Para evitar esse processo conhecido como “doença holandesa”, controlar o ritmo de produção de P&G parecia ser a melhor solução<sup>223</sup>. Essa política levava em consideração dois fatores centrais: a Noruega era uma economia pequena e as suas reservas de P&G no Mar do Norte eram grandes. A política de P&G da Noruega também objetivava conceder tempo para a indústria local ganhar a competência necessária para participar do setor de P&G, antes de novas rodadas de campos exploratórios: “*It was a period of national competence-building. The authorities wanted to develop in house expertise and capacity before new concession rounds were held. There was no concession round between 1974 and 1978 (ANDERSEN, 1993, p. 100)*”. Em

<sup>221</sup> Foi identificado que quando feito de forma não obrigatória foi mais produtivo, mas em vários casos foi mandatório para que as empresas estrangeiras ganhassem contratos.

<sup>222</sup> Em 1999 a Saga foi incorporada a Hydro e em 2007 a divisão de P&G da Hydro se fundiu com a Statoil.

<sup>223</sup> Também havia preocupação de eventuais alterações no estilo de vida e cultura norueguesa, decorrentes do desenvolvimento deste setor.

momentos de baixa de contratos de construção de plataformas, após 1975, AKER e outros fornecedores nacionais do setor, em conjunto com a Federação de Indústrias Norueguesas, pressionaram o Governo para relaxar esta política de “*Go Slow*”. Esperava-se assim, aumentar o ritmo das atividades e conseqüentemente aumentar a demanda por equipamentos e serviços offshore (LIND e MACKAY, 1980, p. 41-42). Em 1985, o ritmo de produção foi acelerado com este objetivo: “*but by 1985, the focus of policy had shifted to ensuring a stable pace of production investment, so as to stabilize the market for Norwegian suppliers* (ENGEN, 2007, p. 24);

- h) participar de forma representativa diretamente na cadeia produtiva. O governo tem participação em empresas centrais da cadeia produtiva (AKER and Kongsberg). A participação do Estado na cadeia produtiva do setor de P&G é estimada em 18%;
- i) estimular, durante o período de construção da cadeia produtiva, que grandes contratos fossem desmembrados em pacotes menores, favorecendo a participação de empresas de pequeno e médio porte e ou em áreas com concentração de pequenas empresas (atualmente no norte da Noruega);
- j) criar programa para integrar toda a cadeia produtiva para estimular a redução ou evitar o desenvolvimento de altos custos das atividades petrolíferas (NORSOK), quando ocorrer;
- k) estimular a competitividade e internacionalização da cadeia produtiva ao longo dos anos;
- l) analisar detalhadamente e de forma regular o desempenho dos fornecedores locais quanto à sua competitividade. Destaca-se adicionalmente que, entre 1973 e 2003, agência governamental mensurava a empregabilidade da cadeia produtiva de P&G;
- m) coordenar as ações de capacitação do setor nos diferentes níveis;
- n) fortalecer empresas de engenharia locais (Norwegian Petroleum Consultant – NPC). A firma foi fundada em 1975, a partir da fusão de 10 das maiores empresas de engenharia da Noruega. A Statoil deu suporte à criação da NPC e estimulou a formação de parcerias (*joint ventures*) com empresas internacionais renomadas do setor de P&G (Brown & Root, Bechtel, etc), para que ganhasse experiência. Outras importantes empresas de engenharia, como AKER, KVAERNER e

KONGSBERG, também foram favorecidas em contratos e tiveram apoio para formação de parcerias internacionais. Skogli (1998) identificou 150 firmas de consultoria/engenharia offshore empregando 7.500 pessoas;

- o) orientar os recursos de P,D&I para pesquisa aplicada e desenvolvimento experimental. Historicamente 80% dos recursos para P,D&I da Noruega tiveram esse destino;
- p) favorecer e estimular a escolha de tecnologias locais que fossem economicamente viáveis (plataformas com base/estrutura de concreto ou *Condeep Platforms*). As Condeep eram tão inovadoras e rentáveis economicamente que também foram utilizadas na plataforma continental britânica, em bases comerciais. Essas plataformas de base de concreto representaram um ponto de ruptura na inovação e no fornecimento da indústria local no setor de P&G;
- q) estimular a rivalidade entre as operadoras nacionais (Saga, Hydro e Statoil) pelo desenvolvimento da cadeia produtiva local (competição de cadeias produtivas verticais). Essa competição foi importante para desenvolvimentos tecnológicos na cadeia produtiva, tal como no segmento *subsea* e mercado, por exemplo, pelas parcerias Statoil/FMC, Hydro/Aker Kvrerner, e Saga/ABB;
- r) continuar estimulando o desenvolvimento do setor e da cadeia produtiva, mesmo após a legislação de conteúdo local ser terminada (1994), estimulando a formação de *clusters*<sup>224</sup>, internacionalização<sup>225</sup> e inovação das empresas<sup>226</sup>.

Mesmo com todo esse robusto conjunto de ações, a Noruega também apresentou alguns problemas e desafios no desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G, sendo alguns semelhantes aos que temos hoje no Brasil. Entre estes problemas e desafios na Noruega destaca-se (MEDEIROS, 2015a; RYGGVIK, 2013; VATNE, 2000; SASSON; BLOMGREN, 2011):

- a) não ter mão de obra com a qualificação requerida a tempo para projetos, em determinados momentos, como no início dos anos 80, o que prejudicou a política

---

<sup>224</sup> Os principais clusters diretamente relacionados ao setor de P&G são: NCE Subsea, NCE Maritime (foco em barcos de apoio) e NCE NODE (foco em engenharia offshore e de sondas), entre outros que trabalham mais transversalmente com esta indústria.

<sup>225</sup> Hoje as organizações INTSOK e o Innovation Norway trabalham fortemente para internacionalização das empresas fornecedoras da cadeia produtiva de P&G.

<sup>226</sup> Hoje a P&D é estimulada através de vários canais e organizações na Noruega e a maioria relaciona-se com fornecedores: The SkatteFUNN policy para toda as industriais; Innovation Norway; SIVA; Research Council of Norway (RCN); PETROMARKS e DEMO 2000 (SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 72).

para favorecer fornecedores locais, aumentando os custos e ainda provocando atritos com outros setores, ao atrair seus profissionais;

- b) trabalho ter de ser “quebrado” e refeito, como solda, devido a problemas na adaptação das competências industriais para a construção offshore, e, portanto, acarretando ineficiências;
- c) atraso na entrega de equipamentos e serviços, em parte devido aos problemas acima mencionados e em outros casos devido ao gerenciamento de projetos ineficientes;
- d) sobrecusto dos fornecedores locais, tendo diferentes níveis, dependendo do segmento analisado. Em geral foi de 10% o sobrecusto do fornecimento local, com exceções abertas por meio de intervenções políticas ou em contratos com maior conteúdo tecnológico (RAMM, 2001). Plataformas do tipo jaqueta (de metal) e contratos de módulos, pelo menos até 1980, normalmente não eram competitivos internacionalmente, ao passo que serviços marítimos e fabricação de plataformas com estrutura de concreto eram. Destaca-se três formatos principais de contratação de fornecedores: a) competição aberta internacionalmente; b) competição aberta a empresas norueguesas; c) escolha de fornecedor sem competição. Cabe frisar a compensação que as operadoras tinham ao usarem fornecedores locais: “As a compensation for these regulations, foreign (and Norwegian) oil companies do not pay for the license (e.g. using auction) to explore for or produce petroleum in the Norwegian sector. Further, the high windfall tax in the end makes the State pay most of the bill for whatever the extra cost would be incurred in using national companies as suppliers (VATNE, 2000, p. 3).”;
- e) atrasos e sobrecustos em geral no desenvolvimento de projetos de E&P de campos de P&G, atrasando conseqüentemente a extração destes recursos minerais;
- f) problemas nas cooperações e joint ventures de empresas locais com estrangeiras, quando feito de forma mandatória;
- g) forças políticas internas indo contra as ações para desenvolver a indústria local (armadores e indústria pesqueira, por exemplo) ao longo do tempo e por diferentes motivos;
- h) investimentos improdutivos realizados pelas operadoras internacionais, tentando agradar as autoridades e pensando em facilitar o acesso a novos campos

exploratórios, quando não devidamente guiado e acompanhado de perto pelo governo;

- i) importantes empresas locais em diferentes elos da cadeia produtiva terem dificuldades financeiras, falindo e ou sendo adquiridas ou se fundindo com outras ao longo do tempo e por diferentes motivos (empresas de navegação, operador privado – SAGA, consórcios de empresas – OIS, KVARNER);
- j) empresas locais serem adquiridas por multinacionais. Alguns autores não classificam isso necessariamente como algo ruim, pois pode facilitar que as empresas locais pequenas acessem canais comerciais internacionais e/ou desde que os centros de P&D das empresas adquiridas se mantenham no país, como ocorreu com o segmento subsea (SASSON; BLOMGREN, 2011).

Existem algumas peculiaridades do desenvolvimento do setor de P&G da Noruega que dificilmente devam ocorrer novamente (tanto internamente em outros países, quanto externamente), tendendo a tornar mais difícil a adaptação das políticas industriais lá implementadas. Nesse sentido, Al-Kasim (2006, p. 144) afirma: “As such they [Policies and solutions] are not directly applicable to other countries”. Alguns maiores destaques nesse sentido são (MEDEIROS, 2015a):

- a) indicadores socioeconômicos positivos e estáveis anteriores ao desenvolvimento da indústria de P&G, que ajudaram em inúmeras maneiras, tais como facilitar o ajuste num relativo curto espaço de tempo da competência educacional em diferentes níveis (secundário e terciário), estimulando a atração e parcerias de empresas e institutos de pesquisa locais com empresas estrangeiras e, talvez ainda mais importante, ter tranquilidade de estruturar institucionalmente o setor e conduzir o seu desenvolvimento sem pressa;
- b) operadoras internacionais pressionadas a acessar novas reservas de P&G (havam recém sido expulsas de países do Oriente Médio, num movimento de nacionalização de reservas), num cenário de alto preço do barril (dois choques de petróleo, em 1973 e 1979), e, portanto, mais suscetíveis a aceitar forte barganha do governo norueguês para que treinassem a indústria local em diferentes níveis da cadeia produtiva e transferir tecnologias;
- c) estabilidade/consenso político. Não promover grandes mudanças nos pontos centrais da PI para desenvolver o setor de P&G, quando a oposição eventualmente

ganhar as eleições, como, por exemplo: na gestão da operadora estatal (Statoil) e da agência reguladora do setor (NPD), na política de contratação de fornecedores (conteúdo local) e no documento base que alicerçou a construção das políticas (*'The Ten Commandments on Oil Policy'*). O primeiro presidente da Statoil, Arve Johnsen, ficou no cargo de 1972 até 1988 – portanto, permaneceu na gestão da companhia mesmo depois de a oposição vencer as eleições no início dos anos 80. Johnsen deixou a presidência da Statoil em decorrência de escândalo de altos sobrecustos na extensão de uma refinaria (Mongstad). O primeiro diretor-geral da agência reguladora do setor de P&G (Norwegian Petroleum Directorate –NPD), Fredrik Hagemann, permaneceu no cargo desde a sua criação, em 1972, até sua aposentaria em 1996. Portanto, sua gestão na prática foi mais longa que todo o período formal de PI para o setor (1972-1994). A política de CL permaneceu sendo implementada na década de 80.

- d) baixo nível de desenvolvimento tecnológico mundial de E&P de P&G offshore, logo facilitando novos entrantes;
- e) competência industrial (incluindo em P&D) em áreas-chave correlacionadas ao setor de P&G: indústria da mineração (geologia), marítima (diversos estaleiros espalhados ao longo da costa e suas tradicionais cadeias de suprimento), de processo (a indústria de fertilizantes, papel e celulose e de alumínio, por exemplo, dispunham de engenheiros de processos para atender mudanças tecnológicas, de alguma maneira comparáveis com os encontrados na indústria de P&G), engenharia civil acostumada a grandes projetos (represas/hidroelétricas) e indústria mecânica;
- f) armadores com experiência em contratos internacionais (investimentos grandes e com alto risco) e representatividade destacada na marinha mercante mundial;
- g) mão de obra acostumada a atividades marítimas;
- h) funcionários públicos com forte experiência em regular outras indústrias de recursos naturais, tais como mineração, pesca e hidroelétricas;
- i) ótima formação geofísica das reservas/reservatórios de P&G;
- j) capacidade da operadora estatal de arcar financeiramente com o desenvolvimento da cadeia produtiva local (incluindo os sobrecustos e efeitos indiretos), tendo os custos da fase exploratória pagos por operadoras internacionais no período inicial;

- k) fortes movimentos sindicais trabalhando de forma alinhada com associações de empregadores e empresas locais, para assegurar a maior participação de trabalhadores locais e controle dos aumentos salariais (bom para a estabilidade do setor e da economia como um todo);
- l) fortes requisitos de segurança contribuindo para o desenvolvimento de novas tecnologias no setor;
- m) formação de consórcios de empresas locais, os quais são capazes de competir com empresas estrangeiras internacionais consolidadas (*Oil Industry Services (OIS)* ou *Offshore Industries Services* e *Norwegian Contractors (NC)*);
- n) cenário mundial contribuindo para o fim das políticas protecionistas quando a indústria estava já madura (a Noruega aderiu a Comunidade Econômica Europeia – CEE em 1994, abolindo a partir de então a legislação formal de CL e dos acordos de tecnologias, visando transferência de *know-how*);
- o) durante os anos 90, os fornecedores noruegueses focaram mais em áreas intensas em tecnologias mais próximas às tecnologias centrais da indústria de petróleo, deixando, portanto, a construção de plataformas, sondas e produção de navios migrar gradualmente para fora do país. Exemplo desta tendência é a relação de fornecimento dos projetos do campo de Goliath da operadora italiana ENI. A construção das estruturas offshore está sendo realizada na Coreia do Sul, mas com conteúdo norueguês de aproximadamente 65%;
- p) aparentemente a indústria local não dependeu muito de mecanismos de financiamento especiais (subsídios) para adaptar seus bens e serviços para atender às exigências da indústria de P&G.

O quadro 4.17 sintetiza as principais semelhanças e diferenças das ações de PI implementadas na Noruega e no Brasil para desenvolver a cadeia produtiva de P&G, bem como algumas das particularidades existentes em cada país.



**Quadro 4.17 - Comparação das políticas industriais para desenvolver setor de P&G na Noruega e Brasil**  
(continua)

<b>Noruega</b>	<b>Brasil</b>
<p>Separar o papel dos principais atores do Governo responsáveis pelo desenvolvimento da indústria de P&amp;G: Ministério do Petróleo, agência reguladora (NPD), operadora estatal (Statoil), órgão responsável pelos interesses econômicos do Governo no setor (SDFI). Em meados da década de 80, o poder econômico da Statoil foi diminuído ao ter 50% dos seus interesses econômicos em campos, pipelines e demais estruturas repassados ao SDFI.</p>	<p>Também separou o papel dos principais atores responsáveis pelo desenvolvimento da indústria de P&amp;G: MME, CNPE, ANP, MDIC, Petrobras, PPSA. Pode-se dizer que a criação da PPSA é semelhante à criação do SDFI. Entretanto, o Prominp, mesmo sendo um programa federal, na prática é gerido pela Petrobras.</p>
<p>Usar as rodadas de concessões de campos exploratórios para estimular a participação da indústria local no setor de P&amp;G – estimular operadoras a comprar mais bens e serviços locais por meio de regra de conteúdo local formal (artigo ou parágrafo 54), no início do desenvolvimento do setor (1972).</p> <p>O Governo era informado previamente pelos operadores quais empresas seriam convidadas a disputar contratos para valores altos (acima de US\$ 150.000), tendo o direito de incluir empresas norueguesas na lista e inclusive influenciar a decisão do ganhador.</p> <p>O CL era medido como valor líquido em mão de obra e valores monetários.</p> <p>As operadoras também forneciam, por meio de relatórios ao final do ano, informações complementares sobre o percentual de contratação de empresas norueguesas, incluindo os contratos de menor valor (abaixo de US\$ 150.000). As informações do conteúdo local norueguês total também eram usadas como um dos critérios nas próximas tentativas de aquisição de campos exploratórios pelas operadoras.</p> <p>As operadoras também tinham que avisar duas vezes ao ano ao ministério do petróleo sobre futuras contratações a serem realizadas. O ministério repassava essas informações os fornecedores locais noruegueses. Assim, as empresas fornecedoras norueguesas tinham mais tempo para se preparar para os bids de bens e serviços que as empresas estrangeiras.</p> <p>Apesar de não ter se encontrado muitos registros sobre meta de CL, pelo menos um relatório governamental (NORWAY. MPE, 1980, p. 55) e Al-Kasim (2006, p. 61) fazem clara referência à meta de CL global de 75%.</p> <p>Esta ação formal teve de ser encerrado quando a Noruega aderiu a CEE.</p>	<p>Também usa as rodadas de concessões de campos exploratórios para estimular a participação das empresas locais no setor de P&amp;G (Regra de Conteúdo Local formal). O conteúdo local é usado como um dos critérios para ganhar campo apenas na rodada presente (regime de concessão). Existe a definição formal do peso do CL para ganhar um campo, durante o processo de licitação. Entretanto, no Brasil o CL é comprovado por meio de certificado emitido por terceira parte e multas são aplicadas em caso de não cumprimento. O conteúdo local também é dividido em itens e subitens, e nas fases de exploração e desenvolvimento da Produção.</p> <p>O CL existe no Brasil desde a primeira rodada, mas pode-se dizer que sua aplicação se tornou mais evidente a partir da quinta rodada, quando seu peso foi aumentado e foram estabelecidas exigências mínimas. A aplicação das multas ter começado a partir da 5ª rodada ajuda a evidenciar isso.</p> <p>Os contratos da Cessão Onerosa e do Regime de Partilha também têm cláusula de CL.</p>

(continua)

<p>Usar as rodadas de concessões de campos exploratórios para estimular o desenvolvimento tecnológico da indústria local de P&amp;G: forçar e estimular a transferência de tecnologias para a indústria local e instituições de pesquisas e treinar noruegueses e empresas locais, em diferentes níveis da cadeia produtiva.</p> <p>Na 4ª rodada as operadoras foram exigidas que pelo menos 50% dos gastos em P&amp;D das fossem empregados na Noruega.</p> <p>Os esforços das operadoras em desenvolver P&amp;D relacionado ao setor de P&amp;G, junto a empresas e institutos de pesquisa noruegueses, eram recompensados na próxima rodada (<i>good will points</i>). Esta ação formal também teve de ser encerrada em 1994, quando a Noruega aderiu a CEE.</p>	<p>Obrigações das operadoras de aplicação de 1% das receitas dos campos de alta produção ou rentabilidade em P&amp;D no Brasil, podendo 50% ser aplicado dentro da própria empresa e 50% em P&amp;D em instituições credenciadas para tal fim na ANP.</p> <p>Aparentemente, as cooperações das operadoras ocorrem mais com os institutos de pesquisas e universidades no Brasil (Cláusula de P&amp;D).</p> <p>Está sendo avaliada pela ANP, a flexibilização das regras para acesso os recursos de P&amp;D, para aumentar as oportunidades das empresas da cadeia produtiva conseguirem utilizá-los, favorecendo o desenvolvimento tecnológico.</p>
<p>Forçar e estimular EPCistas e empresas de serviços globais internacionais (<i>foreign contractors</i>) a transferir conhecimento e realizar cooperações e joint ventures com fornecedores locais, especialmente quando houvesse complementariedade. Houve maior produtividade quando feito de forma não obrigatória, mas várias vezes o processo ocorreu de forma mandatória.</p>	<p>Programas do governo federal apoiam internacionalização e parcerias internacionais na cadeia produtiva. Entretanto, em geral, são programas de curta duração e/ou que não têm seus relatórios de avaliação dos resultados publicamente divulgados. Não identificou-se registros de que empresas estrangeiras tenham sido forçadas a realizar parcerias com empresas locais, de forma a favorecer que ganhassem contratos.</p>
<p>Criar instituição que fiscalizasse o cumprimento da preferência aos fornecedores locais por parte das operadoras (<i>Goods and Services Office - GSO</i>).</p>	<p>A coordenadoria de Conteúdo Local (CCL) da ANP presta serviço semelhante de fiscalização do cumprimento do CL mínimo e/ou assumido nos contratos. Diferencia-se pela aplicação de multa em caso de não cumprimento.</p>
<p>Conceder campos exploratórios importantes à operadora estatal (Statoil) e estimular para que esta seja uma alavanca capaz de aumentar a participação de fornecedores locais. Esta estratégia também foi usada com outras duas operadoras nacionais privadas (Saga e Hydro).</p> <p>O estímulo a competição (de cadeias produtivas verticais) destas três operadoras se mostrou benéfico ao desenvolvimento de fornecedores, em especial na parte tecnológica.</p>	<p>Aparentemente, tal ação não foi implementada no Brasil, uma vez que as operadoras privadas nacionais não têm ou não tiveram privilégios na concessão de campos, tal como ocorreu na Noruega.</p> <p>A Petrobras teve a cessão de 5 bilhões de barris de Petróleo por meio do contrato de Cessão Onerosa e foi atribuída a operadora única do Pré-Sal, com no mínimo de 30% de participação nos campos, no regime de partilha. Em ambos os contratos e regimes de produção existem obrigações de cumprimento de índices de CL.</p>

(continua)

<p>A política do “Vá devagar” (<i>Go Slow Policy</i>). Tentar controlar o ritmo de produção de P&amp;G e, conseqüentemente, a geração de riquezas (<i>oil revenues</i>), evitando desequilíbrios socioeconômicos estruturais, processo inflacionário, desindustrialização/doença holandesa, bem como conceder tempo para que a indústria local se prepare para ingressar no setor. Acelerar as atividades exploratórias para aumentar a demanda de equipamentos e serviços, quando a contratação destes estiver em baixa, tentando manter o nível de investimentos estável.</p> <p>As primeiras rodadas de concessões tiveram espaçamento de alguns anos.</p> <p>A partir de 2000 existem leilões regulares anualmente para áreas maduras (APA).</p>	<p>Apesar de o Brasil ter ficado sem rodadas por quatro anos seguidos (2009 a 2012), não se tem conhecimento das razões que levaram a tal fato. Chama atenção que esse período tenha sido após a descoberta do Pré-Sal (2006). Em 2010 ocorreu a assinatura do contrato de Cessão Onerosa e a implementação da lei que regula o regime de Partilha de Produção, ambos referentes ao Pré-Sal. Possivelmente o governo/CNPE utilizou esse tempo sem rodadas para repensar a política energética do Brasil, tendo em vista a descoberta do Pré-Sal. Segundo ANP (2011), o regime de partilha, ao permitir o controle do ritmo da produção de P&amp;G, deve evitar a doença holandesa.</p>
<p>Participar de forma representativa e diretamente do em empresas centrais da cadeia produtiva (30% da AKER e 50% da Kongsberg).</p>	<p>Não se tem conhecimento de participação do governo diretamente em grandes empresas da cadeia produtiva por meio de participação acionária representativa. Entretanto, possivelmente o BNDES e/ou os fundos de pensão de estatais tenham participação acionária em empresas do setor de P&amp;G no Brasil.</p>
<p>Estimular que grandes contratos fossem desmembrados em pacotes menores, favorecendo inicialmente a participação de empresas de pequeno e médio porte e/ou em áreas com concentração de pequenas empresas (atualmente no norte da Noruega).</p>	<p>Acredita-se que no Brasil ações semelhantes foram implementadas ao separar os contratos de construção de plataformas, por exemplo, entre cascos e integração dos módulos. A Fábrica da IESA, em Charqueadas/RS, por exemplo, era especializada em fabricação de módulos, os quais seriam integrados às plataformas (IESA, 2012).</p>
<p>Criar programa para integrar toda a cadeia produtiva a fim de estimular a redução ou evitar o desenvolvimento de altos custos das atividades petrolíferas (NORSOK), quando ocorrerem.</p>	<p>Um programa para estimular a integração da cadeia produtiva foi implementado (“A Rede para a Melhoria da Gestão para o Desenvolvimento Nacional da Cadeia de Fornecedores e Bens e Serviços da Petrobras”), mas aparentemente foi terminado sem que houvesse uma avaliação dos seus resultados. O Portal de Oportunidades do Prominp também objetiva a integração da cadeia produtiva, mas não se tem conhecimento dos resultados efetivos.</p>
<p>Analisar em detalhe e de forma regular o desempenho dos fornecedores locais quanto à sua competitividade. Pelo menos duas vezes (1980 e 1999) a Noruega realizou grandes e detalhados estudos para estimar os custos de produção local, averiguando seu nível de competitividade e razões para problemas e ou eventuais sobrecustos.</p>	<p>Não se tem conhecimento de estudos semelhantes realizados no Brasil, por parte do governo, no mesmo nível de detalhe. O melhor documento nesse sentido, o qual apontou algumas estimativas de sobrecustos na fabricação de plataformas e navios no Brasil, foi feito por De Negri et al. (2011), com dados fornecidos pela Petrobras dos seus fornecedores (“O Poder de Compras da Petrobras”). Cabe ressaltar também os estudos de competitividade desenvolvidos pelo Prominp e pela ONIP.</p>

(conclusão)

<p>Coordenar as ações de capacitação do setor nos diferentes níveis. Destaca-se que a Noruega já dispunha de estaleiros ao longo da costa, com suas cadeias de fornecedores também estabelecidas, e representativo contingente de mão de obra, a qual estava acostumada a trabalhos marítimos.</p>	<p>O governo também coordena as capacitações no setor, com destaque para o trabalho realizado pelo Prominp. A diferença talvez esteja no fato de o Brasil ter tido de treinar um grande volume de pessoas (quase 100 mil) em dez anos, e em 185 especialidades diferentes. Observa-se que a mão de obra nos estaleiros brasileiro em 1998 era de pouco menos de 2 mil profissionais, ao passo que em 2014 esse número aumentou para mais de 82 mil.</p>
<p>Fortalecer empresas de engenharia locais específicas (Norwegian Petroleum Consultant – NPC, Aker, Kvaerner e Kongsberg).</p>	<p>Apesar de haver estímulos nas rodadas de licitações para que as operadoras desenvolvam empresas de engenharia no Brasil, aparentemente a medida ainda não teve o resultado esperado. A indústria naval foi reerguida, mas não escolheu de campeões.</p>
<p>Historicamente, 80% dos recursos para P,D&amp;I da Noruega foram destinados à pesquisa aplicada e desenvolvimento experimental (FIEB, 2015, p. 27).</p>	<p>Dos quase R\$ 10,5 bilhões gerados para P&amp;D no setor de P&amp;G no Brasil (cláusula de P&amp;D), aproximadamente R\$ 4,5 bilhões já foram aplicados por meio de autorização prévia, sendo gastos 50% em infraestrutura laboratorial e 40% em recursos humanos. Esses dados devem ajudar a explicar os resultados em inovação na cadeia produtiva do setor de P&amp;G abaixo do esperado no Brasil.</p>
<p>Consenso/estabilidade político significativo em relação a questões centrais na política do setor de P&amp;G. Não promover grandes mudanças na gestão da operadora estatal (Statoil) e da agência reguladora (NPD), na política de contratação de fornecedores (conteúdo local) e dos mandamentos (<i>'The Ten Commandments on Oil Policy'</i>) que serviram como alicerce para as políticas do setor, quando a oposição ganhar as eleições.</p>	<p>Em princípio, no Brasil, quando a oposição ganha as eleições, ocorre a troca de presidentes de empresas estatais, e/ou controladas pelo governo, tal como a Petrobras, órgãos reguladores e algumas políticas do governo anterior são ignoradas, independentemente de sua qualidade ou resultado.</p>
<p>Continuar estimulando o desenvolvimento do setor e da cadeia produtiva, mesmo após a legislação de conteúdo local ser terminada (1994): estimulando a formação de clusters, internacionalização e inovação das empresas. O CL na Noruega foi terminado de forma direta em 1994, isto é, não teve um término gradativo.</p>	<p>A legislação de CL no setor de P&amp;G no Brasil está vigente desde 1999, mas não se identificou referências ou discussões quanto a um eventual término.</p>

Fonte: Elaboração própria.

A despeito dessas particularidades do desenvolvimento da indústria de P&G norueguesa e das diferenças com o Brasil, concorda-se com Al-Kasim (2006, p. 144):

The positive circumstances enjoyed by Norway compared with most producing countries do not however preclude it from making a substantial contribution to resource management on a global scale. At least some of the solutions pursued by

Norway can be relevant to other countries provided they are adapted to local conditions and objectives.

#### **4.5 Conclusão:**

O aumento dos investimentos no setor de P&G no Brasil, em conjunto com as políticas industriais implementadas, têm conseguido importantes resultados no desenvolvimento desta cadeia produtiva. A abertura do mercado para E&P de P&G, em 1997, contribuiu para esse crescimento nos investimentos do setor, permitindo que outras 88 operadoras entrassem no mercado brasileiro. A descoberta de grandes reservas de P&G no Pré-sal em 2006, colocou o Brasil em outro patamar no cenário mundial do setor.

Aproximadamente 50% das 89 operadoras presentes no Brasil são estrangeiras e o restante nacionais. As operadoras nacionais são, em geral, de médio e pequeno porte, concentrando sua atuação em campos *onshore* (terra) e/ou em campos marginais. A Petrobras segue sendo a principal empresa de Petróleo do país.

Com a abertura do mercado, os campos exploratórios passaram a ser licitados, majoritariamente sobre o regime de concessão, em rodadas organizadas pela ANP. Foram criadas cláusulas de conteúdo local e de P&D, visando ao desenvolvimento do setor de P&G no país. Os contratos assinados referentes a E&P nas áreas do Pré-sal, Cessão Onerosa e Partilha de Produção, também têm metas de CL e cláusula de P&D. A partir de então, as operadoras de petróleo passaram a ter de cumprir com o CL acordado e/ou mínimo exigido, sob pena de multas por não cumprimento. O peso do conteúdo local para decidir o ganhador destes processos licitatórios, a forma de mensurá-lo, bem como das multas por não cumprimento de CL, evoluíram ao longo dos anos. Entretanto, aparentemente ainda existe espaço para melhorias nessas questões.

Até pelo menos 24/04/2015, 12 operadoras já foram multadas 86 vezes por não cumprimento de CL acordado e/ou mínimo exigido, totalizando um valor de R\$ 315.218.012,42. Como as multas foram pagas majoritariamente com desconto, geraram R\$ 222.441.101,26 aos cofres da União. Mais de 90% dessas penas foram relativas à fase de exploração de P&G na 5ª e 6ª rodada. Cabe destacar que em nestas rodadas o conteúdo local foi o critério de maior peso para decidir o ganhador dos campos exploratórios, e que não existiam limites máximos. Aparentemente, esses fatos acabaram levando as operadoras a assumirem índices de CL irrealistas, de forma a tentar garantir acesso aos campos exploratórios de P&G. Entende-se que mesmo com número expressivo de multas geradas, por

não cumprimento de CL, estas não necessariamente significam que a indústria nacional não tem capacidade de atendimento.

Cabe frisar que, até o momento, apenas a fase de exploração teve o CL analisado, e até a 9ª rodada. Portanto, ainda falta analisar CL até a 12ª rodada na fase de exploração e em todas as 12 rodadas na fase de DP. Dessa forma, entende-se que o volume das multas pode aumentar substancialmente quando se analisar a fase de DP, sobretudo na 5ª e 6ª rodada, e pelos mesmos motivos já apresentados. Entende-se que os recursos gerados por essas multas deveriam ser aplicados em projetos para desenvolver a cadeia produtiva de P&G e/ou financiar programas já existentes com este intuito, tal como o Prominp, por exemplo.

Destaca-se alguns pontos positivos referentes ao atual estágio de desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G no Brasil:

- a) houve aumento expressivo do número de fornecedores do setor de P&G. Em 1998, a Petrobras tinha 1.859 fornecedores (com mais de 30 funcionários), e em 2007 esse número aumentou para 3.407;
- b) a construção naval foi reerguida, saltando de pouco menos de 2 mil pessoas empregadas em 1998, para mais de 82 mil pessoas empregadas em 2014 em 41 estaleiros;
- c) fornecedores globais da cadeia produtiva do setor de P&G se instalaram no país (em parceria ou individualmente);
- d) estaleiros e empresas em geral da cadeia produtiva realizaram parcerias internacionais com firmas estrangeiras;
- e) operadoras internacionais, fornecedores globais e institutos de pesquisa internacionais do setor de P&G instalaram centros de P&D no país;
- f) mais de 596 unidades de pesquisa de 112 instituições já foram credenciadas na ANP e estão aptas para acessar as verbas de P&D do setor de P&G;
- g) mais de R\$ 10 bilhões já foram gerados para P&D no setor, decorrentes da cláusula de P&D, que obriga os concessionários a aplicar no país 1% do faturamento dos campos de alta produção ou rentabilidade em P&D.

Outras ações para desenvolver o setor de P&G foram adotadas por meio de políticas industriais multisetoriais adotadas no Brasil, como a PDP e o PBM. Estas ações, apesar de importantes para fortalecer o desenvolvimento do setor, apresentaram algumas falhas e inconsistências na definição do horizonte temporal e/ou das metas. A PDP, por exemplo,

estabeleceu algumas metas em cima de indicadores sobre os quais não tinha controle, e o resultado só era divulgado após o término da própria política, como o objetivo de aumentar para 1% a participação na marinha mercante mundial.

Algumas ações para estimular a internacionalização da cadeia produtiva também aparentam ter sofrido problemas na definição do horizonte temporal (muito curto), além de terem sido encerradas sem a devida avaliação dos resultados alcançados, ao menos de forma pública. “A Rede para a Melhoria da Gestão para o Desenvolvimento Nacional da Cadeia de Fornecedores e Bens e Serviços da Petrobras”, criada no âmbito da PDP, também foi encerrada provavelmente sem a devida avaliação, com a publicação de relatório com os resultados alcançados.

Apesar dos avanços no desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G no Brasil, acima citados, ainda persistem desafios a serem superados e oportunidades de aumentar o fornecimento de empresas locais. Destaca-se que as plataformas, navios e alguns grandes equipamentos do setor ainda enfrentam problemas de sobrecustos e atrasos. Outros desafios que se colocam são: a construção de consenso sobre a estrutura da cadeia produtiva do setor de P&G no Brasil, uma vez que favoreceria melhor precisão das políticas industriais; e melhorar o aproveitamento da aplicação dos recursos de P&D em resultados práticos em inovações em serviços, produtos e processos.

Aparentemente as políticas industriais do setor de P&G no Brasil já levam em consideração a experiência norueguesa no setor de P&G (ABDI, 2011a). Entretanto, a análise do bem-sucedido desenvolvimento do setor de P&G na Noruega demonstrou que ainda existem lições importantes a serem aprendidas na confecção e implementação de PI neste setor no Brasil. Apesar do êxito, a Noruega também passou por alguns problemas semelhantes ao Brasil no desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G, como sobrecustos, atrasos nas entregas dos fornecedores, falta de mão de obra qualificada, e em projetos de E&P de P&G em geral.

Parte do sucesso norueguês no setor de P&G reside no fato de ter conseguido em pouco mais de 20 anos: desenvolver operadoras nacionais (privadas e estatal), desenvolver a cadeia produtiva deste setor ampla e competitiva internacionalmente, com representativa exportação, construir *clusters* relacionados ao setor e se tornar referência também em inovação. A Noruega, além de fortalecer o seu desenvolvimento socioeconômico, ao desenvolver o setor de P&G, logrou evitar a doença holandesa e ainda criar fundo de recursos para gerações futuras.

Assim, destaca-se os principais pontos das políticas implementadas para desenvolver o setor de P&G na Noruega, os quais acredita-se que podem servir de lições ao Brasil:

- a) consenso/estabilidade político significativo em relação a questões centrais na política do setor de P&G. Não promover grandes mudanças na gestão da operadora estatal (Statoil) e da agência reguladora (NPD), na política de contratação de fornecedores (conteúdo local) e nos mandamentos (*'The Ten Commandments on Oil Policy'*) que serviram como alicerce para as políticas do setor, mesmo quando a oposição ganhar as eleições;
- b) tentar controlar o ritmo de produção de P&G (a política do “Vá devagar” ou *Go Slow Policy*, por meio das rodadas, por exemplo) e, conseqüentemente, a geração de riquezas (*oil revenues*), evitando desequilíbrios socioeconômicos estruturais na economia, processo inflacionário, desindustrialização/doença holandesa, bem como conceder tempo para que a indústria local se prepare para ingressar no setor. Por outro lado, acelerar as atividades de E&P (por meio das rodadas), aumentando a demanda por equipamentos e serviços, quando a contratação destes estiver em baixa, tentando manter assim o nível de investimentos do setor estável;
- c) usar as rodadas de concessões para estimular a participação da indústria local na indústria de P&G de forma mais eficiente, ao servir como parâmetro para as concessões futuras, mas sem o ônus e custo da certificação de conteúdo local. A Noruega utilizou mecanismos mais simples para estimular o CL, mas sem perder o controle do fornecimento local;
- d) estimular fortemente, por meio das rodadas, que operadoras internacionais transfiram conhecimento e tecnologias e trabalhem em cooperação com operadoras e institutos de pesquisa nacionais, incluindo treinarem profissionais noruegueses;
- e) estimular que EPCistas internacionais e empresas de serviços global transfiram conhecimento e realizem cooperações e joint ventures com fornecedores locais, especialmente quando houver complementariedade, mas de forma não mandatária;
- f) favorecer em alguns campos-chave operadoras nacionais, mas estimular a competição entre estas para fortalecimento do uso de bens e serviços nacionais (competição entre cadeias produtivas verticais). Este foi um dos fatores



determinantes para alto grau de inovação da cadeia produtiva de P&G da Noruega;

- g) forte participação do Estado em fornecedores centrais da cadeia produtiva (AKER e Kongsberg), contribuindo para que a geração de tecnologia no setor fique no país;
- h) estimular que grandes contratos sejam desmembrados em pacotes menores, durante a fase inicial de desenvolvimento da cadeia produtiva, favorecendo a participação de empresas de pequeno e médio porte e/ou em áreas com concentração de pequenas empresas (atualmente no norte do país);
- i) desenvolver programa para integrar toda a cadeia produtiva, a fim de estimular a redução ou evitar o desenvolvimento de altos custos das atividades petrolíferas, a exemplo do NORSOK;
- j) analisar em detalhe e de forma regular o desempenho dos fornecedores locais quanto à sua competitividade e empregabilidade;
- k) fortalecer o desenvolvimento empresas de engenharia locais (NPC, AKER, kvaerner e Kongsberg);
- l) focar majoritariamente os recursos de P&D para pesquisa aplicada e desenvolvimento experimental (FIEB, 2015), favorecendo assim o desenvolvimento de tecnologias que serão úteis ao mercado;
- m) continuar trabalhando para o desenvolvimento do setor de P&G e da cadeia produtiva, mesmo após a legislação de conteúdo local ser formalmente terminada (1994), estimulando a formação de *clusters*<sup>227</sup>, internacionalização<sup>228</sup> e inovação das empresas<sup>229</sup>.

Em que pese o Brasil aparentemente estar adotando ações de PI para o setor de P&G semelhantes às adotadas na Noruega, algumas diferenças tornam o exercício de lições aprendidas um grande desafio, para um país rico em recursos naturais, mas carente de políticas públicas sustentáveis. Algumas destas principais diferenças ou particularidades são

---

<sup>227</sup> Os principais clusters que se destacam são: NCE Subsea, NCE Maritime (foco em barcos de apoio) e NCE NODE (foco em engenharia offshore e de sondas), entre outros que trabalham mais transversalmente com a indústria de P&G.

<sup>228</sup> As organizações INTSOK e o Innovation Norway trabalham fortemente para internacionalização das empresas fornecedoras da cadeia produtiva de P&G.

<sup>229</sup> Atualmente P&D é estimulado através de vários canais e organizações na Noruega e a maioria relaciona-se com fornecedores: The SkatteFUNN policy para toda as indústrias; Innovation Norway; SIVA; Research Council of Norway (RCN); PETROMARKS e DEMO 2000 (SASSON; BLONGREN, 2011).

as condições pré-existent na Noruega, tanto socioeconômicas, incluindo culturais e políticas, bem como o cenário mundial do setor favorável à adoção de PI forte e consistente.

Algumas ações de intervenção do Estado implementadas na Noruega durante a construção do setor de P&G poderiam esbarrar hoje em questionamentos pela OMC e pela Comunidade Econômica Europeia - CEE. De todo modo, identificou-se que, quando as parcerias internacionais no setor de P&G da Noruega foram desenvolvidas levando em consideração a complementariedade de tecnologias e/ou conhecimento, de forma não mandatória, acabaram sendo mais produtivas.

Decorridos quase 20 anos de políticas industriais para desenvolver a cadeia produtiva de E&P de P&G no Brasil, e apesar dos avanços, desafios importantes a serem superados ainda persistem. Entende-se que ações de melhorias e aperfeiçoamento nas políticas industriais no Brasil podem e devem continuar sendo feitas, analisando as próprias falhas, bem como comparando com experiências de países bem-sucedidos, como a Noruega. Nesse contexto, cita-se como exemplo aumentar os estímulos para desenvolver segmentos da cadeia produtiva que têm melhor custo benefício, tal como empresas de engenharia básica ou de detalhamento.

Deve-se levar em conta o atual cenário mundial do setor, com o preço do barril de petróleo em baixa e outros importantes mercados no setor de P&G, como o mexicano, que recém foi aberto e tem índice de CL bem menor do que o exigido no Brasil. O cenário atual internacional do setor tende a reduzir a atratividade do mercado brasileiro, levando operadoras a pressionarem o governo para promover mudanças na atual política de CL e retirar da Petrobras a condição de operadora única do Pré-Sal. Por mais importantes que sejam as políticas industriais para desenvolver uma cadeia produtiva, deve-se ter em mente que os custos e desafios a serem superados não devem ser tão grandes, a ponto de mudar a decisão do investimento das operadoras no país, tal como alerta Martínez Prieto (2014).

Também é relevante melhorar o monitoramento do estágio de desenvolvimento da cadeia produtiva e dos resultados das ações diretas para desenvolvimento do setor, identificando e mensurando eventuais sobrecustos, atrasos e problemas de qualidade de bens e serviços fornecidos e a origem destes problemas. Complementarmente, se faz necessário maior atrelamento dos benefícios concedidos a progressos em indicadores de produtividade, tomando como referência métricas globais, a exemplo do que o PBM propõe para financiamento na construção naval. A competitividade deve ser estimulada antes da abertura

do mercado, isto é, do fim das políticas industriais protecionistas para o desenvolvimento do setor, tal como a cláusula de CL.

Conclui-se que o Brasil avançou no desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G em inúmeros pontos analisados, desde a quebra do monopólio do setor de P&G, em 1997. A descoberta de reservas gigantescas de P&G do Pré-Sal potencializou as oportunidades para desenvolver a cadeia produtiva do setor, a despeito dos desafios relevantes ainda a serem superados. Não obstante, as demais diferenças socioeconômicas, incluindo políticas e culturais, da Noruega, agravadas por uma atual conjuntura global do setor mais adversa, tornam o desafio do Brasil de desenvolver a cadeia produtiva do setor de P&G ampla e competitiva internacionalmente muito mais difícil do que foi para a nação nórdica.

Por fim, entende-se que novas análises devam ser feitas sobre o estágio atual de desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G do Brasil, e posteriormente reavaliações das políticas industriais, principalmente após: o maior conhecimento dos impactos da crise mundial atual do setor, provocada pela baixa acentuada do preço do barril do petróleo, e seus reflexos no Brasil - em especial na E&P das reservas de P&G do Pré-Sal - , agravados pela crise interna do setor decorrente da chamada “Operação Lava Jato”, cujos impactos econômicos e políticos aparentam não ter precedentes na história recente do país.

#### 4.6 Referências

AGÊNCIA BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL - ABDI. **Referências para a Política Industrial do Setor de Petróleo e Gás: o caso da Noruega**. Brasília: ABDI, 2011a.

\_\_\_\_\_. **Contribuições para a Política de Desenvolvimento Industrial, de Inovação e de Comércio Exterior**. Período 2011/2014. Brasília: ABDI, [2010?].

\_\_\_\_\_. Pequenas e Médias Empresas. Apoio a Inserção Internacional. **Projeto de Subvenção ABDI – SEBRAE-RJ**. Brasília: ABDI, 2011b. Disponível em: <[www.paiipme.com.br/wp-content/uploads/2011/06/SEBRAERJ.pdf](http://www.paiipme.com.br/wp-content/uploads/2011/06/SEBRAERJ.pdf)>. Acesso em: 19 mai. 2015.

\_\_\_\_\_. Notícias. **PMEs do Mercosul contarão com projetos de US\$ 7,6 mi**. [2011?]. Disponível em: <[www.abdi.com.br/Paginas/noticia\\_detalhe.aspx?i=954](http://www.abdi.com.br/Paginas/noticia_detalhe.aspx?i=954)>. Acesso em: 21 mai. 2015.

AGÊNCIA BRASILEIRA DE PROMOÇÃO DE EXPORTAÇÕES E INVESTIMENTOS – APEX BRASIL. **Vídeo Institucional Oil Brazil**. 26 set. 2011 (4:03 minutos). 2011. Disponível em: <[www.youtube.com/watch?v=qFgu00GsIBQ](http://www.youtube.com/watch?v=qFgu00GsIBQ)>. Acesso em: 19 mai. 2015.

\_\_\_\_\_. **Prestação de Contas Ordinária Anual**. Relatório de Gestão do Exercício de 2009 - 2014. Brasília: APEX Brasil, 2010 – 2015.

\_\_\_\_\_. **Projeto Brazilian Petroleum Partnerships – BPP**. 12 set. 2014. 2014. Disponível em:

<[www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwi60r-R2KnJAhUJLZAKHRFEAvIQFggcMAA&url=http%3A%2F%2Fwww2.fiescnet.com.br%2Fweb%2Frecursos%2FVUUSR05EYzBNZz09&usg=AFQjCNH4qyFPH7lucZ3n1J9jQ49HAWL1Mg&sig2=P-kAVgpWhTSHEOabn\\_-ZLw](http://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwi60r-R2KnJAhUJLZAKHRFEAvIQFggcMAA&url=http%3A%2F%2Fwww2.fiescnet.com.br%2Fweb%2Frecursos%2FVUUSR05EYzBNZz09&usg=AFQjCNH4qyFPH7lucZ3n1J9jQ49HAWL1Mg&sig2=P-kAVgpWhTSHEOabn_-ZLw)>. Acesso em: 19 mai. 2015.

ACHA, V. **Framing the Past and Future: the Development and Deployment of Technological Capabilities by the Oil Majors in the Upstream Petroleum Industry**. 2002. Thesis (PhD) - Science Policy Research Unit (SPRU), University Of Sussex, Brighton, 2002.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Brasil-Rounds. **Relação de Concessionários**. 2014a. Disponível em: <[www.brasil-rounds.gov.br/portugues/lista\\_de\\_concessionarios.asp](http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/lista_de_concessionarios.asp)>. Acesso em: 06 out. 2014.

\_\_\_\_\_. Conteúdo Local. **Apresentação**. 2015a. Disponível em:

<[www.anp.gov.br/?pg=75648&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1448134652135](http://www.anp.gov.br/?pg=75648&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1448134652135)>. Acesso em: 21 mar. 2015.

\_\_\_\_\_. Conteúdo Local. **Fiscalização de Conteúdo Local**. 2015b. Disponível em:

<[www.anp.gov.br/?pg=75115&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1429988375730](http://www.anp.gov.br/?pg=75115&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1429988375730)>. Acesso em: 24 abr. 2015.

\_\_\_\_\_. Rodadas de Licitações. **Apresentação**. 2015c. Disponível em:

<[www.anp.gov.br/?id=516](http://www.anp.gov.br/?id=516)>. Acesso em: 20 jan. 2015.

\_\_\_\_\_. Brasil-Rounds. **1ª Rodada de Licitações (1999)**. [2000?]. Disponível em:

<[www.brasil-rounds.gov.br/round1/index.asp](http://www.brasil-rounds.gov.br/round1/index.asp)>. Acesso em: 20 mar. 2012.

\_\_\_\_\_. Rodadas de Licitações. **Rodadas Anteriores**. 2015d. Disponível em:

<[www.anp.gov.br/?id=2912](http://www.anp.gov.br/?id=2912)>. Acesso em: 20 abr. 2015.

\_\_\_\_\_. Brasil-Rounds. **Resolução de Diretoria ANP nº 1.237/2013**. [2013]. Disponível em:

<[www.brasil-rounds.gov.br/portugues/devolucao\\_taxa.asp](http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/devolucao_taxa.asp)>. Acesso em: 30 jan. 2015.

\_\_\_\_\_. Rodadas de Licitações. **11ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção**. 2013a. Disponível em:

<[www.anp.gov.br/?pg=65092&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=142524467492](http://www.anp.gov.br/?pg=65092&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=142524467492)>. Acesso em: 01 mar. 2015.

\_\_\_\_\_. Rodadas de Licitações. **Concluída a 12ª Rodada de Licitações**. 2013b. Disponível em:

<[www.anp.gov.br/?pg=68956&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1425244538228](http://www.anp.gov.br/?pg=68956&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1425244538228)>. Acesso em: 01 mar. 2015.

\_\_\_\_\_. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2011**. Rio de Janeiro: ANP, 2011.

\_\_\_\_\_. [2015?]. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?id=2653](http://www.anp.gov.br/?id=2653)>. Acesso em: 30 jan. 2015.

\_\_\_\_\_. Rodadas de Licitações. **13ª Rodada de Licitações**. 2015e. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?id=2896](http://www.anp.gov.br/?id=2896)>. Acesso em: 30 jan. 2015.

\_\_\_\_\_. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2014**. Rio de Janeiro: ANP, 2014b.

\_\_\_\_\_. Brasil-Rounds. **Contratos e Editais**: Modelos e Extratos. [2014a]. Disponível em: <[www.brazilrounds.gov.br/portugues/contratos\\_e\\_editais.asp](http://www.brazilrounds.gov.br/portugues/contratos_e_editais.asp)>. Acesso em: 15 jun. 2015.

\_\_\_\_\_. **Glossário**. 2014c. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?id=582#p](http://www.anp.gov.br/?id=582#p)>. Acesso em: 27 abr. 2015.

\_\_\_\_\_. Brasil-Rounds. **Resultado das Rodadas Realizadas**. [2014b] Disponível em: <[www.brazilrounds.gov.br/Resultado\\_Rodadas/resultados.asp](http://www.brazilrounds.gov.br/Resultado_Rodadas/resultados.asp)>. Acesso em: 27 abr. 2015.

\_\_\_\_\_. Conteúdo Local. **Empresas Credenciadas para as Atividades de Certificação de Conteúdo Local**. 2015f. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?pg=77403&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1448232556030](http://www.anp.gov.br/?pg=77403&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1448232556030)>. Acesso em: 15 mar. 2015.

\_\_\_\_\_. Conteúdo Local. **Legislação - Conteúdo Local**. 2013c. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?pg=69011&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1437077069236](http://www.anp.gov.br/?pg=69011&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1437077069236)>. Acesso em: 27 mai. 2015.

\_\_\_\_\_. 11ª Rodada de Licitações. Contrato de Concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. 2013d. Disponível em: <[www.brazilrounds.gov.br/arquivos/Edital/Edital\\_Contrato/Contrato\\_R11\\_06032013\\_Vfinal.pdf](http://www.brazilrounds.gov.br/arquivos/Edital/Edital_Contrato/Contrato_R11_06032013_Vfinal.pdf)>. Acesso em: 15 abr. 2015.

\_\_\_\_\_. Pesquisa e Desenvolvimento. **Investimentos em P&D – Apresentação**. 2014d. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?pg=70151&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1448296912765](http://www.anp.gov.br/?pg=70151&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1448296912765)>. Acesso em: 27 abr. 2015.

\_\_\_\_\_. Boletim ANP Petróleo e P&D. **Edição nº 21. Mai. 2015**. 2015g. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?pg=78239&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1448299606363](http://www.anp.gov.br/?pg=78239&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1448299606363)>. Acesso em: 02 jun. 2015.

\_\_\_\_\_. Pesquisa e Desenvolvimento. **Autorização Prévia**. 2015h. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?pg=74935&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1436039801259](http://www.anp.gov.br/?pg=74935&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1436039801259)>. Acesso em: 06 mai. 2015.

\_\_\_\_\_. Formação de Recursos Humanos (PRH-ANP). **Apresentação**. 2015i. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?pg=76374&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1436106730292](http://www.anp.gov.br/?pg=76374&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1436106730292)>. Acesso em: 06 mai. 15.

\_\_\_\_\_. Pesquisa e Desenvolvimento. **Instituições Credenciadas**. 2014e. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?pg=71410&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1448302643900](http://www.anp.gov.br/?pg=71410&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1448302643900)>. Acesso em: 06 mai. 2015

\_\_\_\_\_. Pesquisa e Desenvolvimento. **Despesas Admitidas como P&D**. 2014f. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?pg=70404&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1430965372567](http://www.anp.gov.br/?pg=70404&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1430965372567)>. Acesso em: 06 mai. 2015

\_\_\_\_\_. Consultas e Audiências Públicas. Consultas e Audiências Públicas Realizadas. **Aviso de Consulta e Audiência Públicas nº 2/2015 na íntegra, com os procedimentos para participação**. 2015j. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?pg=74662&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1431499116054#2014](http://www.anp.gov.br/?pg=74662&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1431499116054#2014)>. Acesso em: 06 mai. 2015

AL-KASIM, F. **Managing Petroleum Resources: The 'Norwegian Model' in a Broad Perspective**. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2006.

ARAÚJO, B.; MENDES, A.; COSTA, R. Perspectivas para o desenvolvimento industrial e tecnológico na cadeia de fornecedores de bens e serviços relacionados ao setor de P&G. In: LAGE, F. (Org.). **BNDES 60 anos - Perspectivas Setoriais**. Rio de Janeiro: BNDES, 2012. p. 224-273.

AUSTVIK, O.G. **Landlord and Entrepreneur**. The shifting roles of the State in Norwegian Oil and Gas Policy. *Governance: An International Journal of Policy, Administration, and Institutions*. v. 25, issue 2, p. 315-334, 2012.

AYINE, D. **Consolidated Report on Proposed Petroleum Bills and Local Content Policy for the Petroleum Sector**. Submitted To: The Ghana Research And Advocacy Programme (G-Rap), 2010.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL - BNDES. Relatório III - Desenvolvimento da cadeia produtiva de petróleo e gás e investimentos em E&P. In: **Estudos das 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**. Rio de Janeiro: Bain & Company e Tozzini Freire Advogados, 2009.

\_\_\_\_\_. **Perspectivas do Investimento 2015-2018 e Panoramas Setoriais**, 2014. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2842>>. Acesso em: 16 jul. 2015.

BJØRNSTAD, S. **Shipshaped - Kongsberg Industry and Innovations in Deepwater Technology, 1975-2007**. 2009. Thesis (PhD) - Department of Innovation and Economic Organisation, Bi Norwegian School Of Management, Oslo, 2009.

BRASIL. **Lei n.º 9.478**, 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. *Lex: Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, 1997. Disponível em: <[www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L9478.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm)>. Acesso em: 20 de nov. 2011.

\_\_\_\_\_. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior – MDIC. Política de Desenvolvimento Produtivo - PDP. Balanço de Atividades 2008-2010. **Volume 2 Relatório dos Programas para Consolidar e Expandir a Liderança**. [2011?a].

\_\_\_\_\_. Plano Brasil Maior - PBM. **Dimensão Setorial**. 2015. Disponível em: <[www.brasilmaior.mdic.gov.br/conteudo/153](http://www.brasilmaior.mdic.gov.br/conteudo/153)>. Acesso em: 21 nov. 2015.

\_\_\_\_\_. **Desafios da Indústria Brasileira frente à Competitividade Internacional**. Brasília: Câmara dos Deputados, 2012. Disponível em: <[www2.camara.leg.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/edicoes/paginas-individuais-dos-livros/desafios-da-industria-brasileira-frente-a-competitividade-internacional](http://www2.camara.leg.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/edicoes/paginas-individuais-dos-livros/desafios-da-industria-brasileira-frente-a-competitividade-internacional)>. Acesso em: 15 jul. 2015

\_\_\_\_\_. **Contrato de Cessão Onerosa do Exercício das Atividades de Pesquisa e Lavra de Petróleo, de Gás Natural e de Outros Hidrocarbonetos Fluidos**. 2010a. Disponível em: <[www.investidorpetrobras.com.br/download/201592](http://www.investidorpetrobras.com.br/download/201592)>. Acesso em: 15 jun. 2015.

\_\_\_\_\_. **Lei nº 12.351**, 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. 2010b. Disponível em: <[www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm)>. Acesso em: 15 jun. 2015.

\_\_\_\_\_. Ministério de Minas e Energia – MME. **Contrato de Partilha de Produção para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural**. Brasília, 2013. Disponível em: <[www.brazilrounds.gov.br/arquivos/Edital\\_p1/Contrato\\_authorized\\_030913.pdf](http://www.brazilrounds.gov.br/arquivos/Edital_p1/Contrato_authorized_030913.pdf)>. Acesso em: 15 jun. 2015.

\_\_\_\_\_. Portal Brasil. Economia e Emprego. **Petrobras lidera consórcio e vence leilão de Libra**. 21 out. 2013. 2013. Disponível em: <[www.brasil.gov.br/economia-e-emprego/2013/10/definido-vencedor-do-leilao-de-libra](http://www.brasil.gov.br/economia-e-emprego/2013/10/definido-vencedor-do-leilao-de-libra)>. Acesso em: 15 jun. 2015

\_\_\_\_\_. MDIC. Secretaria de Comércio e Serviços. Fórum Permanente das Microempresas e Pequenas de Pequeno Porte. **Mecanismos de Apoio às Exportações de Bens e Serviços pelas Micro e Pequenas Empresas Brasileiras**. 2010. Disponível em: <[www.desenvolvimento.gov.br/arquivos/dwnl\\_1292325675.pdf](http://www.desenvolvimento.gov.br/arquivos/dwnl_1292325675.pdf)>. Acesso em: 19 mai. 2015.

\_\_\_\_\_. MDIC. PDP. **Indicadores de Metas - Petróleo e Gás Natural**. [2011?b].

\_\_\_\_\_. MDIC. PDP. Balanço de Atividades 2008-2010. **Volume 3 Relatório dos Programas para Fortalecer a Competitividade**. [2011?c].

\_\_\_\_\_. PBM. Gestão. Conselhos de Competitividade. Petróleo, Gás e Naval. **Composição**. [2013?]. Disponível em: <[www.brasilmaior.mdic.gov.br/conteudo/205](http://www.brasilmaior.mdic.gov.br/conteudo/205)>. Acesso em: 30 mai. 2015.

\_\_\_\_\_. PBM. **Relatório de Acompanhamento das Agendas Estratégicas Setoriais**. Brasília, 2014.

\_\_\_\_\_. PBM. **Balço Executivo 2011-2014**. [2015?]. Disponível em: <[www.brasilmaior.mdic.gov.br/images/data/201411/f97a72083144d28b26013b7261e7e06b.pdf](http://www.brasilmaior.mdic.gov.br/images/data/201411/f97a72083144d28b26013b7261e7e06b.pdf)>. Acesso em: 15 jul. 2015.

BRITO, V. **Petrolíferas latinas e empresas brasileiras fazem encontro de negócios**. 17 set. 08. Disponível em: <[www.rj.agenciasebrae.com.br/sites/asn/uf/RJ/Petro%C3%ADferas-latinas-e-empresas-brasileiras-fazem-encontro-de-neg%C3%ADcios](http://www.rj.agenciasebrae.com.br/sites/asn/uf/RJ/Petro%C3%ADferas-latinas-e-empresas-brasileiras-fazem-encontro-de-neg%C3%ADcios)>. Acesso em: 19 mai. 2015.

CAMPOS NETO, C. A. S. Investimentos e Financiamentos na Indústria Naval Brasileira 2000-2013. In: \_\_\_\_\_; POMPERMAYER, F. M. (Ed.). **Ressurgimento da indústria naval no Brasil: (2000-2013)**. Brasília: Ipea, 2014. p. 109-149.

CANELAS, A. L. DE SOUZA. **Evolução da importância econômica da indústria de petróleo e gás natural no Brasil: contribuição a variáveis macroeconômicas**. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2007.

CANADIAN CENTRE FOR POLICY ALTERNATIVES - CCPA. Campbell, Bruce. **The Petro-Path not taken, Comparing Norway with Canada and Alberta's Management of Petroleum Wealth**, 2013.

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

DA COSTA, R.C. et al. **Perspectivas e desafios no setor de Petróleo e Gás**. In: ALÉM, A.C.; GIAMBIAGI, F.(Org.). O BNDES em um Brasil em transição. Rio de Janeiro: BNDES, 2010. p. 275-290.

DA SILVA, C. G. R.; FURTADO, A.T. **Uma Análise da Nova Política de Compras da Petrobras para seus Empreendimentos Offshore**. Revista: Gestão Industrial, v.2, n.3, p.103-122, 2006.

DE MORAIS, J. M.; CAMPOS NETO, C. A. S.; POMPERMAYER, F. M. Análise da Enquete sobre a Atuação das Empresas no Fornecimento de Bens e Serviços à Indústria Naval. In: CAMPOS NETO, C. A. S.; POMPERMAYER, F. M.(Ed.). **Ressurgimento da indústria naval no Brasil: (2000-2013)**. Brasília: Ipea, 2014. p. 233-264.

DE NEGRI, J. A. et al. (Coord.). **Poder de Compra da Petrobras: Impactos Econômicos nos seus Fornecedores**. Brasília: IPEA, Petrobras, 2011.

DE OLIVEIRA, M. L. M. C. et al. **Produtividade Naval: Um Estudo Empírico da Indústria Brasileira**. Trabalho apresentado no “XXXIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção”, Salvador, Brasil, 2013. Disponível em:<[www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2013\\_TN\\_STO\\_177\\_013\\_23076.pdf](http://www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2013_TN_STO_177_013_23076.pdf)>. Acesso em: 15 jul. 2015.

DIAS, J. L. DE MATTOS; QUAGLINO, M. A. **A questão do petróleo no Brasil: uma história da PETROBRAS**. Rio de Janeiro: CPDOC: PETROBRAS, 1993.



ENGEN, O. A. The Development of the Norwegian Petroleum Innovation System: A Historical Overview. In: FAGERBERG, J.; MOWERY, D. C.; VERSPAGEN, B. (Org.). **Innovation, Path Dependency and Policy: The Norwegian Case**. New York: Oxford University Press, 2009. p. 179-207.

ERNEST & YOUNG - EY. **UK upstream oil and gas supply chain**: Economic contribution. London: EY, 2014. Disponível em: <[www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/economic-contribution.cfm](http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/economic-contribution.cfm)>. Acesso em: 15 jul. 2015.

FAVARIN, J. V. R. et al. **Competitividade da indústria naval brasileira**. In: 23º Congresso Nacional de Transporte Aquaviário, Construção Naval e Offshore. Rio de Janeiro, 2010.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DA BAHIA - FIEB. **A Política Brasileira de Conteúdo Local para o Setor Petróleo e Gás**: Análise e Sugestões de Aperfeiçoamento. 2015. Disponível em: <[http://sinaval.org.br/wp-content/uploads/Relatorio\\_Final\\_CONteudo\\_local\\_FIEB-v05-02-2015.pdf](http://sinaval.org.br/wp-content/uploads/Relatorio_Final_CONteudo_local_FIEB-v05-02-2015.pdf)>. Acesso em: 17 jul. 2015.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO RIO GRANDE DO SUL - FIERGS. **Empresários levantam demandas do setor de petróleo e gás**. 8 fev. 2012. Disponível em: <[www.fiergs.org.br/en/node/1320](http://www.fiergs.org.br/en/node/1320)>. Acesso em: 15 ago. 2015.

FERNÁNDEZ, E. F.; MUSSO, B. 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. In: **XXIII Fórum Nacional - Visão de Brasil Desenvolvido para Participar da Competição do Século (China, Índia e Brasil) e “O Sentido da Vida”**, Estudos e Pesquisas nº 384, Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <[www.forumnacional.org.br/pub/ep/EP0384.pdf](http://www.forumnacional.org.br/pub/ep/EP0384.pdf)>. Acesso em: 15 jul. 2015.

FERNÁNDEZ, E. F.; PEDROSA JUNIOR, O. A.; PINHO, A.C. de. (Ed.) **Dicionário do Petróleo em língua portuguesa**: exploração e produção de petróleo e gás: uma colaboração Brasil, Portugal e Angola. Rio de Janeiro: Lexicon: PUC-Rio, 2009.

FRAIHA, D. **Construir módulos no exterior agrava crise de empregos, mas ANP vai cobrar por conteúdo nacional**. 13 jan. 2015. Disponível em: <[www.petronoticias.com.br/archives/62940](http://www.petronoticias.com.br/archives/62940)>. Acesso em: 07 abr. 2015.

HEUM, P. et al. **Enhancement of Local Content in the Upstream Oil and Gas Industry in Nigeria**. A Comprehensive and Viable Policy Approach. Snf Report No. 25, 2003.

HUNTER, T. **Legal Regulatory Framework for the Sustainable Extraction of Australian Offshore Petroleum Resources**: a Critical Functional Analysis. 2010. Thesis (PhD), University of Bergen, Bergen, 2010.

IESA ÓLEO E GÁS. **IESA assina contrato da P-75 e da P-77**. [2012]. Disponível em: <[www.iesa.com.br/site/oeg/noticias/noticia3.html](http://www.iesa.com.br/site/oeg/noticias/noticia3.html)>. Acesso em: 07 abr. 2015.

INKPEN, A.C.; Moffett, M.H. **The Global Oil & Gas Industry**: Management, Strategy and Finance. Oklahoma: Pennwell, 2011.

JACOBY, D. **Optimal Supply Chain Management in Oil, Gas, and Power Generation**. Oklahoma: Pennwell, 2012.

JONES, P. E. **Oil**. A Pratical Guide to the Economics of the World Petroleum. Cambridge: Woodhead-Faulkner Ltd, 1988.

JUSTI, A.C.A. et al. **Pre-Salt**: The Brazilian Opportunity to Take Local Industry to the Next Level. Trabalho apresentado na “OTC, Offshore Technology Conference 2009”, Houston, Texas, 2009.

LESKINEN, O.; BEKKEN, P. K.; RAZAFINJATOVO, H.; García, M. **Norway**. Oil and Gas Cluster: A Story of Achieving Success through Supplier Development. Cambridge: Harvard Business School, 2012.

LIMA, E. T. VELASCO, L. O. M. Construção Naval no Brasil: existem perspectivas? **Revista do BNDES**, n. 10, dez. de 1998.

LIND, T.; MACKAY, G. A. **Norwegian Oil Policies**. London: C. Hurst & Co, 1980.

LOCKE, W.; CONCEPTS, S. **Exploring Issues Related to Local Benefit Capture in Atlantic Canada’s Oil And Gas Industry**. 2004. A Discussion Paper Prepared For “Petroleum Research Atlantic Canada”, 2004.

MACHADO, G. V. **Estimativa de Contribuição do Setor Petróleo ao Produto Interno Bruto do Brasil**. Rio de Janeiro: ANP, 2002.

MACHADO, G. V. **Estimativa da Contribuição do Setor Petróleo ao Produto Interno Bruto do Brasil**. Rio de Janeiro: Superintendência de Estudos Estratégicos - ANP, 2003.

MARKETLINE. **MarketLine Industry Profile**. Global Oil & Gas Equipment & Services, May, 2012.

MARTÍNEZ PRIETO, D. C. **A Política de Conteúdo Local e as Decisões de Investimento no Brasil**. Dissertação (mestrado em Economia) - Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

MEDEIROS, B.B. **The Development of the Upstream Oil & Gas Supply Chain in Norway**. 2015a. Manuscrito.

\_\_\_\_\_. **Theoretical Review of Industrial Policies**. 2015b. Manuscrito.

MEDEIROS, B.B. Entrevista com Breno Medeiros, Escritório de Petróleo e Gás da Federação da Indústria do Rio Grande do Sul - FIERGS. In: **Petróleo e Gás no Brasil**. Oportunidades de Negócio Para Empresas Alemãs no Setor Petrolífero do Brasil. Rio de Janeiro: Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha, 2014. p. 55 – 59. Disponível em: <[http://ahkbusiness.de/fileadmin/ahk\\_business\\_br/01\\_Home/Publikation\\_Geschaefschancen\\_Oil\\_Gas\\_Brasilien\\_2014.pdf](http://ahkbusiness.de/fileadmin/ahk_business_br/01_Home/Publikation_Geschaefschancen_Oil_Gas_Brasilien_2014.pdf)>. Acesso em: 28 jun. 2015.

MEDEIROS, B. B., et al. **The challenge of developing talent to meet the offshore and shipbuilding demands in Brazil**. In: SPE Offshore Europe Conference & Exhibition, sep.

2015, Aberdeen, Scotland, UK. Aberdeen: SPE, 2015. Disponível em:  
<[www.onepetro.org/conference-paper/SPE-175512-MS](http://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-175512-MS)>. Acesso em: 02 nov. 2015.

NOF Energy. **The UK Oil & Gas Industry: A Guide to the Industry, the Supply Chain, Challenges & Opportunities**. Durham: NOF Energy, 2013.

NORENG, Ø. The Norwegian Experience of Economic Diversification in Relation to the Petroleum Industry. In: M. Abraham (Eds.). **Gulf Oil and Gas Sector: Potential and Constraints**. Abu Dhabi: Emirates Centre for Strategic Studies and Research (ECSSR), 2006. p. 161 – 198.

NORWAY. Ministry of Petroleum and Energy - MPE. **Parliamentary Report n. 53** (1979-1980), 1980.

OECD. **Education at a Glance 2014**: OECD Indicators, OECD Publishing, 2014.

OIL & GAS UK. **Economic Report 2012**. London: OIL & GAS UK, 2012. Disponível em:<[www.oilandgasuk.co.uk/2012economic\\_report.cfm](http://www.oilandgasuk.co.uk/2012economic_report.cfm)>. Acesso em: 15 jul. 2015.

OLIVEIRA, P.; DE ALMEIDA, E. **Impactos da política de preços dos combustíveis sobre a Petrobras**. 18 mai. 2015. Disponível em:<<https://infopetro.wordpress.com/2015/05/18/impactos-da-politica-de-precos-dos-combustiveis-sobre-a-petrobras/>>. Acesso em: 07 jun. 2015.

ORGANIZAÇÃO NACIONAL PARA A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO - ONIP. **Agenda de Competitividade da Cadeia Produtiva de Óleo e Gás Offshore no Brasil**, 2010. Disponível em:<[www.onip.org.br/arquivos/competitividade\\_completo.pdf?PHPSESSID=3b96ed9d11fda44e39e85e2c13161c96](http://www.onip.org.br/arquivos/competitividade_completo.pdf?PHPSESSID=3b96ed9d11fda44e39e85e2c13161c96)>. Acesso em 05 jan. 2014.

PETROBRAS. **Perguntas e Respostas**. 2015a. Disponível em:  
<<http://sites.petrobras.com.br/minisite/presal/perguntas-respostas/index.asp>>. Acesso em 15 jul. 2015

\_\_\_\_\_. Fatos e Dados. **Confira os destaques do Plano Estratégico 2030 e do PNG 2014-2018**. 2014. Disponível em:<[www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/confira-os-destaques-do-plano-estrategico-2030-e-do-png-2014-2018.htm](http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/confira-os-destaques-do-plano-estrategico-2030-e-do-png-2014-2018.htm)> . Acesso em: 15 jul. 2014.

\_\_\_\_\_. Comunicados e Fatos Relevantes. **Fato Relevante - Reservas Provadas da Petrobras em 2014**. 2015b. Disponível em:<[www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-reservas-provadas-da-petrobras-em-2014](http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-reservas-provadas-da-petrobras-em-2014)>. Acesso em: 15 jul. 2015.

\_\_\_\_\_. Relacionamento com Investidores. **Investimentos**. [2013?]. Disponível em:<[www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/investimentos](http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/investimentos)>. Acesso em: 15 jul. 2015

PINTO, M. M. O. et al. **Contribuições à Eficiência Produtiva de Navios no Brasil Através do Planejamento, Programação e Controle**, 2007. In: Congresso Pan-Americano de Engenharia Naval, Transporte Marítimo e Engenharia Portuária, 20o. e Congresso Íbero-Americano de Engenharia Naval, 4o. Anais. São Paulo; IPIN, USP; 2007. CD-Rom.

PIRES, R.; GOMIDE, A.; AMARAL, L. A Ver Navios? A Revitalização da Indústria Naval no Brasil Democrático. In: CAMPOS NETO, C. A. S.; POMPERMAYER, F. M.(Ed.). **Ressurgimento da indústria naval no Brasil: (2000-2013)**. Brasília: Ipea, 2014.

PORTER, M. E. **Competição**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2009.

PROGRAMA DE MOBILIZAÇÃO DA INDÚSTRIA NACIONAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL – Prominp. Fomento à Indústria Nacional. **Conteúdo Local**. [2008?]. Disponível em:<[www.prominp.com.br/prominp/pt\\_br/conteudo/conteudo-local-1.htm](http://www.prominp.com.br/prominp/pt_br/conteudo/conteudo-local-1.htm)>. Acesso em: 14 mar. 2014.

\_\_\_\_\_. O Programa. **Sobre o Prominp**. [2014?a]. Disponível em: <[www.prominp.com.br/prominp/pt\\_br/conteudo/sobre-o-prominp.htm](http://www.prominp.com.br/prominp/pt_br/conteudo/sobre-o-prominp.htm)>. Acesso em: 07 mai. 2015.

\_\_\_\_\_. O Programa. **Governança**. [2015a]. Disponível em: <[www.prominp.com.br/prominp/pt\\_br/conteudo/sobre-o-prominp.htm](http://www.prominp.com.br/prominp/pt_br/conteudo/sobre-o-prominp.htm)>. Acesso em: 07 mai. 2015.

\_\_\_\_\_. **Projetos e Iniciativas**. [2015?]. Disponível em: <[www.prominp.com.br/prominp/pt\\_br/projetos/projetos.htm](http://www.prominp.com.br/prominp/pt_br/projetos/projetos.htm)>. Acesso em: 07 mai. 2015.

\_\_\_\_\_. 2015. Disponível em:<[www.prominp.com.br](http://www.prominp.com.br)>. Acesso em: 14 jun. 2015.

\_\_\_\_\_. Fomento a Indústria Nacional. **Desenvolvimento de Fornecedores**. [2015b]. Disponível em:<[www.prominp.com.br/prominp/pt\\_br/conteudo/desenvolvimento-de-fornecedores.htm](http://www.prominp.com.br/prominp/pt_br/conteudo/desenvolvimento-de-fornecedores.htm)>. Acesso em: 17 mai. 2015.

\_\_\_\_\_. Fomento a Indústria Nacional. **Estudos da Indústria de P&G**. [2014?b]. Disponível em:<[www.prominp.com.br/prominp/pt\\_br/conteudo/estudos-da-industria-de-p-g.htm](http://www.prominp.com.br/prominp/pt_br/conteudo/estudos-da-industria-de-p-g.htm)>. Acesso em: 17 mai. 2015.

\_\_\_\_\_. Fomento a Indústria Nacional. **Financiamento**. [2011?]. Disponível em:<[www.prominp.com.br/prominp/pt\\_br/conteudo/financiamento.htm](http://www.prominp.com.br/prominp/pt_br/conteudo/financiamento.htm)>. Acesso em: 17 mai. 2015.

\_\_\_\_\_. Fomento a Indústria Nacional. **Tecnologia**. [2010?]. Disponível em: <[www.prominp.com.br/prominp/pt\\_br/conteudo/tecnologia.htm](http://www.prominp.com.br/prominp/pt_br/conteudo/tecnologia.htm)>. Acesso em: 17 mai. 2015.

\_\_\_\_\_. **Portal de Oportunidades da Cadeia de Suprimentos do Setor de P&G**. [2015c]. Disponível em: <<https://fornecedores.prominp.com.br/oportunidades/jsp/index.jsp>>. Acesso em: 17 mai. 2015.

\_\_\_\_\_. Qualificação Profissional. **Qualificação no Prominp**. 2015. Disponível em: <[www.prominp.com.br/prominp/pt\\_br/conteudo/qualificacao-no-prominp.htm](http://www.prominp.com.br/prominp/pt_br/conteudo/qualificacao-no-prominp.htm)>. Acesso em: 24 nov. 2015.

RAMM, H. H. **Industrial Effects of the Petroleum Activities**. Presentation for a Venezuelan Government Delegation at a Ministry of Petroleum and Energy Seminar 18 June 2001, 2001.

Disponível em: <<http://www.rammcom.com/rep/010618oedven.htm>>. Acesso em: 12 ago. 2014.

ROGNERUD, K. F. **Initial Socio-Economic and Environmental Aspects of Petroleum Sector Development in Mainland Tanzania**. 2012. Thesis (Master of Science) - Department of International Environment and Development Studies, Norwegian University of Life Sciences, Ås, 2012.

RYGGVIK, H. **Building A Skilled National Offshore Oil Industry**. Oslo: NHO, 2013.

SASSON, A.; BLOMGREN, A. **Knowledge Based Oil and Gas Industry**. Oslo: BI, mar. 2011. (Report, n. 4)

SEELKE, C.R. et al. **Mexico's Oil and Gas Sector: Background, Reform Efforts, and Implications for the United States**. Congressional Research Service Report, 2014. Disponível em: <[www.fas.org/sgp/crs/row/R43313.pdf](http://www.fas.org/sgp/crs/row/R43313.pdf)> . Acesso em: 15 jun. 2014.

SILVA, M. M. Estrutura de Custos e Tributação na Indústria de Construção Naval: Comparando Coreia do Sul, China e Brasil. In: CAMPOS NETO, C. A. S.; POMPERMAYER, F. M. (Ed.). **Ressurgimento da indústria naval no Brasil: (2000-2013)**. Brasília: Ipea, 2014.

SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DA CONSTRUÇÃO E REPARAÇÃO NAVAL E OFFSHORE - SINAVAL. **Mapa dos Estaleiros no Brasil**. 2015. Disponível em: <[http://sinaval.org.br/wp-content/uploads/Mapa\\_Brasil\\_Dez14.pdf](http://sinaval.org.br/wp-content/uploads/Mapa_Brasil_Dez14.pdf)>. Acesso em: 07 jun. 2015.

SKOGLI, E. **Offshore Engineering, Consulting and Innovation**. Services in European Innovation Systems (SI4S). Oslo: STEP Group, 1998.

STABELL, C. **New Models for Value Creation and Competitive Advantage in the Petroleum Industry**. Oslo: Norwegian School of Management, 2001. (Research Report n.1).

TEKA, Z. **Backward Linkages in the Manufacturing Sector in the Oil and Gas Value Chain in Angola**. Making the Most of Commodities Programme (Mmcp), mar. 2011. (Discussion Paper, n. 11).

TORDO, S. et al. **National Oil Companies and Value Creation: Volume I**. Washington: World Bank, 2011.

UGANDA. Ministry of Energy and Mineral Development. **Enhancing National Participation in the Oil and Gas Industry in Uganda**. Kampala, 2011.

UNITED NATIONS CONFERENCE ON TRADE AND DEVELOPMENT - UNCTAD. **Nigeria - Creating Local Linkages by Empowering Indigenous Entrepreneurs**. New York and Genova: African Oil and Gas Services Sector Survey, v. 1, 2006.

UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAMME - UNDP. **Human Development Reports**. 2015. Disponível em: <<http://hdr.undp.org/en/content/table-2-human-development-index-trends-1980-2013>>. Acesso em: 14 nov. 2015.

UNITED STATES OF AMERICA - USA. **Energy Information Administration** - EIA. 2015. Disponível em: <[www.eia.gov/beta/international/?fips=no](http://www.eia.gov/beta/international/?fips=no)>. Acesso em: 14 nov. 2015.

VATNE, E. **Global Markets** – Local Competence? Internationalisation of the Norwegian Petroleum Industry. Bergen: Snf, 2000. (Working Paper, n. 78)

WIIG, A. Supply Chain Management in the Offshore Oil Industry: The Angolan and Norwegian Cases Compared. In: JEROME, D. (ed.). **The Changing World of Oil: an Analysis of Corporate Change and Adaption**. London: Ashgate, p. 67-88.

WTI Advisors. **Local Content Requirements & The Green Economy**. Geneva: UNCTAD, 2013.

ZAMITH, M.R. **A Indústria Para-Petroleira Nacional e o Seu Papel na Competitividade do “Diamante Petroleiro” Brasileiro**. 1999. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Eletrotécnica e Energia, Escola Politécnica, Instituto de Física, e Faculdade de Economia e Administração, Programa Interunidades de Pós-Graduação em energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo geral desta tese foi identificar lições e contribuições ao Brasil das políticas industriais adotadas na Noruega, visando o desenvolvimento da cadeia produtiva do setor de P&G. Especificamente, a tese buscou abordar as seguintes questões relacionadas a PI: revisão teórica sobre o assunto, mostrando que ainda é um tema pertinente e atual ao desenvolvimento econômico dos países; a análise detalhada das políticas industriais implementadas na Noruega no setor de P&G e o consequente desenvolvimento desta cadeia produtiva; a análise detalhada das políticas industriais adotadas no Brasil no setor de P&G, e o estágio atual de desenvolvimento desta cadeia produtiva no país, buscando identificar lições e contribuições do bem-sucedido caso norueguês.

As principais contribuições que o primeiro ensaio apresenta, além de reforçar a pertinência de os países implementarem políticas industriais ativas, tal como defendida pela corrente de pensamento evolucionária, são:

- a) que desde o período mercantilista já existia a ideia de intervenção do Estado na economia objetivando o seu desenvolvimento;
- b) que desde o processo de industrialização pioneiro no mundo (Reino Unido), o papel do Estado foi determinante;
- c) os pioneiros que se destacaram na defesa de políticas e ações objetivando o desenvolvimento industrial são Alexander Hamilton e Friedrich List, nos seus trabalhos nos séculos XVIII e XIX, com vistas ao processo de *catching up* dos EUA e da Alemanha em relação ao país pioneiro no desenvolvimento industrial, Reino Unido;
- d) apesar de a defesa da PI ter evoluído de forma pendular ao longo da história (com momentos favoráveis à liberalização dos mercados), identificou-se que, muitas vezes, políticas industriais são implementadas de forma implícita e que países que hoje são favoráveis à não intervenção do Estado na economia, utilizaram desses instrumentos para desenvolver sua indústria no passado;
- e) a OMC parece não estar cerceando os países de implementarem PI, mas, de todo modo, mesmo nas regras atuais, existem brechas pouco exploradas pelos países em desenvolvimento;
- f) são raras as políticas industriais 100% horizontais;

- g) o desenvolvimento histórico de políticas industriais ativas, tal como apregoado pela visão evolucionária, mostra que é possível desenvolver uma nova indústria e promover mudanças estruturais na economia, a exemplo do próprio setor de P&G na Noruega, tratado no segundo ensaio;
- h) a discussão a cerca de PI evoluiu de “por quê” para “como”, inclusive com antigos críticos agora aceitando a sua implementação;
- i) a partir da análise das principais correntes de pensamento sobre PI, foi identificado que a teoria baseada no pensamento evolucionário é a mais apropriada e aderente à complexidade do desenvolvimento industrial do setor de P&G.

O primeiro ensaio ressalva que a teoria de PI pela ótica evolucionária tem como desafios: a necessidade de o governo e as instituições possuírem funcionários altamente qualificados, de forma a lidar com as incertezas inerentes ao processo de inovação; as empresas constantemente buscarem a inovação de forma a desenvolver a sua competitividade, numa complexa interação de atores público-privada. De forma mais geral, o primeiro ensaio também aponta que existem outros desafios de cunho prático a serem superados durante a construção e implementação de políticas industriais, como, por exemplo:

- a) coordenação institucional das políticas;
- b) definir quais setores e/ou segmentos serão foco de ações desenvolvimentistas;
- c) definir quais instrumentos devem ser utilizados;
- d) definir o grau de medidas protecionistas e o horizonte temporal que irão perdurar;
- e) avaliar sistematicamente o custo e a evolução do desenvolvimento da indústria que está sendo trabalhada, criando metas e incentivos para estimular a sua performance em direção à competitividade internacional e à inovação;
- f) ter previsibilidade nas políticas e um ambiente macroeconômico estável;
- g) o desenvolvimento de infraestrutura na economia seguir ou anteceder o desenvolvimento industrial focado;
- h) guiar o Investimento Direto Estrangeiro (IDE) de forma a maximizar a geração de efeitos de transbordamentos na economia e/ou setor industrial focado.

Por fim, o ensaio ainda ressalta que o processo de desenvolvimento industrial, sob a ótica evolucionária, que permite a criação de vantagem comparativa, pode ser longo, gradual,



e que não existe uma fórmula padrão. A velocidade do desenvolvimento industrial vai depender, entre outros fatores já apontados, da distância em que cada país se encontra da fronteira tecnológica. Existem instrumentos e formas de acelerar o desenvolvimento industrial, como visto, mas não há milagres que façam esse processo ser muito curto, devendo respeitar e se adaptarem às especificidades de cada país, além de considerar o contexto mundial corrente. Assim, o primeiro ensaio fundamenta e auxilia na compreensão dos casos de políticas industriais estudados no segundo e terceiro ensaio e reforça a importância e benefícios de PI ativa, tal como proposta pela corrente evolucionária.

O segundo ensaio contribui para as confecções e implementações de políticas industriais, sobretudo setoriais, ao analisar detalhadamente o bem-sucedido caso norueguês de desenvolvimento do setor de P&G, com destaque para esta cadeia produtiva. Como pôde ser visto, a Noruega é referência em PI para desenvolver o setor de P&G, tanto para países desenvolvidos quanto para países em desenvolvimento, incluindo o Brasil. Algumas das razões que ajudam a explicar o porquê de a Noruega ter se tornado referência no desenvolvimento do setor de P&G são:

- a) conseguir desenvolver a cadeia produtiva do setor de P&G de forma ampla e competitiva internacionalmente em pouco mais de 20 anos de políticas industriais implementadas (1972-1994);
- b) evitar a doença holandesa e a desindustrialização, a despeito da geração de riquezas (*oil revenues*) e divisas que a E&P de P&G propiciou;
- c) desenvolver fundo do petróleo para gerações futuras;
- d) desenvolver operadores nacionais (privados e estatal);
- e) desenvolver empresas de engenharia nacionais voltadas ao setor de P&G;
- f) desenvolver *clusters* relacionados diretamente e transversalmente ao setor de P&G ao longo do país;
- g) desenvolver um sistema de inovação do setor de P&G avançado;
- h) a despeito da inexperiência inicial com o setor de P&G, a Noruega conseguiu com que a E&P destes recursos naturais contribuísse para fortalecer o desenvolvimento socioeconômico do país de forma sustentável.

Assim, destaca-se algumas das principais ações que foram implementadas na Noruega para desenvolver o setor de P&G e contribuíram para a construção desta cadeia produtiva:

- a) consenso/estabilidade político significativo em relação a questões centrais na política do setor de P&G. Não promover grandes mudanças na gestão da operadora estatal (Statoil) e da agência reguladora (NPD), na política de contratação de fornecedores (conteúdo local) e dos mandamentos (*'The Ten Commandments on Oil Policy'*) que serviram como alicerce para as políticas do setor, mesmo quando a oposição ganhar as eleições;
- b) a política do “Vá devagar” (*Go Slow Policy*), tentando controlar o ritmo de produção de P&G, e conseqüentemente a geração de riquezas (*oil revenues*), evitando desequilíbrios socioeconômicos estruturais, processo inflacionário, desindustrialização/doença holandesa, bem como conceder tempo para que a indústria local se prepare para ingressar no setor. Destaca-se, nesse sentido, a regularidade das rodadas nos anos 80, reduzindo a incerteza das operadoras quanto à busca de áreas para E&P de P&G, tentando manter estável o nível dos investimentos do setor, e conseqüentemente evitando altos e baixos no fornecimento de bens e serviços ao setor e na economia em geral;
- c) separar o papel dos principais atores do Governo responsáveis pelo desenvolvimento da indústria de P&G: Ministério do Petróleo, agência reguladora (*NPD*), operadora estatal (*Statoil*) e órgão responsável pelos interesses econômicos do Governo no setor (*State's Direct Financial Interest – SDFI/PETORO*);
- d) usar as rodadas de concessões de campos exploratórios para estimular a participação da indústria local no setor de P&G: estimular operadoras a comprar mais bens e serviços locais (regra de conteúdo local formal – artigo/parágrafo 54 – controle do fornecimento sem grandes custos) e avisar as empresas locais antecipadamente (duas vezes ao ano) sobre as demandas de bens e serviços a serem contratadas pelos operadores, com casos de direcionamento de demandas a empresas locais;
- e) usar as rodadas de concessões para estimular a transferência de tecnologias para a indústria local e instituições de pesquisas e treinar noruegueses e empresas locais, em diferentes níveis da cadeia produtiva;
- f) estimular fortemente EPCistas e empresas de serviços global internacionais (*foreign contractors*) também transferissem conhecimento e realizassem

- cooperações e *joint ventures* com fornecedores locais, especialmente quando houvesse complementariedade;
- g) criar organismo para fiscalizar o cumprimento da preferência aos fornecedores locais por parte das operadoras (*Goods and Services Office - GSO*);
  - h) conceder campos exploratórios importantes a operadoras nacionais (estatal e privadas) e estimular que competissem, servindo como uma alavanca para aumentar a participação de fornecedores locais (competição de cadeias produtivas verticais);
  - i) o Estado participar de forma representativa em empresas centrais da cadeia produtiva (AKER e Kongsberg);
  - j) estimular que grandes contratos fossem desmembrados em pacotes menores, favorecendo a participação de empresas de pequeno e médio porte e ou em áreas com concentração de pequenas empresas (atualmente no norte da Noruega);
  - k) criar programa para integrar toda a cadeia produtiva a fim de estimular a redução ou evitar o desenvolvimento de altos custos das atividades petrolíferas (NORSOK);
  - l) estimular a competitividade e internacionalização da cadeia produtiva ao longo dos anos;
  - m) analisar em detalhes e em momentos-chave a performance dos fornecedores locais, averiguando seu nível de competitividade e razões para problemas e/ou eventuais sobrecustos;
  - n) coordenar ações de capacitação do setor nos diferentes níveis;
  - o) fortalecer empresas de engenharia locais (NPC, AKER, KVAENER e KONGSBERG);
  - p) orientar os recursos de P,D&I para pesquisa aplicada e desenvolvimento experimental;
  - q) continuar estimulando o desenvolvimento do setor e da cadeia produtiva, mesmo após a legislação de conteúdo local ser terminada (1994), estimulando a formação de clusters, internacionalização e inovação das empresas.

Algumas características da economia da Noruega e do contexto mundial do setor que tiveram relativo grau de especificidade e que devem ter contribuído para o desenvolvimento do setor de P&G no país:

- a) indicadores socioeconômicos positivos e estáveis anteriores ao desenvolvimento da indústria de P&G;
- b) dispor de antemão de estaleiros ao longo da costa, com suas cadeias de fornecedores também já estabelecidas;
- c) competência industrial (inclusive em P&D) em áreas-chave correlacionadas ao setor de P&G;
- d) armadores com experiência em contratos internacionais e representatividade destacada na marinha mercante mundial;
- e) mão de obra acostumada a atividades marítimas;
- f) funcionários públicos com forte experiência em regular outras indústrias de recursos naturais;
- g) operadoras internacionais sob pressão para acessar novas reservas de P&G, num cenário de alto preço do barril e, portanto, mais suscetíveis a aceitar forte barganha do governo norueguês para que treinassem a indústria local em diferentes níveis da cadeia produtiva e transferir tecnologias;
- h) baixo nível de desenvolvimento tecnológico mundial da E&P de P&G offshore, logo facilitando novos entrantes;
- i) movimentos sindicais trabalhando de forma alinhada com associações de empregadores e empresas locais para assegurar a maior participação de trabalhadores locais e controle dos salários (estabilidade da economia);
- j) formação de consórcios de empresas locais capazes de competir com empresas estrangeiras internacionais consolidadas;
- k) aparentemente, a indústria local não dependeu muito de financiamento para adaptar seus bens e serviços a fim de atender às exigências da indústria de P&G;
- l) cenário mundial contribuindo para o fim das políticas protecionistas quando a indústria já encontrava-se madura.

Mesmo nesse cenário favorável ao desenvolvimento do setor de P&G, a Noruega teve alguns desafios e problemas importantes a serem superados, tais como:

- a) operadoras desistirem de realizar ofertas em rodadas de licitações (3<sup>a</sup> rodada), tendo em vista o excesso de exigências e controle das autoridades, sobretudo sobre a velocidade de produção de P&G;

- b) dificuldade em ter mão de obra com a qualificação requerida a tempo para os projetos, em determinados momentos, contribuindo para atrasos dos fornecedores locais e aumentou os custos;
- c) necessidade de refazer trabalhos, como solda, devido a problemas na adaptação das competências industriais para a construção offshore, o que acarretou ineficiências;
- d) atrasos na entrega de equipamentos e serviços, em parte devido aos problemas acima mencionados e em outra por conta do gerenciamento ineficiente de projetos;
- e) sobrecustos dos fornecedores locais, em diferentes níveis, dependendo do segmento analisado;
- f) ineficiências nas cooperações e *joint ventures* de empresas locais com estrangeiras, quando feito de forma mandatória;
- g) forças políticas internas contrárias às políticas para desenvolver a indústria local (armadores e indústria pesqueira, por exemplo) ao longo do tempo e por diferentes motivos;
- h) investimentos improdutivos realizados na economia pelas operadoras internacionais, quando não devidamente guiados e acompanhados de perto pelo governo;
- i) excesso de regulação, com nível de exigência extremamente alto de documentação para projetos offshore, custosos e trabalhosos;
- j) regulações de segurança muito específicas, e portanto, limitando a capacidade das empresas de incorporar novos procedimentos ou tecnologias;
- k) importantes empresas norueguesas em diferentes elos da cadeia produtiva terem dificuldades financeiras, falindo e sendo adquiridas ou se fundindo com outras ao longo do tempo, e por diferentes motivos (empresas de navegação, SAGA, consórcios de empresas – OIS, KVAERNER);
- l) forte concorrência na construção naval e offshore com países asiáticos nos últimos anos;
- m) empresas locais serem adquiridas por multinacionais.

Cabe destacar que as ações e fatos mencionados ocorreram em diferentes momentos, tanto da Noruega quanto do contexto mundial do setor. Cita-se como exemplo: a) durante a

década de 1970, o governo estimulou fortemente o desenvolvimento da operadora estatal Statoil, mas em meados dos anos 80 reduziu seu poder econômico e funções com a criação do SDFI/Petoro; b) a política para estimular o desenvolvimento da indústria local continuou nos anos 80, mas de forma menos vigorosa que na década anterior, em parte sendo por conta da queda no preço do petróleo e desafios técnicos (NELSEN, 1991);

Portanto, o sucesso do desenvolvimento da indústria de P&G norueguesa foi complexo e marcado por: envolver diversos atores públicos e privados, com opiniões conflitantes em determinados momentos; forte influência política, que em questões centrais superaram as diferenças partidárias; mudanças no cenário mundial do setor; particularidades socioeconômicas do país, entre outros fatores. Portanto, não deve ser trivial um país tentar adaptar as políticas industriais adotadas na Noruega e obter nível de sucesso semelhante, sobretudo pelas eventuais diferenças nas características socioeconômicas, políticas, culturais e do cenário mundial do setor, que podem variar muito.

Acredita-se que o argumento de defesa da indústria nascente pode de fato funcionar, tal como ficou evidenciado no caso da indústria de P&G na Noruega. Entretanto, deve-se ter em mente que existem inúmeras variáveis a serem consideradas e que o horizonte temporal necessário para desenvolver o setor em questão pode variar. Alguns dos fatores atuais que devem dificultar outro país tentar construir uma cadeia produtiva do setor de P&G ampla e competitiva, como a norueguesa, são: a alta concentração de fornecedores mundiais e o alto nível de desenvolvimento tecnológico do setor, aumentando a necessidade de escala de capital para ingressar e competir em segmentos chave. Por outro lado, a OMC aparenta não estar impedindo que países se empenhem na tentativa de desenvolver indústrias locais, a exemplo do próprio setor de P&G.

O terceiro ensaio, apesar de independente, se baseou sobremaneira nos anteriores, ao analisar as lições e contribuições ao Brasil das políticas industriais adotadas na Noruega para desenvolver o setor de P&G. Inicialmente, o ensaio apresentou características gerais da cadeia produtiva do setor de P&G. Cita-se como exemplo que o segmento de empresas de serviço global é concentrado em poucas firmas, mas que a cadeia produtiva em geral do setor de P&G ainda é muito fragmentada. Ainda destaca-se que os elos inferiores da cadeia produtiva de P&G tendem a sofrer mais o impacto de crises do setor (efeito chicote) e que não se identificou consenso no Brasil quanto à definição da estrutura da cadeia produtiva de P&G no país, tal como aparenta existir no Reino Unido, por exemplo. O consenso quanto à estrutura da cadeia produtiva do setor de P&G, em especial, da fase de E&P, facilitaria a

compreensão de como os atores nos diferentes elos se relacionam; e conseqüentemente contribuiria para melhorar o monitoramento e a implementação das políticas industriais. Desta maneira, sugere-se como trabalho a ser desenvolvido o desenho, de forma consensual, da estrutura da cadeia produtiva de P&G no Brasil.

Também foi analisado o cenário socioeconômico do Brasil após a quebra do monopólio da E&P de P&G. Identificou-se que variáveis que podem ser importantes para o desenvolvimento industrial e para atração de investimentos se mostraram favoráveis na maior parte do tempo, como:

- a) o crescimento médio anual do país em torno de 4,31% entre 2004 e 2014;
- b) a inflação relativamente controlada (ficou acima de um dígito apenas em 2002 e 2003, após a oposição ganhar as eleições), em especial considerando o processo histórico do país de hiperinflação e troca de moedas;
- c) atingir patamar substancial de reservas internacionais (acima de R\$ 350 bilhões), favorecendo resistir a eventuais crises cambiais;
- d) a tendência de redução da dívida líquida do setor público sobre o PIB (variável importante para avaliar capacidade do país de implementar PI).

O cenário geral do setor de P&G no Brasil, após a abertura do mercado, é positivo. A agência criada para regular o setor, ANP, passou a licitar campos exploratórios para E&P de P&G, sobretudo por meio de rodadas de concessões. Já ocorreram 12 rodadas de licitações na modalidade de concessões. A ANP tem 88 concessionários registrados, além da Petrobras, sendo 50% estrangeiros. As empresas de petróleo nacionais são em geral de médio e pequeno porte e concentram sua atuação em campos *onshore* e/ou marginais.

Os investimentos no setor nos últimos anos têm sido expressivos, sem precedentes e liderados majoritariamente pela Petrobras. Desde 2010, a empresa tem investido mais de 40 bilhões de dólares anualmente. Esses valores são quase dez vezes maiores do que os investimentos no período de 1997 a 2001. A produção e reservas de P&G no Brasil têm crescido. Destaca-se sobretudo o reposicionamento do Brasil no cenário mundial entre os maiores detentores de reservas de P&G, após a descoberta do Pré-Sal em 2006.

Além de atrair a atenção das empresas estrangeiras da indústria de P&G, o Pré-Sal potencializa as oportunidades de desenvolvimento desta cadeia produtiva. Vale lembrar que no limite a PI do setor tem o horizonte temporal determinado pelo tempo que durarem as reservas de P&G. Por outro lado, ressalta-se que não foi identificado referencia alguma nas

pesquisas desenvolvidas, e nas consultas com profissionais da indústria, quanto a previsão de duração da política CL no Brasil.

Desde a abertura do mercado, em 1997, ações foram implementadas para desenvolver o setor de P&G e vêm influenciando o desenvolvimento desta cadeia produtiva. Duas das ações que mais se destacam são as cláusulas de CL e de P&D, que as operadoras são obrigadas a seguir para explorar e produzir P&G no Brasil.

As operadoras passaram a ter que cumprir o CL acordado e ou mínimo exigido, quando vencedoras das rodadas de licitações, sob pena de multas por não cumprimento. O peso do CL para decidir o ganhador das rodadas de licitações, a forma de mensurá-lo e das multas por não cumprimento, evoluíram ao longo dos anos, mas ainda existe espaço para melhorias. Cita-se, por exemplo, o fato de 12 operadoras já terem sido multadas 86 vezes por não cumprimento de CL acordado e ou mínimo exigido, totalizando um valor de R\$ 315.218.012,42.

A análise das multas indicou que o número expressivo de punições aplicadas não necessariamente significa que a indústria nacional não tenha capacidade de atender às demandas do setor. Mais de 90% dessas multas foram relativas à fase de exploração de P&G na 5ª e 6ª rodada, que se destacaram pelo fato de o conteúdo local ter sido o critério de maior peso para decidir o ganhador dos campos, e que não existiam limites máximos de CL. Aparentemente esses fatos acabaram levando as operadoras a assumirem índices irrealistas, de forma a tentar garantir acesso aos campos exploratórios de P&G.

Cabe frisar que até o momento apenas a fase de exploração teve o CL analisado, e até a 9ª rodada. Portanto, ainda falta analisar o conteúdo local até a 12ª rodada na fase de exploração e em todas as 12 rodadas na fase de DP. Os recursos gerados por essas multas, de não cumprimento de CL, são arrecadados a União, sem vinculação. Entende-se que esses recursos deveriam ser aplicados em projetos para desenvolver a cadeia produtiva de P&G e/ou financiar programas já existentes com esse intuito, tal como o Prominp.

Devido à cláusula de P&D, mais de R\$ 10 bilhões já foram gerados para aplicação para este fim no setor de P&G. Estão sendo avaliadas alterações nas regras para acesso a esses recursos de P&D, tendo em vista a pouca efetividade que teve na geração de inovação em serviços, produtos e processos.

Políticas industriais multissetoriais adotadas no Brasil, como a PDP e o PBM, incluíram ações para desenvolver o setor de P&G e sua cadeia produtiva. Apesar dos



resultados dessas políticas no setor de P&G, ficou evidenciado que apresentaram algumas falhas, como inconsistências na definição do horizonte temporal e das metas.

Em relação ao estágio atual de desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G no Brasil, destaca-se os seguintes pontos positivos:

- a) aumento expressivo do número de fornecedores do setor de P&G (em 1998 a Petrobras tinha 1.859 fornecedores, com mais de 30 funcionários, e em 2007 esse número aumentou para 3.407);
- b) o ressurgimento da construção naval, saltando de pouco menos de 2 mil pessoas empregadas, em 1998, para mais de 82 mil pessoas empregadas em 2014, em 41 estaleiros;
- c) a instalação de fornecedores globais da cadeia produtiva;
- d) realização de parcerias entre estaleiros e empresas em geral da cadeia produtiva com firmas estrangeiras;
- e) instalação de centros de P&D no país por parte de operadoras internacionais, fornecedores globais e institutos de pesquisa internacionais do setor de P&G;
- f) o fato de 596 unidades de pesquisa de 112 instituições já estarem credenciadas na ANP e aptas para acessar as verbas de P&D do setor de P&G.

Entretanto, ainda persistem problemas e desafios importantes a serem superados no desenvolvimento da cadeia produtiva do setor de P&G no Brasil. Destaca-se que a construção de plataformas, navios e alguns grandes equipamentos do setor ainda enfrentam problemas de sobrecustos e atrasos. Parte desses problemas está atrelada à formação e ineficiências da mão de obra técnica e gerencial (MEDEIROS et al., 2015). Desta maneira, pôde ser visto que alguns dos problemas e desafios que o Brasil enfrenta hoje no desenvolvimento da cadeia produtiva do setor de P&G são semelhantes aos que a Noruega superou no passado.

Em que pese o Brasil aparentemente já estar implementando ações de PI para o setor de P&G semelhantes ou inspiradas às adotadas na Noruega, destaca-se algumas das principais lições e contribuições a serem aprendidas deste caso, a partir das análises feitas:

- a) assegurar a estabilidade mínima necessária à maturação das políticas industriais, na gestão da operadora estatal (presidência) e da agência reguladora do setor (diretor geral) e em demais questões centrais no desenvolvimento do setor de P&G, mesmo quando a oposição ganhar as eleições, contribuindo para a

continuidade e previsibilidade em questões centrais nas políticas para desenvolver a indústria de P&G e, conseqüentemente, manter no longo prazo a indústria de petróleo internacional interessada no país;

- b) tentar controlar o ritmo de crescimento do setor (a política do “Vá devagar” ou *Go Slow Policy*), de forma a evitar desequilíbrios socioeconômicos estruturais no país, processo inflacionário, desindustrialização/doença holandesa, bem como também conceder tempo para que a indústria local se prepare para atender as demandas do setor, quando necessário, tentando manter o nível de investimentos do setor estável;
- c) estimular fortemente, por meio das rodadas de concessões, que operadoras internacionais transfiram conhecimento e tecnologias e trabalhem em cooperação com operadoras e institutos de pesquisa locais, incluindo treinarem mão de obra local;
- d) estimular fortemente que EPCistas internacionais e empresas de serviços globais transfiram conhecimento e realizem cooperações e *joint ventures* com fornecedores locais, especialmente quando houver complementariedade, mas de forma não mandatória;
- e) estimular o crescimento de empresas de engenharia locais centrais (a exemplo da NPC, AKER, Kvaerner e Kongsberg), inclusive com participação do Estado (AKER e Kongsberg);
- f) em momentos-chave, analisar em detalhes a performance dos fornecedores locais quanto à sua competitividade, identificando a origem de eventuais problemas e ineficiências, além de potenciais soluções;
- g) estimular que grandes contratos sejam desmembrados em pacotes menores, favorecendo a participação de empresas de pequeno e médio porte e/ou em áreas com empreendimentos e concentração de pequenas empresas (atualmente no norte da Noruega);
- h) desenvolver programas para integrar a cadeia produtiva, objetivando estimular a redução ou evitar o desenvolvimento de altos custos das atividades petrolíferas, a exemplo do NORSOK;
- i) aplicar os recursos de P&D mais voltados para pesquisa aplicada e desenvolvimento de tecnologias;

- j) usar as rodadas de concessões para estimular a participação das empresas locais na indústria de P&G de forma mais eficiente, tendo o controle do fornecimento local, mas sem a burocracia e custo da certificação de CL, e informando às empresas locais antecipadamente as demandas de bens e serviços dos operadores (“*form B*”);
- k) continuar estimulando o desenvolvimento do setor de P&G e da cadeia produtiva mesmo após a legislação de conteúdo local ser terminada, estimulando a formação de *clusters*, internacionalização e inovação das empresas.

A algumas medidas adotadas na Noruega cabe reflexão maior se realmente seriam pertinentemente aplicadas ao Brasil, sobretudo tendo em vista a atual crise de corrupção no setor e ou possíveis implicações. São elas:

- a) favorecer operadoras nacionais (incluindo privadas) em alguns campos-chave, mas estimulando a competição entre estas na contratação de bens e serviços nacionais. Como visto, essa ação estimulou a competição vertical de cadeias produtivas na Noruega, sendo um dos fatores importantes para o desenvolvimento de inovações no setor de P&G, com destaque para o segmento *subsea*.
- b) tentativa do governo de influenciar as tecnologias a serem utilizadas nos campos, sob o pretexto de estimular maior economicidade das atividades petrolíferas, mas aparentemente favorecendo as empresas nacionais (em casos de acidentes, pode gerar problemas de corresponsabilidade por parte do governo);
- c) tentativa do parlamento de influenciar a decisão das empresas do setor de P&G de se instalarem ao longo do país, em vez das regiões mais lógicas economicamente, tal como no *cluster* offshore de Stavanger, onde várias companhias já tinham sedes;
- d) governo e operadora estatal utilizarem seu poder de desenvolver fornecedores de forma discricionária (BJØRNSTAD, 2009).

Existem lições do desenvolvimento da indústria de P&G da Noruega que não necessariamente são frutos de ações de PI. Cita-se como exemplo o fato de os fornecedores noruegueses focarem, durante os anos 90, mais em áreas intensas em tecnologias mais próximas às tecnologias centrais da indústria de petróleo (RIGGVIK, 2013). Se a Noruega, que é historicamente uma nação atrelada à navegação/construção naval, acabou nos últimos

anos perdendo substancialmente o mercado de construção offshore para países na Ásia, para o Brasil esse desafio se mostra ainda maior. Outro fator que aparentemente tende a aumentar o desafio da competitividade da construção naval e offshore no Brasil é o grande número de estaleiros (41) presentes e dispersos no país. Resgata-se que foi identificado que a escala e estabilidade da carga de trabalho são fatores determinantes da curva de aprendizado e da produtividade dos estaleiros.

As tentativas de adaptar as lições das políticas industriais implementadas na Noruega no setor de P&G ao Brasil também devem considerar alguns fatores internos e externos, como, por exemplo:

- a) o atual cenário mundial do setor, com o preço do barril de petróleo em baixa e outros importantes mercados no setor de P&G sendo abertos, como o mexicano, que tem baixo índice de CL exigido, tende a diminuir a atratividade do mercado brasileiro;
- b) esse cenário externo desfavorável, somado ao cenário interno também delicado (grande quantidade de multas aplicadas as operadoras por não comprimento de CL; os quatro anos que o país ficou sem rodadas de licitações – 2009 a 2012 – e possíveis e prováveis impactos negativos que a crise atual do setor devem acarretar à cadeia produtiva e à capacidade de investimentos da Petrobras) tende a levar que as grandes operadoras pressionem o governo para promover mudanças na atual política de CL e para retirar da Petrobras a condição de única operadora do Pré-Sal.

Levando-se em consideração que a operadora é a principal alavanca deste setor, os seus custos e desafios a serem superados na E&P de P&G não devem ser tão grandes, a ponto de mudar a sua decisão do investimento no país, tal como alerta Martínez Prieto (2014). Nelsen (1991), por exemplo, relata que este foi o caso na terceira rodada na Noruega, em que vários operadores desistiram de fazer ofertas pelos campos, tendo em vista excesso de exigências e controle sobre a produção de P&G.

Ainda cabe ressaltar que, independente das contribuições que o estudo de caso da Noruega traz, apenas a análise da PI para desenvolver cadeia produtiva do setor de P&G no Brasil, tomando por base a discussão teórica, já permite reflexões importantes. Nessa ótica, apesar de avanços nos quase 20 anos de PI para desenvolver a cadeia produtiva da E&P de P&G no Brasil, desafios importantes a serem superados ainda persistem, tais como:

- a) aperfeiçoar as ações de PI no que concerne a planejamento, execução, mensuração de resultados e transparência, por exemplo: o estabelecimento de metas, indicadores e horizonte temporal das ações para internacionalização e ou para o desenvolvimento do setor naval serem mais objetivos, factíveis, mensuráveis e seus resultados tornados públicos e de forma sistemática;
- b) aumentar os estímulos para desenvolver segmentos da cadeia produtiva que têm melhor custo-benefício, e de cunho estratégico, tal como empresas de engenharia básica ou de detalhamento;
- c) aplicar os recursos das multas, por não cumprimento de CL, em projetos visando ao desenvolvimento da cadeia produtiva do setor;
- d) maior atrelamento dos benefícios concedidos às empresas locais a progressos em indicadores de produtividade, tomando como referência métricas globais, a exemplo do que o PBM propõe para financiamento na construção naval, mas até onde se saiba ainda não foi implementado.

Em relação as contribuições inovadoras e ou pouco disseminada na literatura, que a análise detalhada e in loco das políticas industriais implementadas nos dois países no setor de P&G permitiu trazer, destaca-se algumas como:

- a) demonstrar a importância do consenso e estabilidade política na Noruega nas ações para desenvolvimento do setor de P&G;
- b) demonstrar que a PI na Noruega para desenvolver a indústria de P&G foi mais forte do que comumente explicitado;
- c) as inferências que pôde-se fazer a partir do conhecimento da fórmula de cálculo de CL na Noruega como, por exemplo, que havia amplo controle sobre o fornecimento local e que as empresas locais da cadeia produtiva recebiam informações anteriormente aos concorrentes estrangeiros sobre contratações futuras dos operadores;
- d) comprovar a existência de meta de CL na Noruega, mesmo que talvez tenha sido temporária, e discutir suas possíveis implicações;
- e) apresentar os tipos de contratação durante a fase de PI mais forte na Noruega: competição aberta internacionalmente, competição aberta local e escolha de ganhador sem competição;

- f) demonstrar que alguns desafios que a Noruega teve de superar são semelhantes aos atuais no Brasil, em relação a sobrecustos, atrasos nos projetos e grandes empresas locais falirem;
- g) demonstrar a participação forte e direta do Estado norueguês na cadeia produtiva;
- h) demonstrar que diversas ações para desenvolver a cadeia produtiva de P&G continuaram a ser implementadas, mesmo após 1994, quando a Noruega aderiu a CEE.

Conclui-se que, a despeito dos avanços no desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G no Brasil, do aprimoramento das políticas industriais implementadas, ainda persistem desafios e problemas relevantes a serem superados. Por outro lado, a descoberta de reservas gigantescas de P&G do Pré-Sal, em 2006, colocou o Brasil em posição de destaque no cenário mundial do setor e potencializou as oportunidades para desenvolver esta cadeia produtiva.

Entretanto, as diferenças socioeconômicas, políticas e culturais da Noruega, agravadas por uma atual conjuntura global mais adversa e conjunturas internas, tornam o desafio do Brasil de desenvolver a cadeia produtiva do setor de P&G ampla e competitiva internacionalmente, muito mais difícil do que foi para a Noruega.

Por fim, entende-se que novas análises devam ser feitas sobre as políticas industriais e o estágio atual de desenvolvimento da cadeia produtiva de P&G do Brasil após: conhecido melhor os impactos da crise mundial atual do setor e seus reflexos no país, em especial na E&P das reservas de P&G do Pré-Sal, agravados pela crise interna do setor decorrente da chamada “Operação Lava Jato”, cujos impactos econômicos e políticos aparentam não ter precedentes na história recente do país.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL - ABDI. **Referências para a Política Industrial do Setor de Petróleo e Gás: o caso da Noruega**. Brasília: ABDI, 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Brasil-Rounds. **Relação de Concessionários**. 2014. Disponível em: <[www.brasil-rounds.gov.br/portugues/lista\\_de\\_concessionarios.asp](http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/lista_de_concessionarios.asp)>. Acesso em: 06 out. 2014.

\_\_\_\_\_. Conteúdo Local. **Apresentação**. 2015a. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?pg=75648&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1448134652135](http://www.anp.gov.br/?pg=75648&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1448134652135)>. Acesso em: 21 mar. 2015.

\_\_\_\_\_. Boletim ANP Petróleo e P&D. **Edição nº 21. Mai. 2015**. 2015b. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?pg=78239&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1448299606363](http://www.anp.gov.br/?pg=78239&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1448299606363)>. Acesso em: 02 jun. 2015.

AL-KASIM, F. **Managing Petroleum Resources: The ‘Norwegian Model’ in a Broad Perspective**. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2006.

ALTENBURG, T. **Industrial Policy in Developing Countries**. Overview and Lessons from Seven Country Cases. Bonn: German Development Institute, apr. 2011. (Discussion Papers).

AYINE, D. **Consolidated Report on Proposed Petroleum Bills and Local Content Policy for the Petroleum Sector**. Submitted To: The Ghana Research And Advocacy Programme (G-Rap), 2010.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL - BNDES. **Perspectivas do Investimento 2015-2018 e Panoramas Setoriais**, 2014. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2842>>. Acesso em: 16 jul. 2015.

BJØRNSTAD, S. **Shipshaped - Kongsberg Industry and Innovations in Deepwater Technology, 1975-2007**. 2009. Thesis (PhD) - Department of Innovation and Economic Organisation, Bi Norwegian School Of Management, Oslo, 2009.

BRASIL. **Lei n.º 9.478**, 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. Lex: Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, 1997. Disponível em: <[www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L9478.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm)>. Acesso em: 20 de nov. 2011.

\_\_\_\_\_. **Desafios da Indústria Brasileira frente à Competitividade Internacional**. Brasília: Câmara dos Deputados, 2012. Disponível em: <[www2.camara.leg.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/edicoes/paginas-individuais-dos-livros/desafios-da-industria-brasileira-frente-a-competitividade-internacional](http://www2.camara.leg.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/edicoes/paginas-individuais-dos-livros/desafios-da-industria-brasileira-frente-a-competitividade-internacional)>. Acesso em: 15 jul. 2015

\_\_\_\_\_. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior – MDIC. Política de Desenvolvimento Produtivo - PDP. Balanço de Atividades 2008-2010. **Volume 2**

**Relatório dos Programas para Consolidar e Expandir a Liderança.** [2011?].

\_\_\_\_\_. Plano Brasil Maior - PBM. **Dimensão Setorial.** 2015. Disponível em: <[www.brasilmaior.mdic.gov.br/conteudo/153](http://www.brasilmaior.mdic.gov.br/conteudo/153)>. Acesso em: 21 nov. 2015.

CANADIAN CENTRE FOR POLICY ALTERNATIVES - CCPA. Campbell, Bruce. **The Petro-Path not taken, Comparing Norway with Canada and Alberta's Management of Petroleum Wealth,** 2013.

CHANG, H-J.; ANDREONI, A.; KUAN, M. L. **International Industrial Policy Experiences and the Lessons for the UK.** Cambridge: Centre for Business Research, University of Cambridge, 2013. (Working Paper, n. 450).

CIMOLI, M.; DOSI, G.; STIGLITZ, J. **The Political Economy of Capabilities Accumulation: the Past and Future of Policies for Industrial Development.** Pisa: Laboratory of Economics and Management, Sant'Anna School of Advanced Studies, jul. 2008. (Working paper).

CIMOLI, M.; DOSI, G.; NELSON, R.; STIGLITZ, J. Institutions and Policies Shaping Industrial Development: An Introductory Note. In: Dosi, Giovanni and Cimoli, Mario and Stiglitz, Joseph E., (ed.). **Industrial Policy and Development: The Political Economy of Capabilities Accumulation.** Oxford: Oxford University Press, 2009. p. 19-38.

COHEN, E. Theoretical Foundations of Industrial Policy. **EIB papers,** Luxemburgo: v. 11, n. 1, p. 84-106, 2006.

ENGEN, O. A. The Development of the Norwegian Petroleum Innovation System: A Historical Overview. In: FAGERBERG, J.; MOWERY, D. C.; VERSPAGEN, B. (Org.). **Innovation, Path Dependency and Policy: The Norwegian Case.** New York: Oxford University Press, 2009. p. 179-207.

EVANS, P. B. **Embedded Autonomy: States and Industrial Transformation.** Princeton: Princeton University Press, 1995.

FERRAZ, J. C.; PAULA, G. M.; KUPFER, D. Política industrial. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (Org.). **Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil.** Rio de Janeiro: Elsevier, 2002. p. 545-567.

FREEMAN, C. The 'National System of Innovation' in historical perspective. **Cambridge Journal of Economics,** Oxford, n. 19, 1995, p. 5-24.

HEUM, P. et al. **Enhancement of Local Content in the Upstream Oil and Gas Industry in Nigeria.** A Comprehensive and Viable Policy Approach. Snf Report No. 25, 2003.

HUNTER, T. **Legal Regulatory Framework for the Sustainable Extraction of Australian Offshore Petroleum Resources: a Critical Functional Analysis.** 2010. Thesis (PhD), University of Bergen, Bergen, 2010.

INSTITUTO DE ESTUDOS PARA O DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL - IEDI. **A Política de Desenvolvimento Industrial, o que é e o que representa para o Brasil,** 2002.



Disponível em: <[www.iedi.org.br/admin/pdf/pol\\_desenvolv\\_industrial.pdf](http://www.iedi.org.br/admin/pdf/pol_desenvolv_industrial.pdf)>. Acesso em: 14 nov. 2015.

LALL, S. **Reinventing Industrial Strategy: The Role of Government Policy in Building Industrial Competitiveness**. Geneva: United Nations Conference on Trade and Development, apr, 2004. (Discussion paper, n. 28)

LOCKE, W.; CONCEPTS, S. **Exploring Issues Related to Local Benefit Capture in Atlantic Canada's Oil And Gas Industry**. 2004. A Discussion Paper Prepared For "Petroleum Research Atlantic Canada", 2004.

MARTÍNEZ PRIETO, D. C. **A Política de Conteúdo Local e as Decisões de Investimento no Brasil**. Dissertação (mestrado em Economia) - Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

MEDEIROS, B. B., et al. **The challenge of developing talent to meet the offshore and shipbuilding demands in Brazil**. In: SPE Offshore Europe Conference & Exhibition, sep. 2015, Aberdeen, Scotland, UK. Aberdeen: SPE, 2015. Disponível em: <[www.onepetro.org/conference-paper/SPE-175512-MS](http://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-175512-MS)>. Acesso em: 02 nov. 2015.

MEDEIROS, B. B. **The Development of the Upstream Oil & Gas Supply Chain in Norway**, 2014a. Manuscrito.

\_\_\_\_\_. **Theoretical Review of Industrial Policies**, 2014b. Manuscrito.

NAUDÉ, W. **Industrial Policy: Old and New Issues**. Genova: United Nations University, World Institute for Development Economics Research, sep. 2010. (Working paper, n. 106)

NELSEN, B. F. **The State Offshore**. Politics and State Intervention on the British and Norwegian Continental Shelves. New York: Praeger, 1991.

NORDAS, H. K.; VATNE, E.; HEUM, P. **The Upstream Petroleum Industry and Local Industrial Development**. A Comparative Study. Bergen: Snf, may. 2003. (Report n. 08)

PERES, W.; A. PRIMI. **Theory and Practice of Industrial Policy: Evidence from the Latin American Experience**. Santiago de Chile: CEPAL, 2009. (Serie Desarrollo Productivo, n. 187).

PETROBRAS. **Perguntas e Respostas**. 2015. Disponível em: <<http://sites.petrobras.com.br/minisite/presal/perguntas-respostas/index.asp>>. Acesso em 15 jul. 2015

\_\_\_\_\_. **Relacionamento com Investidores. Investimentos**. [2013?]. Disponível em: <[www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/investimentos](http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/investimentos)>. Acesso em: 15 jul. 2015

REINERT, Erik S. **Emulation versus Comparative Advantage: Competing and Complementary Principles in the History of Economic Policy**. The Other Canon foundation, Norway, Tallinn University of Technology, Tallinn, ago. 2009. (Working papers, n. 25).

RODRIK, D. **Normalizing Industrial Policy**. Cambridge: John F. Kennedy School of Government, Harvard University, sep. 2007. Disponível em: <[http://academico.diretorio.fgv.br/ccmw/images/9/92/Rodrik\\_Normal\\_IP.pdf](http://academico.diretorio.fgv.br/ccmw/images/9/92/Rodrik_Normal_IP.pdf)>. Acesso em: 14 nov. 2015.

ROGNERUD, K. F. **Initial Socio-Economic and Environmental Aspects of Petroleum Sector Development in Mainland Tanzania**. 2012. Thesis (Master of Science) - Department of International Environment and Development Studies, Norwegian University of Life Sciences, Ås, 2012.

RYGGVIK, H. **Building A Skilled National Offshore Oil Industry**. Oslo: NHO, 2013.

SASSON, A.; BLOMGREN, A. **Knowledge Based Oil and Gas Industry**. Oslo: BI, mar. 2011. (Report, n. 4)

SHAFIYEDDIN, M. **How Did Developed Countries Industrialize?** The History of Trade and Industrial Policy: the case of Great Britain and the USA. Geneva: UNCTAD, 1998. (Discussion paper, n. 139).

\_\_\_\_\_. **What did Frederick List Actually Say?** Some Clarifications on the Infant Industry Argument. Geneva: UNCTAD, 2000. (Discussion paper, n. 149).

TEKA, Z. **Backward Linkages in the Manufacturing Sector in the Oil and Gas Value Chain in Angola**. Making the Most of Commodities Programme (Mmcp), mar. 2011. (Discussion Paper, n. 11).

TORDO, S.; ANOUTI, Y. **Local Content in the Oil and Gas Sector: Case Studies**. Washington: World Bank, 2013.

UNITED NATIONS CONFERENCE ON TRADE AND DEVELOPMENT - UNCTAD. **Nigeria - Creating Local Linkages by Empowering Indigenous Entrepreneurs**. New York and Geneva: African Oil and Gas Services Sector Survey, v. 1, 2006.

UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAMME - UNDP. **Human Development Reports**. 2015. Disponível em: <<http://hdr.undp.org/en/content/table-2-human-development-index-trends-1980-2013>>. Acesso em: 14 nov. 2015.

UGANDA. Ministry of Energy and Mineral Development. **Enhancing National Participation in the Oil and Gas Industry in Uganda**. Kampala, 2011.

WARWICK, K. S. **Beyond Industrial Policy: Emerging Issues and New Trends?**. Paris: OECD Science, Technology and Industry Policy Papers, n. 2, 2013.

WTI Advisors. **Local Content Requirements & The Green Economy**. Geneva: UNCTAD, 2013.

YOGUEL, G.; PEREIRA, M. **Industrial and technological policy: Contributions from evolutionary perspectives to policy design in developing countries**. Munich: MPRA, mai. 2014. (MPRA Paper, n. 56290).