



APERFEIÇOAMENTO DO PROCESSO DE FISCALIZAÇÃO COM FOCO EM  
SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO  
*OFFSHORE* NO BRASIL

Danielle Lanchares Ornelas

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientadores: Alessandra Magrini  
Maurício Cardoso Arouca

Rio de Janeiro  
Junho de 2014

APERFEIÇOAMENTO DO PROCESSO DE FISCALIZAÇÃO COM FOCO EM  
SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO  
*OFFSHORE* NO BRASIL

Danielle Lanchares Ornelas

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ  
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM  
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

---

Prof.<sup>a</sup> Alessandra Magrini, D.Sc.

---

Prof. Maurício Cardoso Arouca, D.Sc.

---

Prof. Marco Aurélio dos Santos, D.Sc.

---

Dr. Neilton Fidelis da Silva, D.Sc.

---

Prof. André Luiz Hemerly Costa, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JUNHO DE 2014

Ornelas, Danielle Lanchares

Aperfeiçoamento do Processo de Fiscalização com foco em segurança e meio ambiente das unidades de produção *offshore* no Brasil/ Danielle Lanchares Ornelas. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

XIX, 223.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Alessandra Magrini

Maurício Cardoso Arouca

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 153-171.

1. Fiscalização 2. Regulação 3. Segurança 4. Meio Ambiente 5. Plataformas de Petróleo. I. Magrini, Alessandra *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Dedico este trabalho a minha família, pois sem esse amor eu não teria  
conseguido cumprir esta missão.

“Embora ninguém possa voltar atrás e fazer um novo começo, qualquer um pode começar agora e fazer um novo fim.”

Chico Xavier

“No fim tudo dá certo, e se não deu certo é porque ainda não chegou ao fim.”

Fernando Sabino

## AGRADECIMENTOS

A Deus por iluminar meu caminho, dar forças para seguir sempre em frente e cercar minha vida de tantas pessoas especiais.

Ao meu querido filho a caminho, Lucas, pela inspiração e por ter sido minha maior motivação para seguir até o final.

Ao meu marido, Marcus, por estar ao meu lado com palavras de otimismo, carinho, compreensão e força e ainda pelas discussões sobre fiscalização que tornaram o trabalho mais agradável.

Aos meus pais, Gilberto e Maria de Los Angeles, pelo amor, carinho e por todos os esforços dedicados a mim, por terem me ensinado a valorizar os estudos e a buscar meus sonhos, meus objetivos, onde quer que estejam, com verdade, persistência e ética. Nos últimos meses, diante de repouso absoluto por conta da gravidez com risco de parto prematuro, sem a ajuda deles seguramente teria que ter abandonado esse projeto.

Aos meus orientadores, Alessandra Magrini e Maurício Arouca, pela participação neste projeto, suporte e paciência imprescindíveis, além da compreensão diante das minhas limitações devido à licença médica. Agradeço ainda pela especial disponibilidade na reta final, quando a Prof<sup>a</sup>. Alessandra, mesmo com problemas de saúde, permaneceu dando sustentação a este trabalho.

Aos membros da banca examinadora, Marco Aurélio dos Santos, Neilton Fidelis da Silva e André Luiz Hemerly Costa, por aceitarem o convite e pelas contribuições que possibilitaram a melhoria desse trabalho.

Aos professores do Programa de Planejamento Energético e de Planejamento Ambiental, pelos ensinamentos ao longo de todo o curso, especialmente ao Prof. Alexandre Szklo, pela dedicação durante o tempo em que trabalhamos juntos e pelo incentivo.

Ao pessoal administrativo do PPE, em especial à Sandra e ao Paulo, pela atenção e presteza.

Ao meu Prof. de graduação e mestrado, André Hemerly, um exemplo de vocação à docência, pelos ensinamentos que desde a graduação são muito úteis na minha vida acadêmica e profissional.

Ao amigo Pietro Mendes, pelas contribuições e discussões que agregaram inestimável valor a este trabalho. Além das palavras de força nos momentos que pareciam impossíveis.

Ao engenheiro Ricardo Viana Vargas, pela disponibilidade nas trocas de correio eletrônico sobre análise hierárquica, sem nem mesmo me conhecer.

À ANP, pelo desafio de mudança de tema na etapa final do curso e pela concessão da licença-capacitação.

Aos colegas que contribuíram pacientemente com as entrevistas e o preenchimento dos questionários, fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

A minha amiga Marisa, por ter tornado mais agradável as inúmeras horas de estudo para o exame de qualificação, pelo suporte durante todo esse ciclo, incentivo e ajuda na etapa final.

Às minhas amigas Bruna e Luciana, pelos momentos de estudo durante as disciplinas e apoio.

À minha amiga Camila, pelo fundamental apoio no final da trajetória.

Aos meus amigos Sabrina, Guilherme, Zila, Ana Luiza, Jomara, Milena e Marta, pelos momentos agradáveis e conforto nas horas difíceis desta trajetória.

No decorrer destes anos do curso de Doutorado contei com a ajuda de muitos familiares, amigos e colegas, enfim, pessoas importantes que fizeram ou fazem parte da minha jornada de vida e foram essenciais para o desenvolvimento deste projeto. Dessa forma, restam muitas pessoas especiais que merecem um agradecimento nominal, mas deixo um “muito obrigada” sincero, não menos relevante que os anteriores, às demais pessoas que contribuíram para a execução desta Tese.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.).

APERFEIÇOAMENTO DO PROCESSO DE FISCALIZAÇÃO COM FOCO EM  
SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO  
*OFFSHORE* NO BRASIL

Danielle Lanchares Ornelas

Junho/2014

Orientadores: Alessandra Magrini

Maurício Cardoso Arouca

Programa: Planejamento Energético

O Estado brasileiro tem papel central na segurança operacional e preservação ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo. Sendo assim, o tema dessa pesquisa é o aperfeiçoamento da fiscalização de plataformas de petróleo em dois níveis, o primeiro mais geral, relacionado ao arranjo institucional e arcabouço regulatório, o segundo, com um viés operacional, relacionado ao planejamento de ações de fiscalização *in loco*. Na fundamentação teórica, buscou-se conhecer a legislação e atuação dos órgãos envolvidos na fiscalização, além da regulação internacional e dos conceitos da análise multicritério de apoio à tomada de decisão. No que tange ao arranjo institucional e arcabouço regulatório, a partir da análise da legislação, atuação dos órgãos e entrevistas, foram identificados pontos de melhoria, culminando na proposição de ações de integração. Sobre o planejamento de fiscalização, a partir de pesquisas de campo com entrevistas, aplicação de questionários e empregando-se como base o método de análise hierárquica para identificação de critérios para definição da criticidade das plataformas a serem fiscalizadas, foi proposta uma ferramenta de auxílio à tomada de decisão. Os resultados podem contribuir para que os órgãos fiscalizadores trabalhem de forma mais coordenada e integrada, levando a ações de fiscalização de plataformas de petróleo *in loco* mais eficientes.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

IMPROVEMENT OF THE OVERSIGHT PROCESS WITH FOCUS ON SAFETY  
AND ENVIRONMENTAL PROTECTION OF OFFSHORE PRODUCTION UNITS  
IN BRAZIL

Danielle Lanchares Ornelas

June/2014

Advisors: Alessandra Magrini  
Maurício Cardoso Arouca

Department: Energy Planning

The Brazilian State has a central role in assuring operational safety and environmental protection of the oil exploration and production activities. Therefore, the theme of this study is the improvement of the supervision of oil platforms, at two levels, the first, more general, related to the institutional arrangement and regulatory framework, and the second, on an operational point-of-view, covering the planning of onsite inspection activities. The theoretical framework is provided by investigation of the legislation and actions of the authorities involved in that oversight, besides international regulations and the main concepts of multicriteria analysis for decision support. Regarding the institutional arrangement and regulatory framework, analysis of the legislation and the actions of the constituted authorities along with responses to interviews detected areas that need improvement, specifically the need for more integrated actions. Regarding supervision planning, a field study was conducted involving interviews and the application of questionnaires. Based on the collected data, the technique of Analytic Hierarchy Process (AHP) was employed to identify criteria for defining the criticality of the platforms to be inspected, leading to the proposal of a tool to assist in the decision making process. The results can help regulators work in a more coordinated and integrated way, leading to more efficient onsite supervision of oil platforms.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1	Definição do Problema.....	3
1.2	Objetivos .....	5
1.3	Estrutura do Estudo .....	6
<b>2</b>	<b>INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL</b> .....	<b>8</b>
2.1	Produção de Petróleo e Gás Natural <i>Onshore</i> .....	8
2.2	Produção de Petróleo e Gás Natural <i>Offshore</i> .....	10
<b>3</b>	<b>REGULAÇÃO INTERNACIONAL</b> .....	<b>15</b>
3.1	Regimes Regulatórios .....	15
3.2	Modelo dos Estados Unidos da América .....	19
3.3	Modelo da Noruega.....	27
3.4	Modelo do Reino Unido.....	38
<b>4</b>	<b>FISCALIZAÇÃO EM PLATAFORMAS DE PETRÓLEO</b> .....	<b>49</b>
4.1	Panorama do Arranjo Governamental.....	49
4.2	A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.....	51
4.2.1	Evolução Institucional .....	52
4.2.2	Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional .....	56
4.3	A Marinha do Brasil.....	63
4.4	O Ministério do Trabalho e Emprego .....	66
4.5	O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis ..	70
4.6	Os Órgãos de Controle .....	72
4.7	Desafios da Fiscalização .....	73
4.7.1	Atuação da ANP .....	76
4.8	Identificação de Sobreposições .....	79
4.8.1	Visão Geral nas Atividades de E&P.....	79
4.8.2	Atividades de Perfuração e Produção.....	82
4.9	Ações Integradas de Segurança e Meio Ambiente.....	86
4.9.1	Propostas.....	90
<b>5</b>	<b>ANÁLISE MULTICRITÉRIO DE APOIO À TOMADA DE DECISÃO</b> .....	<b>94</b>
5.1	Tomada de Decisão .....	94
5.2	Análise Multicritério e seus Enfoques .....	96
5.3	Análise Hierárquica.....	102
<b>6</b>	<b>PLANEJAMENTO DE FISCALIZAÇÃO DE PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO</b> .....	<b>108</b>
6.1	Metodologia .....	108
6.1.1	Identificação de Critérios.....	110
6.1.2	Seleção dos Critérios Determinantes .....	112
6.1.3	Ponderação dos Critérios .....	113
6.2	Resultados e Discussão .....	114

6.2.1	Identificação de Critérios.....	114
6.2.2	Seleção dos Critérios Determinantes.....	116
6.2.3	Ponderação dos Critérios.....	132
6.3	Estudo de Caso.....	140
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>146</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>153</b>
	<b>APÊNDICE 1 – Modelo de Questionário para a Etapa 2.....</b>	<b>172</b>
	<b>APÊNDICE 2 – Modelo de Questionário para a Etapa 3.....</b>	<b>181</b>
	<b>APÊNDICE 3 – Perfil dos Participantes da Etapa 1.....</b>	<b>182</b>
	<b>APÊNDICE 4 – Perfil dos Participantes da Etapa 2 .....</b>	<b>183</b>
	<b>APÊNDICE 5 – Respostas dos Questionários Aplicados na Etapa 2 .....</b>	<b>184</b>
	<b>APÊNDICE 6 – Perfil dos Participantes da Etapa 3.....</b>	<b>192</b>
	<b>APÊNDICE 7 – Respostas dos Questionários Aplicados na Etapa 3 .....</b>	<b>193</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura governamental de fiscalização das atividades de exploração e produção <i>offshore</i> de petróleo dos EUA.....	27
Figura 2 – Estrutura governamental de fiscalização das atividades de exploração e produção <i>offshore</i> de petróleo na Noruega.....	37
Figura 3 – Estrutura governamental de fiscalização das atividades de exploração e produção <i>offshore</i> de petróleo do Reino Unido.....	47
Figura 4 – Estrutura governamental brasileira de fiscalização <i>offshore</i> .....	50
Figura 5 – Evolução das unidades organizacionais da ANP de segurança operacional e meio ambiente .....	53
Figura 6 – Principais marcos referentes à segurança operacional e ao meio ambiente das atividades perfuração e produção de petróleo e gás natural <i>offshore</i> na ANP .....	55
Figura 7 – Sobreposição de competências.....	83
Figura 8 – Integração de fiscalização <i>offshore</i> para segurança e meio ambiente.....	91
Figura 9 – Estrutura de decisão hierárquica .....	103
Figura 10 – Esquemático das principais fases da metodologia .....	109
Figura 11 – Esquemático das etapas de identificação de critérios .....	111
Figura 12 – Esquemático das etapas de seleção dos critérios determinantes .....	112
Figura 13 – Esquemático das etapas de ponderação dos critérios determinantes .....	113
Figura 14 – Árvore de decisão.....	123

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Produção de petróleo em terra referente ao período de 1993 a 2012.....	8
Gráfico 2 – Produção de gás natural em terra referente ao período de 1993 a 2012.....	9
Gráfico 3 – Poços produtores de petróleo e gás natural em terra .....	10
Gráfico 4 – Produção de petróleo em mar referente ao período de 1993 a 2012 .....	11
Gráfico 5 – Produção de gás natural em mar referente ao período de 1993 a 2012.....	11
Gráfico 6 – Poços produtores de petróleo e gás natural em mar .....	12
Gráfico 7 – Perfil do volume derramado por plataformas de petróleo .....	62
Gráfico 8 – Vítimas em plataformas.....	63
Gráfico 9 – Resultado das prioridades médias locais para o grupo tecnológico .....	137
Gráfico 10 – Resultado das prioridades médias locais para o grupo organizacional ...	138

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Plataformas de produção em operação por bacia .....	12
Tabela 2 – Plataformas de produção em operação por tipo.....	13
Tabela 3 – Ações de fiscalização da ANP em 2010, 2011 e 2012 .....	60
Tabela 4 – Índices randômicos de Saaty .....	106
Tabela 5 – Escala de notas para definição dos critérios determinantes.....	113
Tabela 6 – Relevância dos critérios – probabilidade de ocorrência de um acidente....	117
Tabela 7 – Relevância dos critérios – impacto à vida humana e ao meio ambiente no caso de acidente .....	118
Tabela 8 – Critérios de alta relevância .....	119
Tabela 9 – Critérios determinantes para criticidade das plataformas.....	120
Tabela 10 – Subcritérios para emprego em “resultados de fiscalizações anteriores do órgão regulador” .....	120
Tabela 11 – Correspondência entre os subcritérios e o SGSO .....	122
Tabela 12 – Escalas dos critérios.....	128
Tabela 13 – Resultado parcial do teste de consistência.....	133
Tabela 14 – Validação do teste de consistência organizacional.....	133
Tabela 15 – Resultado do teste de consistência dos questionários reavaliados.....	134
Tabela 16 – Resultado final do teste de consistência .....	135
Tabela 17 – Validação do resultado da PML e PMG dos grupos tecnológico e organizacional.....	135
Tabela 18 – Validação do resultado da PML de todos os critérios .....	136
Tabela 19 – Validação do resultado da PMG de todos os critérios.....	136
Tabela 20 – Prioridade média global dos critérios .....	139
Tabela 21 – Comparação de ordenação dos critérios .....	140
Tabela 22 – Conjunto hipotético das plataformas de produção.....	141
Tabela 23 – Dados complementares conjunto hipotético de plataformas de produção	142
Tabela 24 – Dados auxiliares do conjunto hipotético de plataformas de produção .....	142
Tabela 25 – Quantificação dos critérios do conjunto hipotético de plataformas de produção .....	143
Tabela 26 – Índice de criticidade para fiscalização das plataformas de produção .....	144
Tabela 27 – Ordenação das plataformas de produção .....	144

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Práticas de gestão do SGSO .....	57
Quadro 2 – Plataformas de produção interdidas pela ANP em 2010 .....	60
Quadro 3 – Plataformas de produção interdidas pela ANP em 2011 .....	60
Quadro 4 – Plataformas de perfuração interdidas pela ANP em 2012.....	61
Quadro 5 – Principais itens do Anexo II da NR-30.....	67
Quadro 6 – Principais regulamentações com aspectos de segurança e meio ambiente nas fases de E&P.....	80
Quadro 7 – Comparação entre instrumentos normativos do MTE e ANP .....	84
Quadro 8 – Escala fundamental de Saaty .....	104
Quadro 9 – Escala adaptada dos números absolutos .....	104
Quadro 10 – Critérios identificados nas entrevistas semiestruturadas – probabilidade de ocorrência de acidente .....	115
Quadro 11 – Critérios identificados nas entrevistas semiestruturadas: impacto de acidente.....	116
Quadro 12 – Classificação dos critérios do conjunto hipotético de plataformas de produção .....	143

## LISTA DE SIGLAS

AHP – Analytic Hierarchy Process  
ACP – Area Contingency Plan  
ALARP – As Low As is Reasonably Practicable  
ALE – Ageing and Life Extension  
ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis  
BOEM – Bureau of Ocean Energy Management  
BOEMRE – Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement  
BSEE – Bureau of Safety and Environmental Enforcement  
CCPS – Center for Chemical Process Safety  
CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental  
CGPEG – Coordenação-Geral de Petróleo e Gás  
CMA – Coordenadoria de Meio Ambiente  
CNI – Confederação Nacional da Indústria  
CONAMA – Conselho Nacional de Meio Ambiente  
CR – Consistence Ratio  
CSO – Coordenadoria de Segurança Operacional  
DECC – Department of Energy and Climate Change  
DEN – Department of Energy  
DILIC – Diretoria de Licenciamento Ambiental  
DNV – Det Norske Veritas  
DOI – Department of the Interior  
DPC – Diretoria de Portos e Costas  
DSST – Departamento de Segurança e Saúde no Trabalho  
DTI – Energy Resources and Development Unit of the Department of Trade and Industry  
ECS – European Committee of Standardization  
E&P – Exploração e Produção  
EIA – Energy Information Administration  
ELECTRE – Elimination et Choix Traduisant la Réalité  
EPA – Environmental Protection Agency  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
EPI – Equipamento de Proteção Individual  
FPSO – Floating Production, Storage and Offloading  
FPU – Floating Production Unit  
FPWSO – Floating Production, Workover, Storage and Offloading  
FSO – Floating Storage and Offloading  
GC – Coast Guard  
HHTF – Horas Homem Totais de Fiscalização  
HHTTP – Horas Homem Totais de Trabalho nas Plataformas  
HRS – High Risk Ship  
HSE – Health and Safety Executive  
IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis  
IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis  
IDH – Índice de Desenvolvimento Humano  
IDLH – Immediately Dangerous to Life and Health  
IEA – International Energy Agency  
IMO – International Maritime Organization  
IR – Índice Randômico

ISM – International Safety Management  
JNCC – Joint Nature Conservation Committee  
KLIF – Climate and Pollution Agency  
LRS – Low Risk Ship  
MAC – Método de Análise de Concordância  
MACBETH – Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evaluation Technique  
MARS – Major Accident Reporting System  
MB – Marinha do Brasil  
MCA – Maritime and Coastguard Agency  
MCDM - International Society on Multiple Criteria Decision Making  
MMA – Ministério do Meio Ambiente  
MMS – Minerals Management Service  
MODM – Multi-Objective Decision Making  
MPF – Ministério Público Federal  
MPT – Ministério Público do Trabalho  
MPU – Ministério Público da União  
MTE – Ministério do Trabalho e Emprego  
NC – Número de Não Conformidades  
NCA – Norwegian Coastal Administration  
NCC - Número de Não Conformidades Críticas  
NCP – National Oil and Hazardous Substances Pollution Contingency Plan  
NCPGC – Números de Não Conformidades nas Práticas de Gestão Críticas  
NOFO – Norwegian Clean Seas Association for Operating Companies  
NORMAM – Norma da Autoridade Marítima  
NPD – Norwegian Petroleum Directorate  
NR – Norma Regulamentadora  
NRS – National Response System  
NSO – Núcleo de Segurança Operacional de Exploração e Produção  
OCES – Operators Co-operative Emergency Service  
OCS – Outer Continental Shelf  
OCSLA – Outer Continental Shelf Lands Act  
OECD – Organisation for Economic Cooperation and Development  
ONU – Organização das Nações Unidas  
OPEP – Oil Pollution Emergency Plan  
OPOL – Offshore Pollution Liability Association Limited  
OSHA – Occupational Safety and Health Administration  
OSPRAG – Oil Spill Prevention and Response Advisory Group  
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento  
PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia  
PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.  
PFEER – Prevention of Fire and Explosion, and Emergency Response  
PG – Prática de Gestão  
PIB – Produto Interno Bruto  
PMG – Prioridade Média Global  
PML – Prioridade Média Local  
PROMETHEE – Preference Ranking Organizational Method  
PSA – Petroleum Safety Authority  
RCC – MCA Coastguard Rescue Co-ordination Centre  
RCP – Regional Contingency Plan

RNNP – Trends in Risk Level in Norwegian Petroleum  
SAMAMBAIA – Sistema de Análise Multicritério Aplicado como Método Base à Avaliação de Impacto Ambiental  
SAO – Sensibilidade Ambiental a Derramamentos de Óleo  
SDP – Superintendência de Desenvolvimento e Produção  
SEMS – Safety and Environmental Management Systems  
SEP – Superintendência de Exploração  
SGSO – Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural  
SINDIPETRO-RN – Sindicato dos Trabalhadores em Pesquisa, Exploração, Produção, Perfuração, Refino, Armazenamento e Transporte de Petróleo e dos Trabalhadores de Empresas Interpostas do Estado do Rio Grande do Norte  
SIT – Secretaria de Inspeção do Trabalho  
SMAA – Stochastic Multicriteria Acceptability Analysis Methods  
SMS – Segurança, Saúde e Meio Ambiente  
SOPEP – Shipboard Oil Pollution Emergency Plan  
SOSREP – Secretary of States Representative for Maritime Salvage and Intervention  
SPP – Superintendência de Pesquisa e Estatísticas  
SRS – Standard Risk Ship  
SRTE – Superintendência Regional do Trabalho e Emprego  
SSM – Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente  
TCU – Tribunal de Contas de União  
TODIM – Tomada de Decisão Interativa e Multicritério  
TOPISIS – Technique Order Preference by Similarity to Ideal Solution

# 1 INTRODUÇÃO

O petróleo e o gás natural são as principais fontes de energia mundiais, representando cerca de 53% da oferta de energia primária, segundo a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency* - IEA, 2013). No Brasil, equivale a aproximadamente 51%, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2013).

Outra forma de reconhecer a importância da indústria de petróleo e gás natural na economia mundial é através da relevância das empresas do setor. Segundo o *ranking* Global 500 referente ao ano de 2012, publicado pela revista **Fortune**, entre as 10 maiores companhias, 7 (Shell, Exxon Mobil, BP, Sinopec, China National Petroleum, Chevron e ConocoPhillips) são do setor de petróleo e gás (CNN MONEY, 2012). Sendo a empresa estatal nacional, a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), ocupante da 23ª posição nessa lista.

O nível de atividade no setor de petróleo e gás brasileiro é elevado. A produção nacional de petróleo cresceu cerca de 100% comparando 1998 e 2012, saindo do patamar de 1 milhão bbl/d para 2 milhões bbl/d, segundo dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2003; 2013a). Tal resultado foi acompanhado do aumento de cerca de 100% das reservas provadas do país, ou seja, a razão reserva provada/produção manteve-se praticamente inalterada, demonstrando que o esforço exploratório vem sendo bem-sucedido.

O Produto Interno Bruto (PIB) do setor de petróleo e gás natural, no período de 1990 a 2010, aumentou de aproximadamente R\$ 50 bilhões para R\$ 440 bilhões, o que equivaleu a 3% do PIB nacional em 1990 e 12% no ano de 2010. O potencial de crescimento esperado ao longo da próxima década é ainda maior (CNI, 2012).

Os números do setor são expressivos e demonstram a relevância para a economia do país. Enquanto em 2002 a arrecadação com *royalties* foi de cerca de 2,1 bilhões de reais, em 2011 foi de 15,6 bilhões de reais, e entre 2011 e 2012 houve crescimento de 20%. Já a arrecadação a partir das participações especiais foi de 2,5 bilhões de reais em 2002 e 15,9 bilhões de reais em 2012. A arrecadação oriunda da obrigação de investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) cresceu aproximadamente 365% entre 2002 e 2012, sendo da ordem de 1,2 milhão de reais em

2012. A maior parte da arrecadação deve-se à produção de petróleo *offshore*, visto que esta área é responsável por cerca de 90% da produção nacional (ANP, 2012a).

De acordo com dados da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2013a), no ano de 2012, 94% dos 15,3 bilhões de barris de petróleo de reservas nacionais provadas localizam-se no mar e o restante em campos terrestres. Desde 2003, essa proporção se mantém acima de 90%. Estima-se que a relação permaneça em patamares elevados por conta das recentes descobertas no Pré-Sal.

Cabe ressaltar que em maio de 2013, ocorreu a 11ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural promovida pela ANP, em que houve um recorde em arrecadação de bônus de assinatura<sup>1</sup> de R\$ 2,8 bilhões, assim como uma previsão de investimentos do programa exploratório mínimo a ser cumprido pelas empresas vencedoras de R\$ 6,9 bilhões, demonstrando o crescimento do setor (ANP, 2013b). Foram ofertados 289 blocos, incluindo 166 blocos marítimos, 94 em águas profundas e 72 em águas rasas (BRASIL, 2013b). A 1ª Rodada do Pré-Sal, licitação pioneira de partilha da produção, foi realizada para uma área de 1,5 milhões de km<sup>2</sup> na Bacia de Santos, em outubro de 2013, resultando em um bônus de assinatura de R\$ 15 bilhões e uma oferta de excedente em óleo para a União de 41,65% (ANP, 2013c). Em novembro de 2013, a ANP promoveu a 12ª Rodada, na qual foram ofertados 240 blocos, resultando na arrecadação de bônus de assinatura de R\$ 1,7 bilhão e programa exploratório mínimo de R\$ 0,5 bilhão (ANP, 2013h).

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2021 (EPE, 2012) aponta a geração de empregos e o aumento das participações governamentais (*royalties* e participações especiais) decorrentes das atividades de Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás natural no próximo decênio. O estudo estima a geração de 75 mil empregos diretos em 2015, ano de pico das atividades, 100 mil empregos indiretos, considerando as outras atividades da cadeia produtiva do petróleo; e a arrecadação destinada a estados e municípios de cerca de R\$ 267 bilhões de 2012 a 2021.

Diante da importância da produção de petróleo e gás natural para a economia do país, o Estado brasileiro necessita garantir que a exploração e produção de petróleo

---

<sup>1</sup> De acordo com o Decreto nº 2.705/1998 (BRASIL, 1998), trata-se do 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.

ocorram de forma controlada, em conformidade com as boas práticas da indústria internacional com vistas à segurança operacional e à preservação ambiental. Nesse sentido, destaca-se a relevância da atuação dos órgãos brasileiros responsáveis pela fiscalização das plataformas de petróleo, como a ANP, a Marinha do Brasil (MB), o Ministério do Trabalho e Emprego (MTE) e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama).

A ocorrência de grandes acidentes,<sup>2</sup> tais como na plataforma Piper Alpha em 1988, no Reino Unido, e na plataforma Deepwater Horizon em 2010, nos EUA (KURTZ, 2013; DUNKLEY, 2012), e no Brasil o afundamento da plataforma P-36 em 2001 (PUPPIM DE OLIVEIRA, 2003), e o vazamento de óleo no campo de Frade em 2011 (ANP, 2012b), pode causar a morte de pessoas, danos significativos ao meio ambiente e perdas de ativos das empresas, podendo reduzir, por conseguinte, a receita das empresas e, conseqüentemente, dos países. Isso pode, portanto, impactar negativamente as atividades *offshore* de exploração e produção de petróleo (BARUSCO, 2002; KIM *et al.*, 2012; MUEHLENBACHS *et al.*, 2013; VIERENDEELS *et al.*, 2011).

Desta forma, em função da criticidade das atividades de exploração e produção de petróleo, resta clara a responsabilidade das autoridades reguladoras no sentido de garantir que as empresas adotem medidas que reduzam ou ainda eliminem os riscos de ocorrência de acidentes, sendo estas continuamente avaliadas e melhoradas.

## 1.1 Definição do Problema

A atividade de fiscalização das plataformas de petróleo pelo Estado brasileiro é de suma importância para o Brasil e seu aperfeiçoamento consiste em um grande desafio. No âmbito desta tarefa, podem ser identificados dois níveis de ação, o primeiro, mais geral, com foco regulatório e interinstitucional, sobretudo, na questão do sombreamento de competências entre os diferentes órgãos atuantes. O segundo, mais

---

<sup>2</sup> Um grande acidente pode ser definido como um incidente agudo, tal como um derramamento grave, incêndio ou explosão que, de imediato ou posteriormente, resulta em múltiplas lesões pessoais graves, perda de vidas humanas, danos graves ao meio ambiente ou perda de importantes ativos financeiros (PSA, 2012).

específico, com foco operacional, especialmente, com relação ao planejamento de ações fiscalizatórias *in loco*.

Atualmente no Brasil, a atividade fiscalizatória das plataformas de petróleo está distribuída em diferentes órgãos. A ANP fiscaliza segurança de processo (ANP, 2012c), a Marinha do Brasil tem foco na segurança da embarcação e da navegação (MB, 2013a), o MTE na saúde e segurança do trabalho (MTE, 2011), e o Ibama é responsável pela proteção do meio ambiente e licenciamento ambiental (IBAMA, 2013; PEDROSA, 2012).

A pluralidade de agentes públicos regulando temas de grande afinidade para a mesma indústria pode resultar na existência de sobreposição, duplicações, desperdício de recursos e, com isso, pode haver perda de eficiência e efetividade, além de carga administrativa e burocracia (BLANK, 2012). Hale *et al.* (2013) indicam que se duas ou mais agências regulam a mesma atividade, esses regulamentos podem se sobrepor, gerando inclusive conflitos. São apontados na literatura exemplos internacionais sobre sobreposição de competências entre agentes públicos responsáveis pela regulação dos temas de segurança e meio ambiente (AGAARD, 2011; BLANK, 2012). A coordenação para questões interorganizacionais é entendida como uma forma de minimizar a redundância, incoerência e lacunas nas políticas (ALEXANDER, 1993; BOGASON, TOONEN, 1998; PETERS, 1998; PETERS, PIERRE, 2006; OECD, 2013; BLANK, 2012).

A política global de acidentes no setor de petróleo e gás *offshore* no Brasil é basicamente definida pela Lei n° 9.966/2000, que abrange a prevenção, controle e fiscalização de atividades que podem causar poluição devido ao lançamento de óleo e outras substâncias perigosas em águas sob jurisdição brasileira. A promulgação dessa lei foi regulamentada pela publicação do Decreto n° 4.136/2002 (BRASIL, 2002) e do Decreto n° 8.127/2013 (BRASIL, 2013c). No entanto, pouca atenção tem sido dada à organização interinstitucional para a prevenção de acidentes.

A prevenção ou mitigação de acidentes através de uma fiscalização eficiente *in loco* de plataformas de petróleo, passa não apenas pela clara definição de competências entre os órgãos reguladores, uso de um instrumento regulatório robusto com as exigências a serem cumpridas pelas empresas, fiscais capacitados, como também pela existência de uma ferramenta de auxílio de tomada de decisão que empregue uma metodologia que permita a ordenação das unidades em termos da sua maior criticidade.

Os estudos na literatura sobre o Brasil versam, principalmente, sobre aspectos de segurança em geral, com foco em questões técnicas sobre a investigação e prevenção de acidentes, em vez de uma abordagem regulatória. Portanto, há uma lacuna referente a estudos sobre questões regulatórias com foco em segurança e meio ambiente das atividades *offshore*, mais especificamente nos problemas causados pela sobreposição de competências e poderes dos agentes públicos no Brasil envolvidos na fiscalização de atividades petrolíferas *offshore* e na metodologia de determinação das unidades a serem fiscalizadas *in loco*.

Dada a importância do setor de petróleo e gás natural no país e, conseqüentemente, da segurança e preservação ambiental nas atividades de exploração e produção, a fiscalização *in loco* dessas atividades constitui um desafio para os órgãos reguladores.

## 1.2 Objetivos

Diante do exposto, o principal objetivo da presente Tese de Doutorado é propor o aperfeiçoamento da fiscalização de unidades *offshore* de produção de petróleo e gás natural no Brasil, com foco em segurança e preservação ambiental, em dois níveis, o primeiro relacionado ao arcabouço regulatório e arranjo institucional dos diferentes órgãos reguladores, e o segundo voltado para o planejamento das ações *in loco* dessas unidades.

Para isso os objetivos secundários do primeiro nível da proposta de aperfeiçoamento são analisar a sobreposição entre a alçada das autoridades atuantes na fiscalização nas atividades *offshore* de produção e perfuração de petróleo e gás natural e propor melhorias acerca do arcabouço regulatório existente, por mecanismos de integração. Já para o segundo nível, de caráter mais operacional, o objetivo secundário é propor uma ferramenta de auxílio a tomada de decisão para o planejamento da fiscalização *in loco*. A ferramenta aqui desenvolvida foi voltada para um dos órgãos fiscalizadores, a ANP, contudo baseia-se em uma metodologia que pode ser facilmente adaptada para os demais órgãos fiscalizadores.

O escopo do trabalho restringe-se às atividades *offshore*. A justificativa é que a natureza da produção *offshore* é de maior risco e impacto em caso de acidentes quando

comparada à produção *onshore*. Ademais representa cerca de 90% da produção de óleo e gás natural do país (ANP, 2012a). Os maiores volumes produzidos nas instalações marítimas contribuem para amplificar os aspectos de risco e impacto supracitados.

Particularmente, a ferramenta para auxílio à tomada de decisão quanto à ordenação das plataformas a serem fiscalizadas foi desenvolvida para as unidades de produção. Essa escolha se deu considerando que o número de unidades de produção é bastante superior ao de perfuração. Por exemplo, em 2010, havia em operação 140 unidades de produção contra 65 de perfuração (ANP, 2011b), assim, a seleção de plataformas de produção torna-se mais relevante. Outro aspecto empregado para a delimitação deste estudo foi o fato de o maior acidente ocorrido no Brasil nos últimos anos ter ocorrido em uma unidade de produção, a P-36 (VINNEM, 2011; BARUSCO, 2002; CHAKRABARTI, 2005).

### 1.3 Estrutura do Estudo

A presente Tese de Doutorado encontra-se organizada em 7 capítulos. A Introdução apresenta e contextualiza o tema de estudo, objetivos e justificativas, além de propor a estrutura.

O Capítulo 2, intitulado “Indústria de Petróleo e Gás Natural no Brasil”, oferece um panorama da produção *onshore* e *offshore* de petróleo e gás natural no país, a fim de situar o leitor com relação à importância do setor, sobretudo, da produção *offshore*, o que justifica o escopo desta pesquisa.

O Capítulo 3, chamado “Regulação Internacional”, apresenta um panorama geral da regulação de segurança operacional, ocupacional e do meio ambiente de países considerados referência no tema e cuja atividade de exploração e produção *offshore* é relevante para a economia. A experiência internacional traz contribuições para as análises e propostas traçadas para o Brasil.

No Capítulo 4, denominado “Fiscalização em Plataformas de Petróleo”, é realizada uma exposição dos papéis das instituições governamentais envolvidas na fiscalização das atividades *offshore* de produção de petróleo e gás natural no Brasil. São apresentados os instrumentos e procedimentos empregados na fiscalização. São também discutidos problemas enfrentados na atividade de fiscalização, dentre os quais se destaca

o estabelecimento de fronteiras bem delineadas de competências acerca dos aspectos de segurança e meio ambiente das etapas do ciclo de vida *offshore* do E&P, sobretudo, as atividades de perfuração e produção. Por fim, são apresentadas propostas de ações para promover a coordenação e integração interinstitucional a fim de reduzir a sobreposição de competências identificada.

O Capítulo 5, intitulado “Análise Multicritério de Apoio à Tomada de Decisão”, apresenta os conceitos de tomada de decisão, análise multicritério de apoio à tomada de decisão e análise hierárquica, fornecendo a fundamentação teórica acerca da metodologia empregada como base para a proposta de planejamento de fiscalização *in loco* das plataformas de produção de petróleo.

No Capítulo 6, denominado “Planejamento de Fiscalização de Plataformas de Produção de Petróleo”, é exposta a metodologia empregada no desenvolvimento de uma ferramenta para o planejamento da fiscalização *in loco* das plataformas de produção de petróleo. São descritas as etapas de identificação, seleção e ponderação de critérios para ordenação das plataformas, bem como são apresentados os resultados das respectivas etapas. Ao final do capítulo, a utilização da ferramenta é ilustrada a partir de um estudo de caso.

O Capítulo 7 traz as conclusões desta Tese e as recomendações para futuras pesquisas. Por fim, são apresentadas as referências bibliográficas empregadas na elaboração do presente trabalho, além de apêndices que complementam as informações apresentadas ao longo do Capítulo 6.

## 2 INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

Este capítulo se destina à caracterização da indústria de petróleo e gás natural no Brasil no que tange à produção, tanto *onshore*, quanto *offshore*. O objetivo é mostrar a importância do país como produtor de petróleo e gás natural, ressaltando a vocação *offshore* e justificando assim o escopo desta pesquisa.

### 2.1 Produção de Petróleo e Gás Natural *Onshore*

A produção anual de petróleo em campos terrestres teve pico em 80 MMbbl no ano de 2003, tendo posteriormente se reduzido para o patamar de 65 MMbbl., conforme mostra o Gráfico 1. Em 2012, o estado do Rio Grande do Norte foi responsável por aproximadamente 28,7% do petróleo produzido *onshore*, seguido da Bahia, com 23,8%, e do Amazonas, com 18,6%.

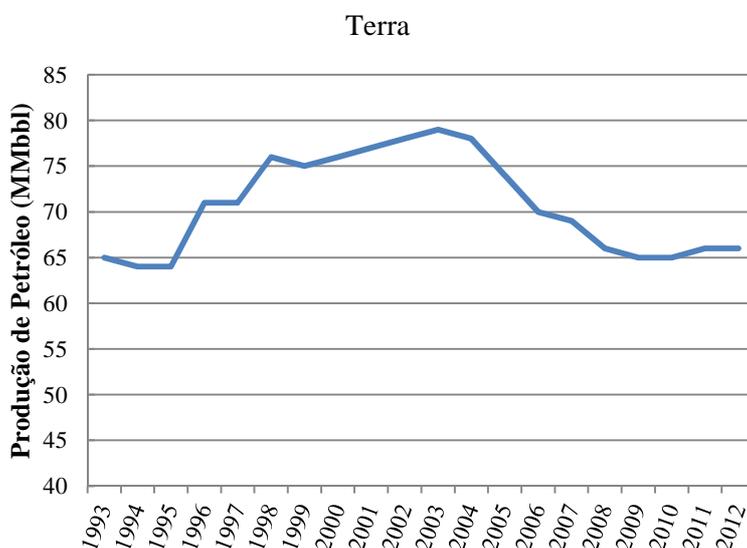


Gráfico 1 – Produção de petróleo em terra referente ao período de 1993 a 2012  
Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2013a; ANP, 2003)

A curva de produção de gás natural<sup>3</sup> em campos terrestres acompanha o mesmo comportamento da produção de óleo. Observa-se um pico próximo a  $8.000 \times 10^6 \text{ m}^3$  no ano de 2004 e posterior declínio para um patamar em torno de  $6.000 \times 10^6 \text{ m}^3$  (ANP,

<sup>3</sup> O total da produção inclui os volumes de reinjeção, queimas, perdas e consumo próprio.

2013a; ANP, 2003), conforme é mostrado no Gráfico 2. Em 2012, o estado do Amazonas foi responsável por aproximadamente 68% do gás natural produzido *onshore*, seguido da Bahia (15,9%) e de Alagoas (8,3%).

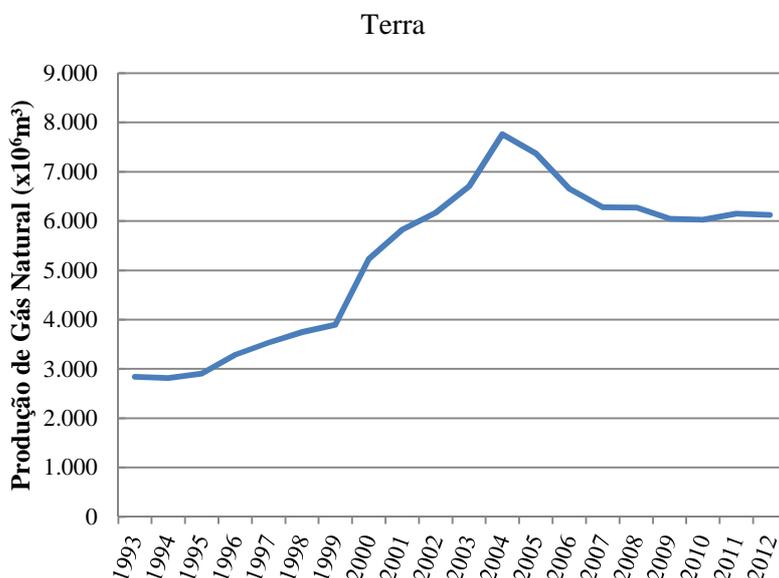


Gráfico 2 – Produção de gás natural em terra referente ao período de 1993 a 2012  
 Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2013a; ANP, 2003)

Atualmente, existem 268 campos terrestres em produção situados em 8 estados (ANP, 2013e), a saber: Alagoas (13), Amazonas (5), Bahia (93), Ceará (2), Espírito Santo (53), Maranhão (1), Rio Grande do Norte (77) e Sergipe (24). Cada campo terrestre pode ser constituído de instalações de coleta, processamento e estações de tratamento de água de injeção e de efluentes. Por exemplo, o campo de Buracica, localizado na cidade de Alagoinhas, na Bacia do Recôncavo, é constituído por 6 instalações: Estação Coletora de Pereira, Estação Coletora de Alvorada, Estação Coletora de Nova Tororó, Estação Coletora de Lameiro, Estação de Tratamento de Óleo de Camboatá e Estação de Tratamento e Injeção de Água. Outro exemplo a ser citado é o Campo de Salina Cristal, localizado na cidade de Macau, na Bacia Potiguar, que é composto por 5 instalações: Estação Coletora Conceição A, Estação Coletora Conceição B, Estação Coletora Conceição C, Satélite Coletora de Salina Cristal A e Satélite Coletora de Salina Cristal B.

O Gráfico 3 ilustra o histórico do número de poços produtores de petróleo e gás natural em terra, do período de 1995 a 2012. No período, o pico mínimo foi de 6.436 poços, em 1996, enquanto o pico máximo foi de 8.439, em 2003. A maior parte dos

poços produtores localiza-se nos estados do Rio Grande do Norte, Sergipe e Bahia. Os três estados, em 2012, continham cerca de 89% dos poços terrestres, sendo o Rio Grande do Norte, 47%.

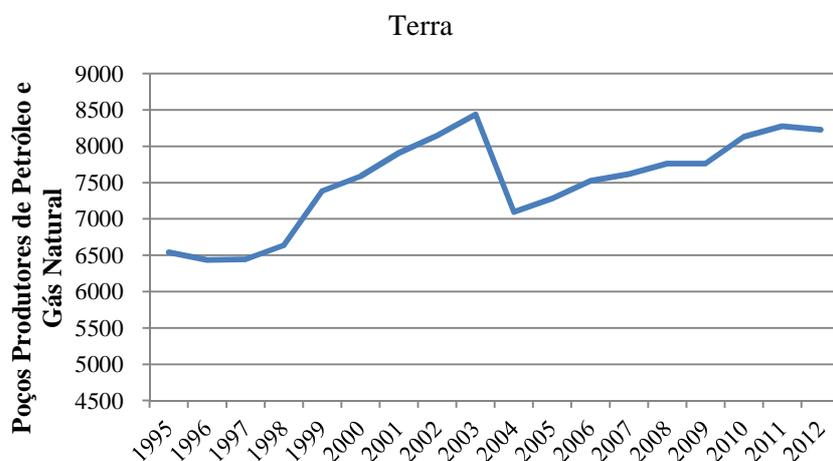


Gráfico 3 – Poços produtores de petróleo e gás natural em terra  
 Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2013a; ANP, 2003)

No ano de 2013, a ANP promoveu a 12ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, na qual foram ofertados 240 blocos localizados em 7 bacias sedimentares brasileiras: Acre-Madre de Dios, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, São Francisco e Sergipe-Alagoas (ANP, 2013h). Nessa licitação foram arrematados 72 blocos, o que equivale a 47.427,60 km<sup>2</sup> (ANP, 2013h).

## 2.2 Produção de Petróleo e Gás Natural *Offshore*

A produção de petróleo *offshore* no Brasil tem apresentado um crescimento contínuo nos últimos anos, como evidencia o Gráfico 4.

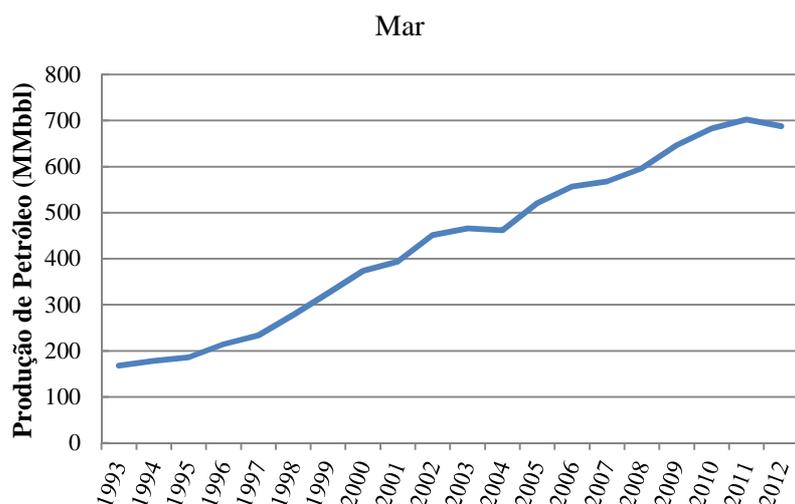


Gráfico 4 – Produção de petróleo em mar referente ao período de 1993 a 2012  
 Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2013)

A curva de produção de gás natural *offshore*<sup>4</sup> acompanha o mesmo comportamento crescente da produção de óleo, conforme é mostrado no Gráfico 5. Entre os anos de 2002 e 2012 houve um aumento de cerca de 110,6% na produção de gás natural *offshore* no país. No ano de 2012, a produção de gás natural *offshore* foi de  $19.709 \times 10^6 \text{ m}^3$ , o que corresponde a 76,3% da produção *onshore* e *offshore*. Em 2012, pode-se destacar a produção dos estados do Rio de Janeiro (52,5%), Espírito Santo, (19,3%) e Bahia (11,4%).

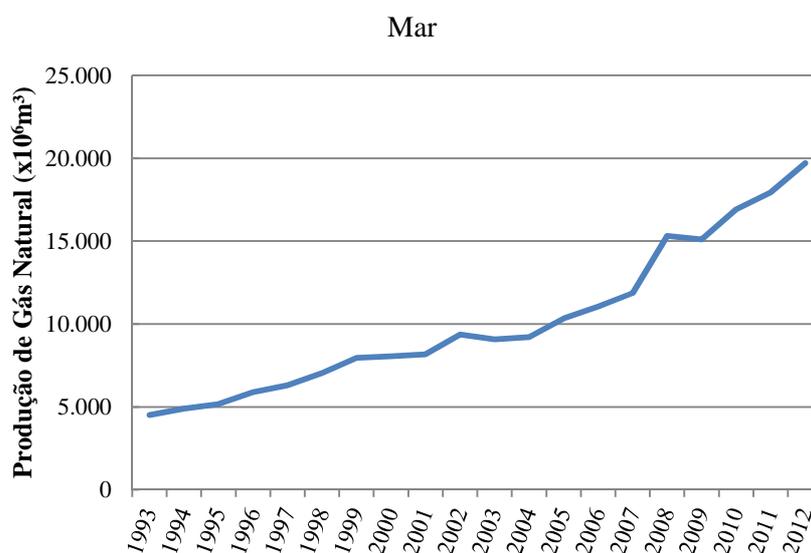


Gráfico 5 – Produção de gás natural em mar referente ao período de 1993 a 2012  
 Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2013a; ANP, 2003)

<sup>4</sup> O valor da produção inclui os volumes de reinjeção, queimas, perdas e consumo próprio.

O Gráfico 6 ilustra o histórico do número de poços *offshore* produtores de petróleo e gás natural do período de 1995 a 2012. Embora a variação nesse período não tenha sido muito expressiva em termos do quantitativo de poços produtores, mantendo-se na faixa de 718 a 818 poços, a produção *offshore* seguiu aumentando. Em 2012, existiam 791 poços produtores, destes, 66% eram referentes ao Rio de Janeiro.

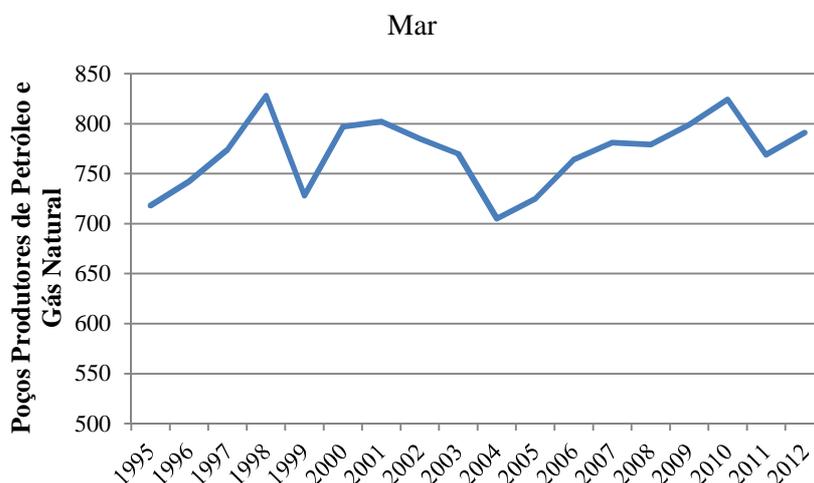


Gráfico 6 – Poços produtores de petróleo e gás natural em mar  
Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2013a; 2003)

Nota-se que embora a produção de petróleo e gás natural em mar seja historicamente muito superior do que em terra, o número de poços produtores é bastante inferior. Por exemplo, no ano de 2012, havia 791 poços produtores em mar contra 8.227 em terra.

Atualmente, existem 92 campos marítimos em produção situados em 9 estados (ANP, 2013e), a saber: Alagoas (1), Bahia (2), Ceará (4), Espírito Santo (15), Paraná (2), Rio de Janeiro (45), Rio Grande do Norte (10), São Paulo (5) e Sergipe (8).

De acordo com os dados da ANP (2013d), em setembro de 2013, existiam 140 plataformas de produção de petróleo e gás natural em operação no Brasil, distribuídas em sete bacias (Tabela 1).

Tabela 1 – Plataformas de produção em operação por bacia

Bacia	Quantitativo
Camamu	1
Campos	62
Ceará	9
Espírito Santo	3
Potiguar	29
Santos	9
Sergipe	27

Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2013d)

Em setembro de 2013, a Petrobras era operadora de 131 plataformas de produção em operação, sendo as demais operadas pelas empresas Shell, Chevron Frade, Statoil Brasil, OGX e BP Energy (ANP, 2013d). Com relação ao tipo de plataforma de produção, conforme ilustrado na Tabela 2, cerca de 62% são fixas, 23% do tipo FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*) e 11% do tipo semissubmersível.

Tabela 2 – Plataformas de produção em operação por tipo

<b>Tipo</b>	<b>Quantitativo</b>
Fixa	87
FPSO	33
Semissubmersível	16
FPU <sup>5</sup>	1
FSO <sup>6</sup>	3
Navio Tanque	1

Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2013d)

Em 2012, o Brasil foi o 11º maior produtor mundial de petróleo e o 7º maior consumidor (EIA, 2013). A expectativa é de que o Brasil mantenha sua posição de destaque mundial na produção de petróleo e gás natural. O PDE 2021 (EPE, 2012) prevê investimentos globais no setor de energia da ordem de R\$ 1,1 trilhão, dos quais 24,4% correspondem à oferta de energia elétrica, 68,4% a petróleo e gás natural, e 7,2% à oferta de biocombustíveis líquidos. Estima-se ainda a ampliação da produção de petróleo em relação ao que foi verificado em 2011 e 2021, de 2,1 para 5,4 Mb/d e da produção de gás natural, de 65,9 para 190,9 Mm<sup>3</sup>/d. O plano prevê para o horizonte até 2021 um papel mais relevante para o Brasil no mercado mundial de petróleo, atuando como exportador líquido deste, em função da produção em campos já delimitados e do desenvolvimento da produção das acumulações descobertas na área do Pré-Sal. O PDE 2021 estima a entrada em operação em 2014 de 8 novas unidades marítimas de produção, em 2018, e de 82 no período de 2014 a 2021.

O estudo de Saraiva *et al.* (2014) estimou as curvas de produção de petróleo para o Brasil, considerando reservas pós-sal, a partir da modificação do modelo de multi-Hubbert. Os autores chegam a um pico máximo de 2,4 Mb/d em 2015, 3,3 Mb/d em 2022 e 6,6 Mb/d em 2035 para reservas 1P, 2P, 3P<sup>7</sup>, respectivamente. Tais

---

<sup>5</sup> *Floating Production Unit.*

<sup>6</sup> *Floating Storage and Offloading.*

<sup>7</sup> Reservas Provasdas (1P): representam o volume mínimo que pode ser tecnicamente e comercialmente recuperável com um nível de certeza de 95% (probabilidade). Reservas Provasdas + Prováveis (2P): representam o volume mínimo tecnicamente e comercialmente recuperável com um nível de certeza de

resultados vão ao encontro de outras projeções, como o PDE 2021, no sentido de que a produção de petróleo nacional seguirá aumentando nos próximos anos.

No ano de 2013, a ANP promoveu a 11ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, na qual foram leiloados 289 blocos, dos quais, 166 estão no mar, sendo 94 em águas profundas e 72 em águas rasas (BRASIL, 2013b), assim como promoveu a 1ª Rodada do Pré-Sal, licitação pioneira de partilha da produção, a qual licitou uma área *offshore* de cerca de 1.500.000 km<sup>2</sup> na Bacia de Santos (ANP, 2013g). Essas perspectivas de expansão das atividades de E&P *offshore* colocam grandes desafios para o Brasil, especialmente no que tange às autoridades reguladoras acerca do tema de segurança e meio ambiente.

---

50%. Reservas Provadas + Prováveis + Possíveis (3P): representam o volume mínimo que pode ser tecnicamente e comercialmente recuperável com um nível de certeza de 5% (probabilidade).

### 3 REGULAÇÃO INTERNACIONAL

Neste capítulo serão apresentados aspectos acerca da regulação existente em países reconhecidos internacionalmente como referência em segurança operacional, ocupacional e preservação do meio ambiente. Serão abordados como os diferentes órgãos de Estado com competência fiscalizadora interagem entre si com vista à determinação de não conformidades. A experiência internacional traz contribuições para as análises e propostas traçadas para o aperfeiçoamento da fiscalização *offshore* no Brasil.

#### 3.1 Regimes Regulatórios

Diversos trabalhos na literatura apontam que os grandes acidentes são muitas vezes responsáveis por mudanças nas práticas das indústrias e dos órgãos reguladores do setor, via de regra, visando o aperfeiçoamento do arcabouço regulatório que permitiria evitar repetição do evento ou, minimamente, mitigar os impactos, sobretudo no que diz respeito à proteção da vida humana e do meio ambiente.

Skogdalen *et al.* (2011) relatam que todo grande acidente gera dúvida se o ocorrido diz respeito apenas à empresa, à operação por ela conduzida ou se indica problemas sistemáticos no setor como um todo, incluindo os aspectos relacionados com sua regulação. A legislação e as normas influenciam o desenvolvimento técnico e organizacional, bem como os procedimentos e treinamentos relacionados à evacuação de instalações, uma vez que em situações de grande risco em instalações, as operações de evacuação, fuga e resgate têm um papel fundamental na salvaguarda da vida humana (SKOGDALEN *et al.*, 2012).

O estudo realizado por Vierendeels *et al.* (2011) relata a influência de grandes acidentes industriais como fatores impulsionadores na alteração da legislação de prevenção de acidentes na Europa. Muehlenbachs *et al.* (2013) apontam que o governo dos Estados Unidos tomou medidas destinadas a reduzir a probabilidade de futuros derramamentos de óleo, reestruturando suas instituições reguladoras, bem como impondo novas exigências tecnológicas para a indústria após o acidente da plataforma Deepwater Horizon. Skogdalen e Vinnem (2011) indicam a importância das auditorias

de segurança por parte das autoridades reguladoras, com foco nas análises de risco, como um elemento positivo na prevenção e mitigação de incidentes e acidentes.

Uma das primeiras questões que se impõem ao analisar determinado regime regulatório, especialmente no que se refere a atividades *offshore*, diz respeito ao escopo. Este pode ter características mais prescritivas, nas situações em que são necessários requisitos obrigatórios detalhados para garantir o cumprimento das normas, proporcionando maior segurança em relação aos requisitos e facilitando o monitoramento e fiscalização (DNV, 2010; TVEIT, 1994). Outra abordagem possível diz respeito à adoção de regulamentos baseados em desempenho ou metas (DNV, 2010; TVEIT, 1994). Há evidências de um incremento no uso desse tipo de regulamento por causa da maior flexibilidade para a inovação e racionalização de custos, especialmente quando comparados com os requisitos prescritivos mais tradicionais (DNV, 2010; TVEIT, 1994). É possível que os regimes regulatórios adotem elementos dessas duas abordagens (DNV, 2010).

Em uma análise mais aproximada, pode-se considerar a adoção de uma regulação prescritiva mais adequada, em que procedimentos específicos ou padrões técnicos são necessários para prover maior certeza no atendimento aos requerimentos e facilitar o esforço de monitoramento (DNV, 2010). Essa abordagem funciona bem para definir especificações mínimas de projeto para dispositivos de segurança, para procedimentos de comunicação de incidentes e em situações em que desvios dos requisitos podem gerar riscos inaceitáveis ao meio ambiente ou à vida humana (DNV, 2010). O principal ponto fraco da regulação prescritiva diz respeito ao fato de que a inflexibilidade pode inibir a introdução de práticas e tecnologias inovadoras, reduzindo a capacidade de resposta em circunstâncias que fujam ao padrão de observação (DAGG *et al.*, 2011).

Diante da necessidade de inovação, tem crescido o uso de regulações baseadas em desempenho e metas. Essa abordagem permite às empresas adaptarem programas e procedimentos exigidos de forma a adequá-los ao tipo de negócio e ao meio ambiente no qual atuam. Tal medida costuma encorajar a inovação, levando ao desenvolvimento de sistemas mais seguros e a uma atitude mais proativa na identificação de problemas e elaboração de soluções. Os pontos fracos a serem destacados estão relacionados com a elevação dos custos e a falta de transparência ao público em geral, bem como pode ser considerado difícil interpretar os níveis de desempenho desejados que estão definidos na regulação (DAGG *et al.*, 2011).

Outra questão premente diz respeito à existência de conflito de interesse nas situações em que o órgão regulador setorial acumula as funções relacionadas com as atividades de promoção do desenvolvimento das atividades, situação na qual suas decisões afetam receitas e recursos provenientes de diferentes tipos de impostos e *royalties*, assim como também é o órgão responsável por promover a fiscalização das questões relacionadas com a segurança operacional, ocupacional e de preservação ambiental. A preocupação de que a promoção do desenvolvimento e a geração de receitas exerçam pressões sobre as instituições reguladoras para relaxar exigências regulatórias tem levado a separação desses órgãos em alguns países (DAGG *et al.*, 2011).

Tal preocupação é outro fenômeno que se mostra presente após acidentes de grandes proporções, tendo sido observado no Reino Unido após o desastre ocorrido na plataforma Piper Alpha, em 1998 e, mais recentemente, nos EUA, após o acidente na plataforma Deepwater Horizon, em 2010. Essa separação clara também é observada na Noruega, entre outros países.

Quanto à questão que envolve o número de órgãos atuantes em um determinado regime regulatório, existem muitas configurações possíveis, embora seja raro que todos os aspectos de uma regulação aplicada à área de petróleo e gás natural sejam administrados por apenas um órgão. A divisão de funções entre diferentes instituições, algumas vezes, reflete a estrutura da legislação em vigor, podendo ser dado também a um único órgão a autoridade para administrar múltiplos estatutos e normas (DAGG *et al.*, 2011).

Quando mais de um órgão tem autoridade ou responsabilidade operacional sobre um aspecto da atividade *offshore* é necessária coordenação para garantir a eficácia e eficiência do regime regulatório. A coordenação é particularmente importante em situações de resposta a emergências, nas quais a ação oportuna e eficaz por meio de diferentes unidades organizacionais pode ser essencial para minimizar o risco de danos significativos. A coordenação se faz necessária para evitar exigências conflitantes, duplicação de esforços e incerteza acerca da autoridade e responsabilidade dos órgãos reguladores. Vários mecanismos têm sido utilizados para coordenar as competências das diferentes autoridades reguladoras (DAGG *et al.*, 2011).

A estrutura que caracteriza um determinado arcabouço regulatório pode variar imensamente. Em algumas situações a legislação aplicável pode fazer referência a uma ampla gama de documentos, que podem incluir normas técnicas e padrões de boas

práticas preparadas por grupos ligados ao governo, à indústria ou às organizações independentes. Essas referências podem ser feitas diretamente no corpo das Leis e regulamentos aplicáveis, tornando-se mandatórios, como podem apenas auxiliar na interpretação da legislação, provendo padrões mínimos e pontos de referência (DAGG *et al.*, 2011).

Em que pese os diferentes arranjos institucionais possíveis e o regime regulatório aplicável por um determinado país ou região, é muito provável que este tenha que desenvolver indicadores de desempenho da indústria para nortear as ações a serem adotadas na prevenção de acidentes. Após a investigação de um grande acidente, uma importante questão que costuma aparecer diz respeito a se o acidente é sintoma de problemas sistêmicos de segurança na indústria como um todo ou resultado de uma operação realizada fora dos padrões da atividade (SKOGDALEN *et al.*, 2011). Nesse sentido, o principal objetivo dos indicadores de desempenho é monitorar o nível de segurança de um sistema, para motivar ações e prover as informações necessárias aos tomadores de decisão sobre onde e como agir (SKOGDALEN *et al.*, 2011).

Nesse sentido, o uso de indicadores de risco é amplamente difundido e empregado por entidades reguladoras ao redor do mundo, variando o contexto no qual são utilizados. Alguns indicadores são denominados reativos que, via de regra, trabalham com dados de históricos de acidentes ou quase acidentes. Outro grupo de indicadores é denominado preventivo, e estão focados em proporcionar *feedbacks* que permitam atuar antes que um acidente ocorra (DAGG *et al.*, 2011). O *Health Safety Environment Executive* (HSE), do Reino Unido, por exemplo, afirma que ambos são necessários para garantir a alta qualidade da seleção de indicadores (HSE, 2006c), embora não seja comum sua utilização conjunta em indústrias de processo (HOPKINS, 2009). Na Noruega, o projeto denominado *Trends in Risk Level in Norwegian Petroleum* (RNNP) emprega os chamados indicadores reativos e preventivos para avaliar o nível de risco das empresas de produção e exploração de petróleo e gás existentes no país, em bases anuais, somadas a questionários e entrevistas aplicadas. O RNNP objetiva monitorar o desempenho de segurança na indústria de petróleo e gás da Noruega pelo uso de diferentes métodos, empregando conceitos de estatística, de engenharia e de ciências sociais. Portanto, o RNNP consiste de importante campo de estudo, não apenas em relação aos seus indicadores, mas também pode ser visto como uma estrutura a ser adotada por outros países ou indústrias (SKOGDALEN *et al.*, 2011).

### 3.2 Modelo dos Estados Unidos da América

Nos EUA, o regime jurídico das atividades do governo relativo à plataforma continental (*Outer Continental Shelf* – OCS) é composto por uma coleção descoordenada de inúmeras leis promulgadas pelo Congresso ao longo de mais de 200 anos (LINDØE *et al.*, 2012). Existem leis que estabelecem as regras sobre os recursos minerais, dividindo a autoridade entre os estados e governo federal sobre as águas costeiras e terras submersas (LINDØE *et al.*, 2012). As leis tratam dos portos, navegação, embarcações, dutos e pesca, além de proteger os interesses de segurança nacional, os direitos do povo norte-americano, animais, como os mamíferos marinhos e as espécies ameaçadas de extinção, evitando a poluição da água e do ar, e a disposição inadequada de resíduos tóxicos (LINDØE *et al.*, 2012). As leis estabelecem ainda a necessidade de estudos de impacto ambiental e versam sobre a responsabilidade por danos pessoais, danos materiais e danos aos recursos naturais (LINDØE *et al.*, 2012).

Dentro desse arcabouço regulatório, a lei que autoriza as operações *offshore* de exploração e produção de petróleo e gás é a *Outer Continental Shelf Lands Act* (OCSLA), diversas vezes alterada desde a sua promulgação em 1953 (LINDØE *et al.*, 2012). Essa lei federal autoriza o Departamento do Interior (*Department of the Interior* – DOI) e o Serviço de Gestão dos Minerais (*Minerals Management Service* – MMS) a realizar programas de concessão, emitindo licenças às empresas de exploração e produção, assim como a conduzir um programa de regulamentação para garantir que essas atividades sejam realizadas de forma segura (LINDØE *et al.*, 2012). Também autoriza a regulamentação da segurança no local de trabalho nas plataformas pela Guarda Costeira (*Coast Guard* – GC) (LINDØE *et al.*, 2012). Assim, a OCSLA atribui responsabilidades regulatórias para várias agências, tratando das funções para cumprir os regulamentos prescritivos dessas agências e as sanções em caso de descumprimento (LINDØE *et al.*, 2012).

A OCSLA não está totalmente integrada com as muitas outras leis aplicáveis à plataforma continental, levando a um quadro legal para atividades *offshore* não totalmente coerente ou harmonizado (LINDØE *et al.*, 2012). A aplicação da OCSLA é muito complexa para os reguladores (LINDØE *et al.*, 2012). Além disso, não há praticamente a presença sindical nas atividades *offshore* norte-americanas e a OCSLA impossibilita a regulação dos riscos no local de trabalho na plataforma continental pela

administração nacional de segurança e saúde ocupacional (*Occupational Safety and Health Administration – OSHA*) (LINDØE *et al.*, 2012).

O MMS e a CG, principais reguladores dos EUA, têm desenvolvido ao longo dos anos inúmeras regras e normas detalhadas e prescritivas, em vez de regulamentos baseados no desempenho (LINDØE *et al.*, 2012). Muitas dessas normas foram adotadas a partir da incorporação de vários padrões industriais e práticas recomendadas e desenvolvidas originalmente pelo Instituto Americano do Petróleo (*American Petroleum Institute*) e outras organizações privadas (LINDØE *et al.*, 2012).

A OCSLA prevê a verificação do atendimento às normas prescritivas (ou adoção de padrões detalhados da indústria) por meio de inspeções com listas de verificação para determinar se as empresas estão ou não em conformidade e, neste último caso, devendo ser submetido a um processo de sanções (LINDØE *et al.*, 2012).

Lindøe *et al.* (2012) apontam que as inspeções como forma de policiamento e sanções pode contribuir para uma relação conflituosa entre operadores e reguladores. Os autores afirmam ainda que a experiência norte-americana mostra que essa abordagem leva a baixas taxas de atendimento às normas, com as agências reguladoras abrindo exceções no sentido de flexibilizar as exigências excessivamente prescritivas. Contudo, o MMS e a GC realizam inspeções de segurança anunciadas e não anunciadas. O resumo do que deve ser avaliado pelos inspetores consiste de uma longa lista de verificação nacional para inúmeros “incidentes potenciais de não conformidade”, que, por exemplo, incluem 160 itens desse tipo para uma plataforma de perfuração e outras verificações de atendimento a requisitos técnicos.

Segundo Lindøe *et al.* (2012), numerosos fatores são responsáveis por essa abordagem de “comando e controle” com a sua forma mecanicista de inspeção. Um deles é a desconfiança da indústria. Outro fator é que o direito administrativo dos EUA fornece a possibilidade das empresas reguladas de contestarem as regras das agências reguladoras em um tribunal federal (LINDØE *et al.*, 2012). No contexto dos EUA, esse direito é rotineiramente utilizado pela indústria e muitas vezes resulta em uma decisão judicial que suspende a regulamentação por razões em que esta é ambígua, arbitrária, pela falta de uma base factual suficiente e pela regulamentação exceder a competência da agência (LINDØE *et al.*, 2012). Temendo esse resultado, as agências agem defensivamente e despendem muito tempo para desenvolver cuidadosamente regulamentos excessivamente detalhados (LINDØE *et al.*, 2012).

Outro fator que pode contribuir para a abordagem prescritiva para regulação *offshore* e para as inspeções “mecânicas” é o fato de a escala e a complexidade das atividades a serem reguladas e fiscalizadas ser muito grande (7.000 ativos em 2010) em comparação aos recursos das agências (LINDØE *et al.*, 2012). Isso vai de encontro com o desenvolvimento de regras baseadas no desempenho, que exigem inspeções mais detalhadas e de alto custo (LINDØE *et al.*, 2012). Mas o perigo desse caminho é que pode não ser consistente com a garantia de segurança, especialmente quando novas incertezas sobre a atividade regulada estão envolvidas, como foi o caso da empresa *British Petroleum*, com a perfuração em águas profundas em Macondo (LINDØE *et al.*, 2012).

Após o acidente de Macondo, que acarretou várias mortes de trabalhadores da plataforma Deepwater Horizon e um relevante derramamento de óleo, foram realizadas inúmeras investigações e análises para determinar como e por que ocorreu o desastre, por uma comissão presidencial especial formada pelo MMS, a GC e diversas outras organizações (LINDØE *et al.*, 2012). Muitas reclamações de responsabilidade foram feitas em processos judiciais, um fundo especial de compensação pela BP foi estabelecido, e uma moratória sobre a perfuração em águas profundas foi imposta por ordem presidencial (LINDØE *et al.*, 2012).

Adicionalmente, o MMS foi muito criticado, privado de sua função de concessão, e transformado em uma agência sucessora, o *Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement* (BOEMRE) (LINDØE *et al.*, 2012). Essa agência, subordinada ao DOI, sobrepôs os regulamentos existentes do MMS com regras normativas mais rigorosas em relação a muitos aspectos da perfuração em águas profundas, com base nos resultados da investigação do acidente (por exemplo, em relação a aspectos ambientais, prevenção de *blowout*, cimentação, resposta de emergência e contenção de derramamento) (LINDØE *et al.*, 2012).

Segundo Dagg *et al.* (2011), tanto a CG quanto o BOEMRE e a agência de proteção ambiental (*Environmental Protection Agency* - EPA) possuíam responsabilidades no que diz respeito a aspectos ambientais e de segurança da plataforma continental norte-americana, gerando sobreposições. No entanto, com o intuito de minizar o conflito de competências e evitar a duplicação de regulamentação, as três instituições assinaram acordos que definem as responsabilidades específicas, embora, por vezes, ainda tais acordos não tenham solucionado determinados problemas.

O regime regulatório dos EUA permanece prescritivo e a inspeção mecanicista (LINDØE *et al.*, 2012; DNV, 2010). O único desvio da abordagem prescritiva foi a promulgação de um novo regulamento de segurança que é dirigido a administração das operadoras de perfuração *offshore*, acerca da gestão de segurança e ambiental (*Safety and Environmental Management Systems – SEMS rule*) (75 Federal Register 63610, 15 de outubro de 2010) (LINDØE *et al.*, 2012). A regra SEMS requer que a operadora desenvolva controles internos e cumpra várias funções relacionadas com a segurança, e, assim, assemelha-se à abordagem norueguesa baseada no desempenho para a regulamentação de segurança (LINDØE *et al.*, 2012). A expectativa é que as empresas cumpram os requisitos funcionais, seguindo padrões e melhores práticas da indústria, como é feito na Noruega (LINDØE *et al.*, 2012). Esta regra pode trazer uma abordagem mais holística e eficaz para a gestão da segurança no mar e para a segurança no trabalho em plataformas (LINDØE *et al.*, 2012). Seu sucesso dependerá da qualidade das normas e práticas industriais a ser recorridas e de os inspetores dos órgãos reguladores possuir conhecimento necessário para avaliar o conjunto único de problemas de segurança em cada equipamento e determinar se os esforços de um operador para cumprir a segurança funções são suficientes e eficazes (LINDØE *et al.*, 2012).

LINDØE *et al.* (2012) afirmam que uma questão importante era a necessidade da BOEMRE de melhorar a abordagem atualmente limitada da obtenção de informações sobre o desempenho da segurança. As atualizações anuais de desempenho de segurança da indústria *offshore* são voluntárias, não sendo atualmente exigidas, exceto no que diz respeito a alguns tipos de incidentes, como os com emissões atmosféricas. Como resultado, a base de dados de segurança era incompleta e pouco confiável.

Em outubro de 2011, o BOEMRE, anteriormente MMS, foi substituído pelo *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM) e o *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE) como parte de uma grande reorganização (BSEE, 2014a; BOEMRE, 2014). A reforma se deu em função da explosão da plataforma Deepwater Horizon (BSEE, 2014b). O governo Obama lançou as mudanças mais agressivas e abrangentes na história da regulação de petróleo e gás *offshore* e fiscalização dos EUA, fortalecendo requisitos desde projeto até segurança do trabalho (BSEE, 2014b). O DOI e o BSEE fizeram mudanças fundamentais para restaurar a confiança do povo americano na segurança e proteção ambiental das atividades de perfuração e produção de petróleo e gás nos EUA (BSEE, 2014b).

A separação do BOEMRE em BSEE e BOEM visou segregar a gestão dos recursos da fiscalização de segurança para permitir maior independência dos engenheiros e inspetores e autonomia orçamental (BOEM, 2014a). O objetivo foi criar um regulador que pudesse efetivamente avaliar e acompanhar os riscos e desafios da perfuração *offshore* e promover o desenvolvimento de culturas de segurança nos operadores *offshore* (BOEM, 2014a).

Tal mudança visou ainda fornecer uma estrutura que garanta que as avaliações ambientais sejam robustas e os potenciais impactos ambientais das operações propostas tenham peso adequado durante a tomada de decisões relacionadas com a gestão de recursos (BOEM, 2014a).

Houve um reforço do papel da análise ambiental em ambas as organizações por meio de vários mecanismos estruturais e organizacionais. Dentre as alterações a avaliação ambiental das áreas destinadas à exploração e produção passou a ser realizada pelo BOEM e a fiscalização da conformidade ambiental durante as operações, bem como a análise e aplicação do plano de resposta ao derramamento de óleo tornou-se responsabilidade do BSEE (BOEM, 2014a).

O BSEE zela pela segurança, preparação para emergências, responsabilidade ambiental e conservação dos recursos de petróleo e gás natural, sendo suas principais funções (BSEE, 2014a):

- um programa de regulamentação que desenvolve padrões e regulamentos e enfatiza uma cultura de segurança em todas as atividades *offshore*;
- preparação de resposta a derramamentos de óleo, incluindo a aprovação dos planos dos operadores *offshore* a fim de garantir que os mesmos estejam em conformidade com os requisitos regulamentares;
- fiscalização ambiental com foco no cumprimento pelos operadores de todas as normas ambientais aplicáveis, regras estabelecidas nos contratos, planos e autorizações;
- financiamento da pesquisa científica para melhorar a informação e a tecnologia necessária para construir e manter a capacidade organizacional, técnica e intelectual.

O BSEE realiza tanto inspeções programadas anuais, como sem aviso prévio das instalações *offshore* de petróleo e gás. A inspeção anual examina todos os equipamentos de segurança para evitar explosões, incêndios, vazamentos ou outros

acidentes graves (BSEE, 2014c). Inspeções anuais são realizadas em todas as plataformas (BSEE, 2014d).

São divulgadas listas de verificação empregadas nas inspeções, derivadas de todos os regulamentos para as normas de segurança e de meio ambiente (BSEE, 2014e). As listas possuem 3 categorias de ações pelo BSEE no caso do descumprimento de cada um dos itens, o fechamento da instalação, a parada de algum equipamento ou sistema ou uma advertência (BSEE, 2014e).

Se na inspeção for verificada violação dos regulamentos BSEE, é emitido um incidente de descumprimento (*Incident of Noncompliance*). Se a violação não é grave, a não conformidade deve ser corrigida dentro de um período de tempo especificado no incidente de descumprimento (BSEE, 2014c). No caso de violação grave, a não conformidade deve ser corrigida antes que o operador continue a atuar na instalação, sistema ou equipamento (BSEE, 2014c).

Além das ações citadas, o BSEE pode aplicar por violação uma penalidade de até US\$ 40.000 por dia caso o operador não corrija a violação no prazo especificado no INC; ou caso a violação tenha representado ameaça de danos graves, danos à vida humana ou ao meio ambiente (BSEE, 2014c).

Além das ferramentas utilizadas pelo BSEE para garantir a conformidade com as regulamentações, tais como as notificações de atendimento às não conformidades e as penalidades, o BSEE avalia continuamente o desempenho global dos operadores *offshore* (BSEE, 2014f).

Caso o BSEE considere inaceitável o desempenho operacional de uma empresa, o órgão pode recomendar ao BOEM que a designação da empresa como operador (em uma única instalação ou em várias instalações) seja revogada, além de outras ações de controle (BSEE, 2014f).

Antes de decidir por uma determinação final do desempenho operacional inaceitável, o BSEE também pode notificar formalmente a empresa sobre o desempenho operacional inaceitável e lhe dar a oportunidade de concordar em fazer melhorias específicas (BSEE, 2014f). A notificação inclui normalmente um plano de melhoria de desempenho ou uma lista de requisitos específicos e prazos que a empresa deve atender para demonstrar que o desempenho operacional não é mais inaceitável (BSEE, 2014f).

Cabe mencionar ainda que o BSEE também é responsável pelas atividades de descomissionamento, conforme estabelecido em legislação específica (43 U.S. Code 1334 e 30 CFR 250) (BSEE, 2014g).

O *Bureau of Ocean Energy Management* é responsável por promover a independência energética, proteção ambiental e desenvolvimento econômico por meio de uma gestão responsável, com base científica dos recursos energéticos marítimos convencionais e renováveis (BOEM, 2014b).

As principais funções do BOEM incluem o desenvolvimento do plano quinquenal da plataforma continental do programa de concessão para exploração de petróleo e gás natural, supervisão dos recursos de petróleo, gás e outros recursos minerais *offshore*, realização de inventário das reservas de petróleo e gás, elaboração de projeções de produção e avaliações econômicas que assegurem o recebimento do valor de mercado justo pelos contribuintes norte-americanos das áreas *offshore* concedidas (BOEM, 2014b).

O BOEM é responsável ainda pelo programa de energia renovável *offshore*, concedendo direito ao desenvolvimento de atividades seguras e ambientalmente responsáveis (BOEM, 2014b).

Com relação à estrutura de planejamento e resposta a emergências, os EUA possuem o sistema nacional de resposta (*National Response System - NRS*) para derramamento de óleo e outras substâncias nocivas, o qual é constituído pelo plano nacional de contingência (*National Oil and Hazardous Substances Pollution Contingency Plan - NCP*), plano regional de contingência (*Regional Contingency Plan - RCP*) e plano de área (*Area Contingency Plan - ACP*) (EPA, 2013).

O NCP é a regulamentação federal que define as autoridades e responsabilidades dos órgãos federais designados para responder a derrames de óleo, poluentes e substâncias perigosas (EPA, 2013). Em 1968 foi publicado o primeiro NCP, em resposta a um derramamento na costa da Inglaterra do petroleiro Torrey Canyon, sendo a última revisão ocorrida em 1994 para incorporação das disposições do *Oil Pollution Act* de 1990 sobre derramamento de óleo (EPA, 2014).

Os RCPs estendem o modelo do NCP para 13 regiões dos Estados Unidos, trazendo os estados e outras entidades como participantes para lidar com preocupações específicas de cada região (EPA, 2013).

Dentre os objetivos do NCP estão: coordenar as responsabilidades entre governo federal, estadual e local; descrever os recursos de resposta disponíveis; estabelecer requisitos para os planos de contingência federal, regional e de áreas; estabelecer procedimentos para ações de remoção de óleo e substâncias perigosas; estabelecer procedimentos para envolver os governos estaduais no desenvolvimento,

seleção e implantação de ações de resposta; e estabelecer procedimentos nacionais para o uso de dispersantes e outros produtos químicos nas operações de resposta (DNV, 2010).

A principal regulação dos Estados Unidos que rege os planos de resposta a derramamento de petróleo é a legislação 30CFR 254 (*Oil-Spill Response Requirements for Facilities Located Seaward of The Coast Line*), que exige a apresentação de um plano de resposta cumprindo as exigências do Estado norte-americano por meio do órgão *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (DNV, 2010; US, 2011). Os planos de resposta devem ser testados regularmente, pelo menos a cada três anos, por meio de exercícios planejados ou não, que simulem um incidente com derramamento de óleo (DAGG *et al.*, 2011). Os operadores das instalações *offshore* devem encaminhar o plano de resposta para análise do BSEE antes de iniciar a operação, contudo é possível operar por até 2 anos uma instalação sem a aprovação do plano, desde que o operador encaminhe documentação declarando que a empresa tem condições de responder a um vazamento em um cenário de pior caso para o *Regional Supervisor*. Tais planos devem ser revisados no mínimo a cada dois anos (US, 2011).

Nesse mesmo código (30CFR 254) são definidos critérios de comunicação de derramamento, como, por exemplo, a obrigatoriedade de comunicação imediata ao *National Response Center*, no caso de ser observado derrame de petróleo a partir de instalação *offshore* do observador; derrame de petróleo de outras instalações *offshore*; ou um derrame no mar de origem desconhecida (US, 2011).

Os ACPs devem descrever em detalhes a região específica, incluindo a identificação de áreas de especial importância econômica ou ambiental que possam ser danificadas por um derramamento, discutir detalhadamente as responsabilidades de um operador e do governo em âmbito nacional, estadual e local, apresentar lista de equipamentos e de pessoal disponíveis, apresentar lista de cientistas locais com experiência no impacto ambiental de derramamento de óleo que possam ser requisitados para fornecer informações e suporte, além de discutir como o plano está integrado em outros planos de resposta aprovados, outros planos de contingência de área e o plano de contingência nacional (DAGG *et al.*, 2011).

A Figura 1 ilustra a organização atual dos cinco órgãos americanos envolvidos na regulação das atividades *offshore*. De forma sintética, o BSEE é responsável pela segurança e fiscalização ambiental das operações *offshore* de petróleo e gás, incluindo elaboração de normas, licenciamento das atividades e inspeção. O BOEM é responsável

pela gestão ambiental e avaliação dos aspectos econômicos relacionados ao desenvolvimento de recursos *offshore*, incluindo a concessão de áreas, análise e acompanhamento de planos de exploração e de desenvolvimento e avaliação de estudos ambientais. A US Coast Guard, uma das forças armadas dos Estados Unidos, visa a manutenção da segurança marítima, da segurança navegação e da proteção ao meio ambiente. A OSHA trata de aspectos de segurança e saúde ocupacional, definindo normas e fiscalizando o seu atendimento. Por fim, a EPA é uma agência governamental focada em proteger a saúde humana e o meio ambiente, garantindo esforços para reduzir o risco ambiental e para que as leis sejam aplicadas de forma eficiente, o que inclui a adoção das medidas coercivas quando as leis ambientais são violadas.

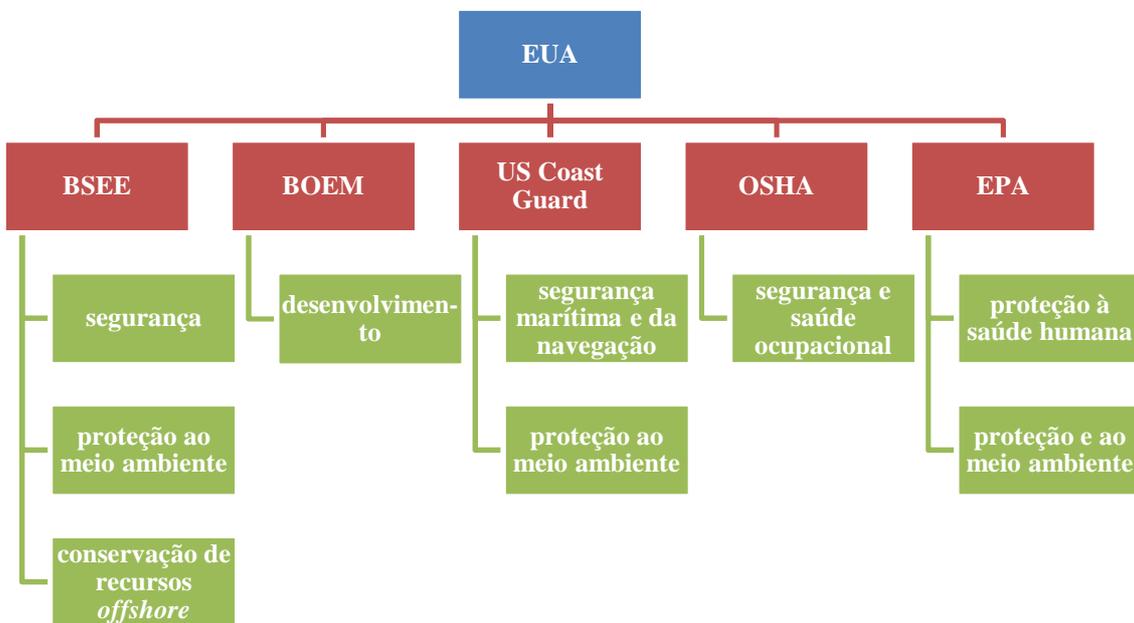


Figura 1 – Estrutura governamental de fiscalização das atividades de exploração e produção *offshore* de petróleo dos EUA

Fonte: elaboração própria

### 3.3 Modelo da Noruega

A produção de petróleo no mar da Noruega começou em meados da década de 1960 e introduziu um tipo de atividade que era estranha à indústria norueguesa até aquele momento (LIND, 1983; DAHLE, 1994). De acordo com Dahle (1994), foi necessário recorrer em grande parte à competência, à capacidade e ao capital estrangeiro

para que os primeiros projetos de desenvolvimento fossem realizados. Essa súbita entrada de novas tecnologias e de mão de obra estrangeira na Noruega resultou em um encontro de diferentes culturas, culminando na geração de um ambiente de mútua desconfiança entre as empresas licenciadas e as autoridades reguladoras (DAHLE, 1994). Dahle (1994) afirma que para fazer frente a essa realidade foi desenvolvido um regime de supervisão com base na necessidade de inspeção e de uma regulação meticulosa. Ou seja, a legislação inicial do setor de petróleo norueguês, na década de 1970, era orientada tecnicamente, com exigências detalhadas e prescritivas para a segurança e as soluções técnicas (AVEN, PITBLADO, 1998).

Gradualmente, na medida em que a atividade crescia dramaticamente durante a década de 1970, tornava-se evidente que o modelo de supervisão vigente não poderia continuar (DAHLE, 1994). Em 1972, as autoridades norueguesas criaram uma empresa estatal de petróleo, a Statoil, para lidar com os interesses financeiros do Estado, paralelamente com um departamento para executar a supervisão estatal da atividade (DAHLE, 1994). Os recursos petrolíferos na plataforma continental norueguesa são de propriedade do Estado norueguês e, portanto, sujeitos à supervisão e controle nacional. Assim, essa decisão firmou a partilha de responsabilidades: as empresas licenciadas seriam totalmente responsáveis pela segurança das suas atividades e às autoridades caberia assegurar que as empresas concessionárias encontravam-se em conformidade com as regras e regulamentos existentes (DAHLE, 1994).

Como consequência desse processo, a *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD) mudou gradativamente seu perfil de supervisão no sentido de um maior enfoque nos sistemas de controle interno das empresas concessionárias. Em termos práticos, o NPD tornou-se mais preocupado com o impacto das decisões sobre segurança e ambiente de trabalho que eram tomadas do que com o teor das decisões propriamente ditas (DAHLE, 1994). Dessa forma, a legislação foi alterada para um enfoque funcional e orientada para metas (AVEN, PITBLADO, 1998).

O *blowout*<sup>8</sup> ocorrido na plataforma Ekofisk Bravo, em 1977, no Mar do Norte levou a uma maior preocupação da indústria *offshore* norueguesa de exploração e produção de petróleo com os aspectos de segurança e das autoridades reguladoras a fim de evitar que uma catástrofe semelhante ocorresse novamente (SKOGDALEN,

---

<sup>8</sup> Termo em inglês empregado para se referir a um descontrole do poço, ou seja, quando ocorre descontrole do fluxo de fluidos da formação geológica para a superfície ou subsuperfície.

VINNEM, 2011; LINDØE *et al.*, 2012). Um extenso programa de segurança *offshore* foi iniciado em 1978, a fim de fomentar a cultura de segurança visando à proteção dos trabalhadores na plataforma continental norueguesa (SKOGDALEN, VINNEM, 2011).

O governo desenvolveu uma série de diretrizes, como, por exemplo, requisitos de treinamento (SKOGDALEN, VINNEM, 2011). O fato estimulou o desenvolvimento de novas tecnologias de resposta a vazamento de petróleo, como uma nova geração de barreiras de contenção (*skimmers*) (NOFO, 2014a).

Tanto o evento de Ekofisk, quanto o afundamento da plataforma Alexander Kielland em 1980, resultando em 123 fatalidades, iniciaram pressão e processos para o desenvolvimento de novos regulamentos pela recém-criada NPD (LINDØE *et al.*, 2012; AVEN, PITBLADO, 1998). Na década de 1970, a Noruega desenvolveu legislação trabalhista muito rigorosa, que se materializou na Lei de Ambiente de Trabalho de 1977, contribuindo para a formação de uma indústria sindicalizada com direitos coletivos de trabalho bem estruturados e a obrigatoriedade de representantes de segurança recrutados dos sindicatos (LINDØE *et al.*, 2012).

Desde a década de 1980, a Noruega tem trabalhado no desenvolvimento de um quadro jurídico coerente e integrado para a regulação de saúde, segurança e meio ambiente na condução das operações de petróleo e gás na plataforma continental norueguesa (LINDØE *et al.*, 2012). A regulação de risco foi desenvolvida passo a passo na direção do aumento do uso de requisitos funcionais expressos nas normas legais (LINDØE *et al.*, 2012). Embora alguns regulamentos relativos a controle interno e segurança tenham sido emitidos já em 1985, a maioria dos regulamentos da nova geração foi publicada no início de 1990. Esses regulamentos foram complementados por diretrizes (*guidelines*), que embora não sejam juridicamente vinculativas, auxiliam no atendimento aos regulamentos (AVEN, PITBLADO, 1998).

Um marco na regulação das atividades *offshore* de petróleo foi o início do emprego das técnicas de avaliação de risco quantitativa na indústria na Noruega no início de 1980 (AVEN, PITBLADO, 1998). De particular importância foram as diretrizes regulatórias do NPD, que introduziram o critério de aceitação do risco (AVEN, PITBLADO, 1998). Os regulamentos que entraram em vigor a partir de 1990 tinham foco nas análises de risco, sendo inclusive denominados de “regulamentos de análise de risco” (AVEN, PITBLADO, 1998). A utilização das análises quantitativas de risco passou a ser mais integrada, cobrindo todo o ciclo de vida das atividades de petróleo (AVEN, PITBLADO, 1998). Segundo Aven e Pitblado (1998), os

regulamentos estabelecem que as análises de risco devam ser realizadas a fim de identificar eventos acidentais que podem ocorrer nas atividades e as respectivas consequências para as pessoas, para o meio ambiente e para as instalações. Dessa forma, é possível proporcionar uma base para a tomada de decisões no que diz respeito à escolha de soluções e medidas para redução dos riscos (AVEN, PITBLADO, 1998).

Segundo Vinnem (2010), o fim da década de 1990 foi marcado por uma disputa entre os principais atores do setor de petróleo norueguês. Representantes dos sindicatos e autoridades estavam preocupados com o aumento do nível de risco nas operações *offshore*, enquanto as empresas afirmavam que a segurança das suas atividades estava nos melhores níveis já alcançados. Essa disputa contribuiu para uma crescente desconfiança entre as partes e para a falta de comunicação, havendo necessidade de uma visão imparcial e objetiva sobre a segurança das atividades (VINNEM, 2010).

Atualmente, a legislação aplicável ao setor de petróleo e gás na Noruega é bastante ampla e inclui estatutos relacionados com condições de trabalho e emprego, saúde, prevenção da poluição, prevenção contra incêndio e explosão e atividades petrolíferas em geral. Muitos desses estatutos não são voltados especificamente para a indústria *offshore*, mas também para outras atividades (DAGG *et al.*, 2011).

O regime regulatório é altamente coordenado e incorpora regras de toda a longa e diversificada cadeia legislativa. Uma única autoridade reguladora, a *Petroleum Safety Authority* (PSA), administra o regime e coordena outros entes reguladores. Dessa forma, a regulação promulgada pela PSA serve de referência de aplicação à atividade *offshore* ligada a petróleo e gás (DAGG *et al.*, 2011).

Antes de se estabelecer como uma agência independente, a PSA era parte integrante da NPD. No final de 2002 o governo resolveu que o NPD seria dividido, alocando a responsabilidade pela supervisão da segurança para um órgão regulador separado e subordinado diretamente ao Ministério do Trabalho. Assim, em 2004, nascia a PSA (PSA, 2013a). As funções de controle em segurança, saúde e meio ambiente baseadas em diferentes leis e ministérios têm sido delegadas à PSA (LINDØE *et al.*, 2012). A PSA não tem responsabilidade por receitas e cobrança de *royalties* (DAGG *et al.*, 2011). O gerenciamento dos dados de E&P, a segurança do abastecimento, aspectos fiscais (incluindo a medição de hidrocarbonetos) seguiram sendo de responsabilidade do NPD, assim como o fornecimento de informações para subsidiar as decisões do Ministério de Petróleo e Energia.

A atividade reguladora da PSA abrange as atividades ligadas à exploração e produção de petróleo na plataforma continental norueguesa, bem como as plantas de processo, sistemas e dutos relacionados com essa atividade (PSA, 2013a).

A PSA cuida da segurança operacional, preparação para emergência e ambiente do trabalho em todas as etapas da indústria do petróleo e gás natural. A supervisão tem início com o planejamento de um projeto de desenvolvimento inicial e continua pelas fases de construção, operação e até mesmo de desativação. O ministério delegou autoridade para que fossem emitidos regulamentos detalhados para segurança operacional e ocupacional na indústria. Também estão autorizados a tomar decisões específicas na forma de licenças e autorizações, determinações, multas, paradas de operação, proibições, isenções, entre outras medidas possíveis (PSA, 2013a).

Dentre as atribuições conferidas pelo governo à PSA podem ser destacadas (PSA, 2013a):

- promover auditorias independentes e em cooperação com outros reguladores nas áreas de segurança operacional, ocupacional e ambiental, para garantir que a indústria do petróleo e demais atividades correlatas serão supervisionadas de forma coerente;

- fornecer informações e diretrizes para os entes atuantes nesse mercado, de forma a estabelecer uma colaboração adequada com outros reguladores de SMS nacionais e internacionais, contribuindo para transmitir conhecimento para a sociedade em geral;

- contribuir com a supervisão ministerial sobre assuntos de sua competência e apoiá-la no que for solicitado.

O governo norueguês designou a PSA como coordenadora-chave do grupo de reguladores independentes, com autoridade sobre regulação *offshore* de saúde, segurança e meio ambiente: o *Climate and Pollution Agency* (KLIF<sup>9</sup>), o *Board of Health* e o *Radiation Protection Authority* (PSA, 2013c).

A Noruega emprega um escopo regulatório baseado em desempenho, portanto seus regulamentos contêm poucos requisitos técnicos obrigatórios. Em vez disso, são

---

<sup>9</sup>O KLIF publica diretrizes (*guidelines*) para o monitoramento ambiental no mar com as instruções para a realização e apresentação de relatórios sobre o monitoramento ambiental exigidos como uma das condições das licenças de descarga emitidas para as empresas que operam em alto mar (KLIF, 2011).

estabelecidos requisitos de desempenho e de gestão para operação e construção de instalações de forma a reduzir riscos e atender a determinados objetivos (DAGG *et al.*, 2011).

A PSA publica e atualiza regularmente diretrizes para cada um dos conjuntos dos regulamentos existentes. Estas não são juridicamente vinculativas, mas devem ser aplicadas em conjunto com os regulamentos de forma que seja obtida a melhor interpretação possível das disposições legais e quanto à maneira como elas devem ser cumpridas. Além disso, as diretrizes são utilizadas para prover informações sobre a legislação (PSA, 2013b).

Dessa forma, a PSA recomenda práticas para o cumprimento da regulação. Em seguida, oferece alternativas para que as instalações *offshore* atendam aos requisitos naquilo em que eles consigam demonstrar que o método adotado é igualmente eficaz para o alcance do mesmo objetivo. Geralmente, as práticas recomendadas bem como as alternativas sugeridas referem-se a padrões já utilizados da indústria (PSA, 2013b).

O modelo de regulação norueguês baseado em desempenho especifica o nível de desempenho ou função que deve ser atingido e mantido pela indústria (DAGG *et al.*, 2011). O papel do regulador envolve a definição de normas de segurança e critérios de aceitação que as empresas devem cumprir (DAGG *et al.*, 2011). A intenção desse regime é fazer com que o operador se “autorregule” (*internkontroll*), quando se trata de desempenho de Segurança, Saúde e Meio Ambiente (SMS) (DAGG *et al.*, 2011; SKOGDALEN *et al.*, 2012), em vez de confiar nos esforços do regulador para controlar que as exigências de SMS sejam atendidas (DAGG *et al.*, 2011; SKOGDALEN *et al.*, 2012). Dentro do regime norueguês há um maior grau de responsabilidade para que o operador demonstre de que forma o seu sistema de gestão da segurança e seu desempenho encontram-se em conformidade com os regulamentos (DAGG *et al.*, 2011; DNV, 2010; AVEN, PITBLADO, 1998).

Em outras palavras, os regulamentos buscam promover a “autorregulação” por parte dos operadores, exigindo que cada operador desenvolva e aplique um sistema de “controle interno” para redução dos riscos e para a prevenção e resposta a acidentes, ou seja, um sistema que reflita “uma boa saúde, meio ambiente e cultura de segurança” (AVEN, PITBLADO, 1998; LINDØE *et al.*, 2012). Lindøe *et al.* (2012) apontam como vantagem dos regulamentos noruegueses o fato de permitir práticas regulatórias mais atualizadas ao comparar com normas de conteúdo detalhado, facilitando assim o desenvolvimento tecnológico. Na visão de Lindøe *et al.* (2012), a cooperação entre

autoridades, operadores e sindicatos na resolução de problemas criou uma abordagem não adversarial e levou à construção de sistemas de segurança dentro de cada empresa.

Essa abordagem significa que o NPD não concede aprovação relacionada à segurança para as empresas que operam, seja para planos ou para o uso de instalações, equipamentos ou componentes. A razão para isso é que a aprovação implicaria na transferência de responsabilidade. Como outra consequência, a supervisão do NPD não faz uso de organismos de certificação, uma vez que tais arranjos poderiam ser vistos como uma delegação de autoridade para aprovação (DAHLE, 1994).

Sob o sistema norueguês, quando um operador está pronto para iniciar a operação de uma nova instalação, encaminha uma solicitação de início de operação para aprovação das autoridades, com base em uma série de estudos, incluindo avaliações de risco. As autoridades darão o seu consentimento quanto ao início das operações, caso todos os requisitos considerados relevantes tenham sido satisfeitos. Nenhum outro documento é necessário até que, eventualmente, alguma modificação significativa esteja prevista após o início de funcionamento (AVEN, VINNEM, 2005).

Importante destacar as contribuições de Dahle *et al.* (2012) no sentido da “importação” do modelo norueguês por outros países. Os autores apontam que após diversos acidentes na exploração e produção de petróleo *offshore*, houve recomendações a “olhar para a Noruega” a fim de seguir a abordagem baseada no desempenho. Contudo, Dahle *et al.* (2012) destacam a atenção limitada que tem sido dada a aspectos contextuais, culturais e estruturais nos quais o modelo nórdico foi desenvolvido. A aplicação desse modelo para obtenção de um resultado satisfatório carece de pré-condições culturais, requer um alto grau de confiança e diálogo, além dos princípios democráticos que estão presentes na vida de trabalho norueguês (DAHLE *et al.*, 2012). Os autores concluem que o modelo norueguês é fortemente orientado para a igualdade, acreditando que as pré-condições culturais podem complicar a tradução de um regime de regulação de risco e práticas em contextos diferentes.

Lindøe *et al.* (2012) corroboram o entendimento de Dahle *et al.* (2012) e demonstram preocupação com a utilização de regulamentos que seguem o modelo norueguês devido à possibilidade de múltiplas interpretações jurídicas, o que requer um amadurecimento das atividades de fiscalização e do envolvimento do Poder Judiciário com o setor.

Hovden *et al.* (2008) realizaram um estudo sobre segurança e saúde ocupacional no setor de petróleo e gás *offshore* da Noruega. A análise foi baseada em

pesquisa de opinião das atitudes em relação aos direitos, deveres e obrigações dos representantes de segurança e gerentes. Foram realizadas discussões e os representantes dos dois grupos responderam a um questionário. A pesquisa contou com a participação de 25 pessoas, 13 identificadas como representantes de segurança e 9 como gerentes de instalações. Dois participantes de sindicatos e um representante da PSA participaram apenas da etapa de discussões. Os autores afirmam que o estudo revelou algumas fraquezas do regime norueguês, foi percebida escassez de recursos e dilemas de papéis, o que parece prejudicar a participação equilibrada dos representantes de segurança. As medidas discutidas para capacitar o representante da segurança revelaram que o diálogo entre os representantes de segurança e a gestão deve ser reforçado (HOVDEN *et al.*, 2008). A formação obrigatória para os representantes de segurança é um curso de apenas uma semana em SMS, incluindo leis e regulamentos (HOVDEN *et al.*, 2008). De acordo com os representantes de segurança, a duração da formação é muito curta, os tópicos incluídos no curso não são especificamente relacionados com a indústria do petróleo, o currículo não é atualizado e o treinamento não contém informações suficientes sobre os problemas do trabalho psicossociais (HOVDEN *et al.*, 2008). Nem os representantes de segurança nem os gestores estavam convencidos de que as mudanças nas leis e regulamentos de SMS foram consideradas suficientes (HOVDEN *et al.*, 2008). Segundo os autores, durante as discussões, foi argumentado que apesar de as leis e os regulamentos apresentarem um bom padrão, a sua aplicação necessita de mudanças. Os autores concluem que os resultados levam a crer que a PSA deve assumir um papel mais ativo, apoiando os representantes de segurança nas auditorias e inspeção das instalações.

Outro ponto crítico com relação à regulação norueguesa foi observado por Sklet (2006) que afirma que a PSA desenvolveu requisitos para barreiras de segurança<sup>10</sup>, contudo sem ter dado uma definição clara do conceito. O autor afirma que é difícil tanto para as empresas saber como cumprir as exigências, quanto para a PSA gerenciar os regulamentos sem uma clara definição e delimitação do conceito (SKLET, 2006). As contribuições do autor são no sentido de melhorar a definição do termo a fim de que seja mais fácil para a indústria *offshore* da Noruega para cumprir as exigências da PSA em relação à classificação e à análise do desempenho das barreiras de segurança e seus elementos.

---

<sup>10</sup> Barreiras de segurança são definidas como meios físicos ou não físicos planejados para prevenir, controlar ou mitigar eventos indesejados ou acidentes (SKLET, 2006).

Com relação à estrutura de planejamento e resposta para incidentes envolvendo derramamento de óleo no mar, a Noruega organiza seu sistema de contingência em três esferas: nacional, municipal e privada (DNV, 2010). As companhias operadoras de atividades *offshore* de exploração e produção de petróleo devem ter condições necessárias para lidar com a primeira resposta à emergência e se responsabilizar pelo combate e limpeza (DNV, 2010).

Após o *blowout* de Ekofisk Bravo, houve uma melhoria na estrutura para resposta a incidentes por meio da criação, em 1978, da *Norwegian Clean Seas Association for Operating Companies* (NOFO) (NOFO, 2014b).

As operadoras se associam voluntariamente à NOFO, que atua de forma cooperativa, fornecendo recursos humanos, treinamentos e materiais para combate a derramamentos. A NOFO se insere de forma acessória ao plano de emergência da instalação afetada, atuando, inclusive, nas áreas próximas ao litoral (DNV, 2010). Atualmente a NOFO conta com 31 empresas associadas, entre elas: BP, Chevron, ExxonMobil, Shell, Statoil e Total (NOFO, 2012).

A partir de 2001, a legislação norueguesa passou a exigir ao operador da instalação o preparo e resposta dos derramamentos de óleo a partir de avaliação de risco ambiental (PEDROSA, 2012; DNV, 2010).

A regulação emitida pela PSA e que entrou em vigor em janeiro de 2011, relacionada ao setor de petróleo, em sua seção 77 (*Handling hazard and accident situations*), estabelece que o responsável pela atividade em caso de situações de perigo e acidente deva garantir que as ações necessárias sejam providenciadas o mais rapidamente possível de modo que (PSA, 2011):

- a comunicação seja realizada imediatamente;
- situações de perigo não se convertam em situações de acidentes. Em caso de situações de acidentes, medidas de resposta devem ser executadas. As medidas com relação ao combate da poluição devem ser implementadas o mais próximo possível da fonte de emissão;
- o pessoal seja resgatado em situações de acidente;
- a instalação seja evacuada de forma rápida e eficiente; e
- a condição seja normalizada quando a situação de perigo e acidente for extinta, por exemplo, por meio de monitoramento e limpeza da poluição e recuperação

do meio ambiente, restaurando assim a condição para o seu estado antes que a situação de risco e acidente.

Embora a regulação norueguesa seja baseada em desempenho, existem exigências prescritivas, como a de botes salva-vidas do tipo de queda livre (*lifeboats of the free-fall type*), com dois sistemas independentes, uma vez que de acordo com a PSA é o método mais seguro para garantir que durante a evacuação se transporte o pessoal para longe da instalação de forma rápida e segura (PSA, 2005; SKOGDALEN *et al.*, 2012).

Quando da ocorrência de evento acidental de uma instalação *offshore*, a companhia deve notificar a PSA<sup>11</sup> e a NOFO. A associação organizará uma equipe operacional, providenciará os recursos para contenção e recolhimento do óleo e, em nome da empresa, comunicará os municípios (DNV, 2010). A PSA e a *Norwegian Coastal Administration* (NCA) são responsáveis por fiscalizar as medidas adotadas (DNV, 2010).

Os planos de emergência das companhias de petróleo, que apresentam o dimensionamento da estrutura de resposta, bem como as condições operacionais para sua implementação, devem ser aprovados pela KLIF, agência ambiental norueguesa (DNV, 2010). Segundo Pedrosa (2012), os simulados organizados pela NOFO para treinamento das equipes e verificação de equipamentos utilizam óleo real (estabilizado) e, dessa forma, contam com autorização específica da agência ambiental norueguesa.

Por fim, cabe mencionar que a PSA divulga relatórios anuais desde 2001 sobre o acompanhamento do risco das atividades da indústria de petróleo *offshore* norueguesa. Denominado *Trends in Risk Level in Norwegian Petroleum* (RNNP), o relatório tornou-se importante ferramenta de gestão para todos os participantes do setor de petróleo, empresas, sindicatos e órgãos governamentais (PSA, 2014). Suas conclusões são importantes para o planejamento de atividades de supervisão e desenvolvimento dos regulamentos (PSA, 2014). O estudo baseia-se em métodos quantitativos e qualitativos, envolvendo indicadores, questionários, entrevistas e trabalho de campo (PSA, 2014).

---

<sup>11</sup> O operador deverá assegurar alerta telefônico imediato a PSA no caso de acidentes que levaram ou em situações que potencialmente possam provocar ferimentos graves e agudos, perda de funções de segurança ou outras barreiras que colocam em risco a integridade da instalação e que possam acarretar poluição aguda (DNV, 2010).

Skogdalen *et al.* (2011) afirma que o objetivo do RNNP é monitorar o desempenho de segurança na indústria de óleo e gás com o uso de diferentes métodos científicos, como métodos estatísticos, de engenharia e social. O resultado está resumido principalmente como indicadores de segurança que contribuem para a compreensão das causas de incidentes e acidentes e sua importância relativa no contexto de risco. Além disso, RNNP visa auxiliar a indústria e às autoridades, direcionando esforços para as medidas preventivas de segurança e de planejamento de resposta a emergências (SKOGDALEN *et al.*, 2011).

Da avaliação realizada por Skogdalen *et al.* (2011), acerca do RNNP, foi identificado que o foco principal dos principais indicadores de risco do RNNP está nas instalações de produção. Os autores apontam que apenas um número muito limitado de indicadores de incidentes e indicadores de barreira são registrados para unidades de perfuração, recomendando que no RNNP sejam adicionados indicadores para que a ferramenta possa ser considerada adequada para o monitoramento do nível de risco de unidades de perfuração, na mesma medida como para as unidades de produção.

Uma síntese da estrutura governamental da Noruega para as atividades de E&P *offshore* está ilustrada na Figura 2.

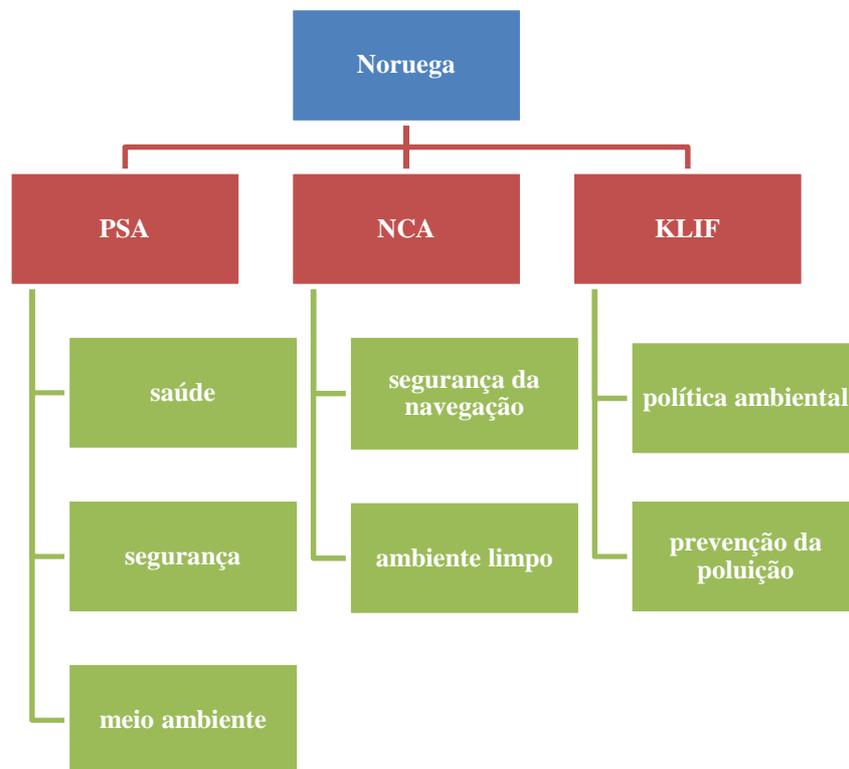


Figura 2 – Estrutura governamental de fiscalização das atividades de exploração e produção *offshore* de petróleo na Noruega  
 Fonte: elaboração própria

A PSA é o principal órgão regulador independente do governo com responsabilidade em saúde, segurança e meio ambiente, incluindo preparação para emergências e o ambiente de trabalho na indústria petrolífera norueguesa em todas as fases do ciclo de E&P (planejamento inicial do projeto de desenvolvimento, passando pelo projeto, construção, operação e abandono). Dentre as tarefas da NCA estão ações para garantia da segurança da navegação e preparação contra eventos de poluição, atuando em cooperação com os demais órgãos responsáveis pela segurança e transporte. O KLIF atua de forma geral na redução das emissões de gases de efeito estufa, gerenciamento da natureza norueguesa e prevenção da poluição, desempenhando papel fundamental na definição da política ambiental. O órgão participa da aprovação dos planos de emergência.

#### 3.4 Modelo do Reino Unido

No Reino Unido, a aprovação da Lei da Plataforma Continental em 1964 foi uma resposta das autoridades às oportunidades emergentes no Mar do Norte (LINDØE *et al.*, 2012). Essa Lei forneceu a base para o regime de licenciamento do Reino Unido por quase 50 anos, organizando as relações das empresas exploradoras e produtoras de petróleo *offshore* (LINDØE *et al.*, 2012). Inicialmente, os temas de saúde e segurança foram tratados no âmbito do licenciamento, com instruções breves e um código de conduta para indústria (LINDØE *et al.*, 2012). O naufrágio do *Sea Gem* em 1965 despertou a atenção tanto pública quanto política, apontando as deficiências dessa abordagem minimalista para a saúde e segurança (LINDØE *et al.*, 2012). Uma investigação destacou as dificuldades práticas e legais de regulação da segurança sob o que era essencialmente um sistema contratual (LINDØE *et al.*, 2012). Segundo Lindøe *et al.* (2012), este foi o pano de fundo para a entrada em vigor do *Mineral Working (Offshore Installations) Act* em 1971, que por sua vez forneceu a estrutura para uma abordagem prescritiva e detalhada à regulação da saúde e segurança no mar, que foi progressivamente introduzido por meio de legislações secundárias ao longo dos nove anos seguintes.

Essa abordagem foi criticada pelo relatório encomendado pelo governo em 1972 sobre a regulação da saúde e segurança no Reino Unido (LINDØE *et al.*, 2012). O

documento levantou dúvidas sobre a adequação da abordagem empregada, apontando a dificuldade de desenvolver um regime prescritivo do ponto de vista do regulador, o qual poderia ser interpretado como uma forma de responsabilidade do governo em controlar os riscos (LINDØE *et al.*, 2012). O relatório lançou os fundamentos para uma abordagem inovadora *onshore* na forma da legislação denominada *Health and Safety at Work, etc. Act 1974*, com um novo regulador dedicado, o *Health and Safety Executive* (HSE) (LINDØE *et al.*, 2012).

O *blowout* na plataforma Ekofisk Bravo, em 1977, levantou também para o Reino Unido novas preocupações sobre o risco de um grande derramamento de óleo. Foi criado o Comitê Burgoyne com o objetivo de avaliar regulação de riscos, administração e aplicação da regulamentação de segurança em relação à exploração, desenvolvimento e produção *offshore* na plataforma continental do Reino Unido (LINDØE *et al.*, 2012).

De acordo com Lindøe *et al.* (2012), o comitê levantou questões importantes, incluindo: como criar leis e regulamentos para serem compreendidos e interiorizados pela indústria; sobre as competências do Departamento de Energia (*Department of Energy – DEN*) ou da recém-criada *Health and Safety Executive*; e o que deve ser feito sobre o envolvimento da força de trabalho em saúde e segurança. Apesar desses fatos, a indústria *offshore* continuou com uma regulamentação detalhada e de abordagem prescritiva, implementada por um regulador dedicado da Divisão de Engenharia de Petróleo, localizado no Departamento de Energia (LINDØE *et al.*, 2012).

Essa abordagem permaneceu até o desastre de Piper Alpha, em 1988, que acarretou em explosão e incêndio na plataforma de petróleo, levando à perda da vida de 167 homens, no pior acidente de trabalho na Grã-Bretanha (LINDØE *et al.*, 2012; LANE *et al.*, 1994; SANTOS-REYES, BEARD, 2001; AVEN, PITBLADO, 1998). O relatório do inquérito público (Relatório Cullen) sobre a investigação do acidente criticou severamente a indústria e o órgão regulador, e as suas 106 recomendações incluíam a reforma do regime regulatório (LINDØE *et al.*, 2012). As recomendações importantes foram imediatamente aceitas tanto pelos operadores *offshore*, quanto pelo Governo do Reino Unido (LANE *et al.*, 1994; SANTOS-REYES, BEARD, 2001).

Nesse momento, a abordagem detalhada e prescritiva implementada por um regulador dedicado localizado dentro do departamento do governo começou a ser substituída por uma abordagem de definição de metas pelo *Health and Safety Executive*, deixando os detalhes sob responsabilidade de cada operador (LINDØE *et al.*, 2012;

AVEN, PITBLADO, 1998). O detalhamento deveria ser definido a partir de um estudo denominado *safety case*, com base na análise quantitativa de riscos, paralelamente com a participação da força de trabalho e suportada por uma verificação independente (LINDØE *et al.*, 2012). O marco dessa transformação foi o *Offshore Safety Act 1992* (LINDØE *et al.*, 2012), fazendo que o regime regulador do Reino Unido fosse considerado um dos mais robustos do mundo (OIL & GAS UK, 2014).

Decorridos pouco mais de vinte anos, a responsabilidade pela aceitação e avaliação dos *Safety Cases* permanece com o HSE, órgão do Departamento do Trabalho e Pensões (*Department for Work and Pensions*). A agência marítima e da guarda costeira (*Maritime and Coastguard Agency - MCA*) é um órgão executivo do Ministério dos Transportes (*Department for Transport*), responsável, dentre outras atribuições, pela implantação de medidas para contenção de poluição durante um derramamento de óleo.

O Departamento de Energia e Mudanças Climáticas (*Department of Energy and Climate Change - DECC*), mais especificamente a área de petróleo e gás (*Oil and Gas Directorate*), é responsável pelo licenciamento, enquanto a área meio ambiente (*Offshore Environment Unit*) lida com a regulamentação ambiental (HSE, 2014) e a aprovação dos planos de emergência<sup>12</sup> (*Oil Pollution Emergency Plan – OPEP*) (LINDØE *et al.*, 2012).

Uma condição para as operadoras *offshore* de exploração e produção adquirirem a licença emitida pelo governo é fazer parte da *Offshore Pollution Liability Association Limited* (OPOL), em vigor desde 1975 (OSPRAG, 2011). Essa entidade da indústria administra o regime de responsabilidades no caso de um incidente (OSPRAG, 2011).

O DECC é ainda responsável pela tributação e descomissionamento (HSE, 2014). As atividades da DECC influenciam a estrutura da indústria *offshore*, mas não diretamente a abordagem do HSE (HSE, 2014). O objetivo do HSE de garantir a integridade patrimonial e, portanto, a contenção de petróleo e gás no âmbito dos oleodutos e da planta de processamento das instalações, apoiando as atividades do DECC (HSE, 2014). O HSE e o DECC realizam atividades coordenadas de acordo com um memorando de entendimento. Com a implementação da nova diretiva *offshore*, esse

---

<sup>12</sup> O OPEP elaborado pelas operadoras das instalações *offshore* é submetido ao DECC, que consulta a *Maritime & Coastguard Agency – MCA* (MCA, 2014) e, para locais particularmente sensíveis, o *Joint Nature Conservation Committee* (JNCC, 2010; JNCC, 2013).

trabalho vai se tornar mais focado com a criação de uma autoridade com competências conjuntas de segurança e meio ambiente (HSE, 2014).

Atualmente, o HSE tem como objetivo reduzir a mortalidade relacionada ao trabalho, lesões e problemas de saúde em diversos tipos de indústrias, como, construção, alimentícia, agrícola, nuclear, *offshore*, dentre outras (HSE, 2013a; LANE *et al.*, 1994). A divisão de energia do HSE é responsável pela regulação dos riscos à saúde e segurança decorrentes da atividade de trabalho na indústria *offshore* de petróleo e gás na plataforma continental do Reino Unido (HSE, 2013b). As principais atividades do HSE são inspeções, fiscalização, investigação de acidentes e incidentes, avaliação dos *safety cases*, P&D, e elaboração de normas técnicas (HSE, 2013b; LANE *et al.*, 1994).

A atuação do HSE cobre uma indústria *offshore* de óleo e gás, constituída por 107 instalações de petróleo e gás e 181 instalações de gás, localizadas em 383 campos produtores, a qual é estrategicamente importante para a economia do Reino Unido e atende cerca de 50% da demanda de energia primária (HSE, 2014). Assegurar a integridade dessas instalações é essencial para proteger os trabalhadores e garantir o abastecimento de energia (HSE, 2014).

Os regulamentos baseados nos *safety cases* (HSE, 1992) colocaram o ônus sobre o operador com relação à identificação dos principais riscos e sua redução a níveis tão baixos quanto for razoavelmente possível (*As Low As is Reasonably Practicable* – ALARP). Essa prática mudou a forma de gerenciar os aspectos de saúde e segurança dos trabalhadores *offshore*. Segundo Flin *et al.* (1996), antes do acidente da Piper Alpha, o objetivo principal era a gestão de maximização da produção com a operação segura como um coobjetivo. O conceito mudou e a produção só pode ser obtida por meio de uma operação segura, dando assim à segurança uma posição dominante sobre a produção (FLIN *et al.*, 1996). Esse novo regime consiste na aprovação prévia pelo órgão regulador da documentação de segurança, chamada de *safety case*. Desde 1995 nenhuma instalação *offshore* no Reino Unido pode operar sem a aprovação prévia do *safety case* pelo HSE (FLIN *et al.*, 1996).

A avaliação do *safety case* também é empregada na Austrália (GRIFFIN *et al.*, 2014). O *safety case* inclui informações sobre a política, a estrutura organizacional e responsabilidades, planejamento e normas, avaliação de desempenho e auditoria (GRIFFIN *et al.*, 2014; SANTOS-REYES, BEARD, 2001). O objetivo do *safety case* é garantir que o operador emprega diversas medidas para controlar o risco através de um

gerenciamento de saúde e segurança da sua atividade, conforme transcrição do HSE (2006a):

*The safety case provides a comprehensive core document that can be used as a check by both the dutyholder and HSE that the accepted risk control measures and the health and safety management systems are in place and operate as they should.*

No âmbito do *safety case*, a análise quantitativa de riscos é definida como a identificação de perigos e a avaliação da extensão dos riscos, incorporando os cálculos com base na frequência e magnitude dos eventos perigosos (HSE, 1992), conforme transcrito a seguir:

*The identification of hazards and the evaluation of the extent of the risk arising therefrom incorporating calculations based upon the frequency and magnitude of hazardous events.*

Segundo Flin *et al.* (1996), considerar o elemento humano nas análises quantitativas de risco é uma dificuldade, por causa da variação devido a diferenças individuais e uma compreensão incompleta dos fatores que influenciam o desempenho do trabalho.

Vinnem (1998) indica que um passo significativo no desenvolvimento do uso *offshore* da análise quantitativa de risco resultou do inquérito oficial no Reino Unido, após o acidente grave no Piper Platao forma Alpha, em 1988. O relatório recomendou a implementação das análises quantitativas de risco na legislação do Reino Unido, como realizado na Noruega, quase dez anos antes.

O HSE (2006b) não estabelece a obrigatoriedade de realizar análise quantitativa de riscos para todas as atividades, contudo indica que a avaliação do risco de um grande acidente exige a utilização de técnicas adequadas, as quais podem ser qualitativas, semiquantitativas ou quantitativas. Aponta ainda que a escolha da abordagem deve ser proporcional ao nível do risco e à complexidade do problema, devendo seguir a orientação sobre a seleção de uma abordagem adequada à avaliação de riscos, que está disponível em um guia para instalações *offshore* (*Guidance on Risk Assessment for Offshore Installations*). Nesse sentido, há ainda o guia com orientação sobre o critério de aceitabilidade dos riscos (*Guidance on ALARP for Offshore Division Inspectors Making an ALARP Demonstration*).

A regulamentação da HSE<sup>13</sup> exige que as empresas revejam no mínimo a cada 5 anos detalhadamente seu *safety case* a fim de confirmar que o documento como um todo continua a ser sólido, e continua a refletir uma efetiva identificação, gestão e controle de riscos de grandes acidentes na instalação (HSE, 2006b).

O princípio ALARP, como adotado no Reino Unido, significa que o risco deve ser reduzido a um nível tão baixo quanto razoavelmente possível, e baseia-se no uso de análises de custo-benefício e custo-eficácia (AVEN, VINNEM, 2005). No sistema britânico, a avaliação ALARP implica que medidas de redução de risco devem ser implementadas como um caso base, a menos que se possa demonstrar que os benefícios são manifestamente desproporcionais em relação aos custos e restrições operacionais (AVEN, VINNEM, 2005). Esse princípio é normalmente aplicado em conjunto com um limite para o risco intolerável e um limite para o risco desprezível. O intervalo entre esses dois limites é muitas vezes chamado de região de ALARP (AVEN, VINNEM, 2005).

A abordagem padrão ao aplicar o princípio ALARP, como utilizado no Reino Unido, é considerar três regiões (AVEN, VINNEM, 2005):

- o risco é tão baixo que é considerado insignificante (região 1);
- o risco é tão alto que é intolerável (região 2);
- um nível intermediário, onde o princípio ALARP se aplica (região 3).

Na maioria dos casos, na prática, o risco é considerado na região 3 e o princípio ALARP é adotado, tornando-se necessário um processo que incluirá uma busca dedicada de possíveis medidas de redução de risco e uma avaliação subsequente destes, a fim de determinar aquilo que será implementado (AVEN, VINNEM, 2005).

No Reino Unido, o princípio ALARP aplica-se de tal maneira que quanto maior o risco, mais recursos orçamentários a empresa deve dispor para reduzi-los (AVEN, VINNEM, 2005). Em termos estatísticos, mais dinheiro deve ser gasto para salvar uma vida se o risco encontra-se um pouco abaixo do nível de intolerância do que se o risco for muito abaixo desse nível (AVEN, VINNEM, 2005).

Valores de orientação são por vezes utilizados, a fim de ilustrar quais aqueles que definem uma chamada “desproporção bruta” (AVEN, VINNEM, 2005). Há uma

---

<sup>13</sup> The Offshore Installations (Safety Case) Regulations 2005.

interpretação jurídica de ALARP que indica que a menos que a despesa a ser realizada seja muito desproporcional ao risco, a empresa deve realizá-la (AVEN, PITBLADO, 1998).

Sob o sistema do Reino Unido, a instalação não pode ser operada até que as autoridades aceitem o *safety case*, no qual a demonstração do ALARP é um dos principais elementos. Quando comparado com o regime norueguês pode se considerar que há alguma diferença na abordagem adotada no Reino Unido, no sentido de que aprovar pode ser considerado como mais ativo do que consentir. A principal diferença, no entanto, diz respeito ao fato de que o *safety case* precisa ser reapresentado a cada 5 anos para que seja novamente aceito, exceto se modificações demandarem uma reapresentação em prazo ainda mais curto. Isso implica que as autoridades façam uma reavaliação a cada cinco anos (AVEN, VINNEM, 2005).

Tal fato destaca que a avaliação ALARP não tem “vida eterna”, mas é um processo dinâmico que conta com uma análise regular, à luz de novas experiências e novos dados (AVEN, VINNEM, 2005).

Autores (AVEN, PITBLADO, 1998; VINNEM, 1998) indicam que o caso no Reino Unido, diferentemente da Noruega, os regulamentos de segurança enfatizam o risco ocupacional, não estando explicitamente cobertos a dimensão do risco ambiental e o de perda de bens materiais e financeiros (risco do ativo). O pressuposto é que o controle eficaz do risco das pessoas assegurará, em grande parte, que os danos ao meio ambiente marinho serão evitados. Aven e Pitblado (1998) acreditam que a suposição do Reino Unido relacionada com danos ambientais é questionável, visto que, em muitos casos, é o risco ambiental que é de interesse, e não o risco ocupacional.

Além do *safety case*, uma nova regulamentação que surgiu na reforma do regime britânico do modelo prescritivo para o de definição de metas foi a regulamentação sobre prevenção e combate a incêndio e explosão (*Prevention of Fire and Explosion, and Emergency Response – PFEER*), publicada em 1995 (AVEN, PITBLADO, 1998). O regulamento foi desenhado para definir metas de segurança para prevenção de incêndio e explosão, e resposta a emergências, estabelecendo a avaliação dos principais riscos de acidentes decorrentes de incêndio e explosão e eventos que possam exigir evacuação e salvamento, além de identificar mecanismos adequados para lidar com eles (AVEN, PITBLADO, 1998). Deve ser realizada uma avaliação da probabilidade e as consequências desses eventos, e a definição de padrões adequados de desempenho a serem atingidos (AVEN, PITBLADO, 1998).

O HSE realiza programas específicos para nortear suas inspeções. O primeiro programa denominado de Key Programme 1 ou KP1 foi relativo à liberação de hidrocarbonetos, o segundo, Key Programme 2 ou KP2, foi acerca de atividades no *deck* e de perfuração, o terceiro, Key Programme 3 ou KP3, sobre a integridade dos ativos, e quarto, Key Programme 4 ou KP4, foi sobre a extensão da vida útil de plataformas (HSE, 2013c).

O KP1 analisou entre 2000 e 2004 a quantidade de hidrocarbonetos liberados, o tipo e as causas da liberação, para prover a indústria e autoridades de informações acerca de formas para a prevenção desses eventos, alcançando reduções significativas a partir das informações coletadas (HSE, 2001).

O KP2, implementado entre 2003 e 2007, teve como metas zero fatalidades e redução em 20% nas estatísticas de incidentes e ferimentos em relação à 2001/2002 durante as operações no *deck* de perfuração (HSE, 2013d).

O KP3, realizado entre os anos de 2004 e 2007, foi direcionado para a integridade dos ativos<sup>14</sup>, envolvendo a inspeção de cerca de 100 instalações *offshore*, o que representou aproximadamente 40% do total de unidades (HSE, 2009). Os inspetores utilizaram listas de verificação para avaliação de 17 elementos referentes ao gerenciamento de manutenção, principalmente os relacionados aos elementos críticos de segurança (HSE, 2009). Foram também aplicados questionários a força de trabalho para avaliação do seu envolvimento e da cultura de segurança, particularmente no contexto de integridade de ativos (HSE, 2009).

O KP4, realizado de 2010 e 2013, a fim de melhorar o gerenciamento das consequências ocasionadas da extensão de vida útil das plataformas, ou seja, além do prazo definido em projeto (*Ageing and Life Extension - ALE*) (HSE, 2013d).

Segundo o HSE (2014), as instalações e os operadores que serão inspecionados são decididos por uma classificação baseada: no perigo inerente da instalação, no desempenho do operador, incluindo uma avaliação da eficácia da gestão do risco na instalação e outras informações operacionais (por exemplo, um novo operador para o setor é mais susceptível de ser sujeito à inspeção).

---

<sup>14</sup> A integridade de ativos pode ser definida como a capacidade de um ativo de funcionar de forma eficaz e eficiente e ao mesmo tempo proteger a saúde, segurança e meio ambiente. A gestão de integridade de ativos é o meio de garantir que pessoas, sistemas, processos e recursos que proporcionam integridade estão adequadamente alocados em uso e funcionarão quando requeridos ao longo de todo o ciclo de vida do ativo (HSE, 2009).

Com relação à estrutura de planejamento e resposta para incidentes envolvendo derramamento de óleo no mar, o Reino Unido desenvolveu um plano de contingência nacional, o *National Contingency Plan for Marine Pollution from Shipping and Offshore Installations*, cujo propósito principal é assegurar que no caso de um acidente com derramamento de óleo ou substâncias nocivas, haja uma resposta rápida, adequada e eficaz, protegendo assim os interesses públicos fundamentais (MCA, 2006).

No plano nacional é ressaltada a responsabilidade dos operadores das instalações *offshore*, dos proprietários e comandantes de navios em caso de poluição, devendo, portanto, tomar as medidas cabíveis em caso de incidentes (MCA, 2006). As autoridades portuárias são igualmente responsáveis por garantir que seus portos operem de forma a evitar a poluição no mar, devendo responder a incidentes dentro dos seus limites (MCA, 2006). O plano apresenta detalhadamente a atuação e responsabilidades dos principais atores (MCA, 2006).

De acordo com Calixto (2011), uma característica relevante do modelo britânico de atendimento à emergência é a base de dados de incidentes, a qual possibilita o dimensionamento dos recursos de atendimento à emergência e posicionamento ao longo do território britânico considerando as áreas de maior frequência de vazamento.

Os operadores de instalações *offshore* podem solicitar assistência de outros em caso de emergências por meio de uma cooperativa de serviços de emergência (*Operators Co-operative Emergency Service – OCES*). A cooperativa foi fundada em 1979 e permite inclusive auxílio entre países (OSPRAG, 2011).

O Reino Unido conta com a *Maritime and Coastguard Agency*, a qual é responsável pelo serviço ininterrupto de busca e salvamento marítimo, fiscalização dos navios e aplicação das normas, emissão de registro de navios e marítimos, além da prevenção e combate à poluição (MCA, 2010). Ademais, a agência tem a responsabilidade de implementar várias convenções marítimas e códigos internacionais (MCA, 2010).

No caso de vazamento de óleo ou outro poluente em qualquer quantidade ou risco de poluição significativa, as instalações *offshore* devem comunicar imediatamente por telefone à *MCA Coastguard Rescue Co-ordination Centre (RCC)*, ao *Energy Resources and Development Unit of the Department of Trade and Industry (DTI)* (MCA, 2006).

Em resposta ao acidente com a plataforma Deepwater Horizon ocorrido em abril de 2010 no Golfo do México nos EUA, foi criado, em maio de 2010, o *Oil Spill Prevention and Response Advisory Group* (OSPRAG), com o objetivo de revisar as práticas de perfuração *offshore* do setor na plataforma continental do Reino Unido e avaliar a estrutura de resposta da indústria no caso de um grande acidente no país (OSPRAG, 2011). O grupo, que durou 16 meses, foi constituído de representantes da indústria, dos órgãos reguladores (DECC, HSE, MCA e *Secretary of States Representative for Maritime Salvage and Intervention* - SOSREP) e dos sindicatos (OSPRAG, 2011).

O OSPRAG tinha os seguintes objetivos principais: rever a regulamentação e disposições para a prevenção e resposta a vazamento de óleo na plataforma continental do Reino Unido, avaliar a adequação dos recursos financeiros disponíveis para a resposta a acidentes, monitorar e analisar as informações do acidente da Deepwater Horizon das conclusões dos relatórios formais de investigação de acidente e facilitar a implementação das recomendações pertinentes (OSPRAG, 2011).

A estrutura governamental atual do Reino Unido referente à regulação *offshore* é formada basicamente por três órgãos, conforme a Figura 3.

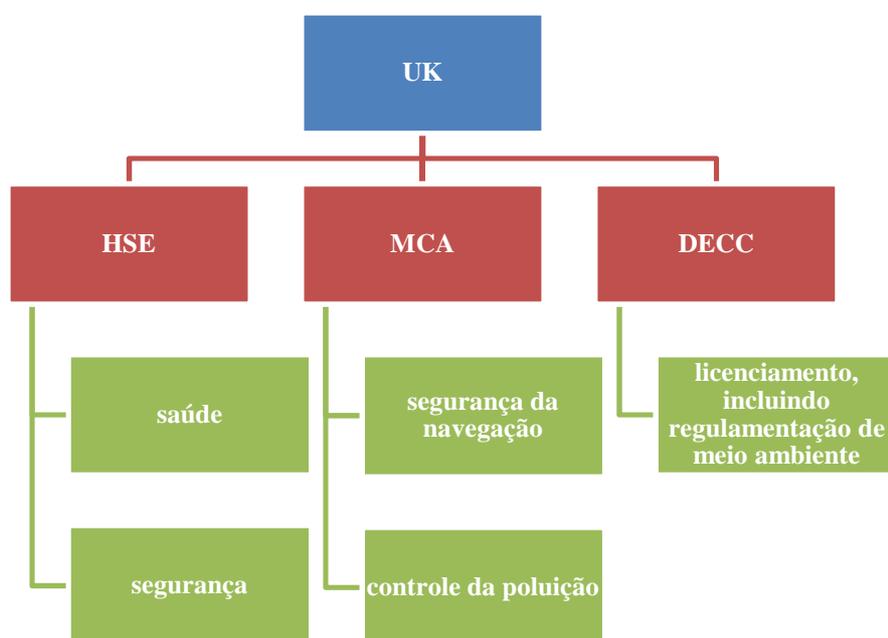


Figura 3 – Estrutura governamental de fiscalização das atividades de exploração e produção *offshore* de petróleo do Reino Unido  
 Fonte: elaboração própria

O HSE é responsável por regular os riscos à saúde e segurança decorrentes das atividades *offshore* na indústria de petróleo e gás, e para tal atuam inspecionando,

investigando acidentes e incidentes, avaliando documentos, desenvolvendo e fazendo cumprir normas técnicas. A MCA, agência vinculada ao Ministério de Transportes, visa garantir a segurança da navegação e o controle da poluição, sendo responsável pela segurança de todos em um navio em águas britânicas, segurança de todos em embarcações de bandeira do Reino Unido e segurança ambiental do litoral e águas do Reino Unido. O DECC regula os aspectos de exploração *offshore* de petróleo e gás, de produção, de transporte, de armazenamento em todo o ciclo de E&P, ou seja, até a fase de descomissionamento. Há uma distinção entre os responsáveis por regular as atividades de exploração e produção *offshore* e aqueles que se envolvem no caso de um acidente. O DECC tem a responsabilidade de licenciamento de exploração e regulação do desenvolvimento de recursos de petróleo e gás do Reino Unido e o HSE tem a responsabilidade de fazer cumprir a legislação de saúde e segurança. No entanto, ambas as autoridades não têm competência no que diz respeito à implementação de quaisquer medidas com relação ao poluidor. Em incidentes de poluição por hidrocarbonetos, a autoridade governamental atuante é a MCA.

## 4 FISCALIZAÇÃO EM PLATAFORMAS DE PETRÓLEO

Este capítulo se destina à análise dos papéis dos diferentes agentes públicos envolvidos na fiscalização das atividades *offshore* de petróleo e gás natural no Brasil, sobretudo de perfuração e produção, com foco em segurança operacional, proteção à vida humana e ao meio ambiente. Este capítulo se destina também a discutir os obstáculos enfrentados na atividade de fiscalização, dentre os quais se destaca o estabelecimento de fronteiras bem delineadas de competências relativas aos aspectos de segurança operacional, ocupacional e de meio ambiente das etapas do ciclo de vida *offshore* do E&P, detalhando as atividades de perfuração e produção. São apresentadas as propostas de ações para promover a coordenação e integração interinstitucional.

### 4.1 Panorama do Arranjo Governamental

A atuação do Estado brasileiro na garantia da segurança operacional, ocupacional e do meio ambiente nas atividades *offshore* de exploração e produção de petróleo e gás natural constitui uma competência legal de diferentes instituições que compõem o quadro de atores governamentais que atuam nesse segmento, concentrada basicamente em quatro órgãos: ANP, MB, MTE e Ibama. A Figura 4 ilustra a estrutura de fiscalização *offshore* brasileira, a qual será detalhada ao longo deste capítulo.

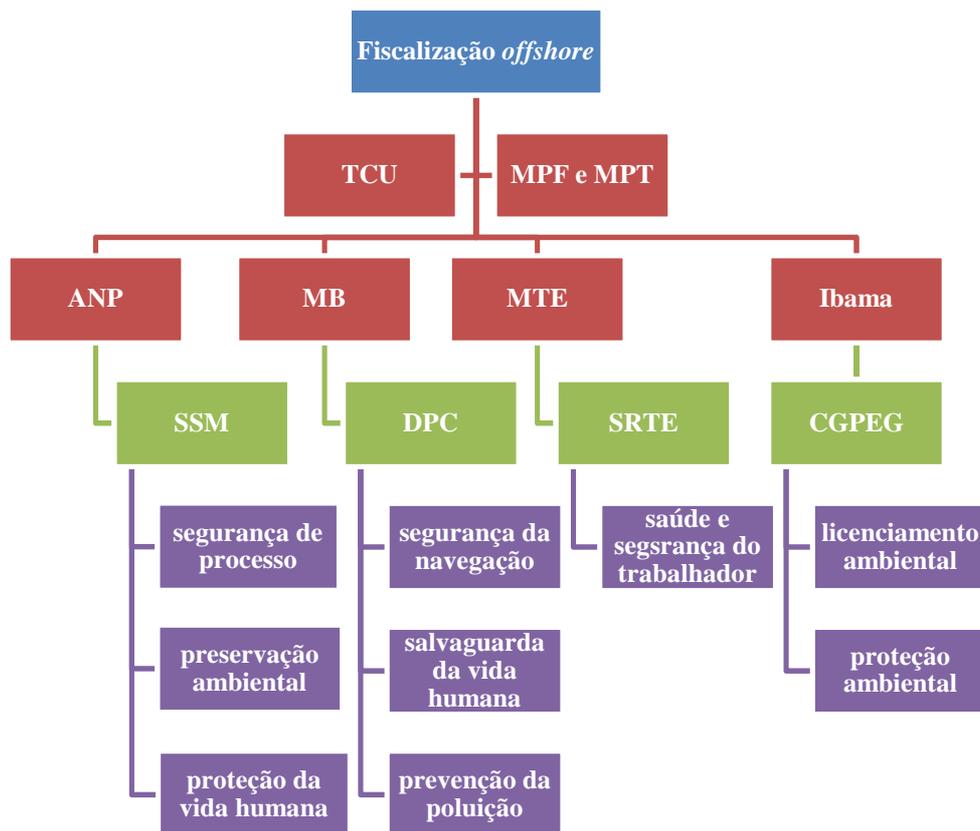


Figura 4 – Estrutura governamental brasileira de fiscalização *offshore*  
 Fonte: elaboração própria

De forma simplificada pode-se dizer que a ANP trata preferencialmente da segurança de processo, a MB da segurança da embarcação e de navegação, o MTE da segurança e saúde no trabalho e o Ibama do licenciamento e proteção ambiental.

Existem ainda três órgãos que merecem citação, o Tribunal de Contas de União (TCU), Ministério Público Federal (MPF) e o Ministério Público do Trabalho (MPT). O TCU é órgão de controle responsável pela fiscalização contábil, financeira, orçamentária, operacional e patrimonial da União e das entidades da administração direta e indireta (TCU, 2013a). O MPF atua em nome da sociedade, tanto por meio de ações judiciais, quanto na defesa de direitos difusos, como meio ambiente e segurança pública, por instrumentos como inquéritos civis públicos, recomendações, termos de ajustamento de conduta e audiências públicas (MPF, 2013a). O MPT atua na proteção aos direitos fundamentais e sociais do cidadão na área trabalhista (MPT, 2013).

#### 4.2 A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Em 6 de agosto de 1997, por meio da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997), foi instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), órgão regulador das atividades que integram a indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil. A ANP, de acordo com o art. 8º da Lei nº 9.478/1997, tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização dessas atividades econômicas, cabendo-lhe dentre outros aspectos:

- fiscalizar diretamente e de forma concorrente nos termos da Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, ou mediante convênios com órgãos dos estados e do Distrito Federal as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato; e
- fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente.

A necessidade de desenvolvimento das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, com foco na segurança operacional e preservação ambiental, perpassam diversas das atribuições constantes da Lei do Petróleo, de forma direta ou indireta, tendo em vista que essas devem estar em consonância com os objetivos da política energética nacional, dentre os quais se destacam: preservar o interesse nacional; promover o desenvolvimento; ampliar o mercado de trabalho; valorizar os recursos energéticos; proteger o meio ambiente; promover a conservação de energia; garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal, e atrair investimentos na produção de energia.

Dentre os órgãos aqui citados, a ANP tem a mais ampla gama de atribuições e competência legal, em vista que deve assegurar o correto cumprimento do contrato de concessão, o qual estabelece, por força da referida lei, que o concessionário está obrigado, dentre outras cláusulas, a adotar em todas as suas operações as medidas necessárias à conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais; à segurança das pessoas e dos equipamentos; e à proteção do meio ambiente. A ANP foi implantada pelo Decreto nº 2.455/1998, notando-se desde a sua criação diversas modificações na

estrutura organizacional no sentido de valorização dos assuntos relacionados à segurança operacional e ao meio ambiente, conforme pode ser evidenciado a seguir.

#### 4.2.1 Evolução Institucional

Diversas alterações com relação à estrutura organizacional foram observadas na ANP desde 2004, especialmente no que diz respeito a temática segurança e meio ambiente. Em 2004, houve a publicação da Portaria ANP nº 160 (Portaria ANP nº 160, de 2/8/2004, retificada no Diário Oficial da União em 16/8/2004). No primeiro regimento interno publicado não foi criado um setor especializado e dedicado aos assuntos de segurança operacional e meio ambiente da agência.

Contudo, logo em seguida, foi aprovada em Reunião de Diretoria, ainda em agosto de 2004 (ANP, 2004), a criação da Coordenadoria de Meio Ambiente (CMA) e da Coordenadoria de Segurança Operacional (CSO), vinculadas à Superintendência de Pesquisa e Estatísticas (SPP) e em atendimento às atribuições desta (ANP, 2005a; ANP, 2005b).

Em outubro de 2004, foi criado o Núcleo de Segurança Operacional de Exploração e Produção (NSO) com o objetivo, entre outros, de absorver da Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) e da Superintendência de Exploração (SEP) as atividades relacionadas à segurança operacional (ANP, 2005b).

Apesar da CMA e da CSO terem sido criadas desde o segundo semestre de 2004, ambas passaram por um período de vacância de chefia (BRASIL, 2005a; BRASIL, 2005b; BRASIL, 2006; BRASIL, 2007). Portanto, apesar da criação das coordenadorias em 2004, entende-se que a CMA tornou-se efetivamente operacional apenas a partir de 2006 e a CSO, em 2007.

Cabe mencionar que, de acordo com o Relatório de Gestão referente ao ano de 2004, publicado pela ANP (2005b), a SDP foi responsável por atividades no âmbito da segurança operacional até a criação, em outubro de 2004, do NSO, como, por exemplo, regulamentar a segurança operacional das instalações de produção de petróleo e de gás natural operando em águas jurisdicionais brasileiras.

Na alteração do Regimento Interno da ANP, por meio da Portaria ANP nº 69/2011, o número de incisos do artigo referente às atribuições da CSO e do NSO foram

reduzidos. Entretanto, apesar desse fato induzir ao entendimento de que houve redução nas competências atribuídas às referidas unidades organizacionais, ao analisar o conteúdo desses incisos mais detidamente, observa-se que as atribuições permanecem, focalizando a atuação nas atividades de E&P.

A Portaria ANP n° 69/2011 alterou a redação das competências da CMA, contudo sem grandes mudanças que impactassem as atividades, conforme pode ser evidenciado no relatório de gestão da ANP referente ao ano de 2010 (ANP, 2011a).

Em 2012, uma alteração no Regimento Interno da ANP, por meio da Resolução de Diretoria n° 667, de 18/5/2012, constituiu um passo importante na estrutura organizacional, com a extinção da CSO, do NSO e da CMA, originando a partir das atribuições dessas unidades a Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM), vinculando-a à Diretoria-Geral.

De acordo com o histórico descrito referente à ANP, pode-se concluir que inicialmente os assuntos de segurança operacional foram conduzidos pela SDP. Em 2004, foram criadas três unidades organizacionais (CMA, CSO e NSO) para tratar especificamente de segurança operacional e meio ambiente. Houve mudanças regimentais e alteração de vinculações dessas unidades, até que em 2012, um marco importante ocorreu, representado pela fusão das coordenadorias e núcleos em uma única superintendência, a SSM, conforme apresentado na Figura 5.

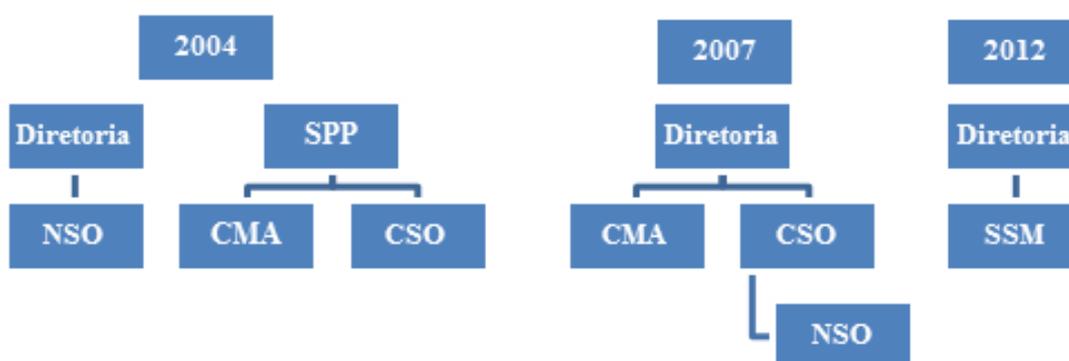


Figura 5 – Evolução das unidades organizacionais da ANP de segurança operacional e meio ambiente  
Fonte: ORNELAS *et al.* (2013)

Até 2007 não existia um regulamento estabelecendo as exigências no âmbito de segurança operacional para a perfuração e produção *offshore* no Brasil. Contudo, a partir de 2005 eram realizadas inspeções de integridade estrutural executadas mediante contratos (ANP, 2006). Tais atividades se estenderam entre os anos de 2005 e 2009,

tendo sido realizadas tanto para instalações *onshore*, quanto *offshore* (ANP, 2006; ANP, 2007; ANP, 2008; ANP, 2009; ANP, 2010).

Em 2007, foi publicada a Resolução ANP n° 43/2007, a qual estabeleceu o Regulamento Técnico de Segurança Operacional para Instalações Marítimas de Exploração e Produção (SGSO). O SGSO exige que os concessionários comprovem que mantêm controlados os riscos advindos de toda e qualquer operação executada nas instalações de perfuração e de produção *offshore*. Esse é o principal instrumento relacionado à segurança operacional e meio ambiente, sendo analisado com maior detalhamento a seguir. Como as instalações em operação tinham prazo de 2 anos para adequação, as atividades de fiscalização foram iniciadas em 2010.

Em 2009, foi publicada a Resolução ANP n° 44/2009 que revisou o procedimento para comunicação de incidentes estabelecido pela Portaria ANP n° 03/2003, a ser adotado pelos concessionários e empresas autorizadas pela ANP a exercer as atividades da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, abrangendo também os segmentos de distribuição e revenda. A Resolução foi um passo no sentido de conhecer as causas dos incidentes e subsidiar o processo de melhoria da atuação da ANP na adoção de medidas que pudessem contribuir para a segurança operacional e preservação ambiental.

Outro fato que demonstra a evolução do tema segurança operacional na ANP é a publicação do Relatório Anual de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural na ANP a partir do ano de 2010.

Outras regulamentações complementam a regulamentação de segurança e meio ambiente das demais atividades do ciclo de E&P *offshore*, a saber: Portaria ANP n° 90/2000, Resolução ANP n° 27/2006 e Portaria ANP n° 25/2002.

A Portaria ANP n° 90/2000 estabelece os procedimentos quanto aos requisitos necessários na apresentação do plano de desenvolvimento para os campos de petróleo e gás natural à ANP. A Resolução ANP n° 27/2006 trata da etapa de abandono, definindo os procedimentos a serem adotados na desativação de instalações e especificando as condições para devolução de áreas de concessão na fase de produção. A Portaria ANP n° 25/2002 trata sobre o abandono de poços perfurados, a qual está em revisão. Encontra-se em fase de elaboração regulamentação sobre projetos de poços, com o objetivo de estabelecer uma lista de premissas de projeto a serem observadas pelos concessionários quanto a aspectos de segurança operacional e regulamentação sobre operação de dutos submarinos a fim de estabelecer requisitos mínimos de gestão da

segurança operacional para os dutos de escoamento de produção de campos marítimos bem como para os dutos submarinos.

A Figura 6 ilustra os principais marcos sobre a evolução da estrutura organizacional e arcabouço regulatório da ANP no que tange a segurança operacional e meio ambiente nas atividades de perfuração e produção de petróleo e gás natural *offshore*.

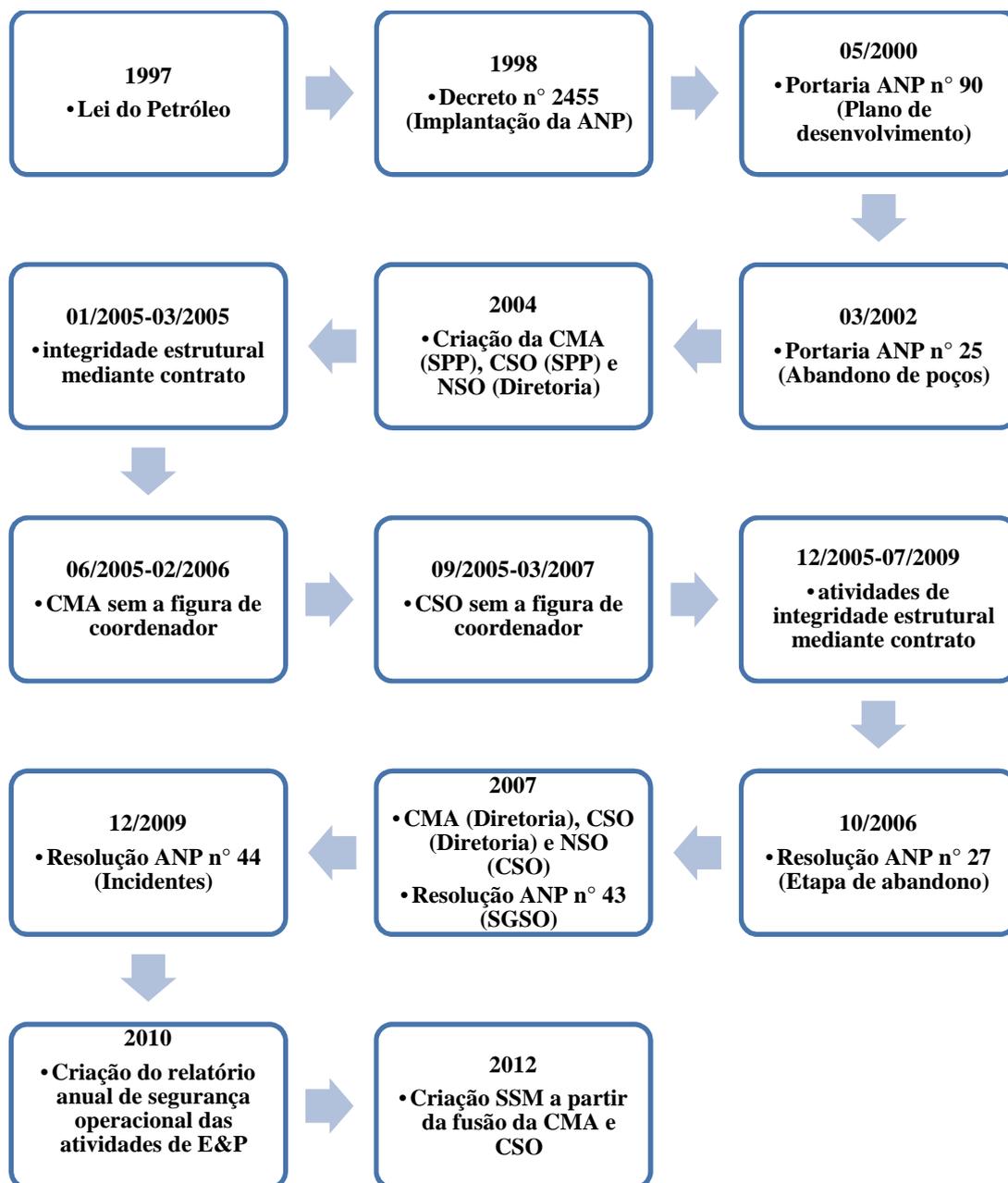


Figura 6 – Principais marcos referentes à segurança operacional e ao meio ambiente das atividades perfuração e produção de petróleo e gás natural *offshore* na ANP  
Fonte: elaboração própria a partir de ORNELAS *et al.* (2013)

Verificou-se que não há regulamentação para atividades marítimas editada pela ANP relativa a meio ambiente, limitando-se as referências ao que consta no contrato de concessão e algumas informações básicas na Portaria ANP nº 90/2000, que são enviadas no plano de desenvolvimento. Todas as atividades desenvolvidas com relação ao meio ambiente são apresentadas à sociedade por meio do relatório anual de gestão da agência.

#### 4.2.2 Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional

De acordo com o estabelecido pela Resolução ANP nº 43/2007 (ANP, 2012c), o concessionário deve encaminhar à ANP um conjunto de documentos no sentido de comprovar sua adequação às normas do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO).

O regime regulatório brasileiro de segurança operacional foi construído com base em estudo sobre as normas adotadas em países como Estados Unidos, Canadá, Noruega, Reino Unido e Austrália, no aprendizado adquirido com a prática de fiscalização e, em especial, a partir da análise de dois acidentes de grandes proporções ocorridos na Bacia de Campos, o afundamento da P-36, em 2001, e a perda de estabilidade da P-34, em 2002 (ANP, 2012c).

De forma similar a outros sistemas de gestão de segurança, o SGSO consiste de um conjunto de boas práticas concebido de forma a estabelecer a obrigatoriedade de que as empresas com operações *offshore* de perfuração e produção de petróleo tenham uma estrutura que assegure controle de riscos operacionais. Baseia-se na adoção de dezessete práticas de gestão que se inter-relacionam e são incorporadas a todas as fases de um projeto, desde sua concepção, até a desativação da instalação.

Durante a vida da instalação, a verificação pela ANP de que os concessionários estão desenvolvendo suas atividades em atendimento ao SGSO é realizada por meio de vistorias, testes de funcionamento em equipamentos críticos de segurança, entrevistas com funcionários e análises de documentação.

As práticas de gestão (PGs) contidas no Regulamento Técnico aprovado pela Resolução ANP nº 43/2007 estão apresentadas no Quadro 1.

Quadro 1 – Práticas de gestão do SGSO

Liderança, Pessoal e Gestão	1. Cultura de segurança, compromisso e responsabilidade gerencial
	2. Envolvimento do pessoal
	3. Qualificação, treinamento e desempenho do pessoal
	4. Ambiente de trabalho e fatores humanos
	5. Seleção, controle e gerenciamento de contratadas
	6. Monitoramento e melhoria contínua do desempenho
	7. Auditorias
	8. Gestão da informação e da documentação
	9. Investigação de acidentes
Instalações e Tecnologia	10. Projeto, construção, instalação e desativação
	11. Elementos críticos de segurança operacional
	12. Identificação e análise de riscos
	13. Integridade mecânica
Práticas Operacionais	14. Planejamento e gerenciamento de grandes emergências
	15. Procedimentos operacionais
	16. Gerenciamento de mudanças
	17. Práticas de trabalho seguro e procedimentos de controle em atividades especiais

Fonte: elaboração própria

As práticas de gestão estão divididas em três grandes grupos. O primeiro diz respeito à liderança, pessoal e gestão, o segundo refere-se a instalações e tecnologia e o terceiro trata de práticas operacionais.

O regulamento em questão apresenta requisitos de identificação de perigos e análises de riscos, resultando na implementação de salvaguardas preventivas e mitigadoras, além de requisitos visando à melhoria contínua pela identificação de desvios a partir de investigações de incidentes, auditorias internas, dentre outras atividades. Também exige a disponibilidade de recursos para o desenvolvimento das atividades de segurança e de conscientização da força de trabalho.

Da análise do regulamento técnico, apesar de este ser voltado para o gerenciamento da segurança operacional das instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural, a proteção a vida humana e ao meio ambiente é um dos objetivos a serem alcançados:

O objetivo deste Regulamento Técnico é estabelecer requisitos e diretrizes para implementação e operação de um Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO), visando à segurança operacional das instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural, com o objetivo de proteger a vida humana e o meio ambiente, através da adoção de 17 práticas de gestão.

Logo, os requisitos estabelecidos nas práticas de gestão supracitadas visam, além da proteção à vida humana, à proteção do meio ambiente por meio do gerenciamento de segurança nas operações e conseqüentemente mitigação de acidentes.

Um ponto que merece destaque é a definição de desativação de instalação, a qual foi estabelecida no SGSO como a retirada definitiva de operação e a remoção de instalações de produção, dando-lhes destinação final adequada, e a recuperação ambiental das áreas em que estas instalações se situavam. Esse é o único ponto no SGSO que estabelece uma exigência objetiva sob o aspecto do meio ambiente.

Importante notar que a responsabilidade em relação ao atendimento à resolução e ao SGSO é do concessionário (também denominado operador da concessão) e não do operador da instalação (ANP, 2011b; ANP, 2012d; ANP, 2013f).

Quando o operador da instalação não cumpre o estabelecido no SGSO, são registradas não conformidades, que podem ser classificadas como críticas, graves, moderadas e leves, ou como observações (ANP, 2011b; ANP, 2012d; ANP, 2013f). É apresentado ao concessionário um relatório de auditoria com a descrição e evidências das não conformidades levantadas e dispositivo normativo infringido. O relatório é encaminhado à operadora da concessão com a notificação para implementação de ações corretivas em prazos que variam de acordo com as classificações apontadas pela ANP (ANP, 2011b; ANP, 2012d; ANP, 2013f). Caso não sejam apresentadas soluções nos prazos estipulados ou haja reincidência no descumprimento de requisitos do SGSO são emitidos autos de infração (ANP, 2013f). Exceto para o caso de serem identificadas não conformidades críticas, as quais acarretam na interdição da unidade até que sejam sanadas (ANP, 2011b; ANP, 2012d). A não conformidade crítica ocorre quando o agente de fiscalização se depara com uma situação que implica em risco iminente de acidente grave, ou seja, que possa comprometer, de forma imediata, a integridade física das instalações, das pessoas que nelas se encontram ou proporcionar poluição ao meio ambiente (ANP, 2013f).

Segundo a ANP (2013f), o procedimento da auditoria é baseado em dados amostrais, ou seja, a ausência de não conformidades em determinada prática de gestão não garante necessariamente que todos os requisitos do SGSO tenham sido plenamente atendidos.

As não conformidades identificadas no âmbito corporativo abrangem todas as unidades daquele operador da concessão, com o intuito de evitar reincidência. Dessa forma, quando a não conformidade é de aplicação local da plataforma auditada, esta não pode ser replicada para outras instalações (ANP, 2011b). Entretanto, considera-se boa prática do mercado fazer uma verificação da ocorrência daquela não conformidade em outras plataformas (ANP, 2011b).

A empresa Bureau Veritas do Brasil Sociedade Classificadora e Certificadora forneceu apoio técnico no período compreendido entre a entrada em vigor da Resolução ANP nº 43/2007 e junho de 2012 (ANP, 2011b). O objeto do contrato firmado com a Bureau Veritas foi o provimento de serviços técnicos especializados de apoio técnico supervisionado, conferido e autenticado pela ANP nas ações de fiscalização dessa Agência por meio de análise documental, verificação *in loco*, registro fotográfico, levantamento de não conformidades e elaboração de relatório técnico sobre as condições de segurança operacional das instalações marítimas de perfuração e de produção de petróleo e gás natural em operação e, ainda, treinamento dos técnicos da ANP para o aprimoramento da execução das ações de fiscalização das condições de segurança operacional das citadas instalações.

A vigência original do referido contrato foi de 24 meses, iniciado em 23/12/2009 (BRASIL, 2009). Contudo, houve prorrogação por 6 meses, assim, no período de 23/12/2009 a 22/06/2012, a Agência contou com a Bureau Veritas para apoio às suas ações de fiscalização (BRASIL, 2012).

Após o término da vigência do termo aditivo do contrato com a Bureau Veritas, houve um período em que as operações de fiscalização foram realizadas pelos fiscais da ANP sem o apoio de técnicos contratados.

Durante o decorrer desses meses, os trâmites de uma nova licitação ocorreram. Em 25/2/2013, foi firmado um contrato entre a ANP e a empresa Galena Engenharia, por 24 meses, cujo objeto foi a contratação de serviços de apoio técnico supervisionado, conferido e autenticado pela contratante nas ações de fiscalização (BRASIL, 2013a). Cada auditoria é realizada em geral por um único servidor (ou grupo de servidores) da ANP, acompanhados por um ou dois técnicos das empresas contratadas pela Agência para essa finalidade.

A ANP publica em seu sítio na internet, desde 2011, o relatório de segurança operacional das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural referente aos anos de 2010, 2011 e 2012, com o intuito de apresentar o resultado das fiscalizações realizadas pela ANP em plataformas de perfuração e produção e dados sobre estatísticas dos incidentes em campos marítimos e terrestres comunicados à agência.

A quantidade de auditorias realizadas nos anos de 2010, 2011 e 2012 encontra-se indicada na Tabela 3 (ANP, 2011b; ANP, 2012d; ANP, 2013f). Em 2010, havia 140 plataformas de produção em operação (ANP, 2011b), mesmo quantitativo de setembro de 2013 (ANP, 2013d), o que leva a crer que ao longo de 2010, 2011 e 2012 existiam

em operação cerca de 140 plataformas. Considerando o total de 140 unidades, foram fiscalizadas *in loco* nos anos de 2010, 2011 e 2012 cerca de 31%, 24% e 14% das plataformas em operação, respectivamente.

Tabela 3 – Ações de fiscalização da ANP em 2010, 2011 e 2012

	2010	2011	2012
Unidades de Produção	43	33	19
Unidades de Perfuração	26	26	22

Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2011b; 2012d; 2013f)

As auditorias nas unidades de produção resultaram em 2010 na interdição de 3 plataformas de produção: Petrobras 27 (P-27), Petrobras 33 (P-33) e Petrobras 35 (P-35), conforme apresentado no Quadro 2.

Quadro 2 – Plataformas de produção interdidas pela ANP em 2010

	<b>P-27</b>	<b>P-33</b>	<b>P-35</b>
Tipo	Semissubmersível	FPSO	FPSO
Bacia	Campos	Campos	Campos
Campo	Voador	Marlim	Marlim
Lâmina d'água (m)	575	780	850
Dias parados	165	77	28
Operadora	Petrobras	Petrobras	Petrobras
Concessionária	Petrobras	Petrobras	Petrobras

Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2011b, 2013d)

Em 2011, as operações de fiscalização culminaram na interdição de 4 plataformas de produção: Petrobras 37 (P-37), Peregrino I, OSX-1 e FPSO Frade (ANP, 2012d; ANP, 2013f). O Quadro 3 apresenta algumas características das plataformas com atividades interrompidas.

Quadro 3 – Plataformas de produção interdidas pela ANP em 2011

	<b>P-37</b>	<b>Peregrino I</b>	<b>OSX-1</b>	<b>FPSO Frade</b>
Tipo	FPSO	FPSO	FPSO	FPSO
Bacia	Campos	Campos	Campos	Campos
Campo	Marlim	Peregrino	Waimea	Frade
Lâmina d'água (m)	905	100	130	1065
Dias parados	14	15	78	Desde 29/11/2011 <sup>15</sup>
Operadora	Petrobras	Maersk	OSX	SBM
Concessionária	Petrobras	Statoil	OGX	Chevron

Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2012c, 2013d)

<sup>15</sup> A FPSO teve a interrupção do sistema de injeção de água e de poço com produção de H<sub>2</sub>S desde 29/11/2011 (ANP, 2012d; ANP, 2013f).

De acordo com a ANP (2013f), no ano de 2012, em relação às plataformas de produção, duas tiveram suas atividades interrompidas, o FPWSO (*Floating Production, Workover, Storage and Offloading*) Dynamic Producer e o FPSO Frade (Quadro 4). Este último em função de irregularidades, tais como sistema de gerenciamento da segurança operacional insuficiente para a operação; operação de poço com produção de H<sub>2</sub>S sem estudo técnico e identificação de ponto de vazamento no Campo de Frade em 20/3/2012.

Quadro 4 – Plataformas de perfuração interdidas pela ANP em 2012

	<b>FPWSO Dynamic Producer</b>	<b>FPSO Frade</b>
Tipo	FPWSO	FPSO
Bacia	Santos	Campos
Campo	-	Frade
Lâmina d'água (m)	2140	1065
Dias parados	286	286
Operadora	Ventura	SBM
Concessionária	Petrobras	Chevron

Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2012b, 2013d)

Todas as plataformas de produção interdidas pela ANP nos anos de 2010 e 2011 foram na Bacia de Campos, a mesma bacia onde estava localizada a plataforma P-36, a qual sofreu o acidente. Assim como a P-36, que entrou em operação em maio de 2000, as plataformas interdidas tiveram seu início de operação em data anterior à implementação da Resolução ANP n° 43/2007. Em função dos resultados das auditorias do SCSO, a ANP (2011b) observou que as Práticas de Gestão que apresentaram maior desvio por parte dos operadores foram: Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho (PG 6), Auditorias (PG 7), Identificação e Análise de Riscos (PG 12), Integridade Mecânica (PG 13) e Gerenciamento de Mudanças (PG 16). Comportamento semelhante foi observado no ano de 2011 (ANP, 2012c). A prática de gestão com o maior número de não conformidades para os anos de 2011 e 2013 foi a de integridade mecânica (PG 13) (ANP, 2012c; ANP, 2013f). A avaliação do ano de 2012 mostrou em ordem decrescente do percentual de não conformidades por práticas de gestão, após a PG 13, as próximas 4 práticas empatadas: Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho (PG 6), Gestão da Informação e da Documentação (PG 8), Gerenciamento de Mudanças (PG 16) e Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais (PG 17).

Não foram apresentados pela ANP os dados dos escopos das auditorias. É possível que não tenham sido verificadas todas as práticas em todas as auditorias. Além

disso, como se tratam de fiscalizações com dados amostrais, não é possível inferir um retrato da situação das plataformas de produção, embora seja possível destacar que em todos os três anos houve um grande destaque no número de não conformidades de integridade estrutural (PG-13), levando a crer que este seja o ponto mais fraco das plataformas de produção. Esse resultado pode ser explicado em alguma medida devido à idade do grupo de plataformas auditadas.

Como se pode observar no percentual de unidades fiscalizadas, a totalidade das instalações não sofre verificação anual. Haja vista que o universo de fiscalização das plataformas é amostral. A definição desse conjunto de instalações é importante no sentido de maximizar a eficácia da missão de prevenir grandes acidentes e mitigar seus possíveis impactos.

Ao longo dos anos de 2010 a 2012, houve uma redução no percentual de instalações *offshore* consideradas críticas para segurança operacional avaliadas nas auditorias. Enquanto em 2010, aproximadamente 10,7% das unidades vistoriadas foram interditadas, em 2011, esse número caiu para 9,8% e para 5,5% em 2012. Contudo, ao analisar apenas as plataformas de produção, a tendência foi de acréscimo no percentual interditado, de 7% em 2010 para 10,5% em 2012.

Com relação ao histórico de dados de derramamentos publicados pela ANP baseados nas comunicações de incidentes pelos concessários, verifica-se um pico em 2011, devido ao acidente no campo de Frade, mas uma redução considerável no ano de 2012 (Gráfico 7).

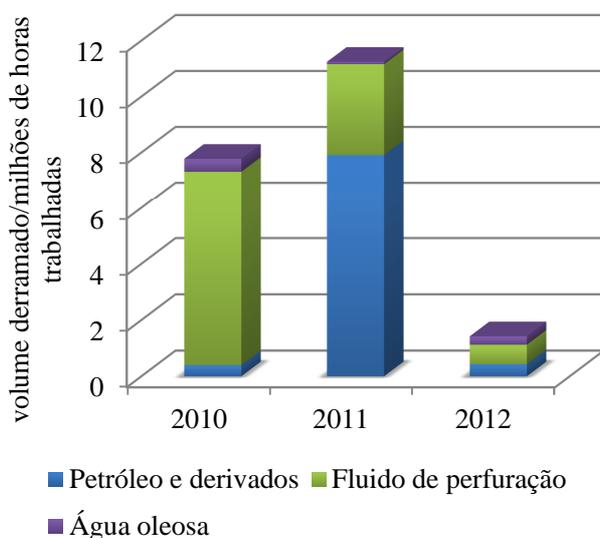


Gráfico 7 – Perfil do volume derramado por plataformas de petróleo  
Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2011b, 2012e, 2013f)

Nas atividades produção de petróleo, o número de vítimas (óbito ou ferimentos graves) aumentou tanto em termos absolutos, passando de 1 vítima em 2010 para 8 vítimas em 2012, quanto em termos do índice de vítimas por horas trabalhadas (Gráfico 8). Nas plataformas de perfuração, houve um aumento de vítimas de 13, em 2010, para 17, em 2012. Contudo o índice de vítimas por horas trabalhadas apresentou redução de 2010 para 2012, mas um leve aumento ao comparar os anos de 2011 e 2012.

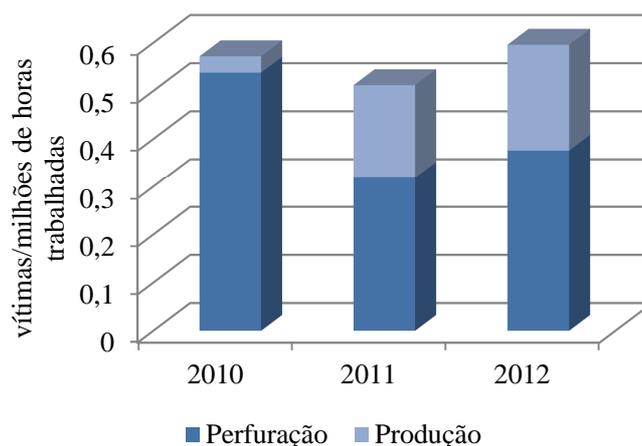


Gráfico 8 – Vítimas em plataformas  
 Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2011b, 2012e, 2013f)

#### 4.3 A Marinha do Brasil

É competência da Marinha do Brasil (MB) a aprovação e fiscalização das plataformas e embarcações de apoio, tanto de perfuração como de produção, manutenção do sistema de monitoramento de embarcações e fornecimento de apoio logístico às atividades de fiscalização (ANP, 2012f).

A responsabilidade pela salvaguarda das operações dentro de nossas águas territoriais é da Marinha do Brasil, por meio da Diretoria de Portos e Costas (DPC).

De acordo com o seu regulamento (MB, 2013a; MB, 2013b), a DPC tem dentre suas atribuições a de definir diretrizes e normas a serem cumpridas pelas plataformas de petróleo e garantir o seu atendimento. A DPC deve fazer cumprir os requisitos da *International Maritime Organization* (IMO), uma vez que o Brasil é signatário (DANTAS, 2006). Quando a IMO, por meio das delegações de representantes oficiais de cada país, aprova uma nova convenção, cabe a cada país, individualmente, definir a

data em que passará a exigí-la, em função de sua capacidade de conseguir garantir o cumprimento desta para todas as embarcações sob seu registro, bem como para as estrangeiras operando dentro de suas águas territoriais (DANTAS, 2006).

A DPC adotou como instrumentos para execução de suas diretrizes as Normas da Autoridade Marítima (NORMAMs), que são normas de caráter administrativo e técnico, baseadas nas convenções internacionais emitidas pela IMO, as quais o Brasil já acatou. Além disso, a DPC criou as chamadas Capitania dos Portos, Delegacias e Agências, presentes ao longo de toda a extensão do território brasileiro, com maior intensidade no litoral, e têm a incumbência de fiscalizar e fazer cumprir o estabelecido nas normas no âmbito local.

A autoridade marítima brasileira atesta que a embarcação tem os requisitos mínimos para operar em águas brasileiras por meio de documento denominado declaração de conformidade. Essa declaração tem validade anual, o que obriga a unidade estar continuamente de acordo com os requisitos previstos (DANTAS, 2006). A DPC divulga em seu sítio na internet uma listagem da situação das plataformas de petróleo quanto à declaração de conformidade (MB, 2013c).

Qualquer embarcação que deseje operar em águas jurisdicionais brasileiras está sujeita ao cumprimento dos requisitos definidos pelo Estado brasileiro, representada na prática pelas exigências emitidas em uma inspeção naval da Capitania dos Portos, representante local da autoridade marítima brasileira (DANTAS, 2006), ainda que essas pendências não tenham sido relatadas em uma vistoria recente de uma sociedade classificadora com delegação de competência, estabelecida de acordo com a NORMAM 06<sup>16</sup>, na implementação e fiscalização da correta aplicação dos requisitos das convenções e códigos internacionais ratificados pelo Brasil e normas nacionais pertinentes, relativas à segurança da navegação, salvaguarda da vida humana e prevenção da poluição ambiental.

As perícias técnicas realizadas pela Marinha do Brasil envolvem todas as instalações da plataforma, desde os sistemas essenciais à sobrevivência da vida humana no mar, navegação, comunicação, salvatagem, prevenção da poluição, estabilidade, lastro e esgoto, movimentação de carga, propulsão, amarração e ancoragem, combate a incêndio, geração de energia, até o heliponto.

---

<sup>16</sup> Normas da Autoridade Marítima para Reconhecimento de Sociedades Classificadoras para Atuarem em Nome do Governo Brasileiro.

Dantas (2006) descreve em linhas gerais como ocorre a vistoria realizada pela Marinha do Brasil. A perícia a bordo é iniciada com a análise documental, ou seja, se existem todos os certificados necessários para a operação da unidade, relacionados na NORMAM 04. Há também a inspeção estrutural de plataformas, a qual se baseia principalmente na análise do relatório da última vistoria subaquática e uma minuciosa inspeção visual geral da unidade, para verificar a existência de trincas e níveis acentuados de corrosão. Os sistemas de navegação, prevenção da poluição, carga e lastro, gás inerte e lavagem de tanques com óleo cru, amarração, movimentação de pessoal e carga, comunicações, propulsão e sistema de governo e condições gerais também são avaliados visual e operacionalmente (DANTAS, 2006). Quanto aos procedimentos operacionais, são verificados os sistemas de gerenciamento de segurança, carga e descarga, *offloading*, transbordo de pessoal e carga, e demais instruções e procedimentos operacionais. Por fim, é verificada a questão de treinamento de pessoal no tocante ao procedimento nas situações de emergência, no caso de combate de incêndio a bordo e abandono da unidade (DANTAS, 2006). A NORMAM 04 é aplicável além das plataformas de perfuração e de produção, às embarcações de levantamento sísmico.

Os peritos e inspetores utilizam na avaliação de plataformas listas de verificações, cujos modelos são divulgados pela MB no seu sítio da internet (MB, 2013d). Esse procedimento é importante, pois além de facilitar a preparação da plataforma para a vistoria, ajuda a padronizar as inspeções realizadas em diferentes embarcações e por técnicos com experiências distintas.

Desde 1/12/2008 foi firmado um termo de cooperação entre a ANP e a Marinha do Brasil que repassa recursos financeiros para serem empregados na realização de perícias técnicas para emissão das declarações de conformidade (ANP, 2012f; BRASIL, 2008).

Em auditoria realizada pelo Tribunal de Contas da União no período de novembro de 2011 a maio de 2012, para avaliar o grau de segurança operacional e ambiental nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, os requisitos de segurança das estruturas navais, os procedimentos, a abrangência e a força de trabalho empregados pela DPC na fiscalização foram considerados suficientes (TCU, 2013c). Foi apontado ainda que tal situação decorreu, em grande parte, da celebração de termos de cooperação com a ANP (TCU, 2013c).

#### 4.4 O Ministério do Trabalho e Emprego

O Ministério do Trabalho e Emprego (MTE), órgão da administração federal direta, tem as seguintes áreas de competência estabelecidas pelo Decreto nº 5.063, de 3/5/2004, em seu art. 1º do Apêndice I, com destaque para a segurança e saúde no trabalho:

- I – política e diretrizes para a geração de emprego e renda e de apoio ao trabalhador;
- II – política e diretrizes para a modernização das relações do trabalho;
- III – fiscalização do trabalho, inclusive do trabalho portuário, bem como aplicação das sanções previstas em normas legais ou coletivas;
- IV – política salarial;
- V – formação e desenvolvimento profissional;
- VI – segurança e saúde no trabalho;
- VII – política de imigração; e
- VIII – cooperativismo e associativismo urbanos.

Nesse sentido, no mesmo instrumento legal, foi criado o Departamento de Segurança e Saúde no Trabalho (DSST), com diversas atribuições, das quais se destaca: subsidiar a formulação e proposição das diretrizes e normas de atuação da área de segurança e saúde no trabalho; planejar, supervisionar, orientar, coordenar e controlar a execução das atividades relacionadas com a inspeção dos ambientes e condições de trabalho; e planejar, supervisionar, orientar, coordenar e controlar as ações e atividades de inspeção do trabalho na área de segurança e saúde.

O MTE editou uma série de normas regulamentadoras (NRs) com foco na segurança e saúde no trabalho<sup>17</sup> que são aplicáveis a diversas instalações industriais, incluindo plataformas de produção de petróleo, dentre as quais se encontram a NR-06 (Equipamentos de Proteção Individual), NR-10 (Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade) e NR-13 (Caldeiras e Vasos de Pressão). Contudo, a norma regulamentadora NR-30 (Segurança e Saúde no Trabalho Aquaviário<sup>18</sup>), publicada em 4/12/2002, merece especial atenção. A NR-30 sofreu 5 atualizações nos anos de 2007, 2008<sup>19</sup>, 2010 e 2013. Essa norma regulamentadora tem como objetivo a proteção e a regulamentação de segurança e saúde dos trabalhadores aquaviários, incluindo aqueles que desenvolvem suas atividades laborais em plataformas de petróleo, conforme item 30.2.1.2. O Anexo II da NR-30 que trata de forma específica de plataformas e

---

<sup>17</sup> As normas regulamentadoras do MTE estão disponíveis no seu sítio na internet: <[http://portal.mte.gov.br/seg\\_sau](http://portal.mte.gov.br/seg_sau)>.

<sup>18</sup> Ou seja, aplica-se às plataformas de perfuração, de produção e às embarcações de levantamento sísmico.

<sup>19</sup> No ano de 2008, a NR-30 sofreu duas alterações.

instalações de apoio foi aprovado pela Secretaria da Inspeção do Trabalho (SIT) por meio da Portaria nº 183, de 11/5/2010.

O Anexo II da NR-30 em seu item número 4 (Da Inspeção Prévia) estabelece a possibilidade de inspeção anterior ao início da operação da plataforma ou instalação de apoio. O operador de concessão ou o operador de instalação deve requerer ao Ministério do Trabalho e Emprego a inspeção prévia da plataforma que irá operar em águas sob jurisdição nacional. O MTE no item 4.3.1 do Anexo II da NR-30 indica a possibilidade da Declaração da Instalação Marítima, demonstrando que a instalação atende aos requisitos do Anexo II da NR-30, ser aceita para fins de fiscalização, quando não for possível realizar a inspeção prévia. Tal declaração tem que ser enviada de acordo com o modelo da norma.

Os auditores fiscais do trabalho realizam tanto inspeções prévias quanto fiscalizações a bordo das plataformas para verificação do atendimento às suas normas, especialmente, à NR-30. São diversos os requisitos obrigatórios na NR-30. O Quadro 5 relaciona os 16 macroitens do Anexo II da norma regulamentadora. As exigências estabelecidas abrangem desde a necessidade de elaborar e documentar análises de riscos, utilizar a cor vermelha para distinguir e indicar a bordo os equipamentos e aparelhos de proteção e combate a incêndio, até a especificação de dimensões mínimas para instalações sanitárias, camarotes e refeitórios.

Quadro 5 – Principais itens do Anexo II da NR-30

<b>Item</b>	<b>Descrição</b>
1	Do Objetivo e Campo de Aplicação
2	Das Obrigações Gerais – Responsabilidades e Competências
3	Dos Direitos dos Trabalhadores
4	Da Inspeção Prévia
5	Dos Serviços Especializados em Segurança e Medicina do Trabalho (SESMT)
6	Da Comissão Interna de Prevenção de Acidentes – CIPA em Plataformas
7	Do Programa de Controle Médico na Plataforma
8	Do Programa de Prevenção de Riscos na Plataforma
9	Da Sinalização de Segurança
10	Das Condições de Vivência a Bordo
11	Das Instalações Elétricas
12	Da Atenção à Saúde a Bordo
13	Das Atividades de Construção, Manutenção e Reparo
14	Das Caldeiras e Vasos de Pressão
15	Da Proteção contra Incêndios
16	Da Prevenção e Controle de Acidentes Maiores

Fonte: elaboração própria

Em 22/5/2013, foi publicada no Diário Oficial da União a Portaria SIT<sup>20</sup> n° 382/2013, que disponibilizou para consulta pública por 60 dias o texto técnico básico de criação da norma regulamentadora sobre segurança e saúde em plataformas de petróleo. Essa minuta estabelece os requisitos mínimos de segurança e saúde no trabalho a bordo de plataformas utilizadas com a finalidade de exploração e produção de petróleo e gás em operação nas águas jurisdicionais brasileiras.

De forma geral, os tópicos já abordados na NR-30 estão sendo mantidos na norma em elaboração, contudo ampliados, dando origem a um maior número de itens. Ou seja, a versão da norma regulamentadora em desenvolvimento é um aprimoramento da NR-30, sendo quatro os tópicos inovadores, a saber: “Do comissionamento, ampliação, modificação, manutenção, reparo e descomissionamento”, “Dos meios de acesso à plataforma”, “Do armazenamento de substâncias perigosas” e “Da proteção contra radiações ionizantes”. Outros quatro tópicos tinham menção pouco expressiva na NR-30 e, portanto, merecem destaque especial: “Da capacitação, qualificação e habilitação”, “Da movimentação e transporte de materiais”, “Dos procedimentos operacionais e organização do trabalho” e “Dos sistemas de drenagem, de tratamento e de disposição de resíduos”. Dessa forma, se pode inferir que muitas exigências às plataformas de perfuração e produção estarão constantes tanto da norma regulamentadora do MTE, quanto do SGSO.

Não foi possível identificar o número de inspeções realizadas pelo MTE ou outro dado referente às fiscalizações das plataformas de produção de petróleo. Os dados da inspeção em segurança e saúde no trabalho (ações fiscais, trabalhadores alcançados, notificações, autuações, embargos/interdições e acidentes analisados) divulgados são agrupados por setor econômico (MTE, 2013a).

Em setembro de 2013, foi veiculada no próprio sítio na internet do MTE (2013b) uma ação realizada por fiscais do grupo especial de fiscalização móvel do trabalho portuário e aquaviário, acarretando na interdição da plataforma PCM-9 da Petrobras, localizada em Sergipe. A fiscalização contemplou entrevistas com empregados e inspeção do casario, das instalações elétricas, dos alojamentos externos, das vias de circulação e de acesso, bem como de espaços confinados, vasos de pressão e máquinas. Foram constatadas diversas irregularidades, caracterizadas pelo

---

<sup>20</sup> Secretaria de Inspeção do Trabalho.

descumprimento de mais de 70 itens previstos em normas regulamentadoras do MTE, tendo sido lavrados 44 autos de infração (MTE, 2013b).

Em maio de 2012, uma operação do MTE (2012) interditou a Plataforma Arctic I, da empresa Transocean, após constatar risco grave e iminente à integridade física dos trabalhadores a bordo. O grupo identificou cerca de 50 irregularidades. A estrutura encontrava-se em reparo no Arsenal de Marinha do Rio na Baía de Guanabara. Para decidir pela interdição, o grupo de fiscais entrevistou empregados da Transocean e analisou a documentação apresentada pela empresa (MTE, 2012).

Outra plataforma interditada por fiscais da SRTE (Superintendência Regional do Trabalho e Emprego) foi a plataforma Cherne 2 (PCH-2), na Bacia de Campos, em 10/2/2011, segundo o Sindicato dos Trabalhadores em Pesquisa, Exploração, Produção, Perfuração, Refino, Armazenamento e Transporte de Petróleo e dos Trabalhadores de Empresas Interpostas do Estado do Rio Grande do Norte (SINDIPETRO-RN, 2011). Durante auditoria a bordo foram identificadas condições inseguras de trabalho. No dia 19 de janeiro de 2011, a plataforma havia sofrido incêndio em uma bomba, que danificou parte dos seus equipamentos e provocou uma suspensão da produção de 9,3 mil barris diários de petróleo. Uma vistoria da Marinha do Brasil havia autorizado o retorno das atividades. No entanto, petroleiros de PCH-2 relataram, em documento enviado ao Sindipetro-NF, que a unidade permanecia com problemas na segurança. O coordenador-geral do Sindipetro-NF, na ocasião, José Maria Rangel, que acompanhou a auditoria dos fiscais da SRTE, declarou “No início, a Petrobras afirmou que o incêndio se tratava de um incidente, mas logo recebemos informações dos trabalhadores de que a situação na plataforma é muito mais grave. Isso tem ocorrido com frequência na Bacia de Campos, onde quase todas as plataformas têm pendências sérias na área de segurança”.

Audidores fiscais do MTE interditaram em maio de 2011 a plataforma P-65 em operação na Bacia de Campos desde 1977. Segundo Almeida e Ordoñez (2011), equipamentos operando parcialmente, falta de treinamento em trabalhos altamente perigosos e uma série de normas de segurança não seguidas pela estatal levaram à decisão, que ocorreu apenas nove meses depois da interdição de outra plataforma da empresa, a P-33, por problemas de manutenção. As plataformas P-15, P-7 e P-8 também tiveram a operação suspensa, pois suas produções eram enviadas à P-65 para processamento.

#### 4.5 O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) é uma autarquia federal dotada de personalidade jurídica de direito público, autonomia administrativa e financeira, vinculada ao Ministério do Meio Ambiente (MMA), conforme art. 2º da Lei nº 7.735, de 22 de fevereiro de 1989.

Pela Lei nº 11.516/2007, o Ibama tem como principais atribuições exercer o poder de polícia ambiental; executar ações das políticas nacionais de meio ambiente, referentes às atribuições federais, relativas ao licenciamento ambiental, ao controle da qualidade ambiental, à autorização de uso dos recursos naturais e à fiscalização, monitoramento e controle ambiental; e executar as ações supletivas de competência da União de conformidade com a legislação ambiental vigente.

O Ibama é responsável pelo licenciamento ambiental das plataformas de petróleo que operam em águas marítimas, por meio da Coordenação-Geral de Petróleo e Gás (CGPEG<sup>21</sup>), subordinada à Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC<sup>22</sup>). Os procedimentos para o licenciamento ambiental de atividades marítimas de exploração e produção de petróleo e gás estão regulamentados pelo Conselho Nacional de Meio Ambiente (Conama) por meio das Resoluções nº 237/1997 e nº 350/2004 e pela Portaria MMA nº 422/2011 (IBAMA, 2013). No sítio do Ibama estão disponibilizados documentos normativos ou orientativos que compõem as diretrizes técnicas para o licenciamento ambiental federal de petróleo e gás (IBAMA, 2013).

A Lei nº 9.966/2000 estabelece a obrigatoriedade de realização de auditorias ambientais independentes a cada dois anos para avaliar a eficácia dos sistemas de gestão e controle ambiental. Tal exigência foi regulamentada pela Resolução Conama nº 306/2002 que estipula os requisitos mínimos e o termo de referência para realização de auditorias ambientais. Faz parte do licenciamento ambiental a avaliação e a aprovação dos planos de emergência individuais, bem como a capacidade e as ações das concessionárias para resposta a incidentes. Para realizar o licenciamento ambiental das atividades petrolíferas *offshore*, o Ibama dispõe de quase 80 analistas ambientais

---

<sup>21</sup> A CGPEG está segregada em duas unidades, a Coordenação de Produção de Petróleo e Gás e a Coordenação de Exploração de Petróleo e Gás.

<sup>22</sup> A DILIC responde diretamente à Presidência do Ibama e tem três unidades subordinadas: a Coordenação-Geral de Infraestrutura de Energia Elétrica, Coordenação-Geral de Transporte, Mineração e Obras-Civis e a Coordenação-Geral de Petróleo e Gás.

especializados e dedicados exclusivamente ao controle ambiental dessas atividades (IBAMA, 2012). Após a etapa de licenciamento, a CGPEG fiscaliza as exigências previstas no licenciamento ambiental, inclusive a implementação dos planos de emergência individuais.

As plataformas de perfuração são vistoriadas pela CGPEG antes da emissão da licença de perfuração e durante a execução da atividade. As vistorias que ocorrem antes da emissão da licença são realizadas nas sondas que chegam ao país pela primeira vez, naquelas já aprovadas e que sofreram alterações significativas e nas sondas que foram aprovadas há mais de dois anos (PEDROSA, 2012).

A vistoria tem como foco a confirmação das informações apresentadas durante o licenciamento, como a implementação do projeto de controle da poluição, os fluidos de perfuração empregados e seu gerenciamento, os treinamentos realizados para execução do plano de emergência individual e a localização e conteúdo do kit *Shipboard Oil Pollution Emergency Plan* (SOPEP) (PEDROSA, 2012).

Também são realizadas vistorias prévias à emissão da licença de operação das plataformas de produção a fim de verificar a adequação das unidades ao que foi aprovado no estudo ambiental. Tais vistorias são focadas nas atividades relacionadas ao controle da poluição, tais como: tratamento da água produzida e dos efluentes sanitários, gerenciamento de resíduos, sistema de *offloading* e contenção para produtos químicos (PEDROSA, 2012).

A CGPEG realiza vistorias nas embarcações de emergência previstas no plano de emergência individual. Em função da disponibilidade do órgão, os exercícios simulados de incidentes com derramamento de óleo também são acompanhados, em geral, com duas pessoas em cada ponto de observação: sala de emergência, helicóptero, cenário de terra e embarcação (PEDROSA, 2012).

Também ocorrem ações de fiscalização a bordo das unidades licenciadas, em geral, em situações específicas de incidentes, denúncias e demandas de outros órgãos. No que se refere à operação das plataformas, o Ibama exige de todas as empresas petrolíferas o atendimento à legislação ambiental, incluindo os padrões de descarte de água de produção estabelecidos pela Resolução Conama n° 393/2007 (IBAMA, 2012). O descarte de água de produção no mar com teores de poluentes acima dos padrões especificados pela Resolução Conama n° 393/2007 consiste em infração ambiental e é objeto de autuação pelo Ibama (IBAMA, 2013).

#### 4.6 Os Órgãos de Controle

O Tribunal de Contas da União, desde 1988, tem poderes para, no auxílio ao Congresso Nacional, exercer a fiscalização contábil, financeira, orçamentária, operacional e patrimonial da União e das entidades da administração direta e indireta, quanto à legalidade, à legitimidade e à economicidade (TCU, 2013a).

Uma das funções do TCU é a de fiscalização através da realização de auditorias e inspeções, por iniciativa própria, por solicitação do Congresso Nacional ou para apuração de denúncias, em órgãos e entidades federais, em programas de governo, bem como a apreciação da legalidade dos atos e contratos administrativos em geral (TCU, 2013b).

A fiscalização é a forma de atuação pela qual são alocados recursos humanos e materiais com o objetivo de avaliar a gestão dos recursos públicos. Por meio de auditorias verifica-se *in loco* a legalidade e a legitimidade dos atos de gestão, quanto aos aspectos contábil, financeiro, orçamentário e patrimonial, assim como o desempenho operacional e os resultados alcançados de órgãos, entidades, programas e projetos governamentais (TCU, 2013b).

Auditoria do TCU realizada em 2012 na ANP, Ibama e na Marinha do Brasil constatou deficiências nos controles de segurança operacional e ambiental em unidades *offshore* de produção de petróleo e gás natural, além da demora de respostas em casos de desastres ambientais (TCU, 2013c).

De acordo com a fiscalização realizada pelo Tribunal em 2012, a ANP falha ao autorizar o funcionamento de plataformas petrolíferas com base, apenas, em documentos declaratórios oriundos da concessionária, existindo plataformas com autorização da ANP para operar, sem terem sido submetidas a inspeções *in loco* (TCU, 2013c).

O TCU afirmou que, no que se refere ao controle ambiental, o Ibama não estabelece formalmente critérios para orientar suas vistorias nas plataformas petrolíferas e não há periodicidade mínima das inspeções. Além disso, foi identificado que o Ibama não fiscaliza regularmente a disponibilidade de equipamentos e materiais de resposta a emergências estabelecidos nos planos de emergência individuais nem a localização das embarcações de apoio às plataformas *offshore*. Identificou ainda a ausência da implementação do plano nacional de contingência e dos planos de área, complementares

aos planos de emergência individuais, o que prejudica a cooperação entre as entidades envolvidas em possíveis acidentes e dificulta respostas céleres (TCU, 2013c).

O Ministério Público Federal e o Ministério Público do Trabalho integram o Ministério Público da União (MPU). As atribuições e os instrumentos de atuação do Ministério Público estão previstos na Constituição Federal e as funções e atribuições do MPU estão dispostas na Lei Complementar nº 75/93 (MPF, 2013a).

Cabe ao MPF a defesa dos direitos sociais e individuais indisponíveis, como o direito à vida, à liberdade e à saúde, da ordem jurídica e do regime democrático (MPF, 2013a). As funções do MPF incluem também a fiscalização da aplicação das leis, a defesa do patrimônio público e o zelo pelo efetivo respeito dos poderes públicos aos direitos assegurados na Constituição (MPF, 2013a). A instituição ingressa com ações em nome da sociedade, oferece denúncias criminais e deve ser ouvida em todos os processos em andamento na Justiça Federal que envolvam interesse público relevante, mesmo que não seja parte na ação (MPF, 2013b). Também atua fora da esfera judicial, sobretudo, na defesa de direitos difusos, como meio ambiente e segurança pública, por meio de instrumentos como inquéritos civis públicos, recomendações, termos de ajustamento de conduta e audiências públicas (MPF, 2013b). Já o MPT busca dar proteção aos direitos fundamentais e sociais do cidadão diante de ilegalidades praticadas na seara trabalhista (MPT, 2013).

Ou seja, tanto o MPF, quanto o MPT, podem atuar solicitando informações aos órgãos fiscalizadores acerca de aspectos de segurança e meio ambiente das plataformas de petróleo para avaliação da atuação desses órgãos e as empresas. As análises de ambos os ministérios públicos podem acarretar em atos com viés de negociação, como recomendações e termos de ajustamento de conduta, ou mesmo culminar em ações civis públicas, endereçadas aos órgãos ou às empresas concessionárias.

#### 4.7 Desafios da Fiscalização

Muitos desafios são encontrados para o desenvolvimento das atividades de fiscalização no setor de petróleo. Alguns problemas são comuns a outras atividades relacionadas ao exercício do poder de polícia administrativa de órgãos de Estado e do serviço público em geral, passando desde a questão financeira até a necessidade de

atualização do arcabouço regulatório. A atividade de fiscalização *in loco* tem especificidades que resultam em dificuldades adicionais.

Restrições financeiras conjugadas à demanda de tempo inerente aos processos licitatórios também impactam na aquisição de Equipamentos de Proteção Individual (EPIs) para servidores, fazendo com que muitos sejam levados a fiscalizar instalações industriais, dentre as quais plataformas de petróleo, sem que possuam EPI. Além disso, o forte desgaste devido ao uso contínuo faz com que seja comum que um agente de fiscalização não possua o material completo necessário por todo o tempo.

A falta de recursos financeiros ou até mesmo uma gestão não eficiente destes vai muito além dos pontos até aqui abordados, tais como a necessidade de compensar os fiscais por meio da remuneração apropriada, minimizando distorções, mas também pode exercer impacto negativo na falta de equipamentos de proteção individual ou outros necessários à atividade, como computadores portáteis, máquinas fotográficas e impressoras, dificultando a compra de normas técnicas internacionais, livros e estudos, realização de treinamentos, etc.

A Lei de Penalidades, Lei n° 9.847, datada de 26/10/1999, encontra-se defasada. Os limites estabelecidos dos valores das multas não condizem com a capacidade financeira das empresas de E&P. Ademais, é possível identificar que esta não foi desenhada com foco nas atividades de exploração e produção de petróleo, mas sim nos segmentos de distribuição e revenda de combustíveis. As infrações previstas no art. 3° carecem de revisão que inclua novos incisos, dê nova redação aos existentes, a fim de facilitar o enquadramento de situações de descumprimentos de resoluções e regulamentos, dirimindo possíveis problemas de interpretação e a protelação por meio de recursos jurídicos.

Outro grande desafio é a margem de discricionariedade de alguns itens das resoluções e regulamentos, podendo resultar em um tratamento não isonômico aos agentes regulados. A dificuldade de padronização interna dos órgãos agrava esse problema. A padronização das fiscalizações requer capacitação constante, englobando treinamentos para nivelar o conhecimento técnico da equipe fiscal e sua forma de atuação comportamental, reciclagens, discussões periódicas, ações em conjunto com outros fiscais, para contrapor diferentes pontos de vista, o emprego de instrumentos regulatórios atualizados, continuamente aperfeiçoados e alinhados ao desenvolvimento tecnológico.

A edição de resoluções e regulamentos pelo Poder Executivo com força de lei constitui outra barreira. As equipes são na sua quase totalidade formadas por profissionais sem conhecimento jurídico adequado, como engenheiros, economistas, administradores, entre outros. Esse fato pode resultar em falhas e brechas de interpretação visualizadas pelos advogados das empresas durante os processos administrativos resultantes dos autos de infração, fragilizando os instrumentos regulatórios. Por vezes as empresas conseguem anular os autos de infração ao recorrerem ao Poder Judiciário, o que acaba por enfraquecer a atuação dos órgãos fiscalizadores.

A assimetria de informação entre o mercado e a agência reguladora também é um fator que traz novos desafios, especialmente quando o tema a ser fiscalizado é segurança e meio ambiente. É natural que os técnicos das empresas de petróleo detenham mais conhecimento e acesso a dados sobre as atividades que estão sendo fiscalizadas do que os reguladores, o que impacta em todos os níveis da cadeia de fiscalização, ou seja, na edição de normas, na avaliação da conformidade com a legislação (a distância e *in loco*), na aplicação de multas ou outras sanções e nos processos de defesa das empresas às sanções.

A interferência política é outro problema enfrentado pelas agências reguladoras e outros órgãos que atuam na fiscalização das atividades de petróleo. A autonomia e independência são necessárias para tais instituições e devem atingir diferentes níveis da hierarquia, desde os cargos de alta gestão até os fiscais. A interferência política, especialmente em setores de fiscalização, resulta em impactos negativos podendo comprometer em grande medida a disponibilidade de orçamento e pessoal para o desenvolvimento dos trabalhos e capacitação, influenciar na edição de normas e levar a criação de metas desmedidas que podem somente gerar números de ações, reduzindo a efetividade das operações. O processo de julgamento de infrações também pode sofrer com uma autonomia deficiente, incluindo o estabelecimento dos valores das multas. No nível dos fiscais a interferência política pode levar à falta de isonomia entre empresas, culminando em uma cultura de aversão à atividade devido à insegurança na lavratura de documentos de fiscalização contendo notificações, infrações e interdições.

Interessante notar que tal situação foi reconhecida como relevante no regime regulatório dos países estudados nesse trabalho, resultando na separação da fiscalização de segurança e meio ambiente das demais áreas da regulação de E&P.

Embora os fatores humanos sejam intangíveis, a motivação na equipe fiscal é um quesito relevante na qualidade das fiscalizações *offshore*, especialmente por que tais atividades requerem elevado nível de atenção, concentração e aprendizagem permanente. A manutenção da motivação é uma meta bastante desafiadora, pois perpassa os tópicos supracitados, visto que a instituição necessita prover os meios para que o fiscal possa executar o seu trabalho com excelência, buscando a melhoria contínua. Uma equipe motivada torna-se mais atenta, produtiva, proativa e com maior capacidade de autodesenvolvimento.

A realidade de muitos agentes regulados na cadeia de petróleo para um quadro reduzido de pessoal na ANP tem impacto em todas as atividades, incluindo as fiscalizações das instalações de produção *offshore*, tanto do ponto de vista documental, realizada a distância, quanto nas próprias unidades. Esse fato aliado à necessidade das ações dos órgãos fiscalizadores estarem pautadas em aspectos de economicidade, efetividade, eficiência e eficácia, demonstra a importância do planejamento das ações de fiscalização, sobretudo, *in loco*.

A sinergia entre os diferentes órgãos atuantes na fiscalização de atividades *offshore* é um grande aliado às ações de fiscalização, agregando informações, conhecimento e competências. Contudo, tal articulação enfrenta problemas de comunicação e planejamento, agravados pela falta de pessoal e de recursos financeiros ou pelo mau gerenciamento dos mesmos. Nesse sentido, a experiência internacional dos países aqui estudados mostrou uma preocupação com relação à sobreposição de competências e ações que melhoraram ao longo dos anos a fiscalização dessas atividades através, por exemplo, da separação e unificação de órgãos, alterações na legislação, memorandos de entendimento entre os órgãos, etc.

#### 4.7.1 Atuação da ANP

Diante da análise do arcabouço regulatório existente com foco na segurança operacional e preservação ambiental para as unidades de produção de óleo e gás natural *offshore*, baseado nos instrumentos de análise documental prévia e auditoria, pode-se verificar que tais temas estão em contínuo desenvolvimento no âmbito da ANP. A evolução da estrutura organizacional vai ao encontro da valorização da segurança

operacional e preservação ambiental dentro da agência, destacando-se a fusão das Coordenadorias de Meio Ambiente e de Segurança Operacional, bem como do Núcleo de Fiscalização das Atividades de Segurança Operacional na Exploração e Produção em uma única unidade organizacional, a Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente.

Desde 2007, pode-se pontuar como aspectos positivos na evolução da regulação das atividades desenvolvidas nas instalações marítimas, a publicação da Resolução ANP n° 43/2007, da Resolução ANP n° 44/2009, bem como do Relatório Anual de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural a partir do ano de 2010 está de acordo.

A partir da análise do SGSO é possível verificar que o mesmo possui uma abordagem mais voltada para metas e desempenho, ou seja, com regras menos prescritiva seguindo nesse sentido o modelo adotado na Noruega e Reino Unido. A própria agência reguladora brasileira afirma que o modelo empregado foi baseado em países como a Noruega e Reino Unido. Contudo, não se pode deixar de apontar as contribuições de Dahle *et al.* (2012) e Lindøe *et al.* (2012) no sentido da precaução com a utilização do modelo norueguês em outros países, visto que para que o mesmo seja eficiente é necessária a existência de pré-condições institucionais e empresariais. Nesse sentido, destaca-se à possibilidade de regulamentos não prescritivos serem sujeitos a múltiplas interpretações jurídicas, o que requer um amadurecimento das atividades de fiscalização e do envolvimento do Poder Judiciário com o setor.

Da análise dos regimes regulatórios internacionais, verificou-se que tanto a Noruega, quanto o Reino Unido, possuíam inicialmente regulamentos bastante prescritivos os quais migraram após alguns anos para uma regulamentação menos prescritiva voltada para o conceito de metas e desempenho. Ambos passaram por uma fase prévia à adoção do modelo menos prescritivo, o que seguramente contribuiu para o amadurecimento necessário da esfera executiva, judiciária e mesmo industrial para o funcionamento adequado do modelo. Já os Estados Unidos ainda possuem uma abordagem voltada para o comando e controle. Dessa forma, entende-se que a adoção inicial pelo Brasil de um modelo já orientado para desempenho e metas deve ser feita com bastante cautela, uma mera “importação” pode ser perigosa. Mesmo sendo uma demonstração da intenção do Brasil estar alinhado com as mais recentes práticas em segurança e meio ambiente. A experiência internacional mostrou que houve uma evolução entre os dois modelos, ou seja, houve um processo, permitindo o

amadurecimento de todos os atores envolvidos, indústria, órgãos de governo, arcabouço regulatório, Poder Judiciário, participação de sindicatos, ou seja, foi uma mudança de paradigma acompanhada inclusive de uma mudança cultural.

Adicionalmente, cabe mencionar que os regulamentos da Noruega e Reino Unido são bastante robustos, publicados juntamente com diretrizes (*guidelines*), que apesar de não serem juridicamente vinculativas, devem ser aplicadas em conjunto com os regulamentos para a melhor possível interpretação das disposições e como elas devem ser cumpridas. Embora tais diretrizes sejam bastante interessantes e úteis tanto para nortear os operadores, quanto os próprios reguladores que avaliam os documentos relacionados à segurança e meio ambiente, no Brasil não se observa *guidelines* para o SGSO.

Um exemplo interessante é que em um dos *guidelines* da Noruega é apontada a necessidade do emprego de uma norma (NORSOK Z-013) para a elaboração da análise de risco. No Brasil não existe obrigatoriedade de realização de análises quantitativas de risco ou alguma orientação por meio de diretrizes que estimulasse o emprego da análise quantitativa, sendo a abordagem qualitativa a prioritariamente empregada na avaliação de risco.

Verificou-se ainda que não há previsão na legislação de vistoria prévia nas instalações *offshore* pela ANP. Assim, a agência autoriza o funcionamento com base em documentos declaratórios das concessionárias, sem que as informações sejam checadas previamente a bordo.

Considerando a atribuição do órgão regulador de fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, bem como da preservação do meio ambiente, entende-se oportuno que o SGSO contemplasse aspectos de gestão ambiental, os quais poderiam ser incorporados à prática de gestão de monitoramento e melhoria contínua, incluindo a obrigatoriedade do concessionário ter indicadores e metas com relação ao meio ambiente. Essa inclusão deveria ser realizada a luz de mecanismos de coordenação e integração com o órgão ambiental, o Ibama.

Por fim, nota-se que não existe obrigatoriedade na realização de uma inspeção prévia por parte da ANP ao início da operação das plataformas de petróleo. Essa prática corrobora a necessidade de um planejamento de fiscalizações baseado em critérios definidos a partir da criticidade das plataformas de petróleo. Pela experiência internacional e mesmo de outros órgãos governamentais nacionais, entende-se que o

modelo ideal seria a obrigatoriedade da vistoria *in loco* da ANP antes da entrada em operação de tais unidades.

#### 4.8 Identificação de Sobreposições

Com base na metodologia utilizada em outros estudos (BIANCULLI, 2013; BATISTA, 2011; CASELLI, 2012; GONTIJO, 2010; WEVER, 2012; MUSTAFA DURAKOGLU, 2011), foi realizada uma revisão na literatura, nas leis e regulamentos, conforme apresentada neste Capítulo. Também foram realizadas quatro entrevistas não estruturadas, durante outubro e dezembro de 2013, com funcionários que atuam nas atividades de fiscalização de plataformas de perfuração e produção a fim de subsidiar a análise da atuação dos órgãos e do arcabouço regulatório. As seguintes questões foram abordadas nas entrevistas: frequência, duração e objetivos da inspeção a bordo, uso de listas de verificação para orientar as ações e os principais itens avaliados.

##### 4.8.1 Visão Geral nas Atividades de E&P

Os projetos de E&P podem ser classificados em duas fases, uma de exploração, referentes aos períodos exploratórios determinados no contrato de concessão, durante os quais são realizados estudos geológicos e geofísicos a partir do levantamento sísmico e da perfuração de poços. Após a avaliação, no caso da declaração de comercialidade do campo, o projeto segue da fase de perfuração para a próxima de produção. Na fase de produção existem diferentes etapas relacionadas ao estágio em que se encontra um campo, ou seja, em desenvolvimento, em produção ou em abandono.

Durante o ciclo de E&P, ANP, Ibama, MB e MTE são responsáveis por questões de segurança relacionadas com as operações da instalação, a vida humana e o meio ambiente. Cada órgão estabelece suas próprias regras e regulamentos específicos, que podem ser redundantes ou mesmo divergentes. A análise das competências desses órgãos mostra que cada um tem regulamentação específica, não havendo diferenciação por etapas das fases de E&P (Quadro 6).

Quadro 6 – Principais regulamentações com aspectos de segurança e meio ambiente nas fases de E&P

Órgãos Públicos	Fase de Exploração		Fase de Produção		
	Levantamento Sísmico	Perfuração	Desenvolvimento	Produção	Abandono
ANP	Resolução ANP 44/2009	Resolução ANP 43/2007 Resolução ANP 44/2009	Portaria ANP 90/2000 Resolução ANP 43/2007 Resolução ANP 44/2009	Resolução ANP 43/2007 Resolução ANP 44/2009	Portaria ANP 25/2002 Resolução ANP 27/2006 Resolução ANP 43/2007 Resolução ANP 44/2009
MB	NORMAM N° 04 Lista de verificações				
MTE	NR-30				
Ibama	Resolução Conama 350/2004 Portaria 422/2011 Guia de vistorias	Resolução Conama 237/1997 Portaria 422/2011 Guia de vistorias	Resolução Conama 237/1997 Portaria 422/2011 Guia de vistorias	Resolução Conama 237/1997 Portaria 422/2011 Guia de vistorias	-

Fonte: elaboração própria

Em outras palavras, o mesmo conjunto de regras é aplicável a várias etapas do E&P. Por exemplo, a Resolução ANP n° 43/2007 destina-se às atividades de perfuração e produção em todas as etapas do ciclo de vida da instalação, desde o projeto até a desativação, e, portanto, às etapas de perfuração, desenvolvimento e produção.

A MB e o MTE também não apresentam diferenciação. Verifica-se ainda para a ANP e o Ibama que resoluções coexistem para uma mesma etapa. Por exemplo, na etapa de abandono, além da Resolução ANP n° 43/2007, a ANP editou regulamento que estabelece procedimentos para abandono de poços (Portaria ANP n° 25/2002) e outro para desativação de instalações em geral e as condições para a devolução das áreas de concessão para o Estado brasileiro (Resolução ANP n° 27/2006). Em suma, as atividades de todas as etapas do ciclo de E&P têm atribuições de mais de um regulador, justificando a necessidade de coordenação para evitar sobreposições de competências.

Alguns pontos não se encontram regulamentados, como, por exemplo, a etapa de levantamento sísmico, que não tem um regulamento emitido pela ANP acerca de segurança e meio ambiente, estando a segurança operacional, ocupacional e ambiental

sob responsabilidade do Ibama, MB e MTE, assim como a fase de abandono não apresenta um regulamento específico do Ibama.

Embora o Ibama não tenha um regulamento específico que verse sobre o abandono, o órgão avalia essa etapa. No termo de referência que o órgão elabora para que a empresa seja informada do que necessita atender acerca da respectiva solicitação de licenciamento ambiental, é exigido um projeto de desativação como parte integrante do estudo de impacto ambiental. Nesse sentido, a não existência de um regulamento acrescida da não coordenação e integração entre os órgãos pode acarretar exigências redundantes ou incoerentes pela ANP e pelo Ibama.

Foi identificada uma iniciativa de tentativa de redução da sobreposição de competências dos órgãos para eventos acidentais, visto que nesse caso existe um marco regulatório estabelecido pela Lei nº 9.966/2000. Não há, entretanto, uma visão integrada da segurança operacional, ocupacional e ambiental, sendo a lei voltada para poluição ambiental e mitigação de eventuais danos. A regulamentação da lei, a qual estabelece a responsabilidade entre ANP, Ibama e MB, para fiscalização e definição de penalidades nas suas esferas de competência, foi feita por dois decretos, a saber: Decreto nº 4.136/2002 e Decreto nº 8.127/2013.

O Decreto nº 4.136/2002 dispõe sobre a especificação das sanções aplicáveis às infrações às regras de prevenção, controle e fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional. O decreto exige ainda a realização de um estudo técnico definindo as características das instalações ou meios adequados ao recebimento, tratamento de resíduos gerados ou provenientes das atividades de movimentação e armazenamento de óleo e substâncias nocivas ou perigosas ou o seu envio para tratamento, para os quais está habilitado, e para o combate da poluição, aprovado ou em processo de análise pelo órgão ambiental competente.

Outro ponto que merece destaque é a obrigatoriedade de realização de auditorias ambientais independentes a cada dois anos para avaliar a eficácia dos sistemas de gestão e controle ambiental, além da comunicação imediata de incidentes às três instituições.

Por sua vez, o Decreto nº 8.127/2013 estabelece a estrutura organizacional do Plano Nacional de Contingência, que tem como objetivo coordenar a ação das instituições públicas e privadas para uma resposta eficaz aos incidentes de poluição por

hidrocarbonetos que podem afetar águas jurisdicionais brasileiras, de modo a minimizar os danos ambientais e danos para a saúde pública.

#### 4.8.2 Atividades de Perfuração e Produção

As atividades de perfuração e produção perpassam mais de uma etapa de ciclo de vida de E&P, sendo mais duradouras que as demais e tendo um maior número de regulamentações. Além disso, os acidentes nessas atividades apresentam um impacto potencial maior do que nas outras atividades. Dessa forma, optou-se por focar essas atividades. Adicionalmente, a questão da inspeção no Brasil não tem sido explorada e é uma atividade de grande importância, pois permite a identificação de uma condição insegura que pode evoluir para um acidente ou uma falha nos mecanismos de mitigação dos danos. Além disso, a indefinição de qual órgão é competente para atuar pode ocasionar impacto econômico na indústria. Nesse sentido, poderiam ser aplicadas duas multas por órgãos diferentes para o mesmo fato e acarretando, tendo em vista os altos valores envolvidos das multas, possível contestação judicial devido à insegurança jurídica causada pela sobreposição de competências. Em último caso, pode ocorrer a não penalização pelo fato irregular, pois os fiscais não têm claramente definidos os seus limites de atuação, enfraquecendo essa importante ferramenta regulatória de prevenção e mitigação de acidentes.

A ANP, MB, MTE e Ibama podem fazer exigências semelhantes para as atividades de perfuração e produção, uma vez que seus trabalhos são guiados pelo princípio geral de garantir a segurança da operação das unidades de perfuração e produção, além da proteção à vida humana e ao meio ambiente. Embora existam exigências nos respectivos regulamentos bastante específicas, como, por exemplo, a avaliação do sistema de navegação pela Marinha do Brasil e o nível de ruído das áreas de vivência a bordo pelo MTE, são verificadas sobreposições nos poderes de algumas das entidades estudadas, tornando difícil traçar linhas divisórias claras. Pode-se observar que as instituições têm pontos que se sobrepõem, mas há um que é comum a todas, a resposta à emergência, abrangendo questões como o plano de resposta a emergências, alarmes, rota de fuga, materiais necessários, simulados e treinamento (Figura 7).

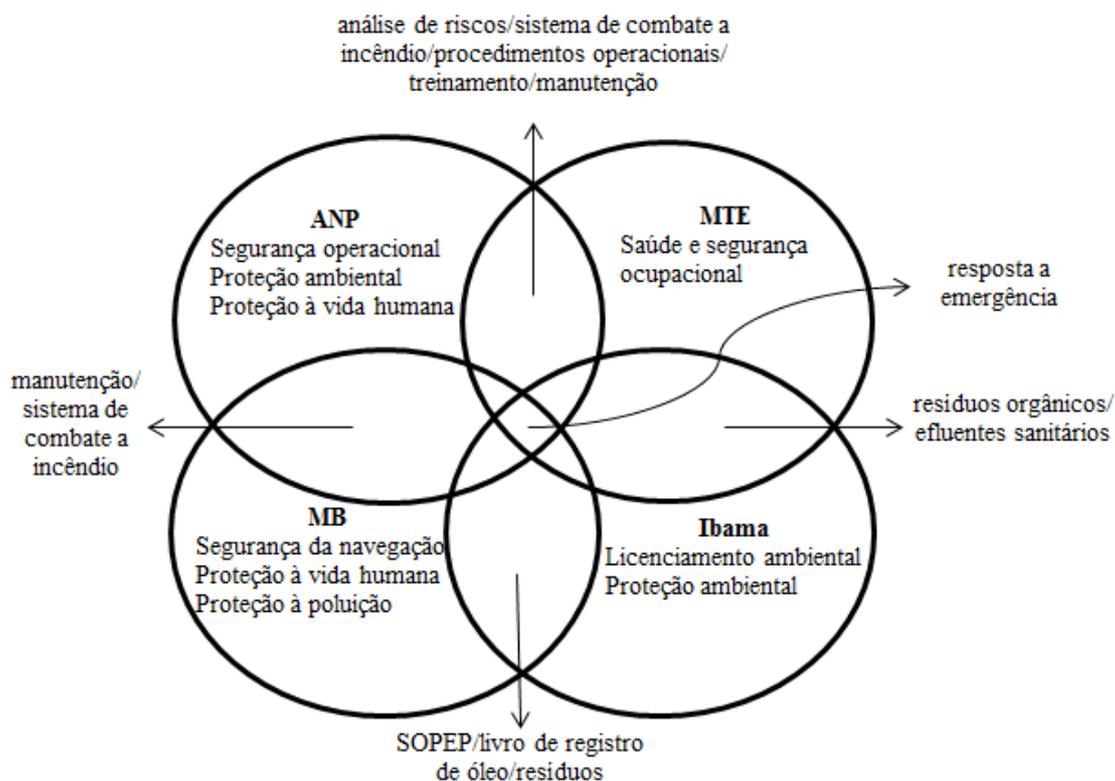


Figura 7 – Sobreposição de competências  
Fonte: elaboração própria

As atribuições da MB demonstraram serem as que menos se confundem com as das demais instituições. Já o escopo da ANP é bem amplo, tendo uma maior região de fronteira com as demais organizações.

Por exemplo, nota-se em um dos itens da NR-30, emitida pelo MTE, bastante similaridade com o SGSO (Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural), aprovado pela Resolução ANP nº 43/2007.

O Quadro 7 apresenta uma comparação entre o Anexo II da NR-30 e o SGSO. Cabe mencionar que o intuito não é afirmar que os itens dos instrumentos normativos são idênticos, mas apontar a existência de subitens comuns dentro dos itens principais, visto que os assuntos de segurança em grande medida se confundem. Ademais, a Lei do Petróleo cita como competências da ANP, zelar pela segurança das pessoas e pela preservação ambiental.

Quadro 7 – Comparação entre instrumentos normativos do MTE e ANP

<b>MTE</b> <b>Anexo II da NR-30</b>	<b>ANP</b> <b>SGSO (Resolução ANP nº 43/2007)</b>
16.1 Análise de Riscos	Prática de Gestão nº 12: Identificação e Análise de Riscos
16.2 Construção e Montagem	Prática de Gestão nº 10: Projeto, Construção, Instalação e Montagem
16.3 Segurança Operacional	Prática de Gestão nº 12: Identificação e Análise de Riscos
16.4 Inspeção e Manutenção	Prática de Gestão nº 13: Integridade Mecânica
16.5 Inspeção de Segurança e Saúde no Trabalho	Prática de Gestão nº 4: Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos
16.6 Prevenção e Controle de Vazamentos, Derramamentos, Incêndios e Explosões	Prática de Gestão nº 14: Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências
16.7 Controle das Fontes de Ignição	Prática de Gestão nº 17: Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais
16.8 Plano de Emergência	Prática de Gestão nº 14: Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências
16.9 Comunicação de Ocorrências	Prática de Gestão nº 14: Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências <sup>23</sup>
16.11 Relatório de Segurança	Práticas de Gestão nº 10, 12, 13, 14

Fonte: elaboração própria

Pedrosa (2012) afirma que cabe à ANP fiscalizar a execução das atividades no âmbito da segurança operacional, realizando vistorias com foco nos processos, não abrangendo questões ambientais e de saúde ocupacional. Othon *et al.* (2005) também tratou em seu estudo dos limites da competência regulamentar da ANP em matéria ambiental.

A questão da competência sobre questões de saúde ocupacional e, sobretudo, ambientais, por vezes, é sutil e pode ser abrangida em vistorias da ANP. Embora o principal foco (podendo inclusive se falar em vocação) da ANP esteja na segurança operacional, é fato que a Lei do Petróleo, em seu artigo 44, institui na área de E&P, dentre outras, a competência acerca da segurança das pessoas, dos equipamentos e da proteção ao meio ambiente.

Exemplos hipotéticos ajudarão a visualizar situações em que a ANP poderia abranger questões ambientais e ocupacionais em suas fiscalizações.

a) Apesar de não estar abrangido no SGSO, instrumento empregado pela ANP na realização de uma ação de fiscalização, a verificação se a água de produção está sendo descartada no mar dentro dos limites estabelecidos pela Resolução Conama nº 393/2007, ainda assim, é possível ações acerca dessa questão. Ao verificar se os incidentes ocorridos estão de fato sendo comunicados à agência, ou seja, se a Resolução

<sup>23</sup> Essa questão também é tratada na Resolução ANP nº 44/2009.

ANP n° 44/2009 está sendo atendida, o fiscal poderia se deparar com um grande incidente acerca de desenquadramento de água devido a um problema em um equipamento pertencente ao sistema de tratamento de água. Em seguida, ao verificar itens de inspeção de equipamentos, verifica que o prazo para implementação de uma recomendação de inspeção para o equipamento em questão venceu em data anterior ao do incidente, o qual possivelmente poderia ter sido evitado. Isso representaria o descumprimento do item 13.4 da Prática de Gestão n° 13 (Integridade Mecânica) do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural (SGSO), aprovado pela Resolução ANP n° 43/2007, mas ainda envolveria em alguma medida questões ambientais.

b) Ao analisar o plano de resposta a emergências foi verificado que não há identificação do responsável legal e descrição dos acessos à instalação, havendo o descumprimento da Prática de Gestão n° 14 (Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências) do SGSO. Vale lembrar que o plano de resposta a emergências é item obrigatório para todos os agentes públicos estudados.

c) Durante a fiscalização é verificado que um equipamento do sistema de tratamento de água está sendo retirado de operação temporariamente, o que está ocasionando o descarte da água produzida em desacordo com a Resolução Conama n° 393/2007. Essa situação, embora não leve a nenhum risco aparente de segurança operacional propriamente dito, vai de encontro a um dos procedimentos operacionais existentes, ferindo a Prática de Gestão n° 15 (Procedimentos Operacionais) do SGSO. Ademais foi verificado que tal alteração temporária no fluxo da água produzida foi realizada sem o gerenciamento de mudanças, ou seja, sem o atendimento à Prática de Gestão n° 16 (Gerenciamento de Mudanças) do SGSO.

d) O fiscal está avaliando a conformidade da plataforma de petróleo com a Prática de Gestão n° 2 (Envolvimento do Pessoal) do SGSO, especificamente ao item 3.3 (Treinamento), e verifica que a equipe de resposta à emergência não tem treinamento adequado, já que o programa não aborda o uso de equipamentos e materiais de resposta referentes à contenção e à remoção, conforme descrito no Plano de Emergência. Este tópico é coberto pela ANP, Ibama, MB e MTE.

e) Ao analisar o plano de resposta a emergências, o fiscal poderia verificar o não atendimento ao item 14.3 (Resposta a Grandes Emergências) do SGSO, visto que não há identificação do responsável legal da instalação e descrição dos acessos à

instalação. Vale a pena lembrar que a avaliação do plano de resposta a emergências é obrigatória para todos os agentes públicos estudados.

f) O fiscal a bordo recebe uma denúncia de que a instalação está descumprindo algumas condicionantes da Licença Ambiental. Nesse caso, caberia ao fiscal averiguar se os itens que supostamente estariam sendo descumpridos são afetos de alguma forma à ANP, além de comunicar a denúncia ao Órgão Ambiental.

g) O fiscal durante a verificação da planta de processo se depara com algum local situado a grande altura sem a devida proteção estrutural para o operador ou algum obstáculo ao operador se deslocar pela planta de processo sem sinalização, ambas as situações passíveis de queda de funcionário. Nesse caso haveria o descumprimento da Prática de Gestão n° 4 (Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos). Esse item também é avaliado pelo MTE.

Inúmeros casos hipotéticos semelhantes poderiam ser aqui exemplificados. Mas a ideia aqui não é esgotar todas as possibilidades, porém demonstrar que na prática os temas são bastante inter-relacionados. Segurança de uma forma geral é uma matéria interdisciplinar que tangencia aspectos operacionais (ou de processo), ocupacionais e ambientais. Há exigências específicas e objetivamente citadas nos instrumentos normativos de cada um dos órgãos atuantes, gerando obrigações de verificação para os agentes de fiscalização. Outras exigências podem indiretamente levar a situações em que o mesmo item seja verificado por diferentes órgãos. Da análise realizada, conclui-se que as exigências realizadas embora estejam compatíveis com as competências estabelecidas nas respectivas leis e regimentos internos devem ser acompanhadas de mecanismos que proporcionem sinergia entre os órgãos para evitar ou minimizar os problemas de sobreposição de competências.

#### 4.9 Ações Integradas de Segurança e Meio Ambiente

As funções mais comuns das redes de políticas estão voltadas para o acesso aos processos de tomada de decisão; consulta ou troca de informações; negociação para a mobilização de recursos, coordenação de ações independentes, e cooperação na formação de políticas, implementação e legitimação (VAN WAARDEN, 1992).

Roxo (2005) chama a atenção para a importância da coordenação entre os atores de política regulatória, uma vez que a atividade regulatória não resulta apenas das ações isoladas de uma autoridade reguladora específica.

O complexo processo de interação interorganizacional requer uma descrição exata dos poderes e funções de cada organização dentro do ambiente regulatório, o que é mais evidente quando a regulação compreende a ação de diferentes entidades públicas que são complementares. Brousseau (2008) identifica que podem ocorrer problemas de coordenação, por exemplo, quando as regras formais, como leis e decretos não delimitarem claramente as responsabilidades das partes envolvidas na execução de determinadas ações. Nessas situações, devido a falhas *ex ante* na elaboração de regras, conflitos *ex post* pode ser observados oriundos de problemas de coordenação, o que reflete a potencial concorrência entre os diferentes atores.

Da mesma forma, Nelson e Sampat (2001) apontam que uma coordenação eficaz no processo de interação é um elemento crítico para o fortalecimento institucional, para garantir que as ações dos atores desenvolvam-se harmoniosamente. A necessidade de coordenação interorganizacional inclui a construção de uma arquitetura institucional capaz de evitar a sobreposição de responsabilidades, mas sem ignorar a existência de complementaridades institucionais necessárias para garantir a harmonia inter e intrainstitucional. No contexto regulamentar, a delegação de poderes e deveres para diferentes atores governamentais encarregados da fiscalização de empresas deve ser estruturada de forma a considerar o ambiente institucional como um todo, bem como evitar a criação de potenciais conflitos nos processos de decisão (ROXO, 2005). Segundo Roland (2004) e Aoki (2001, 2007), a consistência e harmonia do sistema institucional como um todo estão intimamente relacionados com complementaridades institucionais, refletindo a influência constante entre as instituições do passado e do presente, bem como a dependência de caminho, o processo de mudança institucional.

A capacidade de uma coordenação eficaz entre os setores, órgãos e gestores é um dos requisitos para um bom governo (PETERS, 1998; REPETTO, 2010; ALEXANDER, 1993), e muitos autores têm investigado mecanismos para melhorar essa coordenação (ALEXANDER, 1993; TEIXEIRA, 2002; BOGASON, TOONEN, 1998; SULBRANDT *et al.*, 2001; PETERS, 1998; PETERS, PIERRE, 2006). Uma boa coordenação tende a eliminar ideias conflitantes sobre a política e, ao fazer isso também elimina a duplicação, conflitos e desperdício (PETERS, 1998). A OECD também indica a coordenação como forma de reduzir a sobreposição e sobrecarga regulamentar

(OECD, 2013). Para garantir uma coordenação eficaz, é necessário chamar a atenção para a comunicação entre os atores, estabelecendo uma clara divisão de papéis e funções, essa etapa é identificada como o primeiro nível de coordenação (ARGENTINA, 2010).

Muitas vezes, as responsabilidades regulatórias sobrepostas produzem ações conflitantes (TENDLER, 2007; PETERS, 1998; ALEXANDER, 1993). Estudos indicam a importância de eliminar a redundância desnecessária, poupando recursos das agências e reduzindo a sobreposição e conflitos (GARCIA-MURILLO, MACINNES, 2001; HALE *et al.*, 2013; PETERS, 1998).

Hale *et al.* (2013), baseado em uma revisão de literatura, desenvolveram um arcabouço de regras sobre gerenciamento de segurança ocupacional, mostrando que se duas ou mais agências regulam a mesma atividade, os regulamentos correspondentes podem sobrepor-se e até mesmo serem conflitantes. Aagaard (2011) aponta a sobreposição existente nos Estados Unidos entre a Administração de Segurança e Saúde Ocupacional (*Occupational Safety and Health Administration*) e da Agência de Proteção Ambiental (*Environmental Protection Agency*), afirmando que as inconsistências nas regras podem ser resolvidas, entre outras medidas, pela colaboração de forma explícita nas inspeções. Contudo, racionalizar a atividade regulatória não é uma tarefa fácil, visto que as agências tendem a proteger ferozmente suas áreas de autoridade, de modo que os limites só podem ser ajustados e não eliminados (AGAARD, 2011).

Muitos são os exemplos de sobreposição e duplicação de funções. Isso não significa necessariamente que duas ou mais agências têm exatamente os mesmos mandatos, mas sim que os seus mandatos têm pontos de sobreposição (BLANK, 2012). O autor cita a saúde e segurança no trabalho como sendo uma área onde a pressão da opinião pública para melhorar as condições dos trabalhadores resultou na proliferação institucional em alguns países, o que contribui pouco para a melhoria da segurança, mas sim gera grande carga de burocracia. Ele também indica que reformas institucionais são o caminho para estabelecer melhores mecanismos de coordenação, reduzindo a sobreposição e melhorando a eficiência regulatória.

Este é o caso do Brasil, onde várias agências governamentais muitas vezes se sobrepõem quanto à responsabilidade pela segurança operacional, ocupacional e ambiental nas atividades de E&P.

Cada instituição que atua na fiscalização do segmento de que trata o presente estudo procura estabelecer normas e procedimentos próprios, em consonância com as atribuições legais e competências técnicas de suas respectivas áreas de atuação. Dessa forma, tal atuação descoordenada propicia um ambiente em que procedimentos se sobrepõem com margem para a criação de insegurança jurídica, impunidade, sobrecarga burocrática, ou seja, propicia um ambiente de uma regulação com baixa eficiência.

Quando se fala em segurança do processo, do trabalhador, da embarcação ou do meio ambiente, em última análise trata-se da segurança da atividade como um todo, visto que esses aspectos estão interligados e uma segregação entre os órgãos envolverá inevitavelmente interfaces. Nesse sentido, tentar segregar completamente tais competências não parece uma medida de sucesso. Primeiramente, devido à dificuldade inerente à própria temática de segurança e meio ambiente. Segundo, é que dado o risco das atividades de E&P *offshore* e as limitações de fiscalização *in loco* dos órgãos, a atuação de diversas instituições se integrada, é um desafio que pode se transformar em oportunidade. A possibilidade de múltiplas fiscalizações desde que coordenadas é interessante tanto do ponto de vista de conferir interdisciplinaridade às ações devido ao diferente conhecimento dos agentes de fiscalização, quanto à possibilidade de abarcar um maior número de instalações pelas inspeções.

A solução para evitar eventuais conflitos na atuação desses órgãos e melhorar a eficiência das ações é a integração, buscando a aproximação e cooperação, especialmente, no que tange as ações de fiscalização em conjunto. Tal interpretação é corroborada pelo próprio Tribunal de Contas da União, após auditoria realizada entre os meses de novembro de 2011 e maio de 2012 para avaliar o grau de segurança operacional e ambiental nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. O órgão recomendou à MB e ao Ibama que estabeleçam parceria visando à fiscalização da disponibilidade nas plataformas de petróleo dos equipamentos e materiais relacionados nos seus Planos de Emergências Individuais (TCU, 2013c).

Um exemplo recente no Brasil de atuação conjunta entre MPT, MTE, ANP e MB é o projeto Ouro Negro. Criado em 2011, é um projeto do MPT que visa estabelecer estratégias de atuação desse órgão, em âmbito nacional, no combate às irregularidades trabalhistas, primordialmente buscando um ambiente de trabalho digno e saudável para os trabalhadores envolvidos nas embarcações e plataformas de petróleo. Por exemplo, o MPT observa itens de segurança e saúde do trabalhador relacionados à produção com a participação da ANP, já pontos relacionados à salvação em conjunto

com a Marinha do Brasil. Recentemente, a Agência Nacional de Vigilância Sanitária iniciou sua participação nessas operações.

#### 4.9.1 Propostas

Uma política integrada poderia ser delineada com a criação de uma comissão permanente de fiscalização de segurança e meio ambiente para as atividades de E&P *offshore* no Brasil. Com base no exposto neste capítulo com relação à integração e à cooperação, e na mesma linha de pensamento desenvolvida para acidentes (Lei nº 9.966 /2000), propõe-se a criação de macromarco regulatório que especifique claramente as atribuições de cada autoridade sobre questões de segurança operacional, ocupacional e ambiental e à criação de uma comissão de E&P *offshore* de segurança permanente.

Essa comissão coordenaria comitês específicos, como forma de gerenciar, controlar e integrar os reguladores em todo o ciclo de E&P em matéria de segurança e meio ambiente. Os comitês trabalhariam para evitar ou mitigar os impactos de acidentes, melhorando o arcabouço regulatório, reduzindo redundâncias, sobreposições e lacunas, tornando a fiscalização mais eficiente. A segregação de comitês para atividades específicas visa uma melhor operacionalização, com a participação dos membros com maior conhecimento dos assuntos envolvidos, a facilidade de coordenação e possibilidade de mais inspeções.

A comissão de E&P *offshore* seria formada pelos mais altos funcionários da ANP, MTE, MB e Ibama (ou pessoas por eles designadas). Sugere-se a existência de três comitês de segurança divididos por atividade, a saber: perfuração e produção, levantamento sísmico e abandono. Os membros do comitê seriam a ANP, MTE, MB e Ibama, representados tanto por agentes de fiscalização de cada um deles, quanto por gestores das áreas afins dos respectivos órgãos, conforme ilustrado na Figura 8.

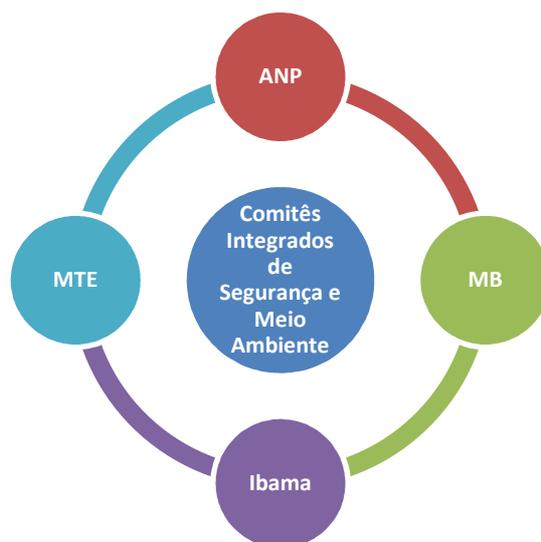


Figura 8 – Integração de fiscalização *offshore* para segurança e meio ambiente  
 Fonte: elaboração própria

Com relação à liderança dos comitês, sugere-se o Ibama para o de levantamento sísmico, visto que é o órgão que tem regulamento específico sobre o assunto, enquanto para os demais, perfuração e produção, e abandono, a ANP, já que se trata da agência reguladora do setor de óleo e gás. Os comitês de segurança realizariam reuniões de periodicidade mínima mensal. Os comitês, por sua vez, poderiam formar grupos de trabalho para questões técnicas específicas. As decisões do comitê seriam definidas por meio de votação durante as reuniões. Propõe-se que em casos de empate na votação, a deliberação fosse automaticamente transferida para outra reunião na tentativa de privilegiar a decisão conjunta. Contudo, persistindo o empate, o órgão líder do comitê seria responsável pela decisão final. Poderiam ser convidados a participar das reuniões do comitê, porém sem direito a voto, pessoas de notório saber, pesquisadores de universidades e centros de pesquisa sobre os assuntos em pauta. O comitê determinaria ainda a criação de grupos técnicos para desenvolver trabalhos específicos e avaliaria a contratação de universidades e centros de pesquisa para elaboração de estudos de interesse do comitê.

O objetivo de cada comitê é melhorar a atividade regulatória por meio da coordenação das entidades reguladoras, com os seguintes objetivos específicos:

- análise dos regulamentos específicos existentes, em revisão ou em elaboração, para determinar as competências necessárias para os itens em questão,

propondo alterações quando for o caso ou mesmo apontando a necessidade de novos regulamentos para preencher as lacunas regulatórias;

- estabelecimento de uma rotina para que a análise de documentos que levam à emissão das autorizações e licenças no âmbito do poder de cada entidade reguladora possa ser acompanhada por técnicos de outras entidades, a fim de trocar experiências e aumentar o conhecimento acerca do trabalho entre os órgãos;

- melhoria da comunicação e compartilhamento de informações por meio da criação e do monitoramento de banco de dados único para comunicação de incidentes pelos concessionários, contendo a situação das licenças e autorizações dos diferentes órgãos, ações de fiscalização planejadas e resultados do histórico de ações de cada membro do comitê (por meio, por exemplo, dos relatórios de inspeções);

- divulgação de informações para a sociedade através de um relatório periódico, tais como os resultados das inspeções dos órgãos, detalhes técnicos das instalações e indicadores de desempenho em segurança e meio ambiente;

- uniformização de procedimentos de fiscalização (incluindo as medidas adotadas para as não conformidades encontradas, evitando conflitos nas exigências comuns aos órgãos);

- elaboração e divulgação à sociedade de listas de verificação para cada tipo de inspeção, contendo os requisitos mínimos de cada instituição;

- elaboração e divulgação à sociedade de guias detalhando e esclarecendo as exigências contidas nos regulamentos de cada instituição;

- estabelecimento de rotina de inspeções piloto com representantes de agentes de fiscalização dos quatro órgãos<sup>24</sup>;

- discussão e definição da base metodológica a ser empregada no planejamento anual de fiscalização dos órgãos;

- avaliação do planejamento anual de fiscalização dos órgãos, propondo alterações visando à complementariedade das operações, recomendando fiscalizações específicas ou em conjunto, com base em análises e investigação de acidentes, quando pertinente.

---

<sup>24</sup> Cabe mencionar que não se trata de sugestão para que as ações de fiscalização sejam realizadas apenas conjuntamente, mas sim sugestão de realização de fiscalizações piloto com um ou dois agentes de fiscalização de cada órgão do comitê para subsidiar a atuação do comitê, uniformizando procedimentos, somando-se conhecimento, permitindo a proposição de alterações em regulamentos, caso pertinente. Considerando, as dificuldades de logística, limitações de recursos humanos e mesmo a independência dos órgãos, entende-se inviável a atuação somente em conjunto.

As diretrizes formuladas e as ações dos comitês poderiam ser discutidas pela sociedade através participação em reuniões periódicas dos representantes sindicatos e associações patronais, destacando-se o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). O IBP é uma organização privada sem fins lucrativos, fundada em 1957, que possui mais de 200 empresas associadas. É voltada para a promoção do setor de petróleo e biocombustíveis, visando uma indústria competitiva, sustentável, ética e socialmente responsável (IBP, 2013).

## 5 ANÁLISE MULTICRITÉRIO DE APOIO À TOMADA DE DECISÃO

Este capítulo se destina a apresentar os conceitos de tomada de decisão, análise multicritério de apoio à tomada de decisão e análise hierárquica. Em suma, esse tópico objetiva fornecer a fundamentação teórica acerca do método empregado como base para a ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas *in loco*.

### 5.1 Tomada de Decisão

Diversas são as definições acerca da expressão tomada de decisão. Godinho (2007) descreve a tomada de decisão como uma atividade intrinsecamente complexa e potencialmente das mais controversas, em que é necessário naturalmente escolher não apenas entre alternativas de ação, mas também entre pontos de vista e formas de avaliar essas ações e, por fim, de considerar toda uma multiplicidade de fatores direta e indiretamente relacionados com a decisão em pauta.

Ensslin (1995) refere-se à tomada de decisão como um processo complexo e abrangente que se inicia com a percepção da necessidade de uma mudança e tem seu término com a escolha de um curso de ação, entre vários viáveis, e com a sua implantação.

Para Albertyn (2010), a tomada de decisão pode ser compreendida como um processo complexo e difícil, que envolve diferentes componentes para solução específica de um problema, como recursos tecnológicos, materiais e de desenvolvimento humano.

A tomada de decisão pode ser definida ainda como um esforço para resolver o dilema dos critérios conflituosos, cuja presença impede a existência da solução ótima e conduz à procura da solução de melhor compromisso (ZELENY, 1982 apud DUARTE, 2011).

Saaty (2008) afirma que a tomada de decisão envolve o conhecimento do problema, da necessidade e da finalidade da decisão, dos critérios e subcritérios da decisão, das partes interessadas e dos grupos afetados, além das alternativas de ações a serem tomadas. Trata-se de um processo para determinar a melhor alternativa, ou, no

caso da alocação de recursos, as prioridades das alternativas para alocação adequada dos recursos.

Bana e Costa (1993) tratam a tomada de decisão como um sistema de relações entre elementos de natureza objetiva, próprios às ações e elementos de natureza subjetiva próprios aos sistemas de valores dos atores. O autor afirma que devido à indivisibilidade do sistema, um estudo de suporte à decisão não pode negligenciar nenhum dos tipos de elemento, não devendo ser esquecido que a tomada de decisão é uma atividade humana, sustentada na noção de valor, e que, portanto, a subjetividade está onipresente e é o motor da decisão.

Os problemas de tomada de decisão podem ser classificados na resolução de três tipos: estruturados, semiestruturados e não estruturados (SAATY, 1978; KEENEY, RAIFFA, 1993 apud COITINHO, 2007; GORRY e MORTON, 1971). Os problemas estruturados são aqueles cuja solução pode ser alcançada por intermédio de processos lógicos e bem definidos. Os semiestruturados usam determinados procedimentos matemáticos nas partes estruturadas do problema analisado. Problemas não estruturados são aqueles para os quais não existem processos lógicos e bem definidos para resolução (KEENEY, RAIFFA, 1993 apud COITINHO, 2007).

Quanto ao tipo, uma decisão pode basear-se em escolha (eleição de uma alternativa dentre um conjunto de alternativas viáveis), classificação (classificar um conjunto de alternativas em subconjuntos), ordenação (ordenar as alternativas conforme um determinado critério), priorização (estabelecer uma ordem de prioridade para os elementos de um conjunto de alternativas) (PINHO, 2006).

Os problemas decisórios podem ser classificados em quatro tipos (ROY, 1985 apud TREVIZANO, 2007; ISHIZAKA, NEMERY, 2013):

- Problema de escolha: seleção de um subconjunto do conjunto de alternativas à luz dos critérios de decisão estabelecidos.

- Problema de ordenação: colocar os elementos de conjunto de alternativas em ordem, da alternativa considerada “melhor” até a alternativa considerada “pior”, tendo-se como base os critérios estabelecidos,

- Problema de classificação: agrupar os elementos do conjunto de alternativas em categorias homogêneas pré-estabelecidas.

- Problema de descrição: objetivo é descrever opções e suas consequências.

O problema aqui estudado é um problema de tomada de decisão do tipo de ordenação à medida que o órgão regulador necessita definir quais plataformas de produção de petróleo serão fiscalizadas *in loco* durante certo período de tempo, por exemplo, a cada 12 meses. Sendo necessário ordená-las a partir de múltiplos critérios voltados para o objetivo das fiscalizações do órgão regulador, que visa promover a segurança operacional, a proteção à vida humana e ao meio ambiente, ou seja, minimizar o risco de acidentes.

## 5.2 Análise Multicritério e seus Enfoques

A análise multicritério baseia-se em conceitos e métodos desenvolvidos no âmbito de diversas disciplinas como economia, pesquisa operacional, teoria das organizações e teoria social das decisões (MAGRINI, 1992).

Da complexidade apontada por diversos autores na literatura acerca da tomada de decisão depende-se a importância da metodologia multicritério, que, segundo a *International Society on Multiple Criteria Decision Making* (MCDM, 2013) consiste em um conjunto de métodos e procedimentos pelos quais as preocupações sobre múltiplos critérios, muitas vezes conflitantes, podem ser formalmente incorporadas à gestão do processo de planejamento.

A análise multicritério de apoio à tomada de decisão é definida como uma disciplina que visa apoiar os tomadores de decisão, que são confrontados com inúmeras e, por vezes, conflitantes avaliações entre várias soluções diferentes para um problema (ALBERTYN, 2010).

A metodologia multicritério de apoio à decisão procura auxiliar a modelar o contexto decisional, a partir da consideração das convicções e valores dos indivíduos envolvidos, de tal forma a permitir a construção de um modelo no qual se baseia as decisões em favor do que se acredita ser o mais adequado. O processo de apoio à decisão se caracteriza pela flexibilidade de permitir forte interação do modelo a ser construído com os tomadores de decisão e suas percepções da problemática em estudo. A participação dos tomadores de decisão no processo de construção do modelo é de fundamental importância para o aprofundamento das discussões, gerando melhor compreensão do contexto decisório (VILLELA, 2009).

Belton e Stewart (2002) chamam a atenção para alguns mitos acerca das metodologias de análise multicritério de apoio à tomada de decisão:

- trará a resposta certa;
- fornecerá uma análise objetiva aliviando os tomadores de decisão da responsabilidade de realizar julgamentos difíceis;
- retirará a dificuldade (“dor”) do processo de decisão.

Não existe uma resposta correta, ainda que no contexto de utilização de um modelo. O conceito da solução ótima, frequentemente presente na tradicional pesquisa operacional, não existe na estrutura de análise multicritério (BELTON, STEWART, 2002).

Alguns conceitos são comumente empregados na análise multicritério: ator, ação, critério ou família de critérios (MAGRINI, 1992). Emprega-se o termo ator para designar o indivíduo (ou grupo de indivíduos) que influencia direta ou indiretamente a decisão (MAGRINI, 1992). De acordo com Gomes *et al.* (2006), os atores podem ser divididos em categorias em função da sua atuação no processo decisório, como decisor, facilitador e analista. O decisor influencia no processo de tomada de decisão de acordo com o seu juízo de valores. O facilitador é o responsável pela formulação do problema, modelagem do processo, a partir do ponto de vista do decisor. Já o analista tem o papel de realizar a análise do problema decisório, auxiliando o facilitador e o decisor na estruturação do problema. Um mesmo ator pode participar de mais de um grupo.

Segundo Magrini (1992), uma ação é uma construção do ator (ou decisor) para solucionar o problema investigado e no caso das ações serem mutuamente excludentes, um conjunto de ações representa um conjunto de alternativas. Já o termo critério refere-se a um indicador, índice ou função por meio do qual o ator (ou decisor) realiza o julgamento de preferências entre as ações (ou alternativas) (MAGRINI, 1992).

Conforme Ensslin *et al.* (2001) apud Cimino Júnior (2011), o processo de apoio à decisão pode ser dividido em três grandes fases:

- Estruturação do problema;
- Avaliação das alternativas potenciais;
- Recomendações.

A fase da estruturação é fundamental, pois permite que o facilitador construa um modelo de avaliação de ações potenciais que seja o reflexo da vontade dos participantes e represente a situação-problema, onde são considerados os valores dos decisores a respeito (ENSSLIN *et al.*, 2001 apud CIMINO JÚNIOR, 2011).

A análise multicritério compreende as seguintes etapas (GODINHO, 2007):

- (a) Formulação do problema (O que se quer decidir?);
- (b) Determinação do conjunto de ações potenciais (Quais as alternativas para o problema colocado?);
- (c) Identificação de uma família coerente de critérios (Quais os critérios e os subcritérios correspondentes?);
- (d) Avaliação dos critérios (Quais critérios e subcritérios devem ser priorizados?);
- (e) Determinação de pesos dos critérios e limites de discriminação (Qual método de ponderação de critérios vai se utilizar? Pode ser análise hierárquica, notação, distribuição de pesos, entre outros);
- (f) Agregação dos critérios (Como realizar-se-ão as ponderações e os valores relativos de cada alternativa?).

Coitinho (2007) define as técnicas de tomada de decisão como um conjunto de procedimentos ou métodos de análise que visam assegurar a coerência, a eficácia e a eficiência das decisões tomadas em função das informações disponíveis, antevendo os possíveis cenários.

Roy (1993) menciona que existem duas percepções na ciência da decisão: o “realismo” voltado para o caminho axiomático e o “construtivismo” voltado para o caminho que valoriza a construção do modelo a partir do conhecimento dos decisores. Na opinião de Roy (1993), o processo de tomada de decisão deve ser desenvolvido essencialmente seguindo o caminho construtivista, porém em conjunto e com cautela da visão axiomática.

Na linha construtivista, o facilitador e os decisores são considerados fundamentais, visto que é a partir de suas percepções e interações que o modelo é construído, em etapas, a partir das experiências vividas pelos participantes, no qual as decisões são baseadas no que se acredita ser o mais adequado (ROY, 1993). O paradigma construtivista considera fundamental a ênfase nos aspectos subjetivos dos

decisores (seu sistema de valores), pois considerando o quadro de referência mental individual, cada um deles construirá seu próprio problema com o apoio do facilitador (CIMINO JÚNIOR, 2011).

A modelagem construtivista, adotada pelas metodologias multicritério de apoio à tomada de decisão, proporciona aos seus participantes aprendizagem e ampliação do nível de conhecimento sobre determinado problema. Roy (1996) afirma que um modelo é um esquema que pode ser considerado como a representação de um fenômeno e que serve como um intermediário cujo objetivo é essencialmente entender, promover o conhecimento, raciocinar sobre e comunicar a realidade.

Korhonen *et al.* (1992) realizaram uma revisão orientada a problemas de decisão multicritério. Os autores discutiram conceitos básicos, como classificação, estrutura e métodos para resolução de problemas. Apesar de os métodos não serem detalhados, são apontados sistemas computacionais pertinentes.

Segundo Roy (1985) apud Trevizano (2007), os métodos de análise à decisão multicritério podem ser subdivididos em três famílias, a saber: métodos de agregação a um critério único de síntese, os quais são fundamentados na Teoria de Utilidade Multiatributo, buscando agregar os diferentes critérios em uma única função que deverá ser otimizada; métodos de subordinação (ou *outranking*), que buscam a construção de uma relação de subordinação, representando as preferências estabelecidas pelo decisor; e métodos interativos<sup>25</sup>, que alternam as etapas de cálculos e as etapas de interações com o decisor, fornecendo informações adicionais sobre as preferências do decisor.

Os diferentes métodos multicritério objetivam apoiar um planejamento complexo e processos de decisão, fornecendo um quadro para o recolhimento, armazenamento e processamento de todas as informações relevantes (LAHDELMA *et al.*, 2000). O principal ponto da seleção do método é o modelo de decisão, que é uma especificação formal de como diferentes tipos de informação são combinados em conjunto para obter uma solução (LAHDELMA *et al.*, 2000). Os métodos multicritérios são usados em planejamento ambiental e em processos de tomada de decisão a fim de esclarecer o próprio processo de planejamento, evitar distorções e gerir a informação, incertezas, critérios e sua importância (LAHDELMA *et al.*, 2000). Segundo Lahdelma *et al.* (2000), tais métodos podem aliviar os problemas decorrentes da limitada capacidade computacional humana.

---

<sup>25</sup> Também conhecidos como *Multi-Objective Decision Making* (MODM).

Outros autores que empregaram análise multicritério no planejamento ambiental foram Freitas e Magrini (2013) em seu estudo para seleção de estratégias para gestão sustentável de água em um complexo de mineração, incorporando o risco ambiental na tomada de decisão.

Magrini (1992) desenvolveu uma técnica de avaliação de impacto ambiental baseada na análise multicritério denominada “Sistema de Análise Multicritério Aplicado como Método Base à Avaliação de Impacto Ambiental” (SAMAMBAIA), a qual foi aplicada para avaliação de hidrelétricas. A metodologia se baseia na análise multicritério da família de métodos relativos à teoria de utilidade multiatributo, permitindo a comparação entre cenários e alternativas diferentes para subsidiar a tomada de decisão, ou ainda no âmbito de um mesmo projeto, identificando o grau global de seu impacto, e permitindo a identificação das ações mais impactantes. Essa metodologia também foi aplicada por Viana (2010) para avaliação de áreas degradadas por atividades antrópicas, buscando minimizar o risco de qualquer área potencialmente contaminada.

Magrini (1992) aponta as seguintes vantagens da análise multicritério voltada para avaliação de impacto ambiental: a) proporcionar uma avaliação sistematizada, não estática e gradual; b) ser fundamentada em pressupostos teóricos sólidos; c) possibilidade de lidar com critérios quantitativos e qualitativos, mesmo na presença de informações imperfeitas; d) reunir aspectos de caráter teórico e técnico aos processos de diálogo e negociação.

Lahdelma *et al.* (2000) apontam que diferentes métodos multicritério têm sido aplicados para problemas ambientais, cujas principais abordagens podem ser classificadas baseadas no tipo do modelo de decisão: (1) métodos baseados em valor ou função utilidade, como a teoria da utilidade multiatributo (*Multiattribute Utility Theory* – MAUT), SMART, análise hierárquica (*Analytic Hierarchy Process* – AHP) e a família de métodos de análise multicritério estocástica de aceitabilidade (*Stochastic Multicriteria Acceptability Analysis Methods* – SMAA), como SMAA, SMAA-2, SMAA-D e SMAA-O; e (2) métodos de subordinação e síntese (ou *outranking methods*), tais como Electre II, Electre III, Electre IV, Promethee I, Promethee II e SMAA-3.

O primeiro grupo, relativo à teoria de utilidade multiatributo, é da escola norte-americana de apoio multicritério à tomada de decisão, enquanto o segundo é proveniente da escola francesa (MAGRINI, 1992).

Na literatura são apontados diversos métodos multicritério que vêm sendo utilizados no auxílio à tomada de decisão, dentre os quais se destacam (GODINHO, 2007; ISHIZAKA, LABIB, 2011): TOPISIS (*Technique Order Preference by Similarity to Ideal Solution*); AHP (*Analytic Hierarchy Process*); ELECTRE (*Elimination et Choix Traduisant la Réalité*); MAC (Método de Análise de Concordância); PROMETHEE (*Preference Ranking Organizational Method*); TODIM (Tomada de Decisão Interativa e Multicritério); MACBETH (*Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evaluation Technique*).

Para a visão panorâmica do número relativamente grande de métodos multicritério hoje disponíveis aos praticantes da teoria da decisão, consultar, por exemplo, Vincke (1992), Clímaco (1997), Triantaphyllou (2000), Belton e Stewart (2002) e Bouyssou *et al.* (2006).

Das metodologias de análise multicritério de decisão, que utilizam a ponderação dos critérios, o método de análise hierárquica tem sido o método mais largamente empregado dentre as ferramentas de tomada de decisão para diversas aplicações, como, por exemplo, planejamento, priorização, alocação de recursos, resolução de conflitos e otimização (VAIDYA, KUMAR, 2006). Vaidya e Kumar (2006) apresentam uma revisão de literatura com 150 casos de aplicação do método AHP em vários campos na aplicação do método, como pessoal, social, industrial, político, da engenharia, educacional e governamental.

Diversos outros autores corroboram a ampla utilização do método de análise hierárquica no processo de decisão com multicritérios (KORHONEN *et al.*, 1992; ISHIZAKA, LABIB, 2011; SUBRAMANIAN, RAMANATHAN, 2012). Saaty (2008) reporta uma série de casos de aplicação do método AHP em organizações, dentre os quais, problemas decisórios na administração pública.

Adicionalmente, Freitas e Magrini (2013) apontam que embora as metodologias de análise multicritério pareçam ser promissoras para lidar com complexos processos de tomada de decisão, há falta de informações na literatura sobre a sua utilização por instituições brasileiras, que é o resultado da pouca aplicação e restrições à divulgação de informações. Por tais características e pelos algoritmos simples de ser implementados, esse método foi o escolhido para servir de base teórica para o desenvolvimento desta pesquisa.

### 5.3 Análise Hierárquica

O método de análise hierárquica (*Analytic Hierarchy Process – AHP*) foi desenvolvido na década de 1970, nos Estados Unidos, por Thomas L. Saaty. O conceito do método é a decomposição do problema de decisão em critérios e subcritérios por hierarquias, seguido da comparação par a par a fim de ponderar tais critérios, levando a uma escolha consciente (SAATY, 1990).

Saaty (2008) decompõe a decisão nas seguintes etapas:

- definição do problema e determinação do tipo de conhecimento necessário;
- estruturação do problema por meio de níveis de hierarquia, partindo-se do objetivo principal da decisão (topo da hierarquia) e caminhando para os níveis intermediários da hierarquia (os critérios) até alcançar o nível mais baixo, o qual, em geral, é o conjunto de alternativas para a decisão;
- construção de um conjunto de matrizes para comparação dos critérios de decisão par a par. Os elementos imediatamente abaixo de um determinado nível hierárquico, relacionados ao respectivo elemento do nível superior, são comparados entre si em um mesmo nível;
- uso das prioridades obtidas a partir das comparações par a par para atribuir pesos aos critérios. As prioridades globais dos critérios em cada nível são obtidas pelo produto da sua prioridade local pela prioridade do elemento do nível imediatamente superior (obtida da comparação em pares) ao que o critério está subordinado. Esse processo é realizado do topo para a base da hierarquia até se obter as prioridades das alternativas na base da hierarquia.

As contribuições de Ishizaka e Labib (2011) apontam que o AHP foi inspirado por várias descobertas anteriores. As comparações de pares (chamadas comparações emparelhadas pelos psicólogos), em vez de aplicação de direta de pesos, que é a essência da AHP, têm sido usadas há muito tempo por psicólogos (ISHIZAKA e LABIB, 2011). A formulação hierárquica dos critérios, uma característica importante da AHP, foi pela primeira vez proposta por Miller, em 1966 (MILLER, 1966 apud ISHIZAKA, LABIB, 2011). A escala empregada é baseada em observações psicológicas (ISHIZAKA, LABIB, 2011). O número de itens foi inspirado no trabalho

de Miller (1956), que recomenda sete itens (mais ou menos dois) devido à limitação humana de processar informações.

O modelo, conforme apresentado na Figura 9, é construído por meio de uma estrutura em árvore e baseia-se na lógica de decomposição, em que um critério mais complexo de ser mensurado é decomposto em subcritérios de mais fácil mensuração. O critério de nível hierárquico superior é definido pelo conjunto de critérios de nível hierárquico inferior que estão ligados a ele na árvore. A estrutura em árvore permite melhor organização e hierarquização dos diversos aspectos a serem considerados.

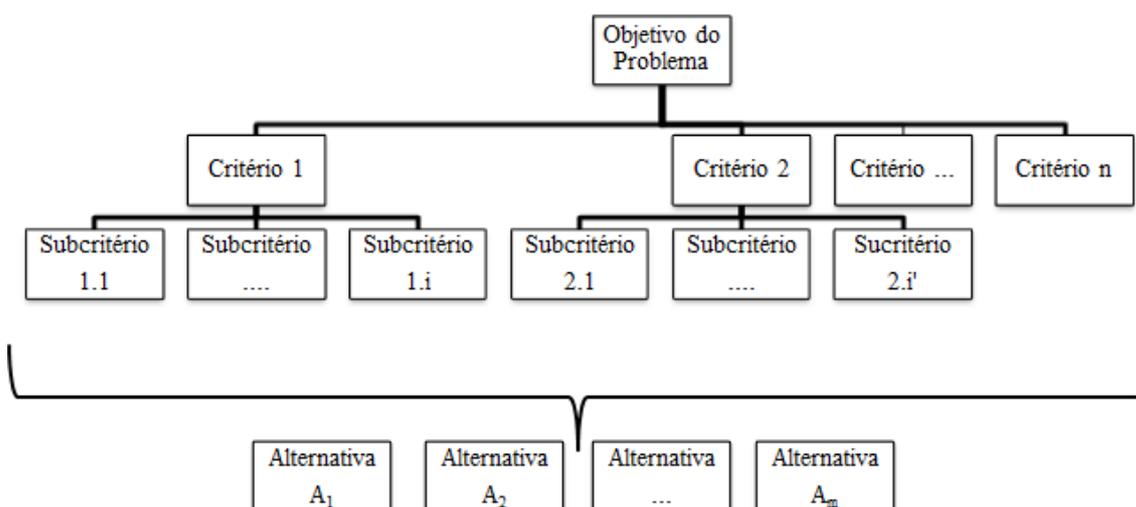


Figura 9 – Estrutura de decisão hierárquica  
 Fonte: elaboração própria a partir de SAATY (1990)

De acordo com Saaty (1991) apud Godinho (2007), o AHP reflete o que parece ser um método natural de funcionamento da mente humana. Ao defrontar-se com um grande número de elementos, controláveis ou não, que abrangem uma situação complexa, a mente agrega-os em grupos, segundo propriedades comuns.

Após a estruturação do problema em um modelo hierárquico, o decisor (ou o grupo de decisores) deve fazer a comparação par a par dos elementos de cada nível a fim de medir o grau de importância de cada elemento, ou seja, quantas vezes um elemento é mais importante ou dominante em relação ao outro. A comparação é baseada nas respostas obtidas para uma série de perguntas que, normalmente, têm a forma geral: “Qual é a importância do critério 1 em relação ao critério 2?”

O julgamento dos decisores é realizado em uma escala qualitativa. Posteriormente, as respostas dos decisores são convertidas em números, empregando-se

uma escala quantitativa, e consolidada em uma matriz de julgamentos. A medição dos julgamentos é feita utilizando uma escala numérica, variando de 1 a 9 de acordo com o Quadro 8.

Quadro 8 – Escala fundamental de Saaty

<b>Intensidade da importância</b>	<b>Definição</b>	<b>Explicação</b>
1	Mesma importância	Duas atividades contribuem igualmente
3	Importância pequena	Experiência e julgamento favorecem levemente uma atividade
5	Importância grande ou essencial	Experiência e julgamento favorecem fortemente uma atividade
7	Importância muito grande	Atividade fortemente favorecida, podendo ser demonstrada na prática
9	Importância absoluta	Evidência favorece uma atividade em relação a outra com o mais alto grau de certeza
2, 4, 6 e 8	Valores intermediários entre valores adjacentes	Quando se procura uma condição de compromisso entre duas definições.

Fonte: SAATY (1990)

Segundo Ishizaka e Labib (2011), a escolha da melhor escala é um tema muito debatido entre os pesquisadores. Nesse sentido, Triantaphyllou e Mann (1995) apontam que outras escalas também foram propostas baseadas em teorias psicológicas. Uma avaliação de 78 escalas diferentes foi feita por Triantaphyllou *et al.* (1994). Dentre as escalas de propostas, a escala linear de números inteiros 1-9 foi de longe a mais aplicada (ISHIZAKA, LABIB, 2011).

Alguns autores empregam a escala adaptada de Saaty apresentada no Quadro 9 (MENDES, 2012; MENDES *et al.*, 2013).

Quadro 9 – Escala adaptada dos números absolutos

<b>Intensidade da importância</b>	<b>Definição</b>	<b>Explicação</b>
1	Igual ou quase igual Importância	Duas atividades contribuem igualmente ou praticamente igualmente para o objetivo
5	Moderadamente mais Importante	Experiência ou julgamento favorável a uma atividade em relação a outra
9	Extremamente mais Importante	A evidência favorece uma atividade sobre a outra, sendo a possibilidade mais alta de se afirmar.

Fonte: MENDES (2012)

Da comparação entre pares de critérios e subcritérios, é construída uma série de matrizes quadradas, onde o número na linha *i* e na coluna *j* dá a importância do critério

$C_i$  em relação à  $C_j$ , ou seja, o elemento  $a_{ij}$  indica o julgamento quantificado do par de critérios ( $C_i, C_j$ ), como se pode observar a seguir<sup>26</sup>:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & a_{13} & \cdots & a_{1j} \\ a_{21} & 1 & a_{23} & \cdots & a_{2j} \\ a_{31} & a_{32} & 1 & \cdots & a_{3j} \\ \cdots & \cdots & \cdots & 1 & \cdots \\ a_{j1} & a_{j2} & a_{j3} & \cdots & 1 \end{bmatrix}$$

O vetor prioridade é o autovetor da matriz A (SAATY, 1990). As prioridades para cada decisor ( $\bar{P}_i$ ) podem ser fornecidas de forma aproximada pela divisão de cada elemento pelo somatório da respectiva coluna, obtendo-se uma nova matriz, e posteriormente, pela divisão do somatório de cada linha pela ordem da matriz (SAATY, 2008; MENDES, 2012; VARGAS, 2010):

$$P = [p_{ij}], \text{ onde } p_{ij} = a_{ij} / \sum_{k=1}^n a_{ki}, \text{ para } 1 \leq i \leq n \text{ e } 1 \leq j \leq n$$

$$\bar{P}_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n p_{ij}, \text{ para } 1 \leq j \leq n$$

O autovalor máximo ( $\lambda_{max}$ ) é obtido pela solução da equação:

$$\det(A - \lambda_{max} * I) * \bar{P} = 0$$

O  $\lambda_{max}$  pode ser calculado, de forma simplificada, pelo somatório do produto de cada elemento do vetor prioridade pelo somatório da respectiva coluna da matriz de julgamentos (MENDES, 2012; MENDES *et al.*, 2013; VARGAS, 2010).

Como o método permite trabalhar com subjetividades de preferências, a qualidade da decisão final depende da consistência de julgamentos. No AHP as comparações pareadas em uma matriz de julgamento são consideradas suficientemente consistentes, se a relação correspondente de consistência, denominado de razão de consistência (CR da nomenclatura empregada em inglês *Consistence Ratio*) é igual ou inferior a 0,1 (SAATY, 1977; SAATY, 2008). O CR é calculado em etapas. Primeiro, determina-se o Índice de Consistência (IC):

---

<sup>26</sup> Para maior detalhamento sobre a operacionalização do método ver Magrini (1992).

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1}$$

onde  $n$  é a ordem da matriz de julgamentos e  $\lambda_{max}$  é o autovalor máximo.

O CR é determinado pela divisão do IC pelo Índice Randômico (IR). A Tabela 4 resume os índices randômicos calculados por Saaty (1977), onde  $n$  é a ordem da matriz de julgamentos.

Tabela 4 – Índices randômicos de Saaty

$n$	1	2	3	4	5	6	7	8
IR	0,00	0,00	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41
$n$	9	10	11	12	13	14	15	
IR	1,45	1,49	1,51	1,48	1,56	1,57	1,59	

Fonte: SAATY (1977)

Caso o valor da razão de consistência não seja igual ou inferior a 0,1, os decisores devem rever suas comparações até alcançarem a coerência exigida pelo método (SAATY, 1990; SAATY, 1994; MAGRINI, 1992).

É necessário agregar os julgamentos individuais para obter um julgamento do grupo de decisores. De acordo com Saaty (2008), essa agregação deve ser obtida pela média geométrica, e não pela média aritmética, frequentemente usada.

A revisão da literatura realizada por Vaidya e Kumar (2006) sobre as aplicações do método de análise hierárquica, ferramenta que tem sido utilizada em quase todas as aplicações relacionadas com a tomada de decisão, abrangeu 150 trabalhos, tendo sido analisados 27. As referências foram classificadas de acordo com a temática e a área de aplicação. Foi feito ainda um agrupamento por anos e por região a fim de acompanhar o crescimento de aplicações.

Ishizaka e Labib (2011) fizeram uma revisão sobre a evolução do método de análise hierárquica (AHP – *Analytic Hierarchy Process*) desde a sua criação, contemplando a discussão do problema da modelagem, comparações de pares, as escalas de julgamento, os métodos de derivação, índices de consistência, análise de sensibilidade e as decisões do grupo.

Subramanian e Ramanathan (2012) revisaram a literatura publicada entre 1990 e 2009 sobre as aplicações do método AHP na gestão de operações e sugeriram possíveis lacunas do ponto de vista de pesquisadores e profissionais. A análise revelou que um número significativo de aplicações do método é encontrado quando os problemas requerem considerações de fatores quantitativos e qualitativos. Os temas

mais abordados são decisões sobre o projeto de produtos e processos, assim como da gestão da cadeia de abastecimento. Identificou-se uma lacuna na aplicação de AHP nas áreas de previsão, *layout* de instalações e gerenciamento de estoques.

O método AHP e seu uso de comparações pareadas inspirou a criação de muitos outros métodos de tomada de decisão, apesar de sua ampla aceitação, também gerou algumas críticas (TRANTAPHYLLOU, MANN, 1995). Nesse sentido, Bana e Costa e Vansnick (2008) relatam que muitas pesquisas têm sido dedicadas à análise crítica do método AHP, identificando diversos trabalhos.

Coitinho (2007) aponta como um dos problemas do método a quantidade de comparações paritárias necessárias que cresce muito rapidamente com o tamanho da matriz dessas comparações. Belton e Gear (1983) observaram que o método AHP pode reverter o *ranking* das alternativas quando uma alternativa idêntica a uma das já existentes é introduzida. A fim de ultrapassar essa deficiência, Belton e Gear (1983) propuseram que cada coluna da matriz de decisão AHP fosse dividida pela entrada máxima dessa coluna. Assim, eles introduziram uma variante do AHP original, chamado de AHP revisado. Mais tarde, Saaty (1994) apud Triantaphyllou e Mann (1995) aceitou a variante do AHP, passando a chamá-lo de Modo Ideal AHP. Embora outros autores também tenham introduzido variantes no método, o AHP (no modo original ou no modo ideal) é mais amplamente aceito e é considerado por muitos como o método mais confiável de análise multicritério (TRANTAPHYLLOU, MANN, 1995).

Existem no mercado alguns sistemas computacionais para implementação do método AHP, empregados por diversos autores (MURAKAMI, 2003; NGAI, CHAN, 2005; COITINHO, 2007; WASIL, GOLDEN, 2003; VAIDYA, KUMAR, 2006; TURCK SIN *et al.*, 2011). Treviziano (2007) fez um levantamento de alguns desses sistemas. Ossadnik e Lange (1999) realizaram uma avaliação dentre três sistemas computacionais disponíveis no mercado.

## 6 PLANEJAMENTO DE FISCALIZAÇÃO DE PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Neste capítulo é apresentado o método adotado para o desenvolvimento de uma ferramenta para o planejamento de fiscalização das plataformas de petróleo *in loco*. O desenvolvimento foi orientado para a fiscalização de unidades de produção pela agência reguladora de petróleo e gás natural, a ANP, podendo ser seguido para os demais órgãos reguladores aqui estudados e para as plataformas de perfuração. São descritas as etapas de identificação, seleção e ponderação de critérios para ordenação das plataformas. Em seguida, os resultados são expostos e discutidos.

### 6.1 Metodologia

Uma ferramenta que auxilie no processo de tomada de decisão da ordenação das plataformas de petróleo a serem fiscalizadas *in loco* passa pela definição de um conjunto de critérios que leve ao objetivo principal, minimizar o risco de um acidente e seus impactos, pela verificação da conformidade da unidade com os padrões estabelecidos pelo órgão regulador e da adoção das melhores práticas de engenharia. Além da definição de um conjunto de critérios, é necessário estabelecer pesos (prioridades ou magnitudes) para cada um deles. Assim, é possível para cada plataforma de petróleo atribuir uma pontuação para ordená-las decrescentemente, ou seja, quanto maior a pontuação, maior a prioridade da unidade para fiscalização *in loco*. Esse valor é fruto do somatório do produto do peso do critério pela nota da plataforma no respectivo critério.

Tal metodologia também pode ser aplicada a plataformas de produção ou perfuração e ainda para instalações de produção *onshore*. Assim, como pode ser estendida a outros órgãos de fiscalização do setor, como Ibama, MTE e MB. Contudo, como delimitado na introdução do presente estudo, a ferramenta aqui proposta é voltada para as plataformas de produção de petróleo e gás natural e para a fiscalização da ANP.

A metodologia empregada para a proposição de critérios para a ordenação das plataformas de produção de petróleo a serem fiscalizadas *in loco* pela agência reguladora do setor foi realizada em três fases principais (Figura 10), a saber: 1)

identificação de critérios; 2) seleção dos critérios considerados determinantes; e 3) ponderação dos critérios determinantes.

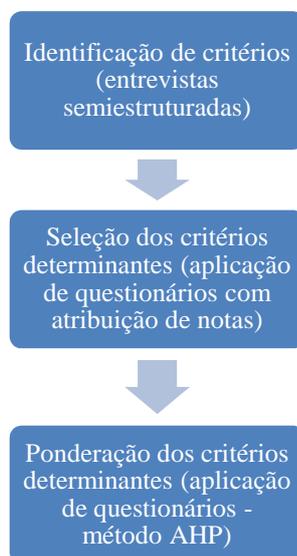


Figura 10 – Esquemático das principais fases da metodologia  
Fonte: elaboração própria

Foi empregado o método de análise de multicritério *Analytic Hierarchy Process* (AHP), conforme descrito no item 5.3, de forma simplificada, a partir da consulta a especialistas na área de petróleo e gás natural. A seguir, a metodologia será descrita detalhadamente.

Cabe mencionar que a ideia inicial era que as etapas de seleção e ponderação dos critérios fossem realizadas com 3 diferentes grupos de decisores: governo, mercado e sociedade civil. O grupo governo seria constituído por representantes da ANP, Ibama, MB e MTE, por serem os órgãos envolvidos nas fiscalizações de plataformas de petróleo. O grupo mercado seria constituído por profissionais que atuam em empresas, nas atividades de projeto de plataformas, elaboração de análises de riscos e operação, bem como representantes das entidades sindicais. O grupo sociedade civil seria constituído por representantes do MPF, MPT e acadêmicos. Seria possível fazer uma avaliação das diferentes visões, tanto no sentido de que critérios seriam selecionados como de alta relevância pelos 3 grupos, quanto das ponderações. Contudo, devido à dificuldade de realizar a pesquisa de campo com um número razoável de representantes de todos os grupos, esse conceito precisou ser abandonado.

### 6.1.1 Identificação de Critérios

Critérios são atributos que podem ser quantificados ou avaliados e que contribuem para a tomada de decisão (ZAMBON *et al.*, 2005). Esses critérios podem ser do tipo fator, compostos por variáveis que acentuam ou diminuem a aptidão de uma determinada alternativa para o objetivo em pauta ou podem ser do tipo exclusão, variáveis que limitam as alternativas em consideração na análise, excluindo-as do conjunto solução (MOUSSEAU, 1997 apud ZAMBON *et al.*, 2005).

Para a identificação dos critérios para a ordenação das plataformas de produção de petróleo a serem fiscalizadas, empregou-se entrevistas semiestruturadas com especialistas. Esse método foi adotado baseando-se em diversos trabalhos de análise multicritério encontrados na literatura, conforme descrito a seguir.

- Moreira (2007) levantou os critérios por meio de reuniões com a área de estratégia e diretrizes para avaliação de projetos da carteira Sebrae/RJ. Foram identificados tanto critérios objetivos, avaliados por meio de cálculo, quanto critérios subjetivos, avaliados por uma escala de 1 (pior) a 5 (melhor).

- Coitinho (2007) identificou os critérios mais importantes de priorização de projetos de melhoria em uma indústria de bens de capital em 8 entrevistas focadas.

- Turcksin *et al.* (2011) definiram os critérios a partir de uma compreensão aprofundada dos critérios para cada grupo de partes interessadas em *workshops*. A escolha e a definição dos critérios baseiam-se principalmente nos objetivos das partes interessadas identificadas e das alternativas consideradas. Nesse estudo, foram avaliados 7 grupos representados por 5 ou 4 pessoas, totalizando 31 participantes.

- Ngai e Chan (2005) identificaram os critérios para avaliação de ferramenta de gerenciamento de conhecimento por meio de discussões com quatro consultores e o gerente de operações. Adicionalmente, estudaram as características das ferramentas fornecidas pelos vendedores e realizaram uma revisão da literatura para seleção de *software* a fim de definir quais os critérios essenciais.

- Gordeeva (2013) empregou questionários para 7 especialistas a fim de identificar os critérios mais relevantes para a seleção de campos *offshore* no ártico.

- Aires *et al.* (2013) definiram os critérios de avaliação de fornecedores de matérias-primas, especificamente de fornecedores de dióxido de titânio, de uma grande

indústria do ramo de tintas do Rio Grande do Norte, a partir de um *brainstorming* com três diretores da empresa estudada, relacionados à área de qualidade, finanças e de produção, além do diretor presidente, que também participou da reunião.

- Pinho (2006) identificou o conjunto de critérios necessários para avaliar a importância e a viabilidade dos projetos a ser executados com 21 especialistas da organização por meio de entrevistas e aplicações de questionários. Com objetivo de simplificar o processo de julgamento paritário existente no método AHP, alguns critérios foram agrupados, fazendo com que a análise de alguns fosse feita de forma consolidada (análise do critério contemplando todos os espectros dos subcritérios).

A Figura 11 apresenta a etapa para levantamento dos critérios para ordenação das plataformas de produção de petróleo a serem fiscalizadas *in loco*.

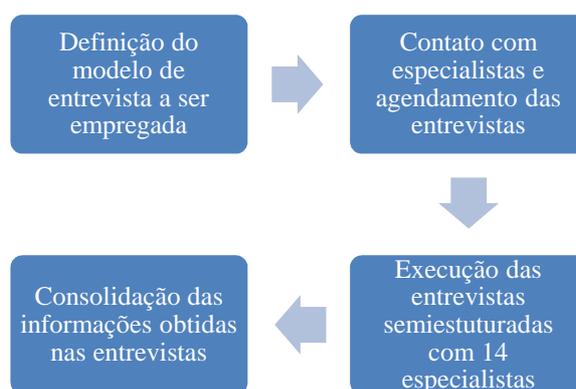


Figura 11 – Esquemático das etapas de identificação de critérios  
Fonte: elaboração própria

Nesse trabalho foram realizadas 14 entrevistas semiestruturadas com especialistas do setor a fim de levantar os critérios para ordenação das plataformas de produção de petróleo a serem fiscalizadas *in loco* pela agência reguladora do setor.

As entrevistas contaram com especialistas da ANP, Ibama e do mercado. Durante as entrevistas, os avaliadores foram questionados acerca de que critérios identificavam como relevantes no sentido da probabilidade de ocorrência de um acidente, bem como no sentido da magnitude do impacto de um acidente quanto ao dano à vida humana e ao meio ambiente.

O objetivo das perguntas foi a obtenção dos critérios que estavam associados ao maior risco de ocorrência de acidentes das unidades, visto que o conceito de risco é a combinação da frequência esperada (eventos/ano) e a severidade (efeitos/evento) de um

incidente ou grupo de incidentes (CCPS, 2007; ECS, 2002). As entrevistas duraram cerca de 2 horas e foram realizadas no período de setembro a dezembro de 2013.

### 6.1.2 Seleção dos Critérios Determinantes

A Figura 12 ilustra a etapa para seleção dos critérios determinantes para ordenação das plataformas de produção de petróleo a serem fiscalizadas *in loco*.

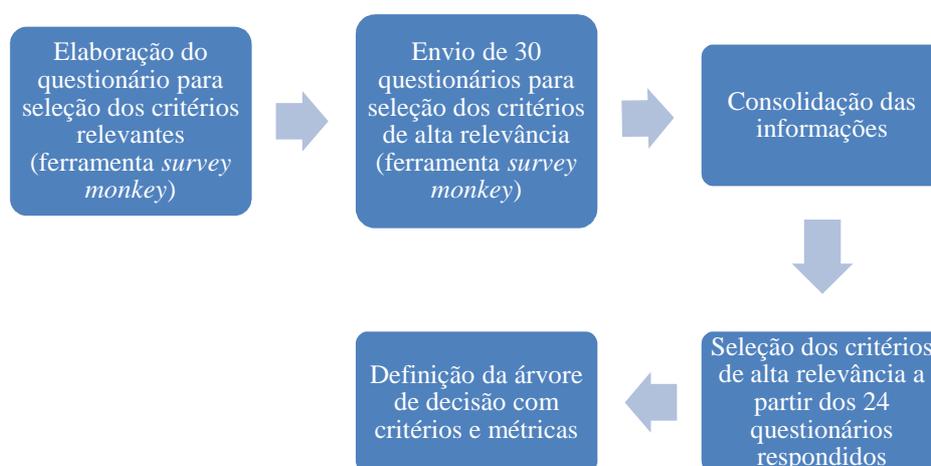


Figura 12 – Esquemático das etapas de seleção dos critérios determinantes

Fonte: elaboração própria

Dado o grande número de critérios levantados na etapa anterior, bem como a semelhança de alguns deles, optou-se por encaminhar um questionário a fim de auxiliar na definição da relevância dos critérios, ou seja, no estabelecimento de um conjunto de critérios determinantes.

Utilizou-se a ferramenta denominada *Survey Monkey* para o envio dos questionários (Apêndice 1) por correio eletrônico e preenchimento automatizado via internet. Os questionários foram encaminhados em dezembro de 2013 a 30 especialistas, incluindo os 14 participantes da etapa anterior. Foram respondidos<sup>27</sup> 24 questionários até março de 2014, correspondendo a 80% do total encaminhado.

Os avaliadores atribuíram notas de 0 a 10 para cada um dos critérios, a fim de classificá-los segundo a escala de relevância apresentada na Tabela 5.

---

<sup>27</sup> Um dos respondentes encaminhou o questionário de forma incompleta e, por isso, foi considerado não respondido.

Tabela 5 – Escala de notas para definição dos critérios determinantes

Classificação	Notas
Não relevante	0 a 2,5
Baixa relevância	2,6 a 5,0
Média relevância	5,1 a 7,5
Alta relevância	7,6 a 10,0

Fonte: elaboração própria a partir de MATARAZZO (1995 apud SÃO JOSÉ, 2010)

Os critérios, cuja nota média dos respondentes acarretou na classificação dos mesmos como de alta relevância, foram considerados determinantes para a ordenação das plataformas de produção de petróleo a serem fiscalizadas *in loco* e, portanto, empregados na construção da árvore de decisão.

### 6.1.3 Ponderação dos Critérios

A Figura 13 ilustra as etapas empregadas na ponderação dos critérios determinantes para ordenação das plataformas de produção de petróleo a serem fiscalizadas *in loco*.

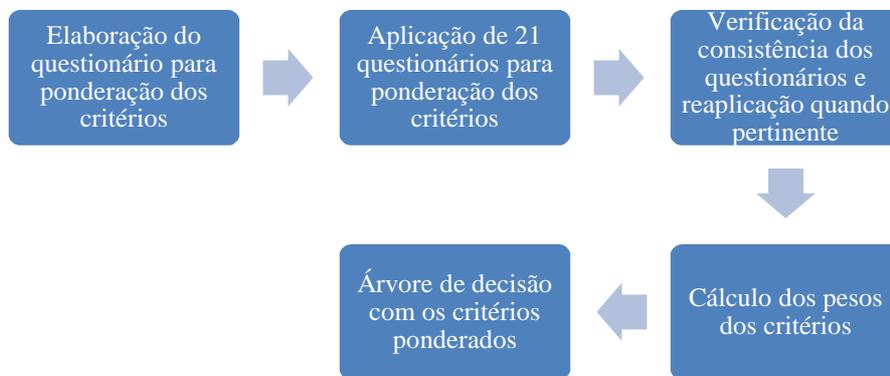


Figura 13 – Esquemático das etapas de ponderação dos critérios determinantes

Fonte: elaboração própria

A metodologia de análise multicritério de decisão empregada foi a análise hierárquica, conforme já discutido no Capítulo 5. Para determinação dos pesos dos critérios determinantes para ordenação das plataformas de produção de petróleo a serem fiscalizadas *in loco* foram procurados os 24 respondentes da segunda etapa (ou seja, a etapa de seleção dos critérios de alta relevância), contudo somente 21 estavam disponíveis para participação dessa etapa. As entrevistas, que ocorreram em março e abril de 2014, consistiram em definir cada um dos critérios, esclarecer o funcionamento

do método e entregar o questionário para preenchimento, cujo modelo encontra-se no Apêndice 2. Os decisores fizeram a comparação acerca do grau de importância dos critérios determinantes par a par, segundo a escala de Saaty (Quadro 9).

Os resultados dos questionários foram analisados para verificação da consistência. O objetivo do teste de consistência é avaliar se o decisor foi coerente nas suas respostas. Por exemplo, supondo três critérios para serem ponderados, A, B e C, o decisor, na comparação entre A e B, entende que A é maior que B. Na comparação entre B e C, o decisor prioriza B em relação ao critério C. Logo, por coerência, na comparação entre A e C, o decisor deveria priorizar A. Dessa forma, se o decisor, para essa hipótese, priorizar C em relação ao critério A, o resultado do teste seria inconsistente. A metodologia do teste de consistência está descrita no item 5.3. Os decisores que forneceram questionários inconsistentes foram solicitados a reavaliar suas respostas, após nova explicação do método e da importância da coerência das respostas.

A fim de facilitar os cálculos, optou-se por empregar o *software* Expert Choice. Os questionários respondidos foram alimentados no *software* para a determinação razão de consistência. O cálculo foi também realizado manualmente para validação do resultado oriundo do *software*<sup>28</sup>. Por fim, foram calculadas a Prioridade Média Local (PML) e a Prioridade Média Global (PMG) para os critérios. Novamente, optou-se por empregar o *software* Expert Choice nos cálculos. Da mesma forma, os cálculos foram realizados, manualmente, conforme descrito no item 5.3. Foram calculadas a PML e PMG de um grupo de 3 decisores para a validação do resultado oriundo do *software*.

## 6.2 Resultados e Discussão

### 6.2.1 Identificação de Critérios

A média do tempo de experiência em petróleo e gás dos 14 participantes foi de aproximadamente 13 anos. O Apêndice 3 apresenta o perfil dos participantes da etapa 1.

---

<sup>28</sup> No caso do cálculo oriundo por *softwares* matemáticos, é realizado o cálculo exato do vetor de prioridades (VARGAS, 2010). Na maioria dos casos práticos utiliza a aproximação visando simplificar o processo de cálculo, uma vez que a diferença entre o valor real e o valor aproximado é inferior a 10% (VARGAS, 2010).

A consolidação dos 41 critérios apontados durante as entrevistas com relação à probabilidade de ocorrência de um acidente está apresentada no Quadro 10. Cabe citar que embora em algumas entrevistas a questão de denúncias ao órgão regulador tenha sido levantada, os avaliadores concordaram com o argumento de que algumas situações específicas dizem respeito a fiscalizações não planejadas e, portanto, não caberia sua consideração nos critérios cujo objetivo é o desenvolvimento de uma ferramenta que propicie um planejamento das unidades a serem fiscalizadas *in loco*. Dessa forma, o critério “Denúncias” não foi considerado, visto que se trata de um critério relacionado a fiscalizações não planejadas, devendo se tratado mediante uma avaliação caso a caso.

Quadro 10 – Critérios identificados nas entrevistas semiestruturadas – probabilidade de ocorrência de acidente

Capacidade de processamento de petróleo	Complexidade das operações de transferência	Histórico de desvios operacionais – queima de gás	Desempenho no alcance de metas de segurança
Capacidade de processamento de gás	Idade da instalação	Histórico de acidentes	Desempenho quanto ao grau de envolvimento de pessoal
Produção efetiva de petróleo	Quantidade de poços conectados	Experiência da equipe de operadores	Condições do mar
Produção efetiva de gás	Tipo de completação do poço	Experiência da equipe de supervisores	Terrorismo
Capacidade de armazenamento de óleo	Característica de operação do poço	Desempenho no treinamento da equipe	Tráfego marítimo
Capacidade de armazenamento de inflamáveis e/ou produtos químicos	Lâmina d’água	Desempenho no gerenciamento de mudanças	Resultado de fiscalizações anteriores do órgão regulador
Tipo de embarcação	Inovação tecnológica	Desempenho no gerenciamento de inspeção e manutenção	Tempo decorrido desde a última fiscalização do órgão regulador a bordo
Complexidade da planta de processo	Peso seco ( <i>topside</i> )	Gerenciamento da interface operador/contratadas	Novo operador da instalação
Teor de CO <sub>2</sub> no gás processado	Razão gás-óleo	Desempenho no gerenciamento de operações simultâneas	
Teor de H <sub>2</sub> S no gás processado	Histórico de desvios operacionais – paradas não programadas	Desempenho no gerenciamento de investigação de incidentes	
Nível de pressão de gás na planta de processo	Histórico de desvios operacionais – oscilação da produção	Confiabilidade dos sistemas de segurança	

Fonte: elaboração própria

Com relação à magnitude ou impacto de um acidente, quanto ao dano à vida humana e ao meio ambiente, os entrevistados levantaram os 21 critérios apresentados no Quadro 11.

Quadro 11 – Critérios identificados nas entrevistas semiestruturadas: impacto de acidente

Capacidade de processamento de petróleo	Capacidade de armazenamento de óleo	Teor de CO <sub>2</sub>	Experiência da equipe de operadores
Produção efetiva de petróleo	Capacidade de armazenamento de inflamáveis e/ou produtos químicos	Teor de H <sub>2</sub> S	Desempenho no treinamento da equipe
Capacidade de processamento de gás	Lâmina d'água	Condições do mar	Estrutura de resposta à emergência
Produção efetiva de gás	Distância da costa	Capacidade de pessoas a bordo	
Razão gás-óleo	Tempo de toque de óleo na costa	Desempenho no gerenciamento de manutenção e meio ambiente	
Capacidade do queimador ( <i>flare</i> )	Sensibilidade ambiental ao óleo da área potencialmente atingida	Confiabilidade dos sistemas de segurança	

Fonte: elaboração própria

## 6.2.2 Seleção dos Critérios Determinantes

A média do tempo de experiência em petróleo e gás dos participantes foi de aproximadamente 9 anos. O Apêndice 4 apresenta o perfil dos participantes da etapa 2.

Os resultados obtidos sobre a relevância dos critérios em termos de probabilidade de ocorrência um acidente encontram-se na Tabela 6. Do total de 41 critérios, 13 foram identificados como de alta relevância (31,7%), 23 identificados de média relevância (56,9%), 4 de baixa relevância (9,8%) e 1 como não relevante (2,4%). As respostas de todos os questionários aplicados na etapa 2 encontram-se no Apêndice 5.

Tabela 6 – Relevância dos critérios – probabilidade de ocorrência de um acidente

Questão	Descrição	Média das Notas	Relevância
24	Histórico de acidentes	9,08	Alta
8	Idade da instalação	8,75	Alta
41	Novo operador da instalação (sem registro no órgão regulador)	8,63	Alta
29	Desempenho no gerenciamento de inspeção e manutenção	8,38	Alta
33	Confiabilidade dos sistemas de segurança	8,17	Alta
21	Histórico de desvios operacionais paradas não programadas	8,13	Alta
32	Desempenho no gerenciamento de investigação de incidentes	8,00	Alta
28	Desempenho no gerenciamento de mudanças	7,88	Alta
39	Resultado de fiscalizações anteriores do órgão regulador	7,88	Alta
10	Complexidade da planta de processo (tipos de processos envolvidos coleta, separação, tratamento de óleo e tratamento de gás)	7,83	Alta
20	Inovação tecnológica (instalação pioneira no uso de alguma tecnologia, por exemplo, separador submerso, <i>Tension Leg Wellhead Platform</i> , produção em fronteira geológica camada do Pré-Sal, etc.)	7,71	Alta
34	Desempenho no alcance de metas de segurança	7,71	Alta
40	Tempo decorrido desde a última fiscalização do órgão regulador a bordo	7,67	Alta
25	Experiência da equipe de operadores	7,58	Média
26	Experiência da equipe de supervisores	7,54	Média
27	Desempenho no treinamento da equipe	7,54	Média
31	Desempenho no gerenciamento de operações simultâneas	7,50	Média
11	Sistemas supervisórios (nível de automação, interface homem-máquina, etc.)	7,25	Média
15	Nível de pressão de gás na planta de processo	7,21	Média
30	Desempenho no gerenciamento da interface operador/contratada	7,17	Média
35	Desempenho quanto ao nível de envolvimento de pessoal (atividades de conscientização, participação dos operadores nas decisões, etc.)	7,00	Média
14	Teor de H <sub>2</sub> S no gás processado	6,96	Média
23	Histórico de desvios operacionais queima de gás	6,92	Média
4	Produção efetiva de gás	6,88	Média
16	Complexidade das operações de transferências (apenas <i>offloading</i> , <i>offloading</i> e envio para a costa, <i>offloading</i> e envio para outra instalação, etc.)	6,71	Média
6	Capacidade de armazenamento de inflamáveis e/ou produtos químicos	6,67	Média
2	Produção efetiva de petróleo	6,63	Média
22	Histórico de desvios operacionais oscilação da produção	6,33	Média
3	Capacidade de processamento de gás	6,08	Média
9	Lâmina d'água	6,08	Média
18	Quantidade de poços conectados a unidade de produção	6,08	Média
1	Capacidade de processamento de petróleo	5,88	Média
7	Tipo de embarcação (FPSO, FSO, SS, Fixa, etc.)	5,75	Média
19	Característica de operação do poço (urgente ou opera com método de elevação artificial)	5,50	Média
13	Teor de CO <sub>2</sub> no gás processado	5,21	Média
17	Tipo de completação do poço (ANS ou ANM)	5,21	Média
5	Razão Gás-Óleo	5,08	Baixa
36	Condições de mar	4,92	Baixa
38	Tráfego marítimo	4,33	Baixa
12	Peso seco topside	3,79	Baixa
37	Terrorismo	2,50	Não relevante

Fonte: elaboração própria

Os resultados obtidos sobre a relevância dos critérios em termos do impacto à vida humana e ao meio ambiente no caso de acidente encontram-se na Tabela 7. Do total de 21 critérios, 10 foram identificados como de alta relevância (47,6%), 10 de média relevância (47,6%) e 1 de baixa relevância (4,8%).

Tabela 7 – Relevância dos critérios – impacto à vida humana e ao meio ambiente no caso de acidente

Questão	Descrição	Média das Notas	Relevância
21	Estrutura de resposta a emergência	8,3	Alta
7	Capacidade de armazenamento de petróleo	8,2	Alta
12	Sensibilidade ambiental ao óleo da área atingida nos estudos de modelagem de dispersão de óleo no mar	8,0	Alta
14	Teor de H <sub>2</sub> S no gás processado	7,9	Alta
17	Desempenho no gerenciamento de manutenção e inspeção em sistemas de segurança	7,9	Alta
11	Tempo de toque do óleo na costa obtido a partir dos estudos de modelagem de dispersão de óleo no mar	7,8	Alta
18	Confiabilidade dos sistemas de segurança	7,8	Alta
20	Desempenho no treinamento da equipe	7,7	Alta
10	Distância da costa	7,6	Alta
19	Experiência da equipe dos operadores	7,6	Alta
16	Capacidade de pessoas a bordo	7,5	Média
2	Produção efetiva de petróleo	7,4	Média
8	Capacidade de armazenamento de inflamáveis e/ou produtos químicos	7,4	Média
4	Produção efetiva de gás	7,3	Média
9	Lâmina d'água	6,7	Média
3	Capacidade de processamento de gás	6,1	Média
1	Capacidade de processamento de petróleo	6,0	Média
13	Teor de CO <sub>2</sub> no gás processado	6,0	Média
6	Capacidade do queimador de gás ( <i>flare</i> )	6,0	Média
15	Condições do mar	5,3	Média
5	Razão gás-óleo	4,8	Baixa

Fonte: elaboração própria

Segundo Saaty (2008), tudo que fazemos, consciente ou inconscientemente, é o resultado de alguma decisão tomada com base na informação que recolhemos para ajudar a compreender as ocorrências. Contudo, nem todas as informações são úteis para melhorar a nossa compreensão e julgamentos. De acordo com o autor, o excesso de informação é tão ruim quanta a escassez de informação.

Dessa forma, optou-se por selecionar os critérios determinantes a partir da ordenação de todos os critérios considerados de alta relevância em ordem decrescente das notas atribuídas. A Tabela 8 apresenta tal ordenação. O algarismo romano entre parênteses após o número das questões identifica se a mesma refere-se à primeira parte do questionário (probabilidade de ocorrência de um acidente) ou a segunda parte (impacto à vida humana e ao meio ambiente no caso de acidente).

Tabela 8 – Critérios de alta relevância

Questão	Descrição	Nota média
24 (I)	Histórico de acidentes	9,08
8 (I)	Idade da instalação	8,75
41 (I)	Novo operador da instalação (sem registro no órgão regulador)	8,63
29 (I)	Desempenho no gerenciamento de inspeção e manutenção	8,38
21 (II)	Estrutura de resposta à emergência	8,3
33 (I)	Confiabilidade dos sistemas de segurança	8,17
7 (II)	Capacidade de armazenamento de petróleo	8,2
21 (I)	Histórico de desvios operacionais paradas não programadas	8,13
32 (I)	Desempenho no gerenciamento de investigação de incidentes	8,00
12 (II)	Sensibilidade ambiental ao óleo da área atingida nos estudos de modelagem de dispersão de óleo no mar	8,0
14 (II)	Teor de H <sub>2</sub> S no gás processado	7,9
28 (I)	Desempenho no gerenciamento de mudanças	7,88
39 (I)	Resultado de fiscalizações anteriores do órgão regulador	7,88
17 (II)	Desempenho no gerenciamento de manutenção e inspeção em sistemas de segurança	7,9
10 (I)	Complexidade da planta de processo (tipos de processos envolvidos coleta, separação, tratamento de óleo e tratamento de gás)	7,83
11 (II)	Tempo de toque do óleo na costa obtido a partir dos estudos de modelagem de dispersão de óleo no mar	7,8
18 (II)	Confiabilidade dos sistemas de segurança	7,8
20 (I)	Inovação tecnológica (instalação pioneira no uso de alguma tecnologia, por exemplo, separador submerso, Tension Leg Wellhead Plataforma, produção em fronteira geológica camada do Pré-Sal, etc.)	7,71
34 (I)	Desempenho no alcance de metas de segurança	7,71
40 (I)	Tempo decorrido desde a última fiscalização do órgão regulador a bordo	7,67
20 (II)	Desempenho no treinamento da equipe	7,7
10 (II)	Distância da costa	7,6
19 (II)	Experiência da equipe dos operadores	7,6

Fonte: elaboração própria

Considerando ainda a grande quantidade de critérios identificados como de alta relevância, 23 critérios, optou-se por reduzi-los considerando como premissas a ordem decrescente de notas, a não redundância dos critérios<sup>29</sup> e simplificação devido à dificuldade de estabelecimento de métricas. Chegou-se a um total de 11 critérios.

A Tabela 9 consolida os critérios considerados determinantes para a construção da árvore de decisão.

<sup>29</sup> O critério “sensibilidade ambiental” foi suprimido a fim de evitar redundância. O mesmo está relacionado à avaliação da área que será atingida considerando um derramamento de óleo pela plataforma realizada em modelagens de dispersão ao óleo, apresentadas ao Ibama diante das Cartas de Sensibilidade Ambiental a Derramamentos de Óleo (Cartas SAO) divulgadas pelo Ministério do Meio Ambiente (MMA, 2014). Contudo, as modelagens são de difícil métrica para fins de comparação entre plataformas, pois podem empregar diferentes premissas. Além disso, as modelagens estão associadas a probabilidades diferentes de o óleo atingir diversas regiões da costa. O critério “distância da costa” foi considerado de alta relevância e tem o mesmo intuito do anterior, apesar de refletir uma aproximação, optou-se por ele em detrimento do anterior, devido à facilidade de métrica.

Tabela 9 – Critérios determinantes para criticidade das plataformas

Questão	Descrição	Nota
24 (I)	Histórico de acidentes	9,08
8 (I)	Idade da instalação	8,75
41 (I)	Novo operador da instalação (sem registro no órgão regulador)	8,63
7 (II)	Capacidade de armazenamento de petróleo	8,2
21 (I)	Histórico de desvios operacionais – paradas não programadas	8,13
14 (II)	Teor de H <sub>2</sub> S no gás processado	7,9
39 (I)	Resultado de fiscalizações anteriores do órgão regulador	7,88
10 (I)	Complexidade da planta de processo (tipos de processos envolvidos coleta, separação, tratamento de óleo e tratamento de gás)	7,83
20 (I)	Inovação tecnológica (instalação pioneira no uso de alguma tecnologia, por exemplo, separador submerso, Tension Leg Wellhead Plataforma, produção em fronteira geológica camada do Pré-Sal, etc.)	7,71
40 (I)	Tempo decorrido desde a última fiscalização do órgão regulador a bordo	7,67
10 (II)	Distância da costa	7,6

Fonte: elaboração própria

Os critérios identificados como altamente relevantes apresentados na Tabela 10 foram considerados de difícil avaliação a distância e, portanto, optando-se por serem alimentados a partir das fiscalizações *in loco* realizadas, sendo contabilizados no critério “resultados de fiscalizações anteriores do órgão regulador”.

Tabela 10 – Subcritérios para emprego em “resultados de fiscalizações anteriores do órgão regulador”

Questão	Descrição	Nota média
29 (I)	Desempenho no gerenciamento de inspeção e manutenção	8,38
21 (II)	Estrutura de resposta à emergência	8,3
33 (I)	Confiabilidade dos sistemas de segurança	8,17
32 (I)	Desempenho no gerenciamento de investigação de incidentes	8
32 (I)	Desempenho no gerenciamento de mudanças	7,88
34 (I)	Desempenho no alcance de metas de segurança	7,71
20 (II)	Desempenho no treinamento da equipe	7,7
19 (II)	Experiência da equipe dos operadores	7,6

Fonte: elaboração própria

A opção de empregar esses 8 critérios de forma independente levaria a um aumento considerável no questionário de ponderação dos critérios. Porém, cabe mencionar que a dificuldade de estabelecimento de métricas confiáveis que sejam alimentadas a distância ao órgão regulador foi o fator motivador pela opção escolhida de considerá-los de forma conjunta no critério “Resultados de fiscalizações anteriores do órgão regulador”.

A dificuldade da confiabilidade para fins de comparação entre as unidades de produção de petróleo dos dados declarados pelos concessionários foi apontada tanto nas entrevistas semiestruturadas como no campo livre “observação” do questionário de seleção dos critérios. A fim de ilustração para melhor compreensão, por exemplo, para o critério “desempenho no treinamento da equipe”, um indicador possível seria “horas

homem totais de atividades de treinamento e qualificação/horas homem totais de trabalho da unidade” (ALMEIDA, 2013). Contudo, a forma de cada empresa contabilizar esse número total de horas de treinamento pode variar fazendo com que a comparação entre plataformas seja bastante falha. A empresa “A” poderia contabilizar a leitura de procedimentos revisados pelo operador como treinamento, enquanto a empresa “B”, não. A empresa “B” poderia contabilizar reuniões semanais sobre segurança com a equipe como treinamento, enquanto a empresa “A” não. Já para o critério “Desempenho no gerenciamento de manutenção e inspeção”, um indicador possível seria o “número de recomendações de inspeção vencidas/número total de recomendações de inspeção”. A classificação das recomendações de inspeção é definida em função de análise realizada pelo responsável técnico, que avalia quanto tempo o equipamento poderá continuar operando de modo a não comprometer a segurança operacional, até que a recomendação seja efetivamente implementada.

A depender da classificação há um prazo para sua execução. Hipoteticamente, a empresa “A”, ao se aproximar da data em que as recomendações de inspeção deveriam ser atendidas, realizou uma reclassificação, alterando os prazos e assim evitando que estas vencessem, enquanto a empresa “B”, com apenas uma recomendação de inspeção vencida, teve o indicador pior que a empresa “A”. Outros exemplos poderiam ser citados, mas fica claro que essa avaliação com números declaratórios dos concessionários poderia levar a uma priorização equivocada de unidades de produção.

Dessa forma, o mais razoável seria empregar a avaliação desses critérios nas próprias fiscalizações *in loco* realizadas, visto que há compatibilidade de cada um deles com práticas de gestão do SGSO fiscalizadas.

Tais critérios certamente são de suma importância para o acompanhamento do desempenho de segurança de uma unidade ao longo do tempo e mesmo para serem analisados previamente a uma fiscalização. Nesse sentido, cabe destacar que o *Center for Chemical Process Safety* (CCPS, 2007) aponta diversos indicadores para o monitoramento do gerenciamento de segurança de processo. Ou seja, aqui não está se falando que seria inócuo o órgão regulador receber e avaliar tais dados. Mas sim na dificuldade de que tais dados reflitam informações para a ordenação das unidades a serem fiscalizadas. A avaliação desses critérios deve ser empregada no planejamento da ação de fiscalização em si, assim o fiscal poderá se preparar melhor, conhecendo a evolução e a situação da unidade, auxiliando no preparo prévio do escopo da inspeção,

dos itens que serão avaliados mais detalhadamente, de possíveis questionamentos e de documentos que deverão ser solicitados.

A Tabela 11 apresenta a correspondência entre os subcritérios e as práticas de gestão do SGSO. Dessa forma, as práticas de gestão 3 (Qualificação, Treinamento e Desempenho de Pessoal), 6 (Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho), 9 (Investigação de Acidentes), 11 (Elementos Críticos de Segurança Operacional), 13 (Integridade Mecânica), 14 (Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências) e 16 (Gerenciamento de Mudanças) são consideradas como críticas.

Tabela 11 – Correspondência entre os subcritérios e o SGSO

<b>Descrição</b>	<b>Prática de Gestão</b>
Desempenho no gerenciamento de inspeção e manutenção	13
Estrutura de resposta à emergência	14
Confiabilidade dos sistemas de segurança	13, 6, 11
Desempenho no gerenciamento de investigação de incidentes	9
Desempenho no gerenciamento de mudanças	16
Desempenho no alcance de metas de segurança	6
Desempenho no treinamento da equipe	3
Experiência da equipe dos operadores	3

Fonte: elaboração própria

Os critérios determinantes, apresentados na Tabela 9, para criticidade das plataformas de produção de petróleo que devem ser fiscalizadas preferencialmente foram separados em dois grandes grupos, um denominado tecnológico e outro organizacional, de acordo com a sua natureza. O grupo tecnológico refere-se aos critérios técnicos, os quais são inerentes a parâmetros físicos da instalação propriamente dita e ao campo de petróleo, como tipo de óleo e localização. Já o grupo organizacional refere-se aos critérios de desempenho organizacional quanto à segurança operacional, os quais são inerentes ao gerenciamento de risco. A árvore de decisão é exibida na Figura 14.

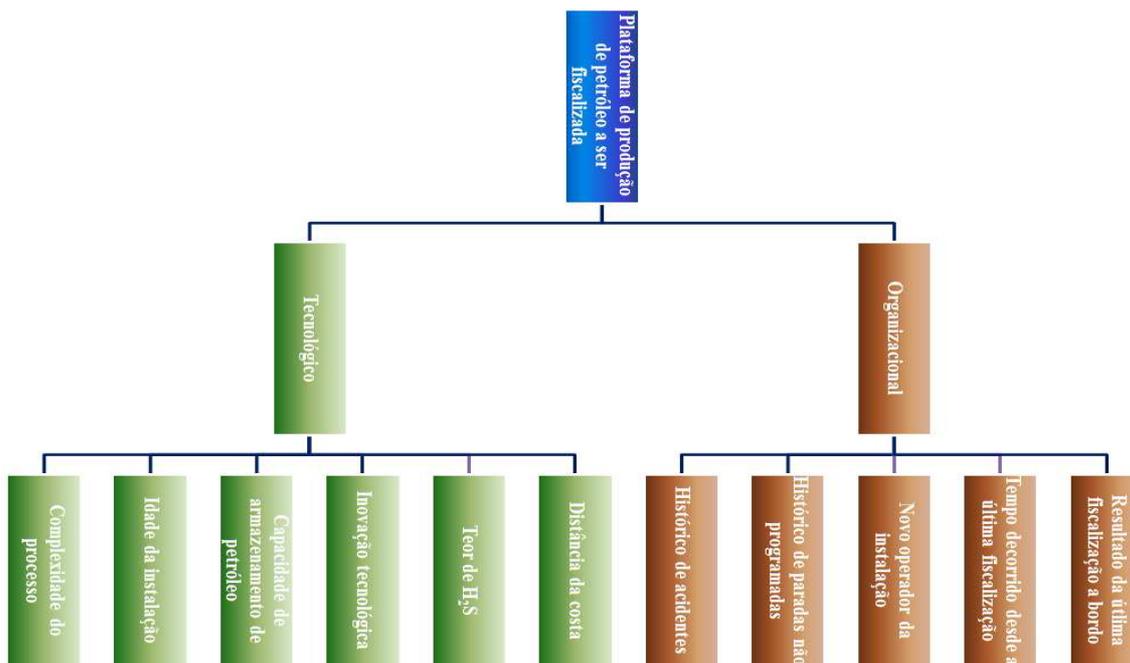


Figura 14 – Árvore de decisão  
Fonte: elaboração própria

A combinação da pontuação dos critérios determinantes levará à priorização das unidades com maior pontuação. A seguir cada um dos critérios é definido.

- Critério “complexidade de processo”: indica que quanto mais complexa a instalação, ou seja, quanto maior o número de operações e suas especificidades, maior a probabilidade de acidente associada às atividades, levando-se a uma maior pontuação da plataforma e a uma priorização da fiscalização *in loco*. Para quantificar esse critério é empregada uma escala de 5 pontos a partir dos tipos de processo existentes na plataforma, conforme Tabela 12.

- Critério “idade da instalação”: aponta que quanto mais anos a unidade encontra-se em operação, maior a possibilidade de haver degradação da integridade mecânica, levando a uma maior probabilidade de ocorrência de acidentes e, portanto, acarretando uma maior pontuação para as unidades mais antigas. Para quantificar esse critério, é empregada uma escala de 5 pontos a partir do número de anos que a plataforma encontra-se em operação, conforme Tabela 12.

- Critério “capacidade de armazenamento de petróleo”: associado ao inventário de hidrocarbonetos a bordo, podendo acarretar aumento na probabilidade de ocorrência de um acidente e principalmente aumento no impacto ambiental no caso de

um derramamento. Dessa forma, quanto maior a capacidade de armazenamento de óleo, maior a pontuação da plataforma. Para quantificar esse critério, é empregada uma escala de 5 pontos a partir do volume disponível para armazenamento de óleo, conforme Tabela 12.

- Critério “inovação tecnológica”: diferencia uma unidade operando com uma tecnologia pioneira no país, ou seja, trata-se de um desafio maior do ponto de vista tecnológico, contribuindo para o aumento da pontuação. Entende-se que nesses casos há necessidade de estudos de análise de riscos aprofundados, procedimentos operacionais diferenciados, acompanhados de treinamentos que requerem especial atenção. A presença do regulador nessas unidades será relevante para a avaliação *in loco* da gestão de riscos dessa nova tecnologia. Dessa forma, plataformas que empregam tecnologia pioneira, por exemplo, um novo tipo de separador submerso, novo tipo de plataforma ou tecnologia associada a uma nova fronteira, como o Pré-Sal, recebem uma pontuação adicional. As plataformas que empregam tecnologias já consolidadas no país não têm essa pontuação adicional. Embora não seja o foco da seleção desse critério, é interessante notar que a fiscalização *in loco* de plataformas com inovação tecnológica propiciaria um aumento do conhecimento acerca da nova tecnologia ao órgão através dos fiscais, o que poderia ser relevante para avaliação da necessidade de atualização de regulamentos ou mesmo conhecimento necessário no caso de uma eventual investigação de acidente envolvendo tal tecnologia. A métrica adotada para esse critério é uma pontuação de 0, para plataformas que não tenham tecnologia pioneira no país, e 1, para as plataformas que disponham.

- Critério “teor de H<sub>2</sub>S”): relacionado ao fato do gás ser altamente tóxico e inflamável. Ainda por ser mais pesado que o ar tende a se acumular na parte inferior de locais com pouca ventilação. Dessa forma, plataformas que processam gás de campos com alto teor de H<sub>2</sub>S têm maior probabilidade de acidentes associados a um grande impacto à vida humana. O IDLH (*Immediately Dangerous to Life and Health*<sup>30</sup>) do H<sub>2</sub>S é bastante baixo, 100 ppm, de acordo com a ficha de informação de segurança de produtos químicos (CETESB, 2014). Segundo OSHA (2014), a concentração a partir de 700 ppm leva à inconsciência rápida e morte. Para quantificar esse critério é empregada uma escala de 5 pontos a partir do teor de H<sub>2</sub>S, presente no campo de petróleo (em ppm), conforme Tabela 12.

---

<sup>30</sup> Imediatamente perigoso para vida e saúde.

- Critério “distância da costa”: indica que quanto menor a distância da costa, em caso de derramamento de óleo, maior a probabilidade de o óleo atingir a zona costeira e de um maior impacto ambiental. Para quantificar esse critério é empregada uma escala de 5 pontos a partir da distância entre a plataforma e a costa (em km), conforme Tabela 12.

- Critério “histórico de acidentes”: retrata de uma forma global o desempenho da gestão de riscos da unidade, para um dado período de tempo. Optou-se por adotar nesse trabalho os últimos 36 meses<sup>31</sup>. Importante ressaltar que o não acúmulo de todo o histórico de acidentes é importante para prevenir a priorização de uma plataforma com 3 acidentes que ocorreram há mais de 4 anos ao compará-la a uma plataforma com 1 acidente no último ano. Optou-se por contabilizar todos os acidentes, sem diferenciação por tipo ou gravidade. Dessa forma, a pontuação da plataforma deve aumentar com o número de acidentes ocorridos. A métrica adotada é:

$$\frac{\text{Número de acidentes comunicados ao órgão regulador}}{\text{Horas homem totais de trabalho da instalação}}$$

Importante notar que na métrica empregada há uma ponderação pelo número de horas homem totais de trabalho na unidade, pois essa ponderação evita uma avaliação equivocada. Embora uma instalação tenha tido menos acidentes em números absolutos do que outra, considerando o período de tempo em operação e o número de funcionários na avaliação de desempenho, o melhor resultado poderia ser da instalação que teve mais acidentes em número absoluto, porém menor razão.

- Critério “histórico de paradas não programadas”: retrata de uma forma global os desvios operacionais de uma plataforma de petróleo para um dado período de tempo. Novamente adotou-se o período dos últimos 36 meses. Consideram-se paradas não programadas aqui aquelas interrupções superiores a vinte e quatro horas decorrente de incidente operacional (ANP, 2013g). Plataformas com maior número de paradas inesperadas representam plataformas sujeitas à ocorrência de uma maior quantidade de desvios operacionais, o que aumenta a probabilidade de ocorrência de acidentes. Dessa

---

<sup>31</sup> O conceito aqui empregado é que ao final do ano vigente, o regulador fará o planejamento para a fiscalização *in loco* do ano seguinte. O prazo de 36 meses refere-se ao período máximo do ciclo de auditoria exigido no SGSO. Período também corroborado pelo Paris MoU (2010).

forma, há maior interesse de o regulador fiscalizá-la prioritariamente *in loco* para averiguação do que está ocorrendo e suas causas. A métrica adotada é:

$$\frac{\text{Número de paradas não programadas comunicadas ao órgão regulador}}{\text{Horas homem totais de trabalho da instalação}}$$

Da mesma forma que o critério “histórico de acidentes”, na métrica empregada há uma ponderação pelo número de horas homem totais de trabalho na unidade a fim de evitar uma avaliação equivocada.

- Critério “novo operador de instalação”: o novo operador, apesar de autorizado pelo órgão regulador, leva a um aumento de pontuação, contribuindo para que seja verificado *in loco* se as práticas de fato adotadas e o seu sistema de gerenciamento de segurança encontram-se aderentes aos requisitos exigidos, visto que a autorização é emitida atualmente sem vistoria prévia ao início da operação. A métrica adotada para esse critério é uma pontuação de 0, para operadores antigos, ou 1, para operadores novos.

- Critério “tempo decorrido desde a última fiscalização”: leva as unidades que se encontram há mais tempo operando sem uma fiscalização *in loco* do órgão regulador a uma maior pontuação, pois se parte da premissa que a presença *in loco* do órgão regulador auxilia para a manutenção do atendimento às exigências do SGSO, contribuindo para a melhoria do sistema de gestão de riscos e com isso reduzindo a probabilidade de ocorrência de acidentes ou mitigando-os. Para quantificar esse critério é empregada uma escala de 5 pontos a partir do número de anos que a plataforma de produção de petróleo encontra-se sem fiscalização *in loco*, conforme Tabela 12.

- Critério “resultado da última fiscalização a bordo”: reflete o *status* da plataforma de produção de petróleo diante das exigências do SGSO. Plataformas de produção de petróleo com resultados piores têm maior pontuação, ou seja, o conceito aqui adotado é que necessitam de uma nova fiscalização em um espaço mais curto de tempo. Isso por que plataformas que têm maior número de não conformidades (NCs) aos itens do SGSO possuem mais falhas no seu sistema de gestão que podem ser percussoras de acidentes. A métrica adotada nesse caso é formada mediante a contribuição de três tipos de não conformidades, a saber:

$$\begin{aligned}
& \frac{3 \times (\text{Número de NC's críticas da última fiscalização})}{\text{Horas homem totais de fiscalização}} \\
& + \\
& \frac{2 \times (\text{Número de NC's nas práticas de gestão críticas da última fiscalização})}{\text{Horas homem totais de fiscalização}} \\
& + \\
& \frac{\text{Número de NC's gerais da última fiscalização}}{\text{Horas homem totais de fiscalização}}
\end{aligned}$$

As NCs críticas são aquelas que ensejam interdição da plataforma de produção de petróleo pelo órgão regulador e são caracterizadas por desvios considerados como risco grave e iminente de um acidente. As NCs nas práticas de gestão consideradas críticas pelo grupo de decisores são aquelas apresentadas na Tabela 11. As NCs gerais são aquelas que não se enquadram em nenhuma das classificações anteriores. Optou-se por atribuir pesos para diferenciar a gravidade das não conformidades identificadas na última fiscalização. Essa diferenciação de importância para os decisores foi observada durante as entrevistas semi-estruturadas e no resultado da Tabela 11. O somatório das três categorias de não conformidades multiplicadas pelo respectivo peso e dividido pelas horas homem totais de fiscalização dará o resultado final. Essa diferenciação de importância poderia ter sido incluída na árvore de decisão como subcritérios e conseqüentemente os pesos poderiam ser oriundos da comparação par a par desses subcritérios pelos decisores. Contudo, entendeu-se que o aumento do questionário para os decisores não seria interessante frente ao potencial ganho.

Interessante notar que a métrica adotada para “resultado da última fiscalização” levou em consideração não somente o número de não conformidades, mas o número de horas de trabalho nas fiscalizações. Essa ponderação é importante, visto que nem todas as fiscalizações têm necessariamente o mesmo escopo, a mesma duração e o mesmo número de fiscais, o que pode levar a uma grande diferença entre as amostragens avaliadas, a profundidade da análise dos documentos e outros fatores que impactam no número de não conformidades identificadas.

A Tabela 12 ilustra as escalas qualitativas empregadas para avaliação dos critérios.

Tabela 12 – Escalas dos critérios

<b>Complexidade do processo</b>	
Muito baixa	apenas coleta, bombeamento, alojamento ou estocagem
Baixa	coleta e separação
Média	coleta, separação e tratamento
Alta	coleta, separação, tratamento e compressão
Muito alta	coleta, separação, tratamento e compressão com desidratação e/ou remoção de CO <sub>2</sub>
<b>Capacidade de armazenamento de petróleo</b>	
Muito baixo	< 0,05 milhões de barris
Baixo	0,05-1,5 milhões de barris
Médio	1,6-3 milhões de barris
Alto	3,1-5 milhões de barris
Muito alto	>5 milhões de barris
<b>Idade da instalação</b>	
Muito baixo	<3 anos
Baixo	3-5 anos
Médio	6-10 anos
Alto	11-20 anos
Muito alto	>20 anos
<b>Teor de H<sub>2</sub>S</b>	
Muito baixo	< 10 ppm
Baixo	10-29 ppm
Médio	30-99 ppm
Alto	100-700 ppm
Muito alto	>700 ppm
<b>Distância da costa</b>	
Muito pequena	<50 km <sup>32</sup>
Pequena	50-100 km
Média	101-200 km
Alta	201-300 km
Muito alta	>300 km
<b>Tempo decorrido desde a última fiscalização</b>	
Muito baixo	<6 meses
Baixo	6-12 meses
Médio	13-24 meses
Alto	25-59 meses
Muito alto	>60 meses ou unidade nunca fiscalizada

Fonte: elaboração própria

Mediante uma pesquisa acerca de trabalhos e experiências internacionais, foram evidenciados exemplos que corroboram o emprego dos critérios aqui identificados como determinantes, os quais se encontram descritos a seguir.

Com relação ao critério “idade da instalação”, é interessante notar que de acordo com HSE (2010), em toda a Europa, entre 1980 e 2006, aproximadamente 96 incidentes relatados na base de dados *Major Accident Reporting System* (MARS) relativos a grandes acidentes com perda de contenção têm causa estimada como sendo o envelhecimento da planta. Isso representa 28% dos grandes acidentes reportados com

<sup>32</sup> Considerou-se 50 km, visto que essa distância é empregada pelo Ministério do Meio Ambiente na Portaria n° 422/2011 para estabelecer mais exigências para perfurações a distâncias inferiores a 50 km da costa durante o processo de licenciamento ambiental.

perda de contenção e equivale a uma perda total de 11 vidas, 183 feridos e perda econômica de mais de 170 milhões de Euros (HSE, 2010). O estudo determinou que cerca de 60% dos incidentes estão relacionados com a integridade mecânica, e desses 50% têm o envelhecimento como fator contribuinte, conclui-se, portanto, que o envelhecimento da planta é importante questão de segurança (HSE, 2010). A preocupação do HSE traduziu-se no programa KP4, realizado entre 2010-2013, a fim de melhorar o gerenciamento das consequências do envelhecimento e da extensão de vida útil das plataformas, ou seja, além do prazo definido em projeto (ALE) (HSE, 2012). De acordo com Iledare *et al.* (1997), a idade de uma plataforma aumenta a probabilidade de um incidente relatado, já que de acordo com o estudo o efeito sobre a idade da plataforma em derrames de petróleo é positivo, à medida que o aumento de 1% da idade média de plataformas corresponde a aumento de 6,6% no volume de óleo derramado por plataforma.

O HSE (2007) publicou um estudo estatístico de acidentes para os diferentes tipos de plataformas de petróleo no Reino Unido de 1980 a 2005. Mesmo que no presente estudo o critério “tipo de plataforma” por si só não tenha sido indicado na pesquisa de campo como relevante, as características inerentes aos tipos das plataformas são refletidas em outros critérios determinantes, como complexidade do processo, capacidade de armazenamento e distância da costa. O estudo revelou que a frequência de acidentes (número de acidentes no período/número de unidades em operação) para as plataformas semissubmersíveis foi de 2,538 e para FPSO foi de 3,909. As unidades FPSO, que apresentaram maior frequência de acidentes, têm em geral plantas de processamento mais complexas devido à maior área disponível, estão localizadas a maiores distâncias da costa (e, portanto, maior lâmina d’água) e dispõem, em geral, de grande capacidade de armazenamento de petróleo.

Com relação ao critério “inovação tecnológica” é importante destacar o estudo de Olsen e Lindøe (2009) sobre como a transferência de tecnologia pode implicar no risco de novas falhas, mau uso, acidentes de trabalho e locais de trabalho insalubres. Os autores afirmam que as tecnologias de produção são muitas vezes transformadas por um fluxo constante de mudanças incrementais adequadas ao seu contexto social, dessa forma a tecnologia vai adquirindo gradualmente alguns pré-requisitos contextualmente dependentes da sua utilização. Essas condições costumam ser reveladas quando a tecnologia é transferida (OLSEN, LINDØE, 2009). Assim, um projeto de transferência de tecnologia pode desencadear um longo processo de “re-inovações” para tornar a

tecnologia totalmente operacional em seu novo contexto (OLSEN, LINDØE, 2009). Em um processo de transferência, os riscos tecnológicos podem surgir, por exemplo, devido à transferência incompleta da capacidade de lidar com a nova tecnologia; incompatibilidade entre a tecnologia transferida e o ambiente; e transferência das condições latentes de falha (OLSEN, LINDØE, 2009). O emprego de uma nova tecnologia sem os pré-requisitos necessários pode levar ao aumento dramático de riscos e acidentes (OLSEN, LINDØE, 2009).

As contribuições de Olsen e Lindøe (2009) indicam que os dados da indústria petrolífera norueguesa mostram que as primeiras fases de um processo de transferência geram altos riscos tecnológicos, demorando alguns anos para que as tecnologias transferidas sejam adaptadas ao novo contexto e o nível de risco normalizado. Os autores concluem que o arcabouço regulatório, as normas para organização do local de trabalho, as competências individuais e organizacionais e a capacidade de aprendizagem do país receptor são fatores chave na redução do risco.

Outra experiência internacional que corrobora os critérios determinantes aqui empregados é, por exemplo, o memorando de entendimento (MoU) Paris<sup>33</sup>. Com esse regime as inspeções dos navios selecionados para serem inspecionados dentro da região do memorando de entendimento Paris são programadas a partir da classificação em navios de baixo risco (*Low Risk Ships* – LRS) e navios de alto risco (*High Risk Ships* – HRS) (PARIS MOU, 2010; CARIOU *et al.*, 2009). Já um navio que não é de baixo nem alto risco é classificado como *Standard Risk Ship* (SRS). O perfil de risco do navio é baseado em uma pontuação atribuída a partir de critérios, a saber: tipo do navio; idade; desempenho da embarcação; desempenho da organização reconhecida (normalmente a sociedade classificadora); desempenho da instituição responsável pelo código ISM (*International Safety Management*), para gestão da segurança a bordo dos navios; número de deficiências por inspeção; e número de detenções. Os sete critérios são segregados em dois grupos denominados parâmetros genéricos e parâmetros históricos. Os parâmetros históricos (número de deficiências por inspeção e número de detenções) são avaliados dentro do período dos últimos 36 meses.

Nota-se que a idade do navio tem correspondência com o critério “idade da instalação”, os demais critérios do Paris MoU (2010) têm relação com os critérios do

---

<sup>33</sup> Para mais informações sobre os memorandos de entendimento, ver Jalonen e Salmi (2009); Knapp e Francis (2008); e Piniella *et al.* (2005).

grupo organizacional. O número de deficiências por inspeção e o número de detenções têm correspondência com “resultado da última fiscalização a bordo”.

Outro trabalho a ser citado é o de Shultz (1999) que desenvolve um modelo para prever a probabilidade de acidentes e derrames e classificar as plataformas em termos de risco, concluindo que os quatro fatores de risco mais importantes são: complexidade da plataforma, idade da plataforma ou experiência da empresa operadora, histórico de inspeções e o histórico de acidentes. Esses fatores de risco identificados por Shultz (1999) estão dentre os critérios estabelecidos como determinantes para fiscalização *in loco* das plataformas de produção petróleo.

Um critério que não foi classificado como de alta relevância, mas que segundo Muehlenbachs *et al.* (2013) seria relevante foi o critério “lâmina d’água”. Os autores realizaram uma análise empírica de incidentes ocorridos em plataformas de produção de petróleo e gás no Golfo do México, entre 1996 e 2010. Foi evidenciado que durante esse período houve um aumento expressivo na profundidade de água na qual o petróleo e gás são extraídos. Controlando outras características da plataforma, como a idade, a quantidade de petróleo e gás produzidos e o número de poços produtores, os autores concluíram que os incidentes (tais como explosões, ferimentos e derrames de petróleo) são positivamente correlacionados com águas mais profundas. Para uma plataforma com as demais características médias, um incremento de 100 metros de profundidade aumenta a probabilidade de um incidente relatado pela empresa em 8,5%. Para os autores, embora seja necessária mais investigação sobre as conexões causais entre a profundidade da água e riscos de plataforma, é necessária maior monitorização das plataformas de águas mais profundas.

Apesar de o resultado de Muehlenbachs *et al.*, (2013) ter sido divergente de estudos anteriores como o de Jablonowski (2007) e Shultz (1999), os autores ressaltam que o estudo foi realizado para um período mais recente entre 1996 e 2010, e que a partir de meados da década de 1990 houve um aumento significativo na perfuração em lâmina d’água mais profundas. Jablonowski (2007) conclui que um indicador de lâmina d’água mais profunda de 400 metros é estatisticamente insignificante para determinar a probabilidade de um incidente em plataformas de perfuração, entre 1990 e 1998. Enquanto o Shultz (1999), em seu estudo realizado para o período de 1986 a 1995, afirma que a profundidade da água tem um efeito negativo sobre a probabilidade de acidentes.

### 6.2.3 Ponderação dos Critérios

Dos 24 respondentes da segunda etapa (seleção dos critérios de alta relevância), 21 se disponibilizaram a participar da pesquisa de ponderação dos critérios.

Inicialmente, pensou-se em utilizar a ferramenta *Survey Monkey* para o envio dos questionários por correio eletrônico e preenchimento automatizado via internet, como feito na etapa de seleção dos critérios de alta relevância. Porém, assim, como na etapa anterior, foram aplicados dois questionários pessoalmente para verificar a clareza das instruções. Verificou-se que seria melhor realizar entrevistas para o preenchimento do questionário a fim de garantir um correto entendimento do método. Notou-se ainda que questões apresentadas pelos avaliadores seriam relevantes para o desenvolvimento do trabalho.

Foi explicado que a escala empregada para gradação da importância de um critério em relação a outro funcionava com uma balança e da importância da atenção ao preenchimento para manutenção da coerência nas respostas. A partir de uma dúvida surgida na quarta entrevista realizada, acrescentou-se na orientação aos demais decisores que ao compararem cada par de critérios, ambos deveriam ser levados para o caso mais crítico. Por exemplo, ao comparar “complexidade do processo” com “idade da instalação”, sugeriu-se aos decisores raciocinar uma plataforma de produção de complexidade de processo muito alta *versus* uma plataforma de produção de idade muito alta. Interessante notar que se o decisor comparar uma plataforma de produção de complexidade de processo muito baixa *versus* uma plataforma de produção de idade muito alta, a tendência é sempre atribuir maior importância ao critério que foi pensado de forma mais crítica.

A média do tempo de experiência em petróleo e gás dos participantes, tempo de experiência e a formação foi de aproximadamente 9 anos. O Apêndice 6 apresenta o perfil dos participantes da etapa 3. Os questionários com as respostas dos decisores encontram-se no Apêndice 7.

Os resultados do teste de consistência para a matriz referente à comparação dos critérios dos grupos tecnológico e organizacional estão apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Resultado parcial do teste de consistência

<b>Decisor</b>	<b>Tecnológico</b>	<b>Organizacional</b>	<b>Resultado</b>
Decisor 1	0,03	0,03	Consistente
Decisor 2	0,09	0,04	Consistente
Decisor 3	0,16	0,08	Parcialmente consistente
Decisor 4	0,15	0,08	Parcialmente consistente
Decisor 5	0,10	0,28	Parcialmente consistente
Decisor 6	0,15	1,32	Inconsistente
Decisor 7	0,08	0,10	Parcialmente consistente
Decisor 8	0,08	0,03	Consistente
Decisor 9	0,23	0,20	Inconsistente
Decisor 10	0,11	0,12	Inconsistente
Decisor 11	0,09	0,09	Consistente
Decisor 12	0,19	0,17	Inconsistente
Decisor 13	0,19	0,05	Parcialmente consistente
Decisor 14	0,39	0,11	Inconsistente
Decisor 15	0,03	0,04	Consistente
Decisor 16	0,04	0,03	Consistente
Decisor 17	0,07	0,00	Consistente
Decisor 18	0,10	0,08	Consistente
Decisor 19	0,16	0,14	Inconsistente
Decisor 20	0,05	0,07	Consistente
Decisor 21	0,00	0,22	Parcialmente consistente

Fonte: elaboração própria

Conforme mencionado, o teste de consistência foi realizado manualmente a fim de validar o resultado do teste, conforme exposto na Tabela 14.

Tabela 14 – Validação do teste de consistência organizacional

<b>Decisor</b>	<b>Manual</b>	<b>Software</b>
Decisor 1	0,04	0,03
Decisor 17	0,00	0,00

Fonte: elaboração própria

Analisando a Tabela 13, observa-se que há uma tendência do coeficiente de consistência ser menor para o grupo organizacional do que para o grupo tecnológico. Considerando a etapa do questionário referente ao grupo tecnológico, 61,9% foram consistentes, enquanto para o grupo organizacional, 71,4%. Esse fato pode ser explicado em função do tamanho da matriz de julgamentos, pois para o grupo organizacional, a matriz quadrada é de ordem 5, enquanto para o grupo tecnológico, a matriz quadrada é de ordem 6.

Dos 21 decisores, 9 tiveram resultado consistente, ou seja, CR igual ou menor que 0,1. O grande número de questionários inconsistentes pode ser explicado pela grande complexidade de hierarquizar muitos critérios. Após uma avaliação dos resultados dos questionários, concluiu-se que nos questionários com coeficientes de consistência igual ou inferior a 0,15 para a matriz de julgamentos do grupo tecnológico, os decisores não inverteram a ordem de prioridades dos critérios. Ou seja, os decisores

não cometeram o equívoco de afirmar que o critério “A” era mais importante que o critério “B”, que o critério “B” era mais importante que o critério “C” e que o critério “C” era mais importante que o critério “A”. A inconsistência se concentrou na não manutenção da magnitude da escala, ou seja, os decisores afirmaram, por exemplo, que o critério “A” possuía grande importância em relação ao critério “B”, que o critério “B” tinha pequena importância em relação ao critério “C” e que o critério “A” tinha grande importância em relação ao critério “C”. Esperar-se-ia que o decisor afirmasse que o critério “A” tinha importância muito grande em relação ao critério “C”. Para o grupo organizacional, observou-se o mesmo comportamento, contudo, para os coeficientes de consistência iguais ou inferiores a 0,12.

Dessa análise empírica é possível concluir que um estudo mais aprofundado com relação ao método seria interessante a fim de avaliar a possibilidade do estabelecimento de limites de razão de consistência segundo a ordem da matriz de julgamentos. Nesse sentido, poderia ser investigada a viabilidade da adoção de limites maiores que 0,1 para matrizes de julgamentos de maior ordem. Interessante notar que a razão de consistência foi criticada, segundo Ishizaka e Labib (2011) por outros autores, tanto por permitir o uso de matrizes com julgamentos contraditórios, como por rejeitar matrizes de consistência razoável. Mendes (2012) empregou o método AHP na sua pesquisa para um grupo de 20 decisores, dentre os quais 9 questionários tiveram resultados inconsistentes, com coeficiente de consistência superior a 0,1. Contudo, dois inconsistentes por apresentarem resultados próximos a 0,1 (ou 10%) foram considerados aceitáveis. Ou seja, o autor ampliou sutilmente o limite do teste de consistência, indicando que entendeu que seriam descartados resultados consistentes.

Dos 12 questionários inconsistentes ou parcialmente consistentes, 10 foram reavaliados pelos decisores (Tabela 15), conforme sugerido por Saaty (1990, 1994).

Tabela 15 – Resultado do teste de consistência dos questionários reavaliados

<b>Decisor</b>	<b>Tecnológico</b>	<b>Organizacional</b>	<b>Resultado</b>
Decisor 3	0,09	0,08	Consistente
Decisor 4	0,03	0,08	Consistente
Decisor 5	0,04	0,05	Consistente
Decisor 6	0,05	0,06	Consistente
Decisor 7	0,08	0,05	Consistente
Decisor 9	0,09	0,04	Consistente
Decisor 10	0,04	0,03	Consistente
Decisor 12	0,05	0,07	Consistente
Decisor 13	0,15	0,05	Parcialmente consistente
Decisor 21	0,00	0,05	Consistente

Fonte: elaboração própria

Dessa forma, após a segunda iteração para alguns dos questionários inconsistentes ou parcialmente consistentes, consolidou-se o resultado na Tabela 16. Dos 21 decisores, 18 tiveram resultado completamente consistentes, ou seja, aproximadamente 86%. Analisando o grupo tecnológico, 85,7% dos questionários foram consistentes, enquanto para o grupo organizacional, 90,5%. Fazendo a média aritmética dos coeficientes de consistência para os dois grupos, novamente se observa uma maior consistência do grupo organizacional ( $CR_{\text{médio}} = 0,06$ ) quando comparado ao grupo tecnológico ( $CR_{\text{médio}} = 0,08$ ).

Tabela 16 – Resultado final do teste de consistência

<b>Decisor</b>	<b>Tecnológico</b>	<b>Organizacional</b>	<b>Resultado</b>
Decisor 1	0,03	0,03	Consistente
Decisor 2	0,09	0,04	Consistente
Decisor 3	0,09	0,08	Consistente
Decisor 4	0,03	0,08	Consistente
Decisor 5	0,04	0,05	Consistente
Decisor 6	0,05	0,06	Consistente
Decisor 7	0,08	0,05	Consistente
Decisor 8	0,08	0,03	Consistente
Decisor 9	0,09	0,04	Consistente
Decisor 10	0,04	0,03	Consistente
Decisor 11	0,09	0,09	Consistente
Decisor 12	0,05	0,07	Consistente
Decisor 13	0,15	0,05	Parcialmente consistente
Decisor 14	0,39	0,11	Inconsistente
Decisor 15	0,03	0,04	Consistente
Decisor 16	0,04	0,03	Consistente
Decisor 17	0,07	0,00	Consistente
Decisor 18	0,10	0,08	Consistente
Decisor 19	0,16	0,14	Inconsistente
Decisor 20	0,05	0,07	Consistente
Decisor 21	0,00	0,05	Consistente

Fonte: elaboração própria

A partir dos 18 questionários consistentes, foram determinadas as prioridades médias locais (PMLs) e globais (PMGs) dos critérios, conforme metodologia apresentada no item 5.3. Para um conjunto de 3 decisores (decisor 1, decisor 2 e decisor 16), foram calculadas a PML e PMG dos critérios para validação do resultado do *software*. A Tabela 17 exhibe a comparação dos resultados da PML e PMG para os grupos tecnológico e organizacional.

Tabela 17 – Validação do resultado da PML e PMG dos grupos tecnológico e organizacional

<b>Grupo</b>	<b>Manual</b>	<b>Software</b>
Tecnológico	59,05%	59,05%
Organizacional	40,95%	40,95%

Fonte: elaboração própria

A Tabela 18 exibe a comparação dos resultados da PML para os critérios dos grupos tecnológico e organizacional.

Tabela 18 – Validação do resultado da PML de todos os critérios

<b>Grupo Tecnológico</b>	<b>Manual</b>	<b>Software</b>	<b>Δ</b>
Complexidade do processo	38,56%	38,81%	0,65%
Idade da instalação	21,65%	21,64%	-0,04%
Capacidade de armazenamento de petróleo	5,78%	5,72%	-1,03%
Inovação tecnológica	5,70%	5,64%	-1,01%
Teor de H <sub>2</sub> S	22,33%	22,64%	1,38%
Distância da costa	5,99%	5,94%	-0,86%
<b>Grupo Organizacional</b>	<b>Manual</b>	<b>Software</b>	<b>Δ</b>
Histórico de acidentes	29,75%	31,23%	4,73%
Histórico de paradas não programadas	9,43%	9,08%	-3,87%
Novo operador da instalação	17,43%	17,40%	-0,17%
Tempo decorrido desde a última fiscalização	17,25%	17,24%	-0,04%
Resultado da última fiscalização	26,14%	25,05%	-4,35%

Fonte: elaboração própria

A Tabela 19 exibe a comparação dos resultados da PMG para os critérios dos grupos tecnológico e organizacional.

Tabela 19 – Validação do resultado da PMG de todos os critérios

<b>Grupo Tecnológico</b>	<b>Manual</b>	<b>Software</b>	<b>Δ</b>
Complexidade do processo	22,77%	22,92%	0,65%
Idade da instalação	12,78%	12,78%	-0,03%
Capacidade de armazenamento de petróleo	3,41%	3,38%	-0,96%
Inovação tecnológica	3,36%	3,33%	-1,03%
Teor de H <sub>2</sub> S	13,19%	13,14%	-0,34%
Distância da costa	3,54%	3,51%	-0,80%
<b>Grupo Organizacional</b>	<b>Manual</b>	<b>Software</b>	<b>Δ</b>
Histórico de acidentes	12,18%	12,79%	4,75%
Histórico de paradas não programadas	3,86%	3,72%	-3,81%
Novo operador da instalação	7,14%	7,12%	-0,23%
Tempo decorrido desde a última fiscalização	7,06%	7,06%	-0,02%
Resultado da última fiscalização	10,70%	10,26%	-4,32%

Fonte: elaboração própria

Após a validação do resultado, adotou-se o emprego do *software* para execução dos cálculos para os 18 decisores que obtiveram questionários consistentes. Verificou-se que o grupo organizacional é mais relevante quando comparado ao grupo tecnológico, visto que a prioridade média foi 61,44% e 38,56%, respectivamente.

O Gráfico 9 ilustra o resultado das prioridades médias locais para o grupo tecnológico.

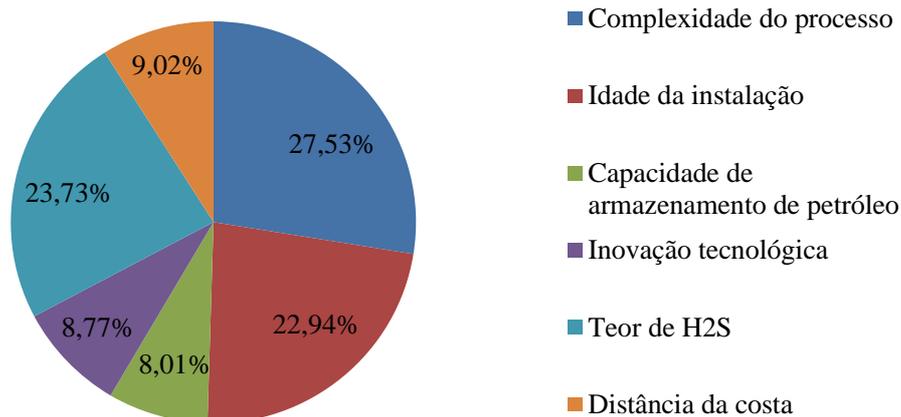


Gráfico 9 – Resultado das prioridades médias locais para o grupo tecnológico  
Fonte: elaboração própria

Verifica-se que o grupo de decisores estabeleceu a maior prioridade para os critérios “complexidade do processo”, “idade da instalação” e “teor de H<sub>2</sub>S”. Nota-se que os valores de PML desses três critérios estão bastante próximos, com um pequeno destaque para “complexidade do processo”. Tais critérios foram seguidos de “distância da costa” e “inovação tecnológica”, podendo-se afirmar que os decisores entendem que ambos têm praticamente a mesma importância dentro do grupo tecnológico. Por fim, o critério de menor prioridade foi “capacidade de armazenamento de petróleo”.

Vale ressaltar que os dois critérios de menor relevância no grupo tecnológico (“distância da costa” e “capacidade de armazenamento de petróleo”) são associados à magnitude do impacto em termos ambientais de um acidente e não a maior probabilidade de ocorrência de um acidente.

O destaque para “complexidade do processo” demonstra grande atenção do grupo de decisores da relação entre complexidade das operações envolvidas nas plataformas e o maior risco de ocorrência de acidentes, podendo-se inferir que quanto mais complexas as instalações, espera-se maior complexidade das análises de risco, maior a necessidade de especialização técnica da força de trabalho e maior a dependência de manuais e procedimentos operacionais. Ou seja, há uma maior probabilidade de falha no atendimento ao SGSO.

Já a alta prioridade para “idade da instalação” demonstra a grande preocupação com relação ao gerenciamento de manutenção e inspeção, ou seja, pode-se depreender do resultado que o grupo de decisores entende que problemas de manutenção em instalações de idade avançada tendem a serem precursores de acidentes.

O Gráfico 10 ilustra o resultado das prioridades médias locais para o grupo organizacional.

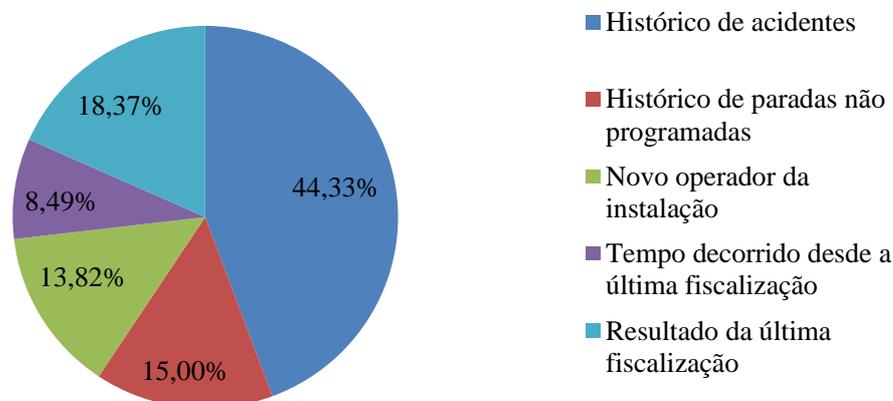


Gráfico 10 – Resultado das prioridades médias locais para o grupo organizacional  
Fonte: elaboração própria

Verifica-se que o grupo de decisores identificou como principal prioridade o critério “histórico de acidentes”, seguido de “resultado da última fiscalização a bordo”. Nota-se que diferentemente do grupo tecnológico, os valores de PML dos critérios do grupo organizacional encontram-se menos concentrados, exceto “novo operador da instalação” e “histórico de paradas não programadas”, que estão bastante próximos. O critério de menor prioridade foi “tempo decorrido desde a última fiscalização”.

Vale ressaltar que os critérios de maior relevância no grupo organizacional (“histórico de acidentes”) têm foco reativo, ou seja, relacionados a indicadores reativos capazes de medir resultados após a ocorrência de eventos<sup>34</sup>. Os decisores entenderam que plataformas de produção de petróleo com um mau histórico de acidentes necessitam ser preferencialmente fiscalizadas.

Esperar-se-ia que o critério “resultado da última fiscalização a bordo”, segundo colocado, assumisse uma posição de destaque, já que é um critério que retrata o desempenho do sistema de gerenciamento de segurança operacional das plataformas de produção, permitindo uma atuação preventiva com relação a minimizar a probabilidade de ocorrência de um acidente, bem como a garantia da adoção de medidas a fim de minimizar o impacto ambiental e a vida humana, no caso de um acidente.

---

<sup>34</sup> Já indicadores preventivos são aqueles capazes de medir resultados e fazer prognósticos em fases suficientemente precoces que possibilitem interromper o curso evolutivo, reverter o processo e evitar o fato.

O critério “tempo decorrido desde a última fiscalização” foi o menos relevante do grupo organizacional. Ou seja, a preferência do grupo de decisores é, considerando os demais critérios equivalentes, fiscalizar uma plataforma de produção de petróleo que tenha tido um resultado da última fiscalização a bordo insatisfatório do que uma plataforma que não é fiscalizada há muito tempo.

A Tabela 20 traz a visão geral da prioridade média global de todos os critérios determinantes para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas *in loco*.

Tabela 20 – Prioridade média global dos critérios

Critérios	PMG
Histórico de acidentes	27,23%
Resultado da última fiscalização	11,28%
Complexidade do processo	10,62%
Histórico de paradas não programadas	9,21%
Teor de H <sub>2</sub> S	9,15%
Idade da instalação	8,85%
Novo operador da instalação	8,49%
Tempo decorrido desde a última fiscalização	5,22%
Distância da costa	3,48%
Inovação tecnológica	3,38%
Capacidade de armazenamento de petróleo	3,09%

Fonte: elaboração própria

No estudo de Shultz (1999), os quatro fatores de risco mais importantes para as plataformas foram: complexidade da plataforma, idade da plataforma ou experiência da empresa operadora, histórico de inspeções e o histórico de acidentes. Os quatro critérios em ordem decrescente de importância a partir da definição do grupo de decisores aqui estudado são: “histórico de acidentes”, “resultado da última fiscalização”, “complexidade do processo” e “histórico de paradas não programadas”, demonstrando coerência entre os resultados.

Cabe mencionar que “histórico de paradas não programadas”, “teor de H<sub>2</sub>S”, “idade da instalação” e “novo operador da instalação” têm prioridades bastante próximas, o que pode levar à interpretação de que poderiam estar ocupando a mesma colocação na escala de prioridades. O mesmo ocorre com os critérios “distância da costa”, “inovação tecnológica” e “capacidade de armazenamento de petróleo”.

Interessante notar que a ordenação dos critérios por prioridade obtida do método AHP é bastante diferente da obtida por simples atribuição de notas na etapa de seleção dos critérios de alta relevância apresentada na Tabela 9. A Tabela 21 apresenta a comparação entre a ordenação obtida pelo cálculo da prioridade média global e pela atribuição de notas.

Tabela 21 – Comparação de ordenação dos critérios

<b>Critério</b>	<b>Posição PMG</b>	<b>Posição Notas</b>
Histórico de acidentes	1	1
Resultado da última fiscalização	2	7
Complexidade do processo	3	8
Histórico de paradas não programadas	4	5
Teor de H <sub>2</sub> S	5	6
Idade da instalação	6	2
Novo operador da instalação	7	3
Tempo decorrido desde a última fiscalização	8	10
Distância da costa	9	11
Inovação tecnológica	10	9
Capacidade de armazenamento de petróleo	11	4

Fonte: elaboração própria

O grupo decisor, apesar de não ser exatamente o mesmo era bastante próximo. Não participaram da etapa de priorização quatro decisores que estiveram presentes na etapa da ordenação por meio das notas. Na presente etapa, quatro questionários foram descartados por superarem o limite do coeficiente de consistência.

### 6.3 Estudo de Caso

Com o objetivo de ilustrar o funcionamento da ferramenta de planejamento para priorizar as plataformas de produção de petróleo que serão fiscalizadas *in loco* a seguir, será apresentado um estudo de caso. Dado o grande número de plataformas de produção em operação no país, objeto real deste estudo, a dificuldade da obtenção de dados e que o propósito aqui não é avaliar a situação atual das plataformas de produção, mas sim demonstrar a proposta metodológica, optou-se por trabalhar com um conjunto hipotético constituído de 5 plataformas de produção com diferentes características, conforme a Tabela 22.

Tabela 22 – Conjunto hipotético das plataformas de produção

	<b>Plataforma A</b>	<b>Plataforma B</b>	
Complexidade do processo	Possui coleta e separação (FPSO)	Possui coleta, separação e tratamento (SS)	
Idade da instalação	10 anos	14 anos	
Capacidade de armazenamento de petróleo	2.000.000 bbl	sem armazenamento	
Inovação tecnológica	Não	Não	
Teor de H <sub>2</sub> S	0 ppm	4 ppm	
Distância da costa	100 km	120 km	
Histórico de acidentes	3	1	
Histórico de paradas não programadas	2	4	
Novo operador da instalação	Não	Não	
Tempo decorrido desde a última fiscalização	Nunca foi fiscalizada	15 meses	
Resultado da última fiscalização	-	5 não conformidades	
	<b>Plataforma C</b>	<b>Plataforma D</b>	<b>Plataforma E</b>
Complexidade do processo	Possui coleta, separação, tratamento e compressão (FPSO)	Possui coleta e separação (SS)	Possui coleta, separação, tratamento, compressão e remoção de CO <sub>2</sub> (FPSO)
Idade da instalação	8 anos	17 anos	0,5 anos
Capacidade de armazenamento de petróleo	900.000 bbl	sem armazenamento	6.000.000 bbl
Inovação tecnológica	Sim	Não	Não
Teor de H <sub>2</sub> S	1000 ppm	50 ppm	150 ppm
Distância da costa	200 km	50 km	350 km
Histórico de acidentes	2	1	0
Histórico de paradas não programadas	1	1	5
Novo operador da instalação	Não	Não	Sim
Tempo decorrido desde a última fiscalização	8 meses	30 meses	Nunca foi fiscalizada
Resultado da última fiscalização	8 não conformidades	12 não conformidades	-

Fonte: elaboração própria

Com relação aos critérios “histórico de acidentes”, “histórico de paradas não programadas” e “resultado da última fiscalização”, ainda são necessários os seguintes dados com relação às plataformas de produção (Tabela 23):

- Horas homens totais de trabalho nas plataformas (HHTTP) nos últimos 3 anos, pode ser obtida a partir do número de funcionários da plataforma e do número de horas da instalação em operação
- Número de não conformidades críticas (NCC)
- Número de não conformidades nas práticas de gestão críticas (NCPGC)
- Horas homem totais de fiscalização (HHTF), podendo ser obtida a partir do número de fiscais que participaram da atividade de fiscalização e do número de horas gastas com a verificação da conformidade da unidade com o SGSO.

Tabela 23 – Dados complementares conjunto hipotético de plataformas de produção

	<b>HHTTP</b>	<b>NCC</b>	<b>NCPGC</b>	<b>HHTF</b>
Plataforma A	716.400	-	-	-
Plataforma B	2.035.200	1	1	20
Plataforma C	4.824.000	0	5	24
Plataforma D	3.010.800	0	9	32
Plataforma E	648.000	-	-	-

Fonte: elaboração própria

As horas homens totais de trabalho as plataformas de produção (HHTTP) nos últimos 3 anos foram estipuladas a partir dos dados auxiliares apresentados na Tabela 24.

Tabela 24 – Dados auxiliares do conjunto hipotético de plataformas de produção

	<b>Plataforma A</b>	<b>Plataforma B</b>	<b>Plataforma C</b>	<b>Plataforma D</b>	<b>Plataforma E</b>
Funcionários	30	80	200	130	180
Dias em operação ano t-1	300	360	320	300	150
Dias em operação ano t-2	365	340	365	300	0
Dias em operação ano t-3	330	360	320	365	0
HHTTP	716.400	2.035.200	4.824.000	3.010.800	648.000

Fonte: elaboração própria

Para o cálculo dos índices que representam os critérios “histórico de acidentes”, “histórico de paradas não programadas” e “resultado da última fiscalização”, há a necessidade de transformar os indicadores específicos em dados comparáveis e que possam ser agrupados. Para tal, adotou-se o processo de normalização por reescalonamento, tal qual indicado pela *Organisation for Economic Cooperation and Development* (OECD, 2005) apud Carvalho (2009) e por Almeida (2013), conforme demonstrado na equação a seguir.

$$\bar{x}_j^i = \frac{x_j^i - \min(x_j^i)}{\max(x_j^i) - \min(x_j^i)}$$

onde  $i$  representa cada plataforma do conjunto a ser hierarquizado;  $j$  indica o critério;  $\bar{x}_j^i$  é o índice normalizado referente ao critério  $j$  e a plataforma  $i$ ;  $\min(x_j^i)$  equivale ao menor valor do índice do critério  $j$  do conjunto de plataformas a ser hierarquizado; e  $\max(x_j^i)$  equivale ao maior valor do índice do critério  $j$  do conjunto de plataformas a ser hierarquizado.

Esse método é empregado pela Organização das Nações Unidas (ONU) na composição do Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) para o ajuste de diferentes

indicadores de forma a serem escalonados no intervalo [0,1] e, portanto, que possam ser adicionados para compor um indicador global (ONU, 2013).

A partir desse método pode ser calculado o índice para cada um dos critérios determinantes para priorização das plataformas de produção a serem fiscalizadas *in loco*.

O primeiro passo é estabelecer, para cada plataforma, a equivalência dos dados da Tabela 22. Com a escala dos critérios definida na Tabela 12, conforme apresentado no Quadro 12.

Quadro 12 – Classificação dos critérios do conjunto hipotético de plataformas de produção

	Plataforma A	Plataforma B	Plataforma C	Plataforma D	Plataforma E
Complexidade do processo	Muito baixa	Média	Alta	Muito baixa	Muito alta
Idade da instalação	Médio	Alto	Médio	Alto	Muito baixo
Capacidade de armazenamento de petróleo	Médio	Muito baixo	Baixo	Muito baixo	Muito alto
Teor de H <sub>2</sub> S	Muito baixo	Muito baixo	Muito alto	Médio	Alto
Distância da costa	Pequena	Média	Média	Muito pequena	Muito alta
Tempo decorrido desde a última fiscalização	Muito alto	Médio	Baixo	Alto	Muito alto

Fonte: elaboração própria

O segundo passo é transformar cada classificação qualitativa em um índice, ou seja, um valor no intervalo de [0,1], onde o primeiro grau da escala equivale a 0, o segundo a 0,25 e assim por diante até o último que equivale a 1.

Para os critérios “histórico de acidentes”, “histórico de paradas não programadas” e “resultado da última fiscalização” foram calculados os indicadores e, posteriormente, os índices normalizados. A Tabela 25 apresenta tais dados.

Tabela 25 – Quantificação dos critérios do conjunto hipotético de plataformas de produção

	Plataforma A	Plataforma B	Plataforma C	Plataforma D	Plataforma E
Complexidade do processo	0,250	0,500	0,750	0,250	1,000
Idade da instalação	0,500	0,750	0,500	0,750	0,000
Capacidade de armazenamento de petróleo	0,500	0,000	0,250	0,000	1,000
Inovação tecnológica	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
Teor de H <sub>2</sub> S	0,000	0,000	1,000	0,500	0,750
Distância da costa	0,750	0,500	0,500	1,000	0,000
Histórico de acidentes	1,000	0,117	0,099	0,079	0,000
Histórico de paradas não programadas	0,344	0,234	0,000	0,017	1,000
Novo operador da instalação	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000
Tempo decorrido desde a última fiscalização	1,000	0,500	0,250	0,750	1,000
Resultado da última fiscalização	0,000	0,000	0,553	1,000	0,000

Fonte: elaboração própria

O índice global para cada plataforma é calculado a partir da equação:

$$\text{Índice de criticidade para fiscalização} = \sum_{j=1}^{j=n} PMG_j * \bar{x}_j^i, \text{ para } 1 \leq j \leq n$$

onde  $i$  representa cada plataforma do conjunto a ser hierarquizado;  $j$  indica o critério;  $PMG$  é a prioridade média global de cada critério  $j$  definido pelo grupo de decisores; e  $\bar{x}_j^i$  é o índice normalizado referente ao critério  $j$  e a plataforma  $i$ .

A contribuição de cada critério no índice de criticidade para fiscalização *in loco* das plataformas de produção encontra-se exposto na Tabela 26.

Tabela 26 – Índice de criticidade para fiscalização das plataformas de produção

<b>Critérios</b>	<b>Plataforma A</b>	<b>Plataforma B</b>	<b>Plataforma C</b>	<b>Plataforma D</b>	<b>Plataforma E</b>
Complexidade do processo	0,027	0,053	0,080	0,027	0,106
Idade da instalação	0,044	0,066	0,044	0,066	0,000
Capacidade de armazenamento de petróleo	0,015	0,000	0,008	0,000	0,000
Inovação tecnológica	0,000	0,000	0,034	0,000	0,000
Teor de H <sub>2</sub> S	0,000	0,000	0,092	0,046	0,069
Distância da costa	0,026	0,017	0,017	0,035	0,000
Histórico de acidentes	0,272	0,032	0,027	0,022	0,000
Histórico de paradas não programadas	0,032	0,022	0,000	0,002	0,092
Novo operador da instalação	0,000	0,000	0,000	0,000	0,085
Tempo decorrido desde a última fiscalização	0,052	0,026	0,013	0,039	0,052
Resultado da última Fiscalização	0,000	0,000	0,062	0,113	0,000
<b>Somatório</b>	<b>0,469</b>	<b>0,216</b>	<b>0,377</b>	<b>0,349</b>	<b>0,404</b>

Fonte: elaboração própria

A Tabela 27 apresenta a ordem de prioridade das plataformas de produção a serem fiscalizadas *in loco*.

Tabela 27 – Ordenação das plataformas de produção

<b>Plataforma</b>	<b>Índice de criticidade para fiscalização</b>
A	0,47
E	0,43
C	0,38
D	0,35
B	0,22

Fonte: elaboração própria

O estudo de caso permitiu verificar que o emprego da ferramenta é bastante simples e útil. A ordenação resultante está de acordo com o esperado. A plataforma A, primeira prioridade para fiscalização *in loco* é a unidade com o pior histórico de

acidentes e paradas não programadas do conjunto a ser hierarquizado. A contribuição do critério “resultado da última fiscalização” é nula, mas é contrabalanceada pelo fato da unidade nunca ter sido fiscalizada (critério “tempo decorrido desde a última fiscalização”).

No outro extremo está a plataforma B, com a menor pontuação no índice de criticidade. A plataforma B teve o melhor resultado da última fiscalização e o segundo melhor no critério “tempo decorrido desde a última fiscalização”. Apesar dos critérios “histórico de acidentes” e “histórico de paradas não programadas” terem tido a segunda pontuação mais alta para o grupo, a baixa pontuação final pode ser explicada pelos demais critérios serem os mais baixos ou um dos mais baixos do conjunto. Por exemplo, a plataforma B possui nos critérios “complexidade do processo” e “distância da costa”, a segunda pontuação mais baixa do grupo.

Um conjunto real de plataformas e um banco de dados de incidentes possibilitariam uma rica discussão acerca da ferramenta e sua validação. As plataformas não fiscalizadas em um determinado ano poderiam ser ordenadas de acordo com os registros do banco de dados de incidentes, de forma que as plataformas que apresentaram maior número de registros e registros mais críticos compusessem uma posição mais alta no *ranking*. Por exemplo, para os anos de 2011, 2012 e 2013, poderiam ser simuladas as ordenações de fiscalização *in loco* das unidades de produção de petróleo e gás natural oriundas da ferramenta aqui proposta e comparadas às ordenações obtidas através do histórico do banco de dados de incidentes.

## 7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A exploração e a produção de petróleo e gás natural, sobretudo *offshore*, no Brasil são de fundamental importância para a economia. A atividade do setor tem crescido nos últimos anos, e as perspectivas indicam que tal tendência deve permanecer.

O Estado brasileiro desempenha papel central na garantia de que a exploração e produção de petróleo ocorram de forma controlada, em conformidade com as melhores práticas da indústria internacional com vista à segurança operacional e à preservação ambiental, a fim de evitar que acidentes prejudiquem a vida humana e o meio ambiente, e para fornecer um cenário favorável para novos investimentos e o desenvolvimento em curso no país.

Esse papel é exercido pela fiscalização das atividades de petróleo *offshore* de diferentes órgãos brasileiros, como a ANP, a Marinha do Brasil, o Ministério do Trabalho e Emprego e o Ibama. Pode-se afirmar que a ANP fiscaliza preferencialmente aspectos relacionados à segurança de processo; a Marinha do Brasil, aspectos relacionados à segurança da embarcação e da navegação; o Ministério do Trabalho e Emprego, aspectos acerca de saúde e segurança do trabalho; e o Ibama, aspectos referentes à proteção do meio ambiente e licenciamento ambiental.

O aperfeiçoamento da fiscalização de plataformas de petróleo e gás natural no Brasil com enfoque em segurança operacional e preservação ambiental, tanto pela melhoria do arranjo institucional e do arcabouço regulatório, quanto pelo planejamento das ações de fiscalização *in loco* dessas unidades, constitui um importante desafio explorado na presente Tese.

No que tange à análise do arranjo institucional, a partir da pesquisa realizada apresentada no Capítulo 3 e de acordo com o exposto no Capítulo 5, pode-se concluir que a pluralidade de órgãos regulando temas de grande afinidade para a mesma indústria resultou na existência de sobreposição de competências. Foi realizada uma comparação das regulamentações dos órgãos envolvidos e outros documentos oficiais que norteiam as inspeções *in loco* das unidades de produção e perfuração, tendo sido observadas semelhanças.

No Capítulo 4 foi estudada a experiência internacional dos Estados Unidos da América, Noruega e Reino Unido, a qual demonstrou grande crescimento da importância dos temas de segurança e meio ambiente ao longo dos anos, acarretando a

evolução do arranjo institucional desses países no sentido de concentração das competências acerca de segurança e meio ambiente em um único órgão regulador ou de empregar memorandos de entendimento entre os órgãos, além de maior autonomia orçamentária e de decisão dos órgãos responsáveis por tais temas. Esse processo ao longo dos anos levou ao aperfeiçoamento do arcabouço regulatório, da fiscalização e do uso de instrumentos de acompanhamento do desempenho do setor de petróleo desses países.

A fim de melhorar a integração e coordenação entre os órgãos, foi proposta a criação de um marco regulatório que especifique claramente as atribuições de cada autoridade sobre questões de segurança operacional, ocupacional e ambiental e à criação de uma comissão permanente de E&P *offshore* de segurança. Tal comissão coordenaria comitês específicos como forma de gerenciar, controlar e integrar os reguladores em todo o ciclo de E&P nas matérias de segurança e meio ambiente. Os comitês trabalhariam para evitar ou mitigar os impactos de acidentes, melhorando o arcabouço regulatório, reduzindo redundâncias, sobreposições e lacunas, tornando assim a fiscalização mais eficiente. A segregação de comitês para atividades específicas, como, perfuração e produção, levantamento sísmico e abandono visa uma melhor operacionalização, por meio da participação dos membros com maior conhecimento dos assuntos envolvidos, a facilidade de coordenação e possibilidade de mais inspeções.

Foram identificadas ações para os comitês a fim de melhorar a atividade regulatória pela coordenação das entidades reguladoras, como, por exemplo, análise dos regulamentos, propondo alterações para solucionar conflitos de competência e apontar a necessidade de novas normas para preencher lacunas regulatórias; estabelecimento de uma rotina para que a análise de documentos que levam à emissão das autorizações e licenças no âmbito do poder de cada instituição reguladora possa ser acompanhada por técnicos das demais, a fim de trocar experiências e aumentar o conhecimento acerca do trabalho entre os órgãos; criação e monitoramento de banco de dados único para comunicação de incidentes pelos concessionários, contendo a situação das licenças e autorizações dos diferentes órgãos, ações de fiscalização planejadas e resultados do histórico de ações de cada membro do comitê (por meio, por exemplo, dos relatórios das inspeções); divulgação de informações para a sociedade por meio de um relatório periódico, tais como resultados de auditoria, detalhes técnicos das instalações e indicadores de desempenho, além de uniformização de procedimentos de fiscalização

(incluindo medidas adotadas para as não conformidades encontradas, evitando conflitos nas exigências comuns aos órgãos).

Um ponto digno de nota é a carência de informações públicas e atualizadas em matéria de segurança operacional, segurança no trabalho e meio ambiente, especialmente dados técnicos das instalações, *status* de autorizações e licenças emitidas pelas diferentes entidades, indicadores de desempenho, dados acerca das inspeções realizadas e resultados, assim como um banco de dados de incidentes público. É de extrema importância que os atores envolvidos nas inspeções marítimas divulguem o máximo de informações, para fornecer subsídios para o desenvolvimento de estudos pela comunidade científica que podem permitir uma avaliação sobre a eficiência das políticas e atividades, contribuindo para a melhoria da regulação do setor.

No que tange ao planejamento das ações de fiscalização *in loco* das plataformas de petróleo, foi proposta uma ferramenta de auxílio à tomada de decisão para a agência reguladora do setor de petróleo, a ANP. Contudo, a metodologia desenvolvida nesta Tese pode ser empregada aos demais órgãos que atuam na fiscalização de unidades de perfuração e produção de petróleo, tanto *offshore* quanto *onshore*.

Foram realizadas pesquisas de campo em três etapas para determinação e priorização dos critérios determinantes a ser empregados na ordenação das plataformas a ser fiscalizadas *in loco*. Na primeira etapa foram conduzidas entrevistas semiestruturadas para o levantamento de um amplo conjunto de critérios. Na segunda etapa foram aplicados questionários a fim de restringir o conjunto de critérios definido na primeira etapa. A terceira etapa foi baseada na aplicação de um questionário ao grupo de decisores a fim de ponderar os critérios determinantes, empregando-se o método de análise de multicritério *Analytic Hierarchy Process*.

Como a metodologia proposta contou com pesquisa de campo em todas as etapas, vale apontar a dificuldade de seleção de especialistas para participação, disponibilidade dos mesmos e duração dos encontros, o que acaba demandando muito esforço e tempo para aquisição de todos os dados necessários ao estudo. Nesse sentido, torna-se relevante a construção de um modelo que requeira a aplicação de questionários não muito extensos.

Outro desafio encontrado foi na consistência dos questionários aplicados na etapa 3. Da análise realizada nos questionários inconsistentes, concluiu-se que alguns poderiam ser aproveitados, contudo, foi adotada a premissa de consistência estabelecida

por Saaty. Notou-se que há dificuldade de a mente humana manter coerência na comparação de grande número de critérios par a par. Em geral, quanto maior a ordem da matriz de julgamentos, maior a dificuldade de os decisores serem coerentes nas avaliações. Dessa forma, no caso de uma reavaliação do modelo, a fim de facilitar essa etapa e tornar a metodologia de mais simples aplicação, buscar-se-ia reduzir o número de julgamentos de critérios par a par (ou seja, na mesma hierarquia e natureza), adotando-se, preferencialmente, um limite de 4 ou 5 critérios.

Os resultados demonstraram maior peso para o grupo dos critérios organizacionais, do que tecnológicos. O grupo de decisores entendeu que os critérios relacionados ao desempenho organizacional acerca do gerenciamento de risco da instalação são mais críticos quando comparados ao grupo de critérios técnicos, os quais são inerentes a parâmetros físicos da instalação propriamente dita e ao campo de petróleo, tipo de petróleo e localização. A importância do grupo organizacional foi aproximadamente 61% superior a do grupo tecnológico. Essa observação reforça a importância das fiscalizações *in loco* dos órgãos reguladores, bem como do desenvolvimento de estudos focados em fatores humanos e gerenciais.

Considerando todos os onze critérios determinantes para criticidade das plataformas de produção, “histórico de acidentes” destacou-se dos demais em termos de importância, seguido do “resultado da última fiscalização” e da “complexidade do processo”.

O estudo de caso a partir de um conjunto hipotético de plataformas permitiu demonstrar o funcionamento da metodologia proposta. Pode-se afirmar que a ferramenta é flexível quanto à utilização no planejamento das plataformas a serem fiscalizadas. Pois o conjunto de plataformas a serem ordenadas pode variar de acordo com a intenção do órgão regulador, considerando programas de fiscalização, ou seja, pode ser constituído por todas as plataformas existentes ou, por exemplo, pode ser formado pelas plataformas localizadas em determinada bacia sedimentar.

É importante ressaltar que a metodologia proposta para a ferramenta de auxílio à tomada de decisão é dinâmica, ou seja, é dependente do grau de conhecimento do grupo de decisores, da evolução tecnológica assim como da própria situação das plataformas de produção do país. Isso porque tais fatores influenciam tanto na seleção de critérios, quanto no estabelecimento das prioridades.

O desenvolvimento de metodologias que tornem o trabalho dos órgãos fiscalizadores mais inteligente proporcionará melhores resultados, ações mais eficientes e, inclusive, possibilidade de redução da necessidade de recursos.

Há muito que ser explorado com relação a novas pesquisas envolvendo regulação e fiscalização de segurança e meio ambiente nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Como mencionado, os estudos na literatura, sobretudo do Brasil, versam, principalmente, sobre aspectos de segurança em geral, com foco em questões técnicas sobre a investigação e prevenção de acidentes, havendo uma lacuna referente a estudos sobre temas regulatórios, mais especificamente nos problemas causados pela sobreposição de competências e poderes dos agentes públicos no Brasil envolvidos na fiscalização de atividades petrolíferas, bem com em questões operacionais da fiscalização, como metodologia de determinação das unidades a serem fiscalizadas *in loco*.

Como sugestão de trabalhos futuros, recomenda-se que a avaliação da sobreposição de competências aqui realizada, a qual teve foco nas atividades de produção e perfuração, seja mais aprofundada para as demais atividades do ciclo de exploração e produção de petróleo e gás natural *offshore*.

Analogamente, com base no panorama de expansão *onshore* de exploração e produção de petróleo no Brasil, após a rodada de licitação para blocos terrestres no fim de 2013 e, em particular, diante das perspectivas para o início da exploração de gás de folhelho, sugere-se uma pesquisa semelhante à realizada acerca da sobreposição de competências com foco *onshore*, que teria importante contribuição no que diz respeito aos órgãos ambientais estaduais.

Com relação ao planejamento de plataformas de produção a serem fiscalizadas, poderia ser explorada a questão dos diferentes grupos decisores, como apontado no Capítulo 7. Dessa forma poderiam ser analisadas as prioridades dos critérios de fiscalização de 3 diferentes grupos de decisores: governo, mercado e sociedade civil. O grupo do governo seria constituído por representantes da ANP, Ibama, MB e MTE, por ser os órgãos envolvidos nas fiscalizações de plataformas de petróleo. O grupo do mercado seria formado por profissionais que atuam em empresas, nas atividades de projeto de plataformas, elaboração de análises de riscos e operação, bem como representantes das entidades sindicais. O grupo da sociedade civil seria constituído por representantes do MPF, MPT e acadêmicos. A fim de ser possível fazer uma avaliação

das diferentes visões, tanto no sentido de quais critérios seriam selecionados como de alta relevância pelos 3 grupos, quanto às prioridades por grupo decisor.

À luz das ações propostas acerca do aprimoramento da fiscalização *offshore* na etapa dos desafios da fiscalização e das fronteiras de competência, sugere-se a análise da adição de novos critérios determinantes a ser empregados no planejamento de fiscalização das plataformas de produção de petróleo, como, por exemplo, os critérios “resultado da fiscalização dos outros órgãos” e “o tempo decorrido desde a última fiscalização dos demais órgãos”.

Sugere-se o desenvolvimento de um índice de complexidade para plataformas de produção de petróleo e gás natural em função de cada um dos processos existentes e das respectivas capacidades, análogo ao índice existente para refinarias, o índice de Nelson.

Poderia ainda ser desenvolvida ferramenta análoga a aqui estudada para auxílio ao planejamento de fiscalização das plataformas de perfuração, bem como das instalações *onshore*.

Outro ponto que poderia ser aprimorado em estudos futuros é empregar dados estatísticos de incidentes no Brasil nas etapas de identificação e seleção dos critérios determinantes para as unidades a ser fiscalizadas. Contudo, essa investigação demandaria uma base sólida de dados de incidentes no país, a qual se encontra em estágio de desenvolvimento.

Por fim, o aprimoramento da regulação de segurança e meio ambiente e as ações de fiscalização poderiam ser alcançados por meio da adoção de pesquisas de cultura de segurança dos operadores das instalações. Dessa forma, recomenda-se a elaboração de um questionário não muito extenso e que permita respostas objetivas (como escala qualitativa ou quantitativa, com atribuição de nota) para aplicação aos operadores que trabalham embarcados nos principais pontos de desembarque, como no Aeroporto de Jacarepaguá e no de Macaé. Sugere-se que o questionário seja anônimo, contendo apenas identificação da plataforma na qual o funcionário trabalha, sendo composto de perguntas acerca de aspectos da cultura de segurança, como, por exemplo, se os treinamentos são satisfatórios, se o funcionário se sente seguro ao desempenhar funções, se as normas e procedimentos operacionais são seguidos e se existe envolvimento da força de trabalho nos assuntos de segurança. O resultado periódico das pesquisas de campo poderia ser convertido em uma nota para as plataformas e para os operadores das instalações, sendo tais avaliações empregadas na definição das

plataformas a ser fiscalizadas *in loco*, além de permitir um acompanhamento histórico da cultura de segurança das unidades e das operadoras.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGAARD, T.S. “Regulatory Overlap, Overlapping Legal Fields, and Statutory Discontinuities”. **Virginia Environmental Law Journal**, v. 29, n. 3, pp. 237-302, 2011.

AIRES, R.F.F; SILVEIRA NETO, J.C.; SALGADO, C.C.R. *et al.* “Modelo Multicritério de Apoio à Decisão no Processo de Seleção de Fornecedores”. **XXXIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção**. A gestão dos processos de produção e as parcerias globais para o desenvolvimento sustentável dos sistemas produtivos, Salvador, BA, Brasil, 08 a 11 de outubro de 2013.

ALBERTYN, F.A. **E-process selection using decision making methods**. D.Sc. thesis, Massey University, Palmerston North, 2010. 248 f.

ALEXANDER, E.R. “Interorganizational Coordination: Theory and Practice”. **Journal of Planning Literature**, v. 7, n. 4, pp. 328-43, 1993.

ALMEIDA, A.G. **Identificação de indicadores globais para o monitoramento da segurança de processos de plataformas de produção de petróleo e gás natural: estudo de caso da indústria brasileira**. M.Sc. dissertação, Instituto de Química/UERJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2013.

ALMEIDA, C.; ORDOÑEZ, R. “Ministério do Trabalho Manda Interditar Plataforma P65 da Petrobras”. 26 mai. 2011. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/ministerio-do-trabalho-manda-interditar-plataforma-65-da-petrobras-2765436>>. Acesso em: 13 nov. 2013.

ANP (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS). **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2003**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=548>>. Acesso em: 28 mai 2013, 2003.

\_\_\_\_\_. “Resolução de diretoria referente à reunião nº 315 (RD 372/2004)”. 24 ago. 2004. Disponível em: <<http://rd.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm>>. Acesso em: 29 mai 2013, 2004.

\_\_\_\_\_. Apresentação da Coordenadoria de Meio Ambiente, março de 2005. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round7/round7/seminarios\\_apresentacoes/CMA\\_Joao\\_Tavares.pdf](http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round7/round7/seminarios_apresentacoes/CMA_Joao_Tavares.pdf)>. Acesso em: 29 mai. 2013, 2005a.

\_\_\_\_\_. **Relatório de Gestão de 2004, de março de 2005**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=312>>. Acesso em: 31 mai. 2013, 2005b.

\_\_\_\_\_. **Relatório de Gestão de 2005, de março de 2006**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=312>>. Acesso em: 31 mai. 2013, 2006.

\_\_\_\_\_. **Relatório de Gestão de 2006, de março de 2007**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=312>>. Acesso em: 31 mai. 2013, 2007.

\_\_\_\_\_. **Relatório de Gestão de 2007, de março de 2008.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=312>>. Acesso em: 31 mai. 2013, 2008.

\_\_\_\_\_. **Relatório de Gestão de 2008, de março de 2009.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=312>>. Acesso em: 31 mai. 2013, 2009.

\_\_\_\_\_. **Relatório de Gestão de 2009, de março de 2010.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=312>>. Acesso em: 31 mai. 2013, 2010.

\_\_\_\_\_. **Relatório de Gestão de 2010, de março de 2011.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=312>>. Acesso em: 31 mai. 2013, 2011a.

\_\_\_\_\_. **Relatório Anual de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - 2010.** Abr. 2011. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=67683&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1384512966588>>. Acesso em: 20 set. 2012, 2011b.

\_\_\_\_\_. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2012.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=548>>. Acesso em: 31 mai. 2013, 2012a.

\_\_\_\_\_. **Relatório final das investigações da ANP sobre o vazamento ocorrido no Campo de Frade em 2011.** Jul. 2012. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=61825&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1395097788442>>. Acesso em: 22 jan. 2014, 2012b.

\_\_\_\_\_. **Segurança Operacional em Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=1606>>. Acesso em: 20 mai. 2013, atualizado em 17 abr. 2012, 2012c.

\_\_\_\_\_. **Relatório Anual de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - 2011.** Abr. 2012. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=67683&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1384512966588>>. Acesso em: 20 set. 2012, 2012d.

\_\_\_\_\_. **Relatório de Gestão de 2011, de março de 2012.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=312>>. Acesso em: 15 nov. 2013, 2012e.

\_\_\_\_\_. “Segurança Operacional. A Fiscalização da Segurança Operacional nas Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural”. 17 abr. 2012. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=1606m>>. Acesso em: 16 nov. 2013, 2012f.

\_\_\_\_\_. “Resultado da 1ª Licitação de Partilha de Produção.” Out. 2013. Disponível em: <[http://www.brasil-rounds.gov.br/round\\_p1/portugues\\_p1/areas\\_oferecidas.asp](http://www.brasil-rounds.gov.br/round_p1/portugues_p1/areas_oferecidas.asp)>. Acesso em: 28 nov. 2013, 2013g.

\_\_\_\_\_. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2013.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=548>>. Acesso em: 31 mai. 2013, 2013a.

\_\_\_\_\_. “11ª Rodada: Resultados”. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=2796>>. Acesso em: 29 mai. 2013, atualizado em 21 mai. 2013, 2013b.

\_\_\_\_\_. “Resultado da 1ª Licitação de Partilha da Produção”. Out. 2013. Disponível em: <[http://www.brazil-rounds.gov.br/round\\_p1/resultados\\_P1/resultado\\_P1\\_libra.asp](http://www.brazil-rounds.gov.br/round_p1/resultados_P1/resultado_P1_libra.asp)>. Acesso em: 01 nov. 2013, 2013c.

\_\_\_\_\_. “Plataformas em Operação”. Set. 2013. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=368>>. Acesso em: 07 nov. 2013, 2013d.

\_\_\_\_\_. “Campos na Fase de Produção - Etapa de Produção”. Set. 2013. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=368>>. Acesso em: 08 nov. 2013e.

\_\_\_\_\_. **Relatório Anual de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - 2012**. Ago. 2013. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=67683&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1384512966588>>. Acesso em: 20 set. 2013, 2013f.

\_\_\_\_\_. “Manual de Comunicação de Incidentes de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural”. 28 jun. 2013. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=560>>. Acesso em: 29 mar. 2014, 2013g.

\_\_\_\_\_. “Resultado da 12ª Rodada de Licitações”. 2013. Disponível em: <[http://www.brazil-rounds.gov.br/round\\_12/portugues\\_R12/resultado\\_r12.asp](http://www.brazil-rounds.gov.br/round_12/portugues_R12/resultado_r12.asp)>. Acesso em: 20 mar. 2014, 2013h.

AOKI, M. **Toward a comparative institutional analysis**. Cambridge: MIT Press, 2001.

\_\_\_\_\_. “Endogenizing Institutions and Institutional Changes”. **Journal of Institutional Economics**, v. 3, n. 1, pp. 1-31, 2007.

ARGENTINA. “Los Desafíos de la Coordinación y la Integralidad de las Políticas y Gestión Pública en América Latina”. 2010. Publicación del Proyecto de Modernización del Estado Jefatura de Gabinete de Ministros de la Nación. Buenos Aires, Argentina. Disponível em: <<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1468-5876.1996.tb00031.x/abstract>>. Acesso em: 12 fev. 2013, 2010.

AVEN, T.; PITBLADO, R. “On Risk Assessment in the Petroleum Activities on the Norwegian and UK Continental Shelves”. **Reliability Engineering and System Safety**, v. 61, n. 1-2, pp. 21-9, 1998.

AVEN, T.; VINNEM, J.E. “On the Use of Risk Acceptance Criteria in the Offshore Oil and Gas Industry”. **Reliability Engineering and System Safety**, v. 90, n. 1, pp. 15-24, 2005.

BANA E COSTA, C.A. “Três Convicções Fundamentais na Prática do Apoio à Decisão”. **Pesquisa Operacional**, v. 13, n. 1, pp. 9-20, 1993.

BANA E COSTA, C.A.; VANSNICK, J. “A Critical Analysis of the Eigenvalue Method Used to Derive Priorities in AHP”. **European Journal of Operational Research**, v. 187, n. 3, pp. 1422-8, 2008.

BARUSCO, P. “The Accident of P-36 FPS”. Trabalho apresentado na **OTC 2002 – Offshore Technology Conference**, Houston, Texas, USA, 06 a 09 mai. 2002, 2002.

BELTON, V.; GEAR, T. “On a Short-coming of Saaty’s Method of Analytic Hierarchies”. **Omega**, v. 11, n. 3, pp. 228-30, 1983.

BELTON, V.; STEWART, T.J. **Multiple criteria decision analysis: an integrated approach**. London: Kluwer Academic Publishers, 2002.

BLANK, F. “Inspection Reforms: Why, How, and With What Results.” 2012. Disponível em: <<http://www.oecd.org/regreform/regulatoryenforcementandinspections.htm>>. Acesso em: 12 fev. 2013, 2012.

BOEMRE. “Regulation and Enforcement”. Bureau of Ocean Energy Management. Disponível em: <<http://www.boemre.gov/>>. Acesso em: 16 mai. 2014, 2014.

BOEM. “The Reorganization of the Former MMS”. Bureau of Ocean Energy Management. Disponível em: <<http://www.boem.gov/Reorganization/>>. Acesso em 16 mai. 2014a, 2014a.

\_\_\_\_\_. “About BOEM”. Bureau of Ocean Energy Management. Disponível em: <<http://www.boem.gov/About-BOEM/>>. Acesso em 16 mai. 2014b, 2014b.

BOGASON, P.; TOONEN, T.A.J. “Introduction: networks in public administration”. **Public Administration**, v. 76, n. 2, pp. 205-27, 1998.

BOUYSSOU, D.; MARCHANT, T.; PIRLOT, M. *et al.* **Evaluation and Decisions Models with Multiple Criteria: Stepping Stones for the Analyst**. New York, Springer, 2006.

BRASIL. **Decreto nº 2.705 de 03 ago. 1998**. Publicado no DOU nº 147 de 04 ago. 1998, seção 1, pp. 2, 1998.

\_\_\_\_\_. **Portaria ANP nº 99 de 03 jun. 2005**. Publicada no DOU nº 106 de 06 jun. 2005, seção 2, pp. 26, 2005a.

\_\_\_\_\_. **Portaria ANP nº 153 de 08 set. 2005**. Publicada no DOU nº 174 de 09 set. 2005, seção 2, pp. 28, 2005b.

\_\_\_\_\_. **Portaria ANP nº 25 de 1º fev. 2006**. Publicada no DOU nº 24 de 02 fev. 2006, seção 2, pp. 22, 2006.

\_\_\_\_\_. **Portaria ANP nº 80 de 26 abr. 2007**. Publicada no DOU nº 81 de 27 abr. 2007, seção 2, pp. 32, 2007.

\_\_\_\_\_. “ANP, Extrato de Contrato publicado no DOU nº 250 de 31 dez. 2009, seção 3, pp. 144”. 2009.

\_\_\_\_\_. “ANP, Extrato de contrato publicado no DOU nº 10 de 13 jan. 2012, seção 3, pp. 142”. 2012.

\_\_\_\_\_. **Termo de Cooperação 366295, de 01 dez. 2008**. Portal dos Convênios. Disponível em: <<http://api.convencios.gov.br/siconv/dados/convenio/366295.html>>. Acesso em: 16 nov. 2012, 2008.

\_\_\_\_\_. “ANP, Extrato de Contrato Publicado no DOU nº 68 de 10 abr. 2013, seção 3, pp. 151”, 2013a.

\_\_\_\_\_. “11ª Rodada de Licitações da ANP para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no País Arrecada R\$ 1,7 bi para o Tesouro Nacional.” Notícias de governo. 2013. Disponível em: <http://www2.planalto.gov.br/imprensa/noticias-de-governo/11a-rodada-de-licitacoes-da-anp-para-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-natural-no-pais-arrecada-r-1-7-bi-para-o-tesouro-nacional>. Acesso em: 11 mar. 2013, 2013b.

\_\_\_\_\_. **Decreto nº 8127/2013.** Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2011-2014/2013/Decreto/D8127.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Decreto/D8127.htm). Acesso em: 02 fev. 2014, 2013c.

\_\_\_\_\_. **Decreto nº 4136/2002.** Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/2002/d4136.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2002/d4136.htm). Acesso em: 11 jul. 2013, 2002.

BROUSSEAU, E. “Contracts: from Bilateral Sets of Incentives to the Multi-level Governance of Relations”. Chapter, 2, pp. 37-66. In: BROUSSEAU, E.; GLACHANT, J.M. **New Institutional Economics: a Guidebook**. Cambridge, University Press, 2008.

BSEE (BUREAU OF SAFETY AND ENVIRONMENTAL ENFORCEMENT). “History”. Disponível em: <http://www.bsee.gov/About-BSEE/BSEE-History/index/>. Acesso em: 16 mai. 2014, 2014a.

\_\_\_\_\_. “Regulatory Reform”. Disponível em: <http://www.bsee.gov/About-BSEE/BSEE-History/Reforms/Reforms/>. Acesso em: 16 mai. 2014, 2014b.

\_\_\_\_\_. “Inspection Programs”. Disponível em: <http://www.bsee.gov/Inspection-and-Enforcement/Inspection-Programs/Inspection-Programs/>. Acesso em: 16 mai. 2014, 2014c.

\_\_\_\_\_. “Tools”. Disponível em: <http://www.bsee.gov/Inspection-and-Enforcement/Enforcement-Programs/Enforcement-Programs/>. Acesso em: 16 mai. 2014, 2014d.

\_\_\_\_\_. “Potential Incident of Noncompliance - PINC”. Disponível em: <http://www.bsee.gov/Inspection-and-Enforcement/Enforcement-Programs/Potential-Incident-of-Noncompliance---PINC/>. Acesso em: 16 mai. 2014, 2014e.

\_\_\_\_\_. “Performance Improvement Plans”. Disponível em: [http://www.bsee.gov/Inspection-and-Enforcement/Enforcement-Programs/Performance\\_improvement\\_Plans/](http://www.bsee.gov/Inspection-and-Enforcement/Enforcement-Programs/Performance_improvement_Plans/). Acesso em: 16 mai. 2014, 2014f.

\_\_\_\_\_. “Decommissioning Offshore Platforms”. Disponível em: <http://www.bsee.gov/Exploration-and-Production/Decomissioning/index/>. Acesso em: 16 mai. 2014, 2014g.

CALIXTO, E. **Contribuições para plano de contingência para derramamento de petróleo e derivados no Brasil**. D.Sc. tese, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2011.

CARIOU, P.; MEJIA, M.Q.C.; WOLFF, F. “Evidence on Target Factors Used for Port State Control Inspections”. **Marine Policy**, v. 33, n. 5, pp. 847-59, 2009.

CASELLI, B.C. “O pré-sal e as mudanças da regulação da indústria do petróleo e gás natural no Brasil: uma visão institucional”. **Revista Brasileira de Direito Público**, v. 9, n. 35, pp. 111-40, 2011.

CCPS (CENTER FOR CHEMICAL PROCESS SAFETY OF THE AMERICAN INSTITUTE OF CHEMICAL ENGINEERS). **Guidelines for Risk Based Process Safety**. ISBN: 978-0-470-16569-0, 768 pages, April 2007, Editora John Wiley & Sons, Hoboken, NJ, 2007.

CETESB (COMPANHIA DE TECNOLOGIA DE SANEAMENTO AMBIENTAL). “Ficha de Informação de Produto Químico do Sulfeto de Hidrogênio.” Disponível em: <<http://www.cetesb.sp.gov.br/gerenciamento-de-riscos/emergencias-quimicas/258-manual-de-produtos-quimicos>>. Acesso em: 10 mar. 2014, 2014.

CHAKRABARTI, S.K. **Handbook of Offshore Engineering**. Oxford, UK, Elsevier, 2005.

CIMINO JÚNIOR, L. **Hierarquização de reforços de sistemas de transmissão de energia elétrica por metodologia multicritério**. M.Sc. dissertação, UFSC, Santa Catarina, Brasil, 2011.

CLÍMACO, J.N. **Multicriteria Analysis**. Berlin, Springer-Verlag Berlin and Heidelberg GmbH & Co. K, 1997.

COITINHO, M. **Influência da incerteza no processo de decisão: priorização de projetos de melhoria**. M.Sc. dissertação, USP, São Paulo, Brasil, 2007.

CNI (CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA). “A Contribuição do Setor Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis para o Desenvolvimento Sustentável no País”. 2012. Disponível em: <<http://www.portaldaindustria.com.br/cni/iniciativas/eventos/cni-sustentabilidade/2013/09/1,25307/encontro-da-industria-para-a-sustentabilidade.html>>. Acesso em: 17 abr. 2013, 2012.

CNN MONEY. “Global 500 – Our Annual Ranking Of The World’s Largest Corporations”. **Fortune**, July 23, 2013. Disponível em: <[http://money.cnn.com/magazines/fortune/global500/2012/full\\_list/](http://money.cnn.com/magazines/fortune/global500/2012/full_list/)>. Acesso em: 30 out. 2013, 2013.

DAGG, J.; HOLROYD, P.; LEMPHERS, N. *et al.* “Comparing the offshore regulatory regimes of the Canadian Arctic, the U.S., the U.K., Greenland and Norway”. June, 2011. Disponível em: <<http://www.pembina.org/pub/2227>>. Acesso em: 18 set. 2013, 2011.

DAHLE, I.B.; DYBVIG, G.; ERSDAL, G. *et al.* “Major Accidents and their Consequences for Risk Regulation”. pp. 33-41. In BÉRENGUER, Grall, SOARES, Guedes (eds.). **Advances in Safety, Reliability and Risk Management**. London, Taylor & Francis Group, 2012.

DAHLE, T.G. “The Norwegian Approach to Safety in the Offshore Petroleum Activity”. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 7, n. 4, pp. 379-81, 1994.

DANTAS, L.A. **Modelo de gestão baseado na conformidade legal de plataformas de petróleo operando em águas jurisdicionais brasileiras**. M.Sc. dissertação, UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, Brasil, 2006.

DNV (DET NORSKE VERITAS). **Summary of Differences Between Offshore Drilling Regulations in Norway and U.S. Gulf of Mexico**. OLF/NOFO. Report DNV n.: 2010-1220/ 12P3WF5-9, Noruega, 2010.

DUNKLEY, S. “Andrew Hopkins, Disastrous Decisions: the Human and Organisational Causes of the Gulf of Mexico Blowout”. **Journal of World Energy Law & Business**, v. 5, n. 4, 366-72, 2012.

ECS (EUROPEAN COMMITTEE OF STANDARDIZATION) BRITISH STANDARD IN ISO 17776:2002. “Petroleum and Natural Gas Industries - Offshore Production Installations - Guidelines on Tools and Techniques for Hazard Identification and Risk Assessment”. 2002. Disponível em <<https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:17776:ed-1:v1:en>>. Acesso em: 05 mar. 2014, 2002.

EIA (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION). International Energy Statistics. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov>>. Acesso em: 01 nov. 2013, 2013.

ENSSLIN, L.; MONTIBELLER NETO, G.; NORONHA, S.M. “Apoio à Decisão – Metodologia para Estruturação de Problemas e Avaliação Multicritério de Alternativas.” Florianópolis, Insular, 2001. In: CIMINO JÚNIOR, L. **Hierarquização de reforços de sistemas de transmissão de energia elétrica por metodologia multicritério**. M.Sc. dissertação, UFSC, Santa Catarina, Brasil, 2011.

ENSSLIN, S.R. **A estruturação no processo decisório de problemas multicritérios complexos**. M.Sc. dissertação, UFSC, Santa Catarina, Brasil, 1995.

EPA (UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY). “Area Contingency Planning Handbook - March 2013”. Disponível em: <[http://www.epa.gov/oem/docs/oil/frp/EPA\\_ACP\\_Handbook.pdf](http://www.epa.gov/oem/docs/oil/frp/EPA_ACP_Handbook.pdf)>. Acesso em: 14 mai. 2014, 2013.

\_\_\_\_\_. “Emergency response. National Oil and Hazardous Substances Pollution Contingency Plan (NCP) Overview”. Last update on March 16, 2014. Disponível em: <<http://www.epa.gov/osweroe1/content/lawsregs/ncpover.htm>>. Acesso em: 12 mai. 2014, 2014.

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 – PDE 2021, Brasil, 2012. Disponível em: <<http://www.ben.epe.gov.br>>. Acesso em: 15 jul. 2013, 2012.

\_\_\_\_\_. “Balanço Energético Nacional 2013”. Disponível em: <<http://www.ben.epe.gov.br>>. Acesso em: 15 jul. 2013, 2013.

FLIN, R.; MEARNS, K.; GORDON, R. *et al.* “Risk Perception by Offshore Works on UK Oil and Gas Platforms”. **Safety Science**, v. 22, n. 1-3, pp. 131-45, 1996.

FREITAS, A.H.A.; MAGRINI, A. “Multi-criteria Decision-making to Support Sustainable Water Management in a Mining Complex in Brazil”. **Journal of Cleaner Production**, v. 47, pp. 118-28, 2013.

GARCIA-MURILLO, M.A.; MACINNES, I. “FCC Organizational Structure and Regulatory Convergence”. **Telecommunications Policy**, v. 25, n. 6, 431-52, 2001.

GODINHO, J.C.M. **Aplicação de método de análise multicritério na escolha de traçado de linhas de ônibus de transporte público utilizando sistema de informação geográfica**. M.Sc. dissertação, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2007.

GOMES, L.F.; GOMES, C.F.; ALMEIDA, A.T. **Tomada de Decisão Gerencial - enfoque multicritério**. São Paulo, Atlas, 2006.

GONTIJO, J.G.L. **Articulação inter e intra-institucional na execução das políticas públicas para a juventude em Belo Horizonte**. M.Sc. dissertação, Pós-Graduação em Ciências Sociais/Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Minas Gerais, Brasil, 2010.

GORDEEVA, T.S. **Identification of Criteria for selection of arctic offshore field development concept**. M.Sc. dissertation. University of Stavanger, Norway, 2013.

GORRY, G.A.; MORTON, M.S.S. “A Framework for Management Information System”. **Sloan Management Review**, Fall 1971, pp. 21-36, 1971. Disponível em: <[http://cpe.njit.edu/dlnotes/MIS645/Frame\\_Management\\_Info.pdf](http://cpe.njit.edu/dlnotes/MIS645/Frame_Management_Info.pdf)>. Acesso em: 15 out. 2013, 1971.

GRIFFIN, M.A.; HODKIEWICZ, M.; JEREMY, D. *et al.* “A Conceptual Framework and Practical Guide for Assessing Fitness-To-Operate in the Offshore Oil and Gas Industry”. **Accident Analysis and Prevention**, v. 68, pp. 156-71, 2014.

HALE, A.; BORYS, D.; ADAMS, M. “Safety Regulation: the Lessons of Workplace Safety Rule Management for Managing the Regulatory Burden”. **Safety Science** (article in press), 2013.

HOPKINS, A. “Thinking about Process Safety Indicators”. **Safety Science**, v. 47, pp. 460-5, 2009.

HOVDEN, J.; LIE, T.; KARLSEN, J.E. *et al.* “The Safety Representative under Pressure. A study of occupational health and safety management in the Norwegian oil and gas industry”. **Safety Science**, v. 46, n. 3, pp. 493-509, 2008.

HSE (HEALTH SAFETY ENVIRONMENT EXECUTIVE). “A Guide to the Offshore Installations (Safety Case) Regulations 2005 - Guidance on Regulations”. 2006. Disponível em: <<http://books.hse.gov.uk/hse/public/saleproduct.jsf?catalogueCode=9780717661848>>. Acesso em: 15 jan. 2014, 2006a.

\_\_\_\_\_. “HSE Information Sheet – Guidance on Risk Assessment for Offshore Installations. Offshore Information Sheet n<sup>o</sup> 3/2006”. 2006. Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/Offshore/safetycases.htm>>. Acesso em: 04 jan. 2014, 2006b.

\_\_\_\_\_. **Developing process safety indicators:** a step-by-step guide for chemical and major hazard industries. Kew, England: HSE Books, 2006. Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/pubns/books/hsg254.htm>>. Acesso em: 05 fev. 2014, 2006c.

\_\_\_\_\_. “Accident Statistics for Floating Offshore Units on the UK Continental Shelf 1980-2005”. 2007. Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr567.pdf>>. Acesso em: 03 fev. 2014, 2007.

\_\_\_\_\_. “Key Programme 3 – Asset Integrity. A Review of Industry’s Progress.” July 2009. Disponível em <<http://www.hse.gov.uk/offshore/kp3review.pdf>>. Acesso em: 10 jan. 2014, 2009.

\_\_\_\_\_. **Plant ageing study - Phase 1.** Report 2010. Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr823.pdf>>. Acesso em: 03 fev. 2014, 2010.

\_\_\_\_\_. **Key Programme 4 (KP4) – Ageing and Life Extension. An Interim Report by the Offshore Division.** HSE’s Hazardous Installations Directorate. Nov. 2012. Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/offshore/ageing/kp4-interim-report.pdf>>. Acesso em: 02 fev. 2014, 2012.

\_\_\_\_\_. “Is HSE the Correct Enforcing Authority for you?” Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/contact/authority.htm>>. Acesso em: 20 nov. 2013, 2013a.

\_\_\_\_\_. “How We Work?” Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/offshore/how.htm>>. Acesso em: 24 nov. 2013, 2013b.

\_\_\_\_\_. **Key programme final reports.** Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/offshore/programmereports.htm>>. Acesso em: 30 dez. 2013, 2013c.

\_\_\_\_\_. “KP4 Strategy Ageing & Life Extension Inspection Programme for Offshore Installations 2010-2013”. Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/offshore/ageing/kp4-strategy.pdf>>. Acesso em: 31 dez. 2013, 2013d.

\_\_\_\_\_. “Offshore Oil & Gas Sector Strategy 2014 to 2017”. Published in March 2014 Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/offshore/strategic-context.pdf>>. Acesso em: 10 mai. 2014, 2014.

\_\_\_\_\_. **OSD Hydrocarbon Release Reduction Campaign - Report on the Hydrocarbon Release Incident Investigation Project.** 1/4/2000 to 31/3/2001. Offshore Technology Report 2001/055. Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/research/otopdf/2001/oto01055.pdf>>. Acesso em: 11 jan. 2014, 2001.

\_\_\_\_\_. “A Guide to the Offshore Installations (Safety Case) Regulations 1992.” Disponível em: <<http://us.practicallaw.com/uklegislation/uksi/1992/2885/body/made>>. Acesso em: 12 jan. 2014, 1992.

IBAMA (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS). “Procedimento”. Disponível em: <<http://www.ibama.gov.br/licenciamento/>>. Acesso em: 16 nov. 2013, 2013.

\_\_\_\_\_. “Ibama Esclarece Matéria da Revista Época, de 06 set. 2012.” Disponível em: <<http://www.ibama.gov.br/publicadas/ibama-esclarece-materia-da-revista-epoca>>. Acesso em: 16 nov. 2013, 2012.

IBP. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. “Sobre o IPB”. Disponível em: <<http://www.ibp.org.br>>. Acesso em: 20 fev. 2013, 2013.

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). “Key World Energy Statistics 2013”. Disponível em: <<http://www.iea.org/publications/freepublications/>>. Acesso em: 03 nov. 2013, 2013.

ILEDARE, O.O.; PULSIPHER, A.G.; DISMUKES, D.E. *et al.* “Oil Spills, Workplace Safety and Firm Size: Evidence from the U.S. Gulf of Mexico OCS”. **The Energy Journal**, v. 18, n. 4, pp. 73-89, 1997.

ISHIZAKA, A.; LABIB, A. “Review of the Main Developments in the Analytic Hierarchy Process”. **Expert Systems with Applications**, v. 38, n. 11, pp. 14336-45, 2011.

ISHIZAKA, A.; NEMERY, P. **Multi-criteria Decision Analysis: methods and software**. Nova York, John Wiley & Sons Ltd., 2013.

JABLONOWSKI, C.J. “Employing Detection Controlled Models in Health and Environmental Risk Assessment: a Case in Offshore Oil Drilling”. **Human & Ecological Risk Assessment**, v. 13, n. 5, 986-1013, 2007.

JALONEN, R.; SALMI, K. “Safety Performance Indicators for Maritime Safety Management”. 2009. Helsinki University of Technology. Faculty of Engineering and Architecture. Department of Applied Mechanics. Series AM. Disponível em: <<http://www.merikotka.fi/metku/TKK-AM-9-1.pdf>>. Acesso em: 07 jan. 2014, 2009.

JNCC (JOINT NATURE CONSERVATION COMMITTEE). “House of Commons Energy and Climate Change Committee Inquiry UK Deepwater Drilling – Implications of the Gulf of Mexico Oil Spill”. 20 Jul. 2010. Disponível em: <<http://jncc.defra.gov.uk>>. Acesso em: 10 mai. 2014, 2010.

\_\_\_\_\_. “EIR 201306 – British Petroleum, Being Approved to Deepwater Drill in an Area Northwest of the Shetland Islands”. 2013. Disponível em: <<http://jncc.defra.gov.uk>>. Acesso em: 10 mai. 2014, 2013.

KEENEY, R.L.; RAIFFA, H. **Decisions with Multiple Objectives: Preferences and Value Trade-offs**. Cambridge, Cambridge University Press, 1993. In: COITINHO, M. **Influência da incerteza no processo de decisão: priorização de projetos de melhoria**. M.Sc. dissertação, USP, São Paulo, Brasil, 2007.

KIM, B.K.; KRAMS, J.; KRUG, E. *et al.* “Case Study Analysis of the Financial Impact of Catastrophic Safety Events”. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 25, n. 5, pp. 780-7, 2012.

KLIF (CLIMATE AND POLLUTION AGENCY). “Guidelines for offshore environmental monitoring”. Out. 2011. Disponível em: [http://www.miljodirektoratet.no/no/Publikasjoner/Publikasjoner/2011/Oktober/Guidelines\\_for\\_offshore\\_environmental\\_monitoring\\_on\\_the\\_Norwegian\\_continental\\_shelf/](http://www.miljodirektoratet.no/no/Publikasjoner/Publikasjoner/2011/Oktober/Guidelines_for_offshore_environmental_monitoring_on_the_Norwegian_continental_shelf/). Acesso em: 10 mar. 2014, 2011.

KNAPP, S.; FRANSES, P.H. “Econometric Analysis to Differentiate Effects of Various Ship Safety Inspections”. **Marine Policy**, v. 32, n. 4, pp. 653-62, 2008.

KORHONEN, P.; MOSKOWITZ, H.; WALLENIOUS, J. “Multiple Criteria Decision Support: a Review”. **European Journal of Operational Research**, v. 63, n. 3, pp. 361-75, 1992.

KURTZ, R.S. “Oil Spill Causation and the Deepwater Horizon Spill”. **Review of Policy Research**, v. 30, n. 4, pp. 366-80, 2013.

LAHDELMA, R.; SALMINEN, P.; HOKKANEN, J. “Using Multicriteria Methods in Environmental Planning and Management”. **Environmental Management**, v. 26, n. 6, pp. 595-605, 2000.

LANE, J.R.; RENWICK, P.D.; AL-HASSAN, T. “The HSE Offshore Fire and Explosion Research Programme”. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 7, n. 4, pp. 376-8, 1994.

LIND, T. “The Environmental Impact Assessment Process for Offshore Oil and Gas Exploration and Development in Norway”. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 4, n. 3-4, pp. 457-72, 1983.

LINDØE, P.H.; BARAMB, M.; PATERSON, J. “Robust Offshore Risk Regulation – an Assessment of US, UK and Norwegian Approaches”. Paper presented at ESREL2012, Helsinki, 25-29 June, 2012.

MAGRINI, A. **Metodologia de avaliação de impacto ambiental**. O caso das usinas hidrelétricas. D.Sc. tese, COPPEAD/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 1992.

MATARAZZO, D.C. **Análise financeira de balanços: abordagem básica e gerencial**. 5ª Ed. São Paulo: Atlas, 1995. In: SÃO JOSÉ, A.S.; **Identificação de indicadores globais para as áreas de sustentabilidade ambiental e responsabilidade social: estudo de caso em uma indústria de fornecimento de insumos para o refino de petróleo**. M.Sc. dissertação, Instituto de Química/UERJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2010.

MB (MARINHA DO BRASIL). “Missão”. Disponível em: [https://www.dpc.mar.mil.br/info\\_dpc/missao.htm](https://www.dpc.mar.mil.br/info_dpc/missao.htm). Acesso em: 15 nov. 2013, 2013a.

\_\_\_\_\_. “Histórico”. Disponível em: [https://www.dpc.mar.mil.br/info\\_dpc/historico.htm](https://www.dpc.mar.mil.br/info_dpc/historico.htm). Acesso em: 15 nov. 2013, 2013b.

\_\_\_\_\_. “Declaração de Conformidades”. 14 nov. 2013. Disponível em: [https://www.dpc.mar.mil.br/gevi/decl\\_conf/Plataformas/Dec\\_conf\\_plat.pdf](https://www.dpc.mar.mil.br/gevi/decl_conf/Plataformas/Dec_conf_plat.pdf). Acesso em: 15 nov. 2013, 2013c.

\_\_\_\_\_. “Modelos de Listas de Verificação”. Disponível em: <<https://www.dpc.mar.mil.br/gevi/index.pdf>>. Acesso em: 15 nov. 2013, 2013d.

MCA (MARITIME & COASTGUARD AGENCY). “National Contingency Plan for Marine Pollution from Shipping and Offshore Installations”. NCP Final Version, August 2006. Disponível em: <[http://www.dft.gov.uk/mca/mcga07-home/emergencyresponse/mcga-dops\\_cp\\_environmental-counter-pollution\\_and\\_response/mcga2007-ncp.htm](http://www.dft.gov.uk/mca/mcga07-home/emergencyresponse/mcga-dops_cp_environmental-counter-pollution_and_response/mcga2007-ncp.htm)>. Acesso em: 09 mai. 2014, 2006.

\_\_\_\_\_. “Framework Document for the Maritime and Coastguard Agency”. Nov. 2010. Disponível em: <<http://www.dft.gov.uk/mca/mcga07-home/newsandpublications/mcga-publications/mcga-corppubs.htm>>. Acesso em: 09 mai. 2014, 2010.

\_\_\_\_\_. “The Role of the MCA & Contingency Planning in UK Oil Spill Response”. Disponível em: <[www.dft.gov.uk/mca/1.\\_role\\_of\\_mca-4.pdf](http://www.dft.gov.uk/mca/1._role_of_mca-4.pdf)>. Acesso em: 11 mai. 2014, 2014.

MCDM (INTERNATIONAL SOCIETY ON MULTIPLE CRITERIA DECISION MAKING). “Mission, Executive Committee Members, Presidents, Bylaws and Award Recipients”. Disponível em: <<http://www.mcdmsociety.org/intro.html>>. Acesso em: 25 set. 2013, 2013.

MENDES, P.A.S. **Priorização dos fatores determinantes da sustentabilidade da cadeia produtiva do biodiesel**. D.Sc. tese, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2012.

MENDES, P.A.S.; BARROS, A.K.; D’AVILA, L.A. *et al.* “Multicriteria Mapping of Stakeholder Preferences for the Sustainability of the Brazilian Program for Biodiesel Production and Use”. **Environmental Progress & Sustainable Energy**, v. 32, n. 4, pp. 1262-70, 2013.

MILLER, G.A. “The Magical Number Seven, Plus or Minus Two: Some Limits on Our Capacity for Processing Information”. **Psychological Review**, v. 63, n. 2, pp. 81-97, mar. 1956.

MILLER, J. “The Assessment of Worth: a Systematic Procedure and its Experimental Validation”. MIT, 1966. In ISHIZAKA, A.; LABIB, A. “Review of the Main Developments in the Analytic Hierarchy Process”. **Expert Systems with Applications**, v. 38, n. 11, pp. 14336-45, 2011.

MMA (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE). “Cartas de Sensibilidade ao Óleo”. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/seguranca-quimica/cartas-de-sensibilidade-ao-oleo>>. Acesso em: 05 mar. 2014, 2014.

MOREIRA, R.A. **Análise multicritério dos projetos do Sebrae/RJ através do Electre IV**. M.Sc. dissertação, Ibmec, São Paulo, Brasil, 2007.

MOUSSEAU, V. “Compensatoriness of Preferences in Matching and Choice”. **Foundations of Computing and Decision Sciences**, vol. 22, n. 1, pp. 3-19, 1997. In ZAMBON, K.L.; CARNEIRO, A.A.F.M.; DA SILVA, A.N.R. “Análise de Decisão Multicritério na Localização de Usinas Termoelétricas Utilizando SIG”. **Pesquisa Operacional**, v. 25, n. 2, pp. 183-99, 2005.

MPF (MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL). “Sobre a Instituição”. Disponível em: <<http://www.pgr.mpf.mp.br/conheca-o-mpf/sobre-a-instituicao>>. Acesso em: 20 nov. 2013, 2013a.

\_\_\_\_\_. “Atuação Geral”. Disponível em: <<http://www.pgr.mpf.mp.br/conheca-o-mpf/sobre-a-instituicao>>. Acesso em: 20 nov. 2013, 2013b.

MPT (MINISTÉRIO PÚBLICO DO TRABALHO). “O Ministério Público do Trabalho”. Disponível em: <[http://portal.mpt.gov.br/wps/portal/portal\\_do\\_mpt/sobre\\_o\\_mpt/apresentacao/](http://portal.mpt.gov.br/wps/portal/portal_do_mpt/sobre_o_mpt/apresentacao/)>. Acesso em: 20 nov. 2013, 2013.

MTE (MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO). “Norma Regulamentadora nº 30 – Anexo II-Plataformas e Instalações de Apoio”. Jan. 2011. Disponível em: <<http://portal.mte.gov.br/legislacao/normas-regulamentadoras-1.htm>>. Acesso em: 16 nov. 2013, 2011.

\_\_\_\_\_. “MTE Interdita Plataforma da Transocean”. 22 mai. 2012. Disponível em: <<http://portal.mte.gov.br/imprensa/mte-interdita-plataforma-da-transocean.htm>>. Acesso em: 14 nov. 2013, 2012.

\_\_\_\_\_. “Resultados da Fiscalização em Segurança e Saúde no Trabalho”. Disponível em: [http://portal.mte.gov.br/seg\\_sau/estatisticas.htm](http://portal.mte.gov.br/seg_sau/estatisticas.htm)>. Acesso em: 30 out. 2013, 2013a.

\_\_\_\_\_. “MTE Interdita Plataforma de Petróleo em Sergipe”. 27 set. 2013. Disponível em: <<http://portal.mte.gov.br/delegacias/se/mte-interdita-plataforma-de-petroleo-em-sergipe.htm>>. Acesso em: 14 nov. 2013, 2013b.

MUEHLENBACHS, L.; COHEN, M.A.; GERARDEN, T. “The Impact of Water Depth on Safety and Environmental Performance in offshore Oil and Gas Production”. **Energy Policy**, v. 55, pp. 699-705, 2013.

MURAKAMI, M. **Decisão estratégica em TI**: estudo de caso. 2003. M.Sc. dissertação, USP, São Paulo, Brasil, 2003.

MUSTAFA DURAKOGLU, S. “Political institutions of electricity regulation: The case of Turkey”. **Energy Policy**, v. 39, n. 9, pp. 5578-5587, 2011.

NELSON, R.; SAMPAT, B. “Las Instituciones como Factor que Regula el Desempeño Económico”. **Revista de Economía Institucional**, v. 3, n. 5, pp. 17-51, 2001.

NGAI, E.W.T.; CHAN, E.W.C. “Evaluation of Knowledge Management Tools Using AHP”. **Expert Systems with Applications**, v. 29, n. 4, pp. 889-99, 2005.

NOFO (NORWEGIAN CLEAN SEAS ASSOCIATION FOR OPERATING COMPANIES). Annual Report 2012. Disponível em: <<http://www.nofo.no/Varvirksomhet/Arsberetning/>>. Acesso em: 07 mai. 2014, 2012.

\_\_\_\_\_. NOFO brochure. Disponível em: <<http://www.nofo.no/Varvirksomhet/Faktaark/>>. Acesso em: 07 mai. 2014, 2014a.

\_\_\_\_\_. NOFO fact sheet. Disponível em: <<http://www.nofo.no/Var-virksomhet/Faktaark/>>. Acesso em: 07 mai. 2014, 2014b.

OIL & GAS UK (THE UK OIL AND GAS INDUSTRY ASSOCIATION LIMITED TRADING AS OIL & GAS UK). “Key Issues”. Disponível em: <[http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/Key\\_issues.cfm](http://www.oilandgasuk.co.uk/knowledgecentre/Key_issues.cfm)>. Acesso em: 09 mai. 2014, 2014.

OLSEN, O.E.; LINDØE, P.H. “Risk on the Ramble: the International Transfer of Risk and Vulnerability”. **Safety Science**, v. 47, n. 6, pp. 743-55, 2009.

OECD (ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT). “Handbook on Constructing Composite Indicators – Methodology and User Guide”, 2005. In CARVALHO, J.A.B. **Uma proposta de agrupamento de indicadores para a avaliação da efetividade da segurança de usinas nucleares**. M.Sc. dissertação, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2009.

\_\_\_\_\_. “Principles for the Governance of Regulators”. Disponível em: <<http://www.oecd.org/gov/regulatory-policy/governance-regulators.htm>>. Acesso em 12 fev. 2013, 2013.

ONU (ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS). **Human Development Report 2013. Technical Notes**. Disponível em: <<http://hdr.undp.org/en/2013-report>>. Acesso em: 10 mai. 2014, 2013.

ORNELAS, D.L.; ALMEIDA, A.G., MAGRINI, A. *et al.* “Segurança Operacional e Preservação Ambiental: Evolução dos Aspectos Regulatórios nas Unidades de Produção de Óleo e Gás Natural Offshore no Brasil”. **Anais do XV Congresso Brasileiro de Energia**, pp. 775-89, Rio de Janeiro, 22-24 out. 2013, 2013.

OSHA (OCCUPATIONAL SAFETY & HEALTH ADMINISTRATION). Safety and Health Topics. Hydrogen Sulfide. Hazards. Disponível em: <<https://www.osha.gov/SLTC/hydrogensulfide/hazards.html>>. Acesso em: 07 jul. 2014, 2014.

OSPRAG (UK OIL SPILL PREVENTION AND RESPONSE ADVISORY GROUP). **Strengthening UK Prevention and Response**. Final Report - September 2011, Reino Unido, Disponível em <<http://www.oilandgasuk.co.uk/publications/viewpub.cfm?frmPubID=412>>. Acesso em: 10 mai. 2014, 2011.

OSSADNIK, W.; LANGE, O. “AHP-based Evaluation of AHP-Software”. **European Journal of Operational Research**, v. 118, n. 3, pp. 578-88, 1999.

OTHON, A.O.; FERREIRA, A.M.M.; FILHO, H.L.L. *et al.* Limites da competência regulamentar da agência nacional do petróleo em matéria ambiental. 3º **Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás**, realizado no período de 2 a 5 de outubro de 2005, em Salvador. Disponível em: <[www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0343\\_05.pdf](http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0343_05.pdf)>. Acesso em 16 set. 2013, 2005.

PARIS MOU. “Paris MoU Annex 7 Ship Risk Profile e Paris MoU Annex 8 Inspection and Selection Scheme”. 2010. Paris Memorandum of Understanding on Port State Control. Disponível em: <<https://www.parismou.org/inspections-risk/ship-risk-profile/additonal-information>>. Acesso em: 25 abr. 2014, 2010.

PEDROSA, L.F. **Análise dos mecanismos de planejamento e resposta para incidentes com derramamento de óleo no mar: uma proposta de ação**. M.Sc. dissertação, UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, Brasil, 2012.

PETERS, B.G. “Managing Horizontal Government. The Politics of Coordination”. Public Administration. Canadian Centre for Management Development, Research Paper 21, 71 p., 1998.

PETERS, B.G.; PIERRE, J. **Handbook of public policy**. London, UK: Sage Publication Ltd., 2006.

PINHO, S.F.C. **Uma metodologia de apoio à decisão para priorização de projetos de tecnologia da informação**. 2006. 164 f. D.Sc. tese, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2006.

PINIELLA, F.; RASERO, J.C.; ARAGONÉS, J. “Maritime Safety Control Instruments in the Era of Globalisation”. **Journal of Maritime Research**, v. II, n. 2, pp. 19-39, 2005.

PSA (PETROLEUM SAFETY AUTHORITY). “Free-fall Lifeboats Safest Means of Evacuation at Sea”. News. 2005. Disponível em: <<http://www.ptil.no/news/free-fall-lifeboats-safest-means-of-evacuation-at-sea-article2275-878.html>>. Acesso em: 08 mai. 2014, 2005.

\_\_\_\_\_. “Regulations Relating to Conducting Petroleum Activities (the activities regulations)”. 2011. Disponível em: <[http://www.ptil.no/activities/category399.html#\\_Toc378162640](http://www.ptil.no/activities/category399.html#_Toc378162640)>. Acesso em: 08 mai. 2014, 2011.

\_\_\_\_\_. “Guidelines Regarding the Management Regulations”. 20 dez. 2012. Disponível em: <<http://www.ptil.no/management/category406.html>>. Acesso em: 22 nov. 2013, 2012.

\_\_\_\_\_. “Role and Area of Responsibility”. Disponível em: <<http://www.ptil.no/role-and-area-of-responsibility/category916.html>>. Acesso em: 27 dez. 2013, 2013a.

\_\_\_\_\_. “The Purpose with a Guideline is to Demonstrate how Provisions in the Regulations Can Be Met”. Disponível em: <<http://www.ptil.no/guidelines/category218.html>>. Acesso em: 27 dez. 2013, 2013b.

\_\_\_\_\_. “Collaboration with other agencies”. Disponível em: <<http://www.psa.no/collaboration-with-other-agencies/category992.html>>. Acesso em: 27 dez. 2013, 2013c.

\_\_\_\_\_. “About RNNP”. Disponível em: <<http://www.ptil.no/about-rnnp/category911.html>>. Acesso em: 08 mai. 2014, 2014.

PUPPIM DE OLIVEIRA, J.A. “Understanding Organizational and Institutional Changes for Management of Environmental Affairs in the Brazilian Petroleum Sector”. **Utilities Policy**, v. 11, n. 2, pp. 113-21, 2003.

REPETTO, F. “Protección Social en América Latina: la Búsqueda de una Integralidad con Enfoque de Derechos”. **Revista del CLAD Reforma y Democracia**, n. 47, pp. 1-24, jun./2010, 2010.

ROLAND, G. “Understanding Institutional Change: Fast-moving and Slow-moving Institutions”. **Studies in Comparative International Development**, v. 38, n. 4, pp. 109-31, 2004.

ROXO, L.F. **A credibilidade das reformas: uma análise do setor elétrico brasileiro**. M.Sc. dissertação, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.

ROY, B. “Decision Science or Decision-aid Science?”. **European Journal of Operational Research**, v. 8, n. 1, pp. 184-203, 1993.

\_\_\_\_\_. **Méthodologie Multicritère D’Aide à la Décision**. Paris: Economica, 423 pp., 1985. In TREVIZANO, W.A. **Ferramenta computacional multiusuário para auxílio à tomada de decisão multicritério**. M.Sc. dissertação, UFF, Rio de Janeiro, Brasil, 2007.

\_\_\_\_\_. **Multicriteria Methodology for Decision Aiding**. Dordrecht, Netherlands, Kluwer Academic Publishers, 1996.

SAATY, T.L. “Decision Making with the Analytic Hierarchy Process”. **International Journal of Services Sciences**, v. 1, n. 1, pp. 83-98, 2008.

\_\_\_\_\_. **Fundamentals of Decision Making and Priority Theory with the Analytical Hierarchy Process**. Pittsburgh, PA, U.S.A., RWS Publications, 1994. In TRIANTAPHYLLOU, E.; MANN, S.H. “Using the Analytic Hierarchy Process for Decision Making in Engineering Applications: Some Challenges.” **Inter’l Journal of Industrial Engineering: Applications and Practice**, v. 2, n. 1, pp. 35-44, 1995.

\_\_\_\_\_. “A Scaling Method for Priorities in Hierarchical Structures”. **Journal of Mathematical Psychology**, n. 15, pp. 234-81, 1977.

\_\_\_\_\_. “Highlights and Critical Points in the Theory and Application of the Analytic Hierarchy Process”. **European Journal of Operational Research**, v. 74, n. 3, pp. 426-47, 1977.

\_\_\_\_\_. “How to Make a Decision: the Analytic Hierarchic Process”. **European Journal of Operational Research**, v. 48, n. 1, pp. 9-26, 1990.

\_\_\_\_\_. **Método de análise hierárquica**. São Paulo, McGraw-Hill, Makron, 1991. In GODINHO, J.C.M. **Aplicação de método de análise multicritério na escolha de traçado de linhas de ônibus de transporte público utilizando sistema de informação geográfica**. M.Sc. dissertação, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2007.

\_\_\_\_\_. “Modeling Unstructured Decision Problems - The Theory of Analytical Hierarchies”. **Mathematics and Computers in Simulation**, v. 20, n. 3, pp. 147-58, 1978.

\_\_\_\_\_. “Decision Making with Analytic Hierarchy Process”. **International Journal Services Sciences**, v. 1, n. 1, pp. 83-98, 2008.

SANTOS-REYES, J.; BEARD, A.N. “A Systemic Approach to Fire Safety Management”. **Fire Safety Journal**, v. 36, n. 4, pp. 359-390, 2001.

SARAIVA, T.A.; SZKLO A.; LUCENA A.F.P. *et al.* “Forecasting Brazil’s Crude Oil Production Using a Multi-Hubbert Model Variant”. **Fuel**, v. 115, pp. 24-31, 2014.

SHULTZ, J. **The risk of accidents and spills at offshore production platforms: a statistical analysis of risk factors and the development of predictive models**. D.Sc. thesis, Department of Engineering and Public Policy, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, 1999. Disponível em: <<https://www.epp.cmu.edu/events/n.19/page6.html>>. Acesso em: 15 set. 2014, 1999.

SINDIPETRO-RN. “Auditores Fiscais do Trabalho Interditam Plataforma Cherne 2 na Bacia de Campos”. 10 fev. 2011. Sindicato dos Trabalhadores em Pesquisa, Exploração, Produção, Perfuração, Refino, Armazenamento e Transporte de Petróleo e dos Empregados em Empresas interpostas no Estado do Rio Grande do Norte. Disponível em: <<http://www.sindipetrorrn.org.br/noticia/auditores-fiscais-do-trabalho-interditam-plataforma-cherne-2-na-bacia-de-campos>>. Acesso em: 12 nov. 2013, 2011.

SKLET, S. “Safety Barriers: Definition, Classification, and Performance?”. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 19, n. 5, pp. 494-506, 2006.

SKOGDALEN, J.E., KHORSANDI, J., VINNEM, J.E. “Evacuation, Escape, and Rescue Experiences from Offshore Accidents Including the Deepwater Horizon”. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 25, n. 1, pp. 148-58, 2012.

SKOGDALEN, J.E., VINNEM, J.E. “Quantitative Risk Analysis Offshore – Human and Organizational Factors”. **Reliability Engineering and System Safety**, v. 96, n. 4, pp. 468-79, 2011.

SKOGDALEN, J.E.; UTNE, I.B.; VINNEM, J.E. “Developing Safety Indicators for Preventing Offshore Oil and Gas Deepwater Drilling Blowouts”. **Safety Science**, v. 49, n. 8-9, pp. 1187-99, 2011.

SUBRAMANIAN, N.; RAMANATHAN R. “A Review of Applications of Analytic Hierarchy Process in Operations Management”. **International Journal of Production Economics**, v. 138, n. 2, pp. 215-41, 2012.

SULBRANDT, J.; LIRA, R.; IBARRA, A. “Redes Interorganizacionales en la Administración Pública”. **Revista del CLAD Reforma e Democracia**, n. 21, pp. 01-16, 2001.

TCU (TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO). “Funcionamento do TCU”. Disponível em:

<[http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/institucional/conheca\\_tcu/institucional\\_funcionamento](http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/institucional/conheca_tcu/institucional_funcionamento)>. Acesso em: 20 nov. 2013, 2013a.

\_\_\_\_\_. **Relatório Anual de Atividades 2012**. Disponível em: <[http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/publicacoes\\_institucionais/relatorios/elatorios\\_atividades](http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/publicacoes_institucionais/relatorios/elatorios_atividades)>. Acesso em: 20 nov. 2013, 2013c.

\_\_\_\_\_. “Competências”. Disponível em: <[http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/institucional/conheca\\_tcu/institucional\\_competencias](http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/institucional/conheca_tcu/institucional_competencias)>. Acesso em: 20 nov. 2013, 2013b.

TEIXEIRA, S.M. “O Desafio de Gestão das Redes de Políticas”. **VII Congresso Internacional del CLAD**. Reforma del Estado y de la Administración Pública, Lisboa, Portugal, out. 2002.

TENDLER, J. “The Rule of Law, Economic Development, and Modernization of the State in Brazil: Lessons from Existing Experience for Policy and Practice”. Research Proposal to: World Bank Office, Brazil (Brasília) and UK Department for International Development (DfID/Brasília). 2007. Massachusetts Institute of Technology Department of Urban Studies and Planning (DUSP). Disponível em: <<http://www.wilsoncenter.org/sites/default/files/DFIDWB%20%20Tendler%20final%20%201-17-08%20.pdf>>. Acesso em: 29 nov. 2013, 2007.

TREVIZANO, W.A. **Ferramenta computacional multiusuário para auxílio à tomada de decisão multicritério**. M.Sc. dissertação, UFF, Rio de Janeiro, Brasil, 2007.

TRIANANTAPHYLLOU, E.; LOOTSMA, F.A.; PARDALOS, P.M. *et al.* “On the Evaluation and Application of Different Scales for Quantifying Pairwise Comparisons in Fuzzy Sets”. **Multi-Criteria Decision Analysis**, v. 3, n. 3, pp. 133-55, 1994.

TRIANANTAPHYLLOU, E. **Multi-criteria decision making methods: a comparative study**. Springer US, Springer, 2000.

TRIANANTAPHYLLOU, E.; MANN, S.H. “Using the Analytic Hierarchy Process for Decision Making in Engineering Applications: Some Challenges”. **Inter’l Journal of Industrial Engineering: Applications and Practice**, v. 2, n. 1, pp. 35-44, 1995.

TURCK SIN, L.; MACHARIS, C.; LEBEAU, K. *et al.* “A Multi-actor Multi-criteria Framework to Assess the Stakeholder Support for Different Biofuel Options: The Case of Belgium”. **Energy Policy**, v. 39, n. 1, pp. 200-14, 2011.

TVEIT, J.O. “Safety Issues on Offshore Process Installations. An Overview”. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 7, n. 4, pp. 267-72, 1994.

US. “United States Code 30 CFR Part 254: Oil-Spill Response Requirements for Facilities Located Seaward of the Coast Line”. 18 out. 2011. Disponível em: <[http://www.law.cornell.edu/cfr/text/30/part-254?qt-cfr\\_tabs=1#qt-cfr\\_tabs](http://www.law.cornell.edu/cfr/text/30/part-254?qt-cfr_tabs=1#qt-cfr_tabs)>. Acesso em: 16 mai. 2014, 2011.

VAIDYA, O.S.; KUMAR, S. “Analytic Hierarchy Process: an Overview of Applications”. **European Journal of Operational Research**, v. 169, n. 1, pp. 1-29, 2006.

VAN WAARDEN, F. “Dimensions and Types of Policy Networks”. **European Journal of Political Research**, v. 21, n. 1-2, pp. 29-52, 1992.

VARGAS, R.V. “Using the Analytic Hierarchy Process (AHP) to Select and Prioritize Projects in a Portfolio”. **PMI Global Congress 2010**, Washington-DC, EUA. Disponível em: <<http://www.ricardo-vargas.com/pt/articles/analytic-hierarchy-process/>>. Acesso em: 19 abr. 2014, 2010.

VIANA, D.B. **Avaliação de riscos ambientais em áreas contaminadas: uma proposta metodológica**. M.Sc. dissertação, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2010.

VIERENDEELS, G.; RENIERS, G.L.L.; ALE, B.J.M. “Modeling the Major Accident Prevention Legislation Change Process within Europe”. **Safety Science**, v. 49, n. 3, pp. 513-21, 2011.

VILLELA, F.R. **Análise multicritério para a definição do índice de qualidade de fornecimento de energia elétrica por uma distribuidora**. M.Sc. dissertação, PUCRio, Rio de Janeiro, Brasil, 2009.

VINCKE, P. **Multicriteria Decision-Aid**. Ed. John Wiley & Sons, 1992.

VINNEM, J.E. “Evaluation of Methodology for QRA in Offshore Operations”. **Reliability Engineering and System Safety**, v. 61, n. 1-2, pp. 39-52, 1998.

\_\_\_\_\_. “Evaluation of Offshore Emergency Preparedness in View of Rare Accidents”. **Safety Science**, v. 49, n. 2, pp. 178-91, 2011.

\_\_\_\_\_. “Risk Indicators for Major Hazards on Offshore Installations”. **Safety Science**, v. 48, n. 6, pp. 770-87, 2010.

WASIL, E.; GOLDEN, B. “Editorial Celebrating 25 Years of AHP-based Decision Making”. **Computers & Operations Research**, v. 30, n. 10, pp. 1419-20, 2003.

WEVER, L.; GLASER, M.; GORRIS, P. *et al.* “Decentralization and participation in integrated coastal management: Policy lessons from Brazil and Indonesia”. **Ocean & Coastal Management**, v. 66, pp. 63-72, 2012.

ZAMBON, K.L.; CARNEIRO, A.A.F.M.; DA SILVA, A.N.R. “Análise de Decisão Multicritério na Localização de Usinas Termoelétricas Utilizando SIG”. **Pesquisa Operacional**, v. 25, n. 2, pp. 183-99, 2005.

ZELNY, M. **Multiple criteria decision making**. New York, MacGraw-Hill, 1982. In DUARTE, M.D.O. **Modelos de decisão multicritério e de portfólio com aplicação na construção de políticas energéticas sustentáveis**. D.Sc. tese, UFPE, Pernambuco, Brasil, 2011.

## APÊNDICE 1 – Modelo de Questionário para a Etapa 2

### Relevância de critérios para planejamento de fiscalização<br>

#### 1. Formação acadêmica:

#### 2. Tempo de experiência em petróleo e gás:

### POR FAVOR, LEIA AS INSTRUÇÕES ANTES DE INICIAR A ETAPA 1

Forneça uma nota de 0 a 10 que reflita a relevância de cada um dos critérios abaixo para ser incluído na composição de um índice de priorização para o planejamento de fiscalização com foco em segurança de processo, proteção a vida humana e ao meio ambiente de plataformas de produção de petróleo e gás. Tenha como base da sua análise a influência desses critérios na PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE ACIDENTE, bem como a necessidade do estabelecimento de métricas fidedignas para apurá-los. O campo observação é facultativo. Desde já agradeço a colaboração e informo que os avaliadores não serão identificados na pesquisa.

#### 3. Capacidade de processamento de petróleo:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nota de 0 a 10:	<input type="radio"/>										

Observação:

#### 4. Produção efetiva de petróleo:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nota de 0 a 10:	<input type="radio"/>										

Observação:

#### 5. Capacidade de processamento de gás:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nota de 0 a 10:	<input type="radio"/>										

Observação:

#### 6. Produção de efetiva de gás:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nota de 0 a 10:	<input type="radio"/>										

Observação:

#### 7. Razão Gás-Óleo:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nota 0 a 10:	<input type="radio"/>										

Observação:

## Relevância de critérios para planejamento de fiscalização<br>

### 8. Capacidade de armazenamento de inflamáveis e/ou produtos químicos:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                             

Observação:

### 9. Tipo de embarcação (FPSO, FSO, SS, Fixa, etc.)

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                             

Observação:

### 10. Idade da instalação:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                             

Observação:

### 11. Lâmina d'água:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                             

Observação:

### 12. Complexidade da planta de processo (tipos de processo envolvidos: coleta, separação, tratamento de óleo, tratamento de gás)

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                             

Observação:

### 13. Sistemas supervisórios (nível de automação, interface homem máquina, etc.):

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                             

Observação:

### 14. Peso seco topside:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                             

Observação:

### 15. Teor de CO2 no gás processado:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                             

Observação:

## Relevância de critérios para planejamento de fiscalização<br>

### 16. Teor de H2S no gás processado:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 17. Nível de pressão de gás na planta de processo:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 18. Complexidade das operações de transferências (apenas offloading, offloading e envio para costa, offloading e envio para outra instalação, etc.)

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 19. Tipo de completação do poço (ANM ou ANS):

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 20. Quantidade de poços conectados a unidade de produção:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 21. Característica de operação do poço (surgente ou opera com método de elevação artificial):

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 22. Inovação tecnológica (instalação pioneira no uso de alguma tecnologia, por exemplo, separador submerso, tipo da plataforma - Tension Leg Wellhead Plataforma, produção em fronteira geológica - camada do pré-sal, etc.):

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

## Relevância de critérios para planejamento de fiscalização<br>

### 23. Histórico de desvios operacionais - paradas não programadas:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nota de 0 a 10:	<input type="radio"/>										

Observação:

### 24. Histórico de desvios operacionais - oscilação da produção:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nota de 0 a 10:	<input type="radio"/>										

Observação:

### 25. Histórico de desvios operacionais - queima de gás:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nota de 0 a 10:	<input type="radio"/>										

Observação:

### 26. Histórico de acidentes:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nota de 0 a 10:	<input type="radio"/>										

Observação:

### 27. Experiência da equipe de operadores:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nota de 0 a 10:	<input type="radio"/>										

Observação:

### 28. Experiência da equipe de supervisores:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nota de 0 a 10:	<input type="radio"/>										

Observação:

### 29. Desempenho no treinamento da equipe:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nota de 0 a 10:	<input type="radio"/>										

Observação:

### 30. Desempenho no gerenciamento de mudanças:

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nota de 0 a 10:	<input type="radio"/>										

Observação:

## Relevância de critérios para planejamento de fiscalização<br>

### 31. Desempenho no gerenciamento de inspeção e manutenção:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 32. Desempenho no gerenciamento da interface operador/contratada:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 33. Desempenho no gerenciamento de operações simultâneas:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 34. Desempenho no gerenciamento de investigação de incidentes:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 35. Confiabilidade dos sistemas de segurança:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 36. Desempenho no alcance de metas de segurança:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 37. Desempenho quanto ao nível de envolvimento de pessoal (atividades de conscientização, participação dos operadores nas decisões, etc.):

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 38. Condições de mar:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

## Relevância de critérios para planejamento de fiscalização<br>

### 39. Terrorismo:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                             

Observação:

### 40. Tráfego marítimo:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                             

Observação:

### 41. Resultado de fiscalizações anteriores do órgão regulador:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                             

Observação:

### 42. Tempo decorrido desde a última fiscalização do órgão regulador a bordo:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                             

Observação:

### 43. Novo operador da instalação (sem registro no órgão regulador):

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                             

Observação:

## POR FAVOR, LEIA AS INSTRUÇÕES ANTES DE INICIAR A ETAPA 2

Forneça uma nota de 0 a 10 que reflita a relevância de cada um dos critérios abaixo para ser incluído na composição de um índice de priorização para planejamento de fiscalização com foco em segurança de processo, proteção a vida humana e ao meio ambiente de plataformas de produção de petróleo e gás, tendo como base da sua análise a influência desses critérios o IMPACTO À VIDA HUMANA E AO MEIO AMBIENTE EM CASO DE ACIDENTE, bem como a necessidade do estabelecimento de métricas fidedignas para apurá-los. O campo observação é facultativo. Apesar de alguns critérios serem os mesmos, verifique que o foco é diferente, portanto, não necessariamente você atribuirá as mesmas notas. Desde já agradeço a colaboração e informo que os avaliadores não serão identificados na pesquisa.

### 44. Capacidade de processamento de petróleo:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                             

Observação:

## Relevância de critérios para planejamento de fiscalização<br>

### 45. Produção efetiva de petróleo:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 46. Capacidade de processamento de gás:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 47. Produção efetiva de gás:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 48. Razão gás-óleo:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 49. Capacidade do queimador de gás (flare):

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 50. Capacidade de armazenamento de petróleo:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 51. Capacidade de armazenamento de inflamáveis e/ou produtos químicos:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 52. Lâmina d'água:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

## Relevância de critérios para planejamento de fiscalização<br>

### 53. Distância da costa:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 54. Tempo de toque do óleo na costa obtido a partir dos estudos de modelagem de dispersão de óleo no mar:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 55. Sensibilidade ambiental ao óleo da área atingida nos estudos de modelagem de dispersão de óleo no mar:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 56. Teor de CO<sub>2</sub> no gás processado:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 57. Teor de H<sub>2</sub>S no gás processado:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 58. Condições do mar:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 59. Capacidade de pessoas a bordo:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

## Relevância de critérios para planejamento de fiscalização<br>

### 60. Desempenho no gerenciamento de manutenção e inspeção em sistemas de segurança:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 61. Confiabilidade dos sistemas de segurança:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 62. Experiência da equipe dos operadores:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 63. Desempenho no treinamento da equipe:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

### 64. Estrutura de resposta a emergência:

Nota de 0 a 10:      0      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10  
                                

Observação:

## APÊNDICE 2 – Modelo de Questionário para a Etapa 3

Tempo de experiência em petróleo e gás:	anos										
Formação acadêmica:											
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:											
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta		
Tecnológico										Organizacional	
Grupo Tecnológico											
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:											
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta		
Complexidade do processo										Idade da instalação	
Complexidade do processo										Capacidade de armazenamento de petróleo	
Complexidade do processo										Inovação tecnológica	
Complexidade do processo										Teor de H <sub>2</sub> S	
Complexidade do processo										Distância da costa	
Idade da instalação										Capacidade de armazenamento de petróleo	
Idade da instalação										Inovação tecnológica	
Idade da instalação										Teor de H <sub>2</sub> S	
Idade da instalação										Distância da costa	
Capacidade de armazenamento de petróleo										Inovação tecnológica	
Capacidade de armazenamento de petróleo										Teor de H <sub>2</sub> S	
Capacidade de armazenamento de petróleo										Distância da costa	
Inovação tecnológica										Teor de H <sub>2</sub> S	
Inovação tecnológica										Distância da costa	
Teor de H <sub>2</sub> S										Distância da costa	
Grupo Organizacional											
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:											
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta		
Histórico de acidentes										Histórico de paradas não-programadas	
Histórico de acidentes										Novo operador da instalação	
Histórico de acidentes										Tempo decorrido desde a última fiscalização	
Histórico de acidentes										Resultado da última fiscalização	
Histórico de paradas não-programadas										Novo operador da instalação	
Histórico de paradas não-programadas										Tempo decorrido desde a última fiscalização	
Histórico de paradas não-programadas										Resultado da última fiscalização	
Novo operador da instalação										Tempo decorrido desde a última fiscalização	
Novo operador da instalação										Resultado da última fiscalização	
Tempo decorrido desde a última fiscalização										Resultado da última fiscalização	

### APÊNDICE 3 – Perfil dos Participantes da Etapa 1

Tempo de experiência em petróleo e gás (anos)	Formação acadêmica
38	Engenheiro Químico
20	Engenharia Mecânica / MBA Petróleo e Gás
17	Engenharia de Produção/Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo/ MBA em Gerenciamento de Projetos/M.Sc Applied Sciences (Risk Management)
15	Engenharia Naval/Engenharia de Segurança do Trabalho/Mestrado
12	Engenharia Química/Mestrado em Meio Ambiente
11	Técnico em Química/Engenharia Química/Engenharia de Processamento
10	Engenharia Elétrica
10	Engenharia Química/Mestrado em Engenharia Química
9	Engenharia Química
8	Engenharia Química/Mestrado em Engenharia Química
8	Química
8	Biologia Marinha
8	Engenharia de Produção
7	Química/Doutorado em Ciências

#### APÊNDICE 4 – Perfil dos Participantes da Etapa 2

Tempo de experiência em petróleo e gás (anos)	Formação acadêmica
20	Engenharia Mecânica/MBA Petróleo e Gás
17	Engenharia de Produção/Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo/ MBA em Gerenciamento de Projetos/M.Sc Applied Sciences (Risk Management)
15	Engenharia Naval/Engenharia de Segurança do Trabalho/Mestrado
12	Engenharia Química/Mestrado em Meio Ambiente
11	Engenharia Mecânica/Mestrado
11	Técnico em Química/Engenharia Química/Engenharia de Processamento
11	Engenharia Mecânica/Engenharia de Segurança do Trabalho/Pós-graduação (latu sensu)
10	Engenharia Elétrica
10	Engenharia Química/Mestrado em Engenharia Química
9	Engenharia Química
8	Engenharia Química/Mestrado em Engenharia Química
8	Química
8	Engenharia Eletrônica/Mestrado em Biofísica
8	Engenharia Elétrica
8	Engenharia Química/Mestrado em Engenharia Química
8	Engenharia de Produção
7	Química/Doutorado em Ciências
5,6	Engenharia Química
5	Engenharia Química/Mestrado
5	Engenharia Química
5	Engenharia Civil/Mestrado
5	Oceanografia
5	Engenharia Química/Mestrado em Engenharia Química
1	Engenharia Mecânica/Mestrado em Administração

## APÊNDICE 5 – Respostas dos Questionários Aplicados na Etapa 2

### Etapa 1 do questionário: Parte I

Decisor	Capacidade de processamento de petróleo	Produção efetiva de petróleo	Capacidade de processamento de gás	Produção de efetiva de gás	Razão Gás-Óleo	Capacidade de armazenamento de inflamáveis e/ou produtos químicos	Tipo de embarcação
Decisor 01	7	7	7	7	7	7	6
Decisor 02	9	7	10	7	6	8	5
Decisor 03	7	8	8	9	9	10	6
Decisor 04	10	8	9	8	3	9	6
Decisor 05	8	10	8	10	5	9	8
Decisor 06	9	8	8	8	6	10	5
Decisor 07	4	3	4	3	5	7	6
Decisor 08	0	0	0	0	0	0	0
Decisor 09	3	3	5	5	5	6	7
Decisor 10	6	8	7	10	3	8	6
Decisor 11	1	7	1	7	6	9	6
Decisor 12	8	8	8	8	7	10	6
Decisor 13	8	9	8	9	8	8	8
Decisor 14	6	6	7	7	6	8	6
Decisor 15	8	9	9	10	8	10	6
Decisor 16	10	7	10	7	0	0	9
Decisor 17	5	7	5	7	5	4	2
Decisor 18	7	9	7	9	7	8	8
Decisor 19	7	8	7	8	5	6	6
Decisor 20	5	7	3	4	5	4	5
Decisor 21	2	2	2	2	5	6	1
Decisor 22	3	3	5	5	5	8	8
Decisor 23	3	8	3	8	3	1	8
Decisor 24	5	7	5	7	3	4	4

Etapa 1 do questionário: Parte II

Decisor	Tempo de toque do óleo na costa obtido a partir dos estudos de modelagem de dispersão de óleo no mar	Sensibilidade ambiental ao óleo da área atingida nos estudos de modelagem de dispersão de óleo no mar	Teor de CO <sub>2</sub> no gás processado	Teor de H <sub>2</sub> S no gás processado	Condições do mar	Capacidade de pessoas a bordo	Desempenho no gerenciamento de manutenção e inspeção em sistemas de segurança	Confiabilidade dos sistemas de segurança	Experiência da equipe dos operadores	Desempenho no treinamento da equipe	Estrutura de resposta a emergência
Decisor 01	9	9	9	9	6	9	8	8	8	8	10
Decisor 02	9	9	5	8	7	8	9	9	7	7	9
Decisor 03	7	7	9	9	5	9	10	10	10	9	10
Decisor 04	7	7	7	8	5	9	7	7	8	8	9
Decisor 05	10	9	10	10	9	9	10	10	8	9	10
Decisor 06	8	9	6	9	3	9	8	10	9	9	10
Decisor 07	9	9	8	8	5	8	7	6	7	6	7
Decisor 08	8	8	0	8	4	2	10	10	10	10	10
Decisor 09	1	1	3	4	0	3	3	2	2	2	1
Decisor 10	10	10	8	9	10	6	8	8	7	8	9
Decisor 11	6	7	3	4	4	3	7	9	8	8	9
Decisor 12	9	10	8	10	8	7	10	10	10	10	10
Decisor 13	9	9	5	9	6	8	9	9	9	9	9
Decisor 14	9	8	9	9	7	7	6	7	6	7	9
Decisor 15	10	10	6	7	7	9	7	8	8	9	9
Decisor 16	3	3	3	5	0	10	7	2	2	8	1
Decisor 17	10	10	5	9	6	9	9	9	8	8	9
Decisor 18	9	10	7	8	6	9	8	9	9	8	9
Decisor 19	7	7	6	6	5	6	6	7	8	6	8
Decisor 20	10	10	5	5	10	9	8	8	8	8	9
Decisor 21	9	9	8	10	5	10	10	8	10	10	10
Decisor 22	3	3	8	10	0	5	10	8	9	8	5
Decisor 23	8	10	2	8	6	8	3	3	3	3	8
Decisor 24	8	8	4	8	3	7	9	9	8	6	9

Etapa 1 do questionário: Parte III

<b>Decisor</b>	<b>Complexidade das operações de transferências</b>	<b>Tipo de completção do poço</b>	<b>Quantidade de poços conectados a unidade de produção</b>	<b>Característica de operação do poço</b>	<b>Inovação tecnológica</b>	<b>Histórico de desvios operacionais - paradas não programadas</b>	<b>Histórico de desvios operacionais - oscilação da produção</b>
Decisor 01	9	9	9	8	8	8	8
Decisor 02	8	4	7	6	8	6	6
Decisor 03	8	6	2	5	9	9	7
Decisor 04	6	6	3	3	10	8	3
Decisor 05	7	7	8	9	8	10	7
Decisor 06	7	5	8	6	6	10	7
Decisor 07	8	7	8	8	8	6	5
Decisor 08	1	0	0	0	7	8	5
Decisor 09	7	2	6	3	7	7	4
Decisor 10	8	4	6	6	7	9	7
Decisor 11	6	4	4	1	4	6	2
Decisor 12	7	6	10	9	9	10	9
Decisor 13	9	10	8	8	8	10	10
Decisor 14	7	7	7	7	8	8	8
Decisor 15	9	7	6	9	9	10	8
Decisor 16	1	1	10	1	10	10	5
Decisor 17	5	4	4	4	4	9	6
Decisor 18	8	7	8	8	9	9	8
Decisor 19	6	5	5	5	7	5	5
Decisor 20	3	3	2	1	6	7	7
Decisor 21	8	10	7	9	6	6	8
Decisor 22	8	5	5	3	8	8	4
Decisor 23	8	1	5	5	10	8	8
Decisor 24	7	5	8	8	9	8	5

Etapa 1 do questionário: Parte IV

Decisor	Histórico de desvios operacionais - queima de gás	Histórico de acidentes	Experiência da equipe de operadores	Experiência da equipe de supervisores	Desempenho no treinamento da equipe	Desempenho no gerenciamento de mudanças	Desempenho no gerenciamento de inspeção e manutenção
Decisor 01	8	8	9	9	8	9	9
Decisor 02	7	8	7	8	7	8	9
Decisor 03	7	9	9	9	9	9	9
Decisor 04	6	10	3	3	3	7	8
Decisor 05	6	10	6	7	7	10	10
Decisor 06	9	10	8	8	9	9	9
Decisor 07	7	8	6	5	7	6	7
Decisor 08	7	10	10	9	10	8	10
Decisor 09	3	7	7	7	8	8	8
Decisor 10	8	10	8	9	8	8	8
Decisor 11	1	9	7	7	8	8	8
Decisor 12	8	10	10	10	10	10	10
Decisor 13	10	10	9	9	9	9	9
Decisor 14	8	9	9	9	9	9	8
Decisor 15	9	10	8	7	8	6	8
Decisor 16	5	10	5	5	6	5	6
Decisor 17	7	10	8	8	8	8	9
Decisor 18	8	10	9	9	8	9	9
Decisor 19	5	5	8	8	6	8	8
Decisor 20	7	8	8	7	7	7	8
Decisor 21	10	10	10	10	10	10	10
Decisor 22	8	8	8	8	8	8	10
Decisor 23	8	10	2	2	2	2	2
Decisor 24	4	9	8	8	6	8	9

Etapa 1 do questionário: Parte V

Decisor	Desempenho no gerenciamento da interface operador/contratada	Desempenho no gerenciamento de operações simultâneas	Desempenho no gerenciamento de investigação de incidentes	Confiabilidade dos sistemas de segurança	Desempenho no alcance de metas de segurança	Desempenho quanto ao nível de envolvimento de pessoal	Condições de mar
Decisor 01	8	9	8	9	9	8	4
Decisor 02	7	6	7	9	9	8	7
Decisor 03	9	9	9	10	9	9	7
Decisor 04	4	4	9	9	7	9	7
Decisor 05	10	10	10	10	9	8	8
Decisor 06	7	9	9	10	8	6	4
Decisor 07	6	8	6	5	5	4	4
Decisor 08	7	8	8	10	7	7	3
Decisor 09	7	7	8	7	3	4	1
Decisor 10	7	9	7	8	8	9	9
Decisor 11	6	6	8	9	7	7	5
Decisor 12	8	9	8	9	8	8	8
Decisor 13	9	9	10	9	9	8	5
Decisor 14	7	9	9	8	7	7	7
Decisor 15	8	8	8	8	7	7	4
Decisor 16	2	2	6	2	6	2	0
Decisor 17	7	5	8	9	9	7	4
Decisor 18	10	9	9	9	9	8	6
Decisor 19	7	7	7	8	7	7	4
Decisor 20	9	9	9	9	8	6	3
Decisor 21	10	10	10	8	9	10	4
Decisor 22	8	8	8	10	8	8	5
Decisor 23	2	2	2	2	8	2	5
Decisor 24	7	8	9	9	9	9	4

Etapa 1 do questionário: Parte VI

<b>Decisor</b>	<b>Terrorismo</b>	<b>Tráfego marítimo</b>	<b>Resultado de fiscalizações anteriores do órgão regulador</b>	<b>Tempo decorrido desde a última fiscalização do órgão regulador a bordo</b>	<b>Novo operador da instalação</b>
Decisor 01	4	6	6	8	8
Decisor 02	2	7	9	7	10
Decisor 03	6	7	10	6	9
Decisor 04	0	0	10	10	10
Decisor 05	5	7	9	7	10
Decisor 06	3	5	7	7	6
Decisor 07	4	5	9	7	9
Decisor 08	0	3	8	8	8
Decisor 09	1	3	5	6	9
Decisor 10	3	6	5	9	9
Decisor 11	3	6	7	6	6
Decisor 12	5	5	7	8	9
Decisor 13	5	8	10	8	8
Decisor 14	4	4	7	7	9
Decisor 15	1	1	5	8	9
Decisor 16	0	0	10	10	10
Decisor 17	0	1	10	9	6
Decisor 18	2	7	9	9	10
Decisor 19	3	3	6	7	6
Decisor 20	0	1	8	8	9
Decisor 21	1	6	8	8	10
Decisor 22	5	8	5	5	10
Decisor 23	1	3	10	8	8
Decisor 24	2	2	9	8	9

Etapa 2 do questionário Parte I

Decisor	Capacidade de processamento de petróleo	Produção efetiva de petróleo	Capacidade de processamento de gás	Produção efetiva de gás	Razão gás-óleo	Capacidade do queimador de gás (flare)	Capacidade de armazenamento de petróleo	Capacidade de armazenamento de inflamáveis e/ou produtos químicos	Lâmina d'água	Distância da costa
Decisor 01	7	9	7	9	7	8	9	9	9	9
Decisor 02	9	7	10	7	6	7	8	8	8	9
Decisor 03	7	7	9	9	9	7	7	8	7	7
Decisor 04	8	10	8	10	3	9	10	8	2	6
Decisor 05	9	10	9	10	8	10	10	9	9	9
Decisor 06	10	9	10	10	8	9	10	10	4	8
Decisor 07	5	3	5	4	2	6	7	8	8	8
Decisor 08	0	0	0	0	0	0	8	8	5	8
Decisor 09	2	2	2	2	3	2	2	3	2	3
Decisor 10	5	7	6	9	2	4	6	8	7	9
Decisor 11	1	7	1	7	6	3	6	6	6	6
Decisor 12	9	9	9	9	5	9	10	10	7	8
Decisor 13	6	9	6	9	8	8	8	7	7	7
Decisor 14	9	9	9	9	6	6	9	9	6	7
Decisor 15	8	9	7	8	7	8	10	9	8	9
Decisor 16	9	6	9	6	0	0	10	0	10	10
Decisor 17	5	10	5	8	6	6	10	8	10	10
Decisor 18	7	9	7	9	7	6	8	9	8	8
Decisor 19	7	8	7	8	5	6	6	5	6	6
Decisor 20	3	5	2	2	1	5	6	6	8	10
Decisor 21	10	10	10	10	5	10	10	10	8	7
Decisor 22	4	4	5	5	5	6	8	9	3	3
Decisor 23	1	10	1	10	2	2	10	2	8	8
Decisor 24	4	8	3	6	3	6	8	8	5	8

Etapa 2 do questionário Parte II

Decisor	Tempo de toque do óleo na costa obtido a partir dos estudos de modelagem de dispersão de óleo no mar	Sensibilidade ambiental ao óleo da área atingida nos estudos de modelagem de dispersão de óleo no mar	Teor de CO <sub>2</sub> no gás processado	Teor de H <sub>2</sub> S no gás processado	Condições do mar	Capacidade de pessoas a bordo	Desempenho no gerenciamento de manutenção e inspeção em sistemas de segurança	Confiabilidade dos sistemas de segurança	Experiência da equipe dos operadores	Desempenho no treinamento da equipe	Estrutura de resposta a emergência
Decisor 01	9	9	9	9	6	9	8	8	8	8	10
Decisor 02	9	9	5	8	7	8	9	9	7	7	9
Decisor 03	7	7	9	9	5	9	10	10	10	9	10
Decisor 04	7	7	7	8	5	9	7	7	8	8	9
Decisor 05	10	9	10	10	9	9	10	10	8	9	10
Decisor 06	8	9	6	9	3	9	8	10	9	9	10
Decisor 07	9	9	8	8	5	8	7	6	7	6	7
Decisor 08	8	8	0	8	4	2	10	10	10	10	10
Decisor 09	1	1	3	4	0	3	3	2	2	2	1
Decisor 10	10	10	8	9	10	6	8	8	7	8	9
Decisor 11	6	7	3	4	4	3	7	9	8	8	9
Decisor 12	9	10	8	10	8	7	10	10	10	10	10
Decisor 13	9	9	5	9	6	8	9	9	9	9	9
Decisor 14	9	8	9	9	7	7	6	7	6	7	9
Decisor 15	10	10	6	7	7	9	7	8	8	9	9
Decisor 16	3	3	3	5	0	10	7	2	2	8	1
Decisor 17	10	10	5	9	6	9	9	9	8	8	9
Decisor 18	9	10	7	8	6	9	8	9	9	8	9
Decisor 19	7	7	6	6	5	6	6	7	8	6	8
Decisor 20	10	10	5	5	10	9	8	8	8	8	9
Decisor 21	9	9	8	10	5	10	10	8	10	10	10
Decisor 22	3	3	8	10	0	5	10	8	9	8	5
Decisor 23	8	10	2	8	6	8	3	3	3	3	8
Decisor 24	8	8	4	8	3	7	9	9	8	6	9

### APÊNDICE 6 – Perfil dos Participantes da Etapa 3

Tempo de experiência em petróleo e gás (anos)	Formação acadêmica
20	Engenharia Mecânica / MBA Petróleo e Gás
17	Engenharia de Produção/Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo/MBA em Gerenciamento de Projetos/M.Sc Applied Sciences (Risk Management)
12	Engenharia Química/Mestrado em Meio Ambiente
11	Engenharia Mecânica/Mestrado
11	Técnico em Química/Engenharia Química/Engenharia de Processamento
11	Engenharia Mecânica/Engenharia de Segurança do Trabalho/Pós-graduação (latu sensu)
10	Engenharia Elétrica
10	Engenharia Química/Mestrado em Engenharia Química
9	Engenharia Química
8	Engenharia Química/Mestrado em Engenharia Química
8	Química
8	Engenharia Eletrônica/Mestrado em Biofísica
8	Engenharia Elétrica
8	Engenharia Química/Mestrado em Engenharia Química
8	Química/Doutorado em Ciências
5,6	Engenharia Química
5	Engenharia Química/Mestrado
5	Engenharia Química
5	Engenharia Civil/Mestrado
5	Oceanografia
1	Engenharia Mecânica/Mestrado em Administração

## APÊNDICE 7 – Respostas dos Questionários Aplicados na Etapa 3

Decisor: 1										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico				x						Organizacional
<b>Grupo Tecnológico</b>										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo			x							Idade da instalação
Complexidade do processo		x								Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo		x								Inovação tecnológica
Complexidade do processo			x							Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo	x									Distância da costa
Idade da instalação				x						Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação				x						Inovação tecnológica
Idade da instalação					x					Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação			x							Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo					x					Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo				x						Distância da costa
Inovação tecnológica						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica				x						Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S			x							Distância da costa
<b>Grupo Organizacional</b>										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes				x						Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes			x							Novo operador da instalação
Histórico de acidentes					x					Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes						x				Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas				x						Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas						x				Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas							x			Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação							x			Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação								x		Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização						x				Resultado da última fiscalização

Decisor: 2										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico				x						Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo			x							Idade da instalação
Complexidade do processo				x						Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo		x								Inovação tecnológica
Complexidade do processo					x					Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo				x						Distância da costa
Idade da instalação				x						Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação		x								Inovação tecnológica
Idade da instalação							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação						x				Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo				x						Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Distância da costa
Inovação tecnológica								x		Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica							x			Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S			x							Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes			x							Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes						x				Novo operador da instalação
Histórico de acidentes				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes						x				Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas							x			Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas					x					Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas							x			Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação					x					Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização								x		Resultado da última fiscalização

**Decisor: 3**

Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas *in loco* marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:

	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico						x				Organizacional

**Grupo Tecnológico**

Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas *in loco* marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:

	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo		x								Idade da instalação
Complexidade do processo	x									Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo						x				Inovação tecnológica
Complexidade do processo						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo		x								Distância da costa
Idade da instalação					x					Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação							x			Inovação tecnológica
Idade da instalação								x		Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação		x								Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo								x		Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo									x	Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Distância da costa
Inovação tecnológica						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica	x									Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S	x									Distância da costa

**Grupo Organizacional**

Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas *in loco* marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:

	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes			x							Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes				x						Novo operador da instalação
Histórico de acidentes				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes						x				Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas				x						Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas					x					Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas						x				Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação					x					Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação							x			Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização						x				Resultado da última fiscalização

Decisor: 3 rev										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico						x				Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo				x						Idade da instalação
Complexidade do processo	x									Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo				x						Inovação tecnológica
Complexidade do processo		x								Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo	x									Distância da costa
Idade da instalação		x								Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação						x				Inovação tecnológica
Idade da instalação				x						Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação		x								Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo									x	Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Distância da costa
Inovação tecnológica			x							Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica	x									Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S			x							Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes			x							Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes				x						Novo operador da instalação
Histórico de acidentes				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes						x				Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas				x						Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas					x					Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas						x				Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação					x					Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação							x			Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização						x				Resultado da última fiscalização

Decisor: 4										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico					x					Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo							x			Idade da instalação
Complexidade do processo			x							Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo						x				Inovação tecnológica
Complexidade do processo					x					Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo				x						Distância da costa
Idade da instalação			x							Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação			x							Inovação tecnológica
Idade da instalação			x							Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação			x							Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo					x					Distância da costa
Inovação tecnológica							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica					x					Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S			x							Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes					x					Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes			x							Novo operador da instalação
Histórico de acidentes			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes						x				Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas				x						Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas					x					Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas						x				Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação						x				Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação							x			Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização								x		Resultado da última fiscalização

**Decisor: 4 rev**

Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas *in loco* marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:

	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico					x					Organizacional
Grupo Tecnológico										

Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas *in loco* marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:

	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo							x			Idade da instalação
Complexidade do processo			x							Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo				x						Inovação tecnológica
Complexidade do processo					x					Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo				x						Distância da costa
Idade da instalação	x									Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação		x								Inovação tecnológica
Idade da instalação			x							Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação		x								Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Distância da costa
Inovação tecnológica						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica					x					Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S				x						Distância da costa
Grupo Organizacional										

Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas *in loco* marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:

	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes					x					Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes			x							Novo operador da instalação
Histórico de acidentes			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes						x				Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas				x						Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas					x					Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas						x				Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação						x				Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação							x			Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização							x			Resultado da última fiscalização

Decisor: 5										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico							x			Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo					x					Idade da instalação
Complexidade do processo					x					Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo			x							Inovação tecnológica
Complexidade do processo						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo						x				Distância da costa
Idade da instalação				x						Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação			x							Inovação tecnológica
Idade da instalação						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação						x				Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo				x						Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Distância da costa
Inovação tecnológica							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica						x				Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S			x							Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes		x								Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes						x				Novo operador da instalação
Histórico de acidentes		x								Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes		x								Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas						x				Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas			x							Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação				x						Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização		x								Resultado da última fiscalização

Decisor: 5 rev										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico							x			Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo					x					Idade da instalação
Complexidade do processo					x					Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo				x						Inovação tecnológica
Complexidade do processo							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo						x				Distância da costa
Idade da instalação				x						Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação			x							Inovação tecnológica
Idade da instalação							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação						x				Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo					x					Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo								x		Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Distância da costa
Inovação tecnológica									x	Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica								x		Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S				x						Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes			x							Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes				x						Novo operador da instalação
Histórico de acidentes		x								Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes	X									Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas						x				Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas			x							Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação		x								Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização				x						Resultado da última fiscalização

Decisor: 6										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico					x					Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo							x			Idade da instalação
Complexidade do processo			x							Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo							x			Inovação tecnológica
Complexidade do processo								x		Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo				x						Distância da costa
Idade da instalação			x							Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação							x			Inovação tecnológica
Idade da instalação					x					Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação				x						Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo								x		Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo					x					Distância da costa
Inovação tecnológica				x						Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica				x						Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S		x								Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes					x					Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes								x		Novo operador da instalação
Histórico de acidentes									x	Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes		x								Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas			x							Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas							x			Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas						x				Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação								x		Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação									x	Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização						x				Resultado da última fiscalização

Decisor: 6 rev										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico						x				Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo						x				Idade da instalação
Complexidade do processo			x							Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo				x						Inovação tecnológica
Complexidade do processo						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo			x							Distância da costa
Idade da instalação	x									Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação			x							Inovação tecnológica
Idade da instalação					x					Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação		x								Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo									x	Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Distância da costa
Inovação tecnológica							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica				x						Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S		x								Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes				x						Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes	x									Novo operador da instalação
Histórico de acidentes		x								Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes			x							Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas	x									Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas		x								Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas				x						Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação						x				Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação							x			Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização						x				Resultado da última fiscalização

Decisor: 7										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico			x							Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo				x						Idade da instalação
Complexidade do processo		x								Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo	x									Inovação tecnológica
Complexidade do processo		x								Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo			x							Distância da costa
Idade da instalação		x								Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação	x									Inovação tecnológica
Idade da instalação			x							Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação				x						Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo				x						Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Distância da costa
Inovação tecnológica							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica								x		Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S						x				Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes		x								Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes				x						Novo operador da instalação
Histórico de acidentes	x									Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes			x							Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas							x			Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas						x				Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas						x				Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação		x								Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação				x						Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização							x			Resultado da última fiscalização

Decisor: 7 rev										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico			x							Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo				x						Idade da instalação
Complexidade do processo		x								Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo	x									Inovação tecnológica
Complexidade do processo		x								Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo			x							Distância da costa
Idade da instalação		x								Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação	x									Inovação tecnológica
Idade da instalação			x							Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação				x						Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo				x						Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Distância da costa
Inovação tecnológica							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica								x		Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S						x				Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes				x						Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes			x							Novo operador da instalação
Histórico de acidentes	x									Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes		x								Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas				x						Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas		x								Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas			x							Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação				x						Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização						x				Resultado da última fiscalização

Decisor: 8										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico					x					Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo								x		Idade da instalação
Complexidade do processo						x				Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo				x						Inovação tecnológica
Complexidade do processo							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo							x			Distância da costa
Idade da instalação			x							Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação		x								Inovação tecnológica
Idade da instalação			x							Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação			x							Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo			x							Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Distância da costa
Inovação tecnológica							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica							x			Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S					x					Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes			x							Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes			x							Novo operador da instalação
Histórico de acidentes			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes				x						Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas					x					Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas						x				Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas						x				Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação						x				Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação						x				Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização					x					Resultado da última fiscalização

**Decisor: 9**

Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas *in loco* marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:

	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico				x						Organizacional

**Grupo Tecnológico**

Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas *in loco* marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:

	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo						x				Idade da instalação
Complexidade do processo			x							Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo							x			Inovação tecnológica
Complexidade do processo							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo	x									Distância da costa
Idade da instalação		x								Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação			x							Inovação tecnológica
Idade da instalação				x						Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação	x									Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo								x		Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo									x	Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo	x									Distância da costa
Inovação tecnológica							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica	x									Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S	x									Distância da costa

**Grupo Organizacional**

Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas *in loco* marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:

	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes		x								Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes					x					Novo operador da instalação
Histórico de acidentes				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes						x				Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas								x		Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas							x			Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas								x		Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação		x								Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação			x							Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização					x					Resultado da última fiscalização

Decisor: 9 rev										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico				x						Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo								x		Idade da instalação
Complexidade do processo				x						Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo						x				Inovação tecnológica
Complexidade do processo							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo		x								Distância da costa
Idade da instalação		x								Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação				x						Inovação tecnológica
Idade da instalação					x					Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação	x									Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo								x		Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo								x		Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo			x							Distância da costa
Inovação tecnológica						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica	x									Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S	x									Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes		x								Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes						x				Novo operador da instalação
Histórico de acidentes				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes					x					Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas									x	Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas							x			Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas								x		Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação		x								Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação				x						Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização						x				Resultado da última fiscalização

Decisor: 10										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico							x			Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo						x				Idade da instalação
Complexidade do processo		x								Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo					x					Inovação tecnológica
Complexidade do processo							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo			x							Distância da costa
Idade da instalação		x								Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação					x					Inovação tecnológica
Idade da instalação							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação			x							Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo								x		Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Distância da costa
Inovação tecnológica						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica			x							Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S		x								Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes			x							Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes					x					Novo operador da instalação
Histórico de acidentes			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes		x								Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas					x					Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas				x						Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação		x								Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação				x						Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização								x		Resultado da última fiscalização

Decisor: 10 rev										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico							x			Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo				x						Idade da instalação
Complexidade do processo		x								Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo			x							Inovação tecnológica
Complexidade do processo						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo			x							Distância da costa
Idade da instalação			x							Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação				x						Inovação tecnológica
Idade da instalação							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação				x						Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo									x	Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Distância da costa
Inovação tecnológica								x		Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica					x					Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S		x								Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes			x							Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes			x							Novo operador da instalação
Histórico de acidentes		x								Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes				x						Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas					x					Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas						x				Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação						x				Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização							x			Resultado da última fiscalização

Decisor: 11										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico							x			Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo			x							Idade da instalação
Complexidade do processo						x				Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo		x								Inovação tecnológica
Complexidade do processo				x						Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo		x								Distância da costa
Idade da instalação								x		Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação			x							Inovação tecnológica
Idade da instalação						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação				x						Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo	x									Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo			x							Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo		x								Distância da costa
Inovação tecnológica								x		Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica						x				Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S		x								Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes	x									Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes			x							Novo operador da instalação
Histórico de acidentes			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes				x						Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas							x			Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas						x				Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas								x		Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação							x			Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização							x			Resultado da última fiscalização

Decisor: 12										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico						x				Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo							x			Idade da instalação
Complexidade do processo				x						Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo					x					Inovação tecnológica
Complexidade do processo							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo							x			Distância da costa
Idade da instalação		x								Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação						x				Inovação tecnológica
Idade da instalação						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação				x						Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Distância da costa
Inovação tecnológica						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica						x				Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S				x						Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes	x									Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes					x					Novo operador da instalação
Histórico de acidentes				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes				x						Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas								x		Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas							x			Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação			x							Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização								x		Resultado da última fiscalização

Decisor: 12 rev										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico						x				Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo							x			Idade da instalação
Complexidade do processo				x						Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo					x					Inovação tecnológica
Complexidade do processo								x		Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo						x				Distância da costa
Idade da instalação		x								Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação			x							Inovação tecnológica
Idade da instalação						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação				x						Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo								x		Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Distância da costa
Inovação tecnológica								x		Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica						x				Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S			x							Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes			x							Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes						x				Novo operador da instalação
Histórico de acidentes		x								Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes				x						Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas								x		Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas						x				Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação		x								Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação			x							Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização							x			Resultado da última fiscalização

Decisor: 13										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico						x				Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo			x							Idade da instalação
Complexidade do processo			x							Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo							x			Inovação tecnológica
Complexidade do processo			x							Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo		x								Distância da costa
Idade da instalação				x						Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação							x			Inovação tecnológica
Idade da instalação							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação				x						Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo								x		Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Distância da costa
Inovação tecnológica				x						Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica			x							Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S			x							Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes			x							Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes				x						Novo operador da instalação
Histórico de acidentes			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes				x						Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas					x					Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas						x				Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação						x				Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização							x			Resultado da última fiscalização

Decisor: 13 rev										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico						x				Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo			x							Idade da instalação
Complexidade do processo			x							Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo							x			Inovação tecnológica
Complexidade do processo				x						Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo			x							Distância da costa
Idade da instalação				x						Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação						x				Inovação tecnológica
Idade da instalação							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação				x						Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Distância da costa
Inovação tecnológica				x						Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica			x							Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S			x							Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes			x							Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes				x						Novo operador da instalação
Histórico de acidentes			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes				x						Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas					x					Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas						x				Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação						x				Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização							x			Resultado da última fiscalização

**Decisor: 14**

Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas in loco marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:

	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico						x				Organizacional

**Grupo Tecnológico**

Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas in loco marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:

	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo							x			Idade da instalação
Complexidade do processo			x							Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo					x					Inovação tecnológica
Complexidade do processo						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo							x			Distância da costa
Idade da instalação			x							Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação		x								Inovação tecnológica
Idade da instalação		x								Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação					x					Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo					x					Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo								x		Distância da costa
Inovação tecnológica				x						Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica							x			Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S			x							Distância da costa

**Grupo Organizacional**

	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes				x						Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes							x			Novo operador da instalação
Histórico de acidentes					x					Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes				x						Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas							x			Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas					x					Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas					x					Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação				x						Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização			x							Resultado da última fiscalização

Decisor: 15										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico					x					Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo					x					Idade da instalação
Complexidade do processo						x				Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo					x					Inovação tecnológica
Complexidade do processo				x						Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo			x							Distância da costa
Idade da instalação							x			Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação						x				Inovação tecnológica
Idade da instalação					x					Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação				x						Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo					x					Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo		x								Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo	x									Distância da costa
Inovação tecnológica			x							Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica		x								Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S					x					Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes				x						Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes			x							Novo operador da instalação
Histórico de acidentes		x								Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes	x									Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas				x						Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas		x								Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação			x							Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização					x					Resultado da última fiscalização

Decisor: 16										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico						x				Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo						x				Idade da instalação
Complexidade do processo		x			x					Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo			x							Inovação tecnológica
Complexidade do processo				x						Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo		x								Distância da costa
Idade da instalação	x									Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação		x								Inovação tecnológica
Idade da instalação			x							Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação	x									Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo					x					Distância da costa
Inovação tecnológica						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica				x						Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S			x							Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes			x							Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes				x						Novo operador da instalação
Histórico de acidentes				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes		x								Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas						x				Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas						x				Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas				x						Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação					x					Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação			x							Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização			x							Resultado da última fiscalização

Decisor: 17										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico				x						Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo						x				Idade da instalação
Complexidade do processo		x								Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo		x								Inovação tecnológica
Complexidade do processo			x							Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo				x						Distância da costa
Idade da instalação		x								Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação		x								Inovação tecnológica
Idade da instalação			x							Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação				x						Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo					x					Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Distância da costa
Inovação tecnológica							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica								x		Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S						x				Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes					x					Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes		x								Novo operador da instalação
Histórico de acidentes		x								Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes				x						Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas		x								Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas		x								Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas				x						Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação					x					Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação						x				Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização						x				Resultado da última fiscalização

Decisor: 18										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico							x			Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo		x								Idade da instalação
Complexidade do processo				x						Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo			x							Inovação tecnológica
Complexidade do processo		x								Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo				x						Distância da costa
Idade da instalação								x		Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação							x			Inovação tecnológica
Idade da instalação				x						Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação								x		Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo			x							Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo		x								Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo				x						Distância da costa
Inovação tecnológica				x						Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica						x				Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S							x			Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes				x						Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes		x								Novo operador da instalação
Histórico de acidentes			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes			x							Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas			x							Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas				x						Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação						x				Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação							x			Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização						x				Resultado da última fiscalização

Decisor: 19										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico			x							Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo				x						Idade da instalação
Complexidade do processo						x				Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo						x				Inovação tecnológica
Complexidade do processo						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo			x							Distância da costa
Idade da instalação				x						Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação						x				Inovação tecnológica
Idade da instalação						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação				x						Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo				x						Distância da costa
Inovação tecnológica				x						Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica			x							Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S			x							Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes			x							Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes							x			Novo operador da instalação
Histórico de acidentes							x			Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes						x				Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas							x			Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas							x			Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas							x			Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação				x						Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação				x						Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização				x						Resultado da última fiscalização

Decisor: 20										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico							x			Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo			x							Idade da instalação
Complexidade do processo		x								Capacidade de armazenamento de petróleo
Complexidade do processo				x						Inovação tecnológica
Complexidade do processo					x					Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo		x								Distância da costa
Idade da instalação				x						Capacidade de armazenamento de petróleo
Idade da instalação						x				Inovação tecnológica
Idade da instalação							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação				x						Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo						x				Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo				x						Distância da costa
Inovação tecnológica						x				Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica	x									Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S	x									Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes				x						Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes			x							Novo operador da instalação
Histórico de acidentes	x									Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes					x					Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas			x							Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas		x								Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas					x					Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação							x			Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização								x		Resultado da última fiscalização

Decisor: 21										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico								x		Organizacional
Grupo Tecnológico										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo			x							Idade da instalação
Complexidade do processo			x							Capacidade de armazenamento
Complexidade do processo			x							Inovação tecnológica
Complexidade do processo					x					Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo			x							Distância da costa
Idade da instalação					x					Capacidade de armazenamento
Idade da instalação					x					Inovação tecnológica
Idade da instalação							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação					x					Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo					x					Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo					x					Distância da costa
Inovação tecnológica							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica					x					Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S			x							Distância da costa
Grupo Organizacional										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes		x								Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes					x					Novo operador da instalação
Histórico de acidentes	x									Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes								x		Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas								x		Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas								x		Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação	x									Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação								x		Resultado da última fiscalização
Tempo decorrido desde a última fiscalização								x		Resultado da última fiscalização

<b>Decisor: 21 rev</b>										
Selecione qual fator deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um fator em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Tecnológico								x		Organizacional
<b>Grupo Tecnológico</b>										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Complexidade do processo			x							Idade da instalação
Complexidade do processo			x							Capacidade de armazenamento
Complexidade do processo			x							Inovação tecnológica
Complexidade do processo					x					Teor de H <sub>2</sub> S
Complexidade do processo			x							Distância da costa
Idade da instalação					x					Capacidade de armazenamento
Idade da instalação					x					Inovação tecnológica
Idade da instalação							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Idade da instalação					x					Distância da costa
Capacidade de armazenamento de petróleo					x					Inovação tecnológica
Capacidade de armazenamento de petróleo							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Capacidade de armazenamento de petróleo					x					Distância da costa
Inovação tecnológica							x			Teor de H <sub>2</sub> S
Inovação tecnológica					x					Distância da costa
Teor de H <sub>2</sub> S			x							Distância da costa
<b>Grupo Organizacional</b>										
Selecione qual critério deve ser priorizado para ordenação das plataformas de produção a serem fiscalizadas <i>in loco</i> marcando o grau de importância de um critério em relação ao outro:										
	Absoluta	Muito Grande	Grande	Pequena	Igual	Pequena	Grande	Muito Grande	Absoluta	
Histórico de acidentes				x						Histórico de paradas não-programadas
Histórico de acidentes				x						Novo operador da instalação
Histórico de acidentes			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de acidentes			x							Resultado da última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas					x					Novo operador da instalação
Histórico de paradas não-programadas			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Histórico de paradas não-programadas			x							Resultado da última fiscalização
Novo operador da instalação			x							Tempo decorrido desde a última fiscalização
Novo operador da instalação		x								Resultado da última fiscalização