



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

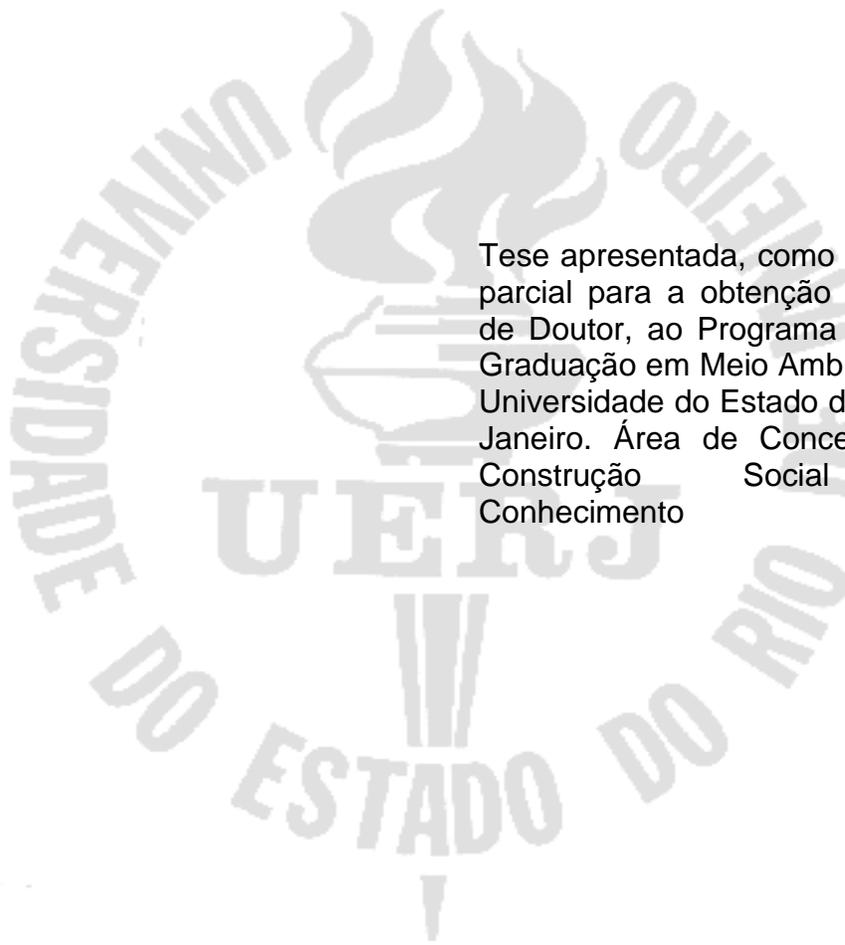
Beatriz Martins Teixeira

**Aprimoramento da política pública ambiental da cadeia produtiva de óleo e gás  
*offshore* no Brasil: o descomissionamento das tecnologias de exploração**

Rio de Janeiro  
2013

Beatriz Martins Teixeira

**Aprimoramento da política pública ambiental da cadeia produtiva de óleo e gás  
*offshore* no Brasil: o descomissionamento das tecnologias de exploração**



Tese apresentada, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor, ao Programa de Pós-Graduação em Meio Ambiente, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de Concentração: Construção Social do Conhecimento

Orientador: Prof. Dr. Carlos José Saldanha Machado  
Coorientador: Prof. Dr. Hernani Aquini Fernandes Chaves

Rio de Janeiro  
2013

CATALOGAÇÃO NA FONTE  
UERJ/REDE SIRIUS/CTC-A

T266 Teixeira, Beatriz Martins.  
Aprimoramento da política pública ambiental da cadeia produtiva de óleo e gás *offshore* no Brasil: o descomissionamento das tecnologias de exploração / Beatriz Martins Teixeira. – 2013.  
203 f.  
Orientador: Carlos José Saldanha Machado  
Coorientador: Hernani Aquini Fernandes Chaves.  
Tese (Doutorado) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro.  
1. Direito ambiental – Brasil - Teses. 2. Petróleo – Prospecção - Teses. I. Machado, Carlos José Saldanha. II. Chaves, Hernani Aquini Fernandes. III. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. IV. Título.

CDU 349.6(81)

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta tese.

---

Assinatura

---

Data

Beatriz Martins Teixeira

**Aprimoramento da política pública ambiental da cadeia produtiva de óleo e gás  
*offshore* no Brasil: o descomissionamento das tecnologias de exploração**

Tese apresentada, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor, ao Programa de Pós-Graduação em Meio Ambiente, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de Concentração: Construção Social do Conhecimento

Aprovado em 27 de setembro de 2013.

Banca Examinadora:

---

Prof. Dr. Carlos José Saldanha Machado (Orientador)  
Programa de Pós-Graduação em Meio Ambiente – PPGMA/UERJ

---

Profa. Dra. Danielle de Andrade Moreira  
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC Rio

---

Prof. Dr. Rodrigo Machado Vilani  
Universidade Candido Mendes

---

Prof. Dr. Mario Luiz Gomes Soares  
Faculdade de Oceanografia da UERJ

---

Prof. Dr. Hernani Aquini Fernandes Chaves  
Faculdade de Geologia da UERJ

Rio de Janeiro  
2013

## DEDICATÓRIA

A Deus.

A Francisco de Assis.

## AGRADECIMENTOS

À minha querida e amada família, em especial, aos meus pais, Fernando e Vera, por toda a orientação no caminho do Bem recebida desde o berço. À Dina, avó querida do coração (*in memoriam*), que me ensinou a viver. À minha irmã, Livia, por ser mais do que uma irmã de sangue e por ter me mostrado a dádiva da renovação da vida com os meus sobrinhos, Thaís e Davi.

Ao Prof. Dr. Carlos José Saldanha Machado, meu orientador, com muita admiração, por ter me ensinado o valor do compromisso e da seriedade com o trabalho científico de qualidade.

Ao Prof. Dr. Hernani Aquini Fernandes Chaves, meu coorientador, que me apresentou a temática do presente trabalho e me conduziu de maneira que este pudesse contribuir positivamente para a sociedade.

Ao Prof. Dr. Rodrigo Machado Vilani, que contribuiu fundamentalmente para que este trabalho se efetivasse.

Aos meus colegas de doutorado, que compartilharam suas experiências, contribuindo com as sempre excelentes discussões acadêmicas. Em especial a Daniel Braga Hübner, por ter sido um grande parceiro nesses quatro anos.

A todos os meus amigos, por terem sabido compreender as ausências. Especialmente às irmãs de alma Caroline Sarty, Livia Lenti, Natalia Fonseca e Paula Pontes, que foram meu sustentáculo nesse processo de intensas transformações, estando ao meu lado tanto nas perdas quanto nas alegrias.

Aos colegas de trabalho do Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca – CEFET/RJ, especialmente aos profs. Sergio Maciel Faragasso, Francisco Moysés de Carvalho Neto e Maria Regina Lemos Guimarães, pela paciência durante a execução desta Tese.

À Coordenadoria de Licenciamento de Petróleo do IBAMA (CGPEG), em especial, aos analistas Eduardo Senna e Bruno Graffino.

À professora Dra. Lílian Cristiane Moreira pela revisão do texto da tese.

Tudo tem o seu tempo determinado, e há tempo para todo o propósito debaixo do céu. Há tempo de nascer, e tempo de morrer; tempo de plantar, e tempo de arrancar o que se plantou; Tempo de matar, e tempo de curar; tempo de derrubar, e tempo de edificar; Tempo de chorar, e tempo de rir; [...] tempo de estar calado, e tempo de falar;

Tempo de amar, e tempo de odiar; tempo de guerra, e tempo de paz.

Que proveito tem o trabalhador naquilo em que trabalha?

Tenho visto o trabalho que Deus deu aos filhos dos homens, para com ele os exercitar.

Tudo fez formoso em seu tempo; também pôs o mundo no coração do homem, sem que este possa descobrir a obra que Deus fez desde o princípio até ao fim.

Já tenho entendido que não há coisa melhor para eles do que alegrar-se e fazer o bem na sua vida [...] (Eclesiastes 3:1-12).

## RESUMO

TEIXEIRA, Beatriz Martins. *Aprimoramento da política pública ambiental da cadeia produtiva de óleo e gás offshore no Brasil: o descomissionamento das tecnologias de exploração, Brasil*, 2013. 201f. Tese (Doutorado em Meio Ambiente) – Programa de Pós-Graduação em Meio Ambiente, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

A Constituição Federal brasileira de 1988 elevou o meio ambiente sadio e a qualidade de vida das presentes e futuras gerações à categoria de direito fundamental. Esse fato jurídico modifica todas as propostas normativas e de execução de políticas públicas até então vigentes, e exige uma adequação das atividades produtivas para atender a esse novo ideal voltado para uma sociedade sustentável. A presente tese analisa a atividade petrolífera *offshore*, dando ênfase à fase do descomissionamento da exploração do petróleo, a fim de estudar os mecanismos legais regulatórios incidentes sobre a desativação do sistema de produção, momento em que se constata uma grande vulnerabilidade ambiental. Trata-se de demonstrar a tese de que o sistema legal brasileiro sobre o descomissionamento é inconsistente em relação às normas de direito ambiental e do modelo de desenvolvimento sustentável constitucionalmente instituído. O objetivo central é contribuir para o aprimoramento das políticas públicas de exploração do petróleo, visando consolidar o sistema legal brasileiro sobre o tema, bem como valorizar as questões ambientais no processo de descomissionamento. Através de uma metodologia qualitativa, é identificado, inicialmente, o cenário da indústria petrolífera para discutir o conceito de desenvolvimento sustentável, verificando como ele está sendo incorporado pelas políticas energética e ambiental do país. Em seguida, é descrita e analisada a estruturação e quais são as experiências internacional e brasileira sobre o descomissionamento. Após essa etapa cognitiva, passa-se a detalhar: o arcabouço institucional-legal do descomissionamento da indústria do petróleo no Brasil, com base nos princípios de direito ambiental; a infraestrutura estatal para a consolidação de um novo marco regulatório para essa etapa da produção; a política nacional de resíduos sólidos e o instrumento do licenciamento ambiental. Ao término desse processo, são formuladas duas propostas complementares de instrumentos legais, voltados para a consolidação da regulamentação do descomissionamento da indústria do petróleo *offshore*, baseado nas orientações do direito ambiental. A tese é concluída com considerações gerais sobre as propostas formuladas, a fim de aprimorar o arcabouço jurídico da indústria do petróleo, visando à proteção ambiental e ao fortalecimento do modelo de desenvolvimento sustentável instituído com a Constituição Brasileira de 1988.

Palavras-chave: Desenvolvimento sustentável. Descomissionamento. Petróleo. Direito ambiental.

## ABSTRACT

TEIXEIRA , Beatriz Martins . Improvement of environmental public policy of the supply chain of offshore oil and gas in Brazil: the decommissioning of exploration technologies , Brazil , in 2013 . 201 p . Thesis ( PhD in Environment ) - Graduate Program in Environment , State University of Rio de Janeiro , Rio de Janeiro.

The Federal Constitution of 1988 raised the healthy environment and quality of life of present and future generations to a fundamental right . This legal fact modifies all the policy proposals and implementation of public policies in force hitherto, and requires an adjustment of production activities to meet this new ideal toward a sustainable society. This thesis analyzes the offshore oil activity, emphasizing the decommissioning phase of oil exploration in order to study the legal regulatory mechanisms incidents on disabling the production system, at which time it turns out great environmental vulnerability. This is to demonstrate the thesis that the Brazilian legal system on decommissioning is inconsistent with the norms of environmental law and sustainable development model constitutionally established. The main objective is to contribute to the improvement of public policy oil exploration, aiming to consolidate the Brazilian legal system on the topic, as well as valuing environmental issues in the process of decommissioning. Through a qualitative methodology is identified, initially, the scenario of the oil industry to discuss the concept of sustainable development, seeing how it is being built by the energy and environmental policies of the country. Is then described and analyzed the structure and what are the international and Brazilian experiences on decommissioning. After this stage cognitive passes to detail: the institutional and legal framework of the decommissioning of the oil industry in Brazil, based on the principles of environmental law, the state infrastructure for the consolidation of a new regulatory framework for this stage of production; national policy on solid waste and the instrument of environmental licensing . At the end of this process, two proposals are formulated supplementary legal instruments aimed at consolidating the regulation of decommissioning offshore oil industry, based on the guidelines of environmental law. The thesis concludes with general comments on the proposals in order to improve the legal framework of the oil industry, environmental protection and aimed at strengthening the sustainable development model introduced with the 1988 Brazilian Constitution.

Keywords : Sustainable development; Decommissioning; Oil; Environmental law.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Quantidades e tipos de resíduos sólidos produzidos .....	126
Tabela 2 - Principais percentuais das formas de destinação final dos resíduos .....	128
Tabela 3 - Especificações dos estudos ambientais presentes no licenciamento da indústria do petróleo .....	147
Tabela 4 - Comparação entre as normativas sobre o descomissionamento .....	184

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da produção de petróleo.....	57
Figura 2 - Cadeia Produtiva do Petróleo .....	63
Figura 3 - Fases do processo de exploração .....	63
Figura 4 - Tipos de plataformas.....	71
Figura 5- Profundidade da extração .....	72
Figura 6 - Plataforma fixa Carapeba 2 (Bacia de Campos) e visão esquemática de uma plataforma fixa.....	73
Figura 7 - Plataforma FPSO P-50 (Bacia de Campos) e visão esquemática de uma plataforma FPSO.....	74
Figura 8 - Riser.....	74
Figura 9 - Navio-sonda NS-17 (Bacia de Campos) e visão esquemática de um navio-sonda .....	75
Figura 10 - Plataforma semissubmersível SS-41 (Bacia de Campos) e visão esquemática de uma plataforma semissubmersível.....	76
Figura 11 - Plataforma autoelevatória Penrod 62 (Bacia de Campos) e visão esquemática de uma plataforma autoelevatória.....	77
Figura 12 - Opções de descomissionamento .....	79
Figura 13 - Remoção parcial .....	80
Figura 14 - Tombamento no local.....	81
Figura 15 - Campo de desativação em Vats (Noruega) .....	88
Figura 16 - Esquemas de possíveis usos para plataformas.....	98
Figura 17- Fluxograma das etapas de licenciamento para a obtenção da LO para perfuração de poços.....	143
Figura 18 - Fluxograma do processo de licenciamento para concessão de LI e LO ....	145
Figura 19 - Esquema de desativação permanente .....	179
Figura 20 - Esquema de desativação temporária.....	180
Figura 21 - Fluxo das fases do processo de licenciamento do descomissionamento ..	180
Figura 22 - Estudos do processo de descomissionamento .....	183

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO</b> .....	14
<b>METODOLOGIA</b> .....	23
<b>1 A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO</b> .....	27
<b>1.1 Introdução</b> .....	27
<b>1.2 História da Indústria do Petróleo</b> .....	27
1.2.1 <u>Breve histórico da Indústria do Petróleo no Brasil</u> .....	37
<b>1.3 O Desenvolvimento Sustentável e as Políticas Energética e Ambiental</b> .....	44
1.3.1 <u>O Desenvolvimento Sustentável (DS)</u> .....	44
1.3.2 <u>Política Energética do Petróleo e Política Ambiental Brasileira</u> .....	53
<b>1.4. Conclusão</b> .....	59
<b>2 A DESATIVAÇÃO DE PLATAFORMAS NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO</b> .....	61
<b>2.1 Introdução</b> .....	61
<b>2.2 Aspectos Conceituais</b> .....	62
<b>2.3 O Processo de Descomissionamento</b> .....	66
2.3.1 <u>Estruturas a serem descomissionadas</u> .....	68
2.3.2 <u>Opções de Descomissionamento</u> .....	77
2.3.3 <u>Algumas experiências internacionais sobre o processo de descomissionamento</u> .....	82
<b>2.4 Aspectos ambientais envolvidos no processo de descomissionamento</b> .....	92
<b>2.5 Projeto de Desativação Brasileiro</b> .....	100
<b>2.6 Conclusão</b> .....	103
<b>3 ARCABOUÇO INSTITUCIONAL-LEGAL DO DESCOMISSIONAMENTO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL</b> .....	105
<b>3.1 Introdução</b> .....	105
<b>3.2 Princípios do direito ambiental aplicáveis ao descomissionamento da indústria do petróleo no Brasil</b> .....	106
3.2.1 <u>Princípio da equidade intergeracional</u> .....	107
3.2.2 <u>Princípio da Precaução</u> .....	109
3.2.3 <u>Princípio da Prevenção</u> .....	113
3.2.4 <u>Princípio do Poluidor-Pagador</u> .....	114
3.2.5 <u>Princípio da Proibição de Retrocesso Ambiental</u> .....	116

<b>3.3 Organização administrativa do Estado brasileiro para a consolidação de um marco regulatório para a fase do descomissionamento na indústria do petróleo</b>	117
<b>3.4 A Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) e sua aplicação na indústria do petróleo</b>	125
3.4.1. <u>A PNRS e a indústria petrolífera</u>	128
<b>3.5 Licenciamento ambiental e o descomissionamento da indústria do petróleo</b>	134
3.5.1 <u>Licenciamento Ambiental da Indústria do Petróleo</u>	138
<b>3.6 Conclusão</b>	148
<b>4 INSTRUMENTO LEGAL DE REGULAMENTAÇÃO DO DESCOMISSIONAMENTO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA</b>	150
4.1 Introdução	150
4.2 Marco regulatório do descomissionamento da exploração de petróleo no Brasil	152
4.3 Proposta dos instrumentos normativos aplicáveis ao descomissionamento da exploração de petróleo <i>offshore</i>	174
4.3.1 <u>Competência da União</u>	175
4.4 Detalhamento dos Instrumentos	176
4.5 Conclusão	183
<b>5 CONCLUSÕES</b>	186
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	189
<b>APÊNDICE A – PROPOSTA DE LEI QUE DISPÕE SOBRE O DESCOMISSIONAMENTO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO</b>	197
<b>APÊNDICE B – PROPOSTA DE RESOLUÇÃO CONAMA SOBRE O LICENCIAMENTO AMBIENTAL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NA FASE DE DESCOMISSIONAMENTO</b>	200

## INTRODUÇÃO

A energia é um elemento essencial para a sociedade e por isso é um dos principais assuntos de discussão nas pautas políticas, pois a perspectiva de desenvolvimento das nações passa, necessariamente, pelo uso da energia. O crescimento econômico, conseqüentemente, ocasionará o aumento do consumo que, por sua vez, estimulará a ampliação da demanda de insumos energéticos (MME/EPE, 2011, p. 18).

A matriz energética brasileira é composta por várias fontes, tais como: a energia elétrica, o gás natural, os biocombustíveis, o carvão (vegetal e mineral), o petróleo, dentre outras. O petróleo é considerado a principal fonte da matriz energética brasileira. A maioria das suas reservas (91,6%) está concentrada em campos *offshore*, principalmente nos estados do Rio de Janeiro (87,4%) e Espírito Santo (9,6%). Segundo dados do MME, é esperado que a sua produção, em 2020, seja 185% maior do que em 2010, atingindo a produção diária de 6.092 milhões de barris (MME/EPE, 2011, p. 167).

Entretanto, apesar da avaliação governamental positiva desse crescimento produtivo (ANP, 2012a), é importante ressaltar que a atividade petrolífera é classificada como altamente poluente. Por isso, ela demanda cuidados especiais, além de um rígido controle do Estado para que não haja danos ao meio ambiente. E que seja garantido o direito fundamental de acesso a um ambiente saudável, com qualidade de vida para as presentes e futuras gerações, nos termos do art. 225, da Constituição Federal de 1988.

Muitos são os impactos ambientais gerados com a exploração petrolífera, desde o exaurimento do reservatório de petróleo até a alteração da qualidade da água provocada pelo lançamento de óleo e outros produtos químicos. Ainda: o aumento da carga orgânica e da temperatura da água; a possibilidade de contaminação da biota marinha por hidrocarbonetos; a introdução de espécies exóticas; perda de biodiversidade; morte de organismos vivos por asfixia, pelo contato direto com o óleo; envenenamento por exposição aos componentes tóxicos; alteração no comportamento, crescimento e sucesso reprodutivo dos organismos marinhos; alteração da qualidade do ar; aumento sobre as atividades de comércio e serviços da comunidade do entorno;

pressão sobre o tráfego marítimo, aéreo e rodoviário; pressão sobre a infraestrutura de disposição final de resíduos sólidos e oleosos. E, especialmente, sobre a fase de desativação, alteração da comunidade pelágica e bentônica (MIRANDA; SILVA; ALMEIDA, 2010, p. 137; SILVA, 2008, p. 28).

Estima-se que, anualmente, entre 1 e 3 milhões de toneladas de petróleo sejam descartadas nos oceanos, de forma acidental ou não (JURAS, 2012, p. 19). Apesar de não haver avaliações rigorosas, Juras (2012, p. 19) ressalta que a exploração em águas profundas gera um risco de impactos ambientais negativos sobre os oceanos. O autor cita o exemplo do grave acidente ocorrido no Golfo do México, em 2010, conhecido como o caso *Deepwater Horizon*/BP, que se deu a partir de uma explosão, ocasionando 11 mortes de trabalhadores; diversos danos ambientais, como a morte de várias espécies de peixes, golfinhos, tartarugas e aves marinhas; dentre muitos outros danos à biodiversidade local, além dos impactos sociais (NOAA, 2013).

No Brasil, são muitos os casos de vazamento de petróleo, dentre os quais podemos destacar o ocorrido na Baía de Guanabara, nos anos 2000, onde foram despejados aproximadamente 1,3 milhões de m<sup>3</sup> de óleo (JUSTIÇA GLOBAL, 2013). Destacamos, também, o ocorrido em poços de responsabilidade da empresa Chevron, no Campo do Frade - Bacia de Campos, no final de 2011. A empresa, inclusive, recebeu várias autuações de multas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), em virtude do vazamento de óleo, por ter atrasado o cumprimento do plano de abandono de poço, devido à falta de equipamento, e também por ter sido detectada a presença não informada de gás sulfídrico em 10 poços (ANP, 2013b).

Hoje, a Constituição Federal de 1988 exige o controle de qualquer atividade produtiva que se utilize de técnicas, métodos e substâncias que comportem risco à vida, à qualidade de vida e ao meio ambiente (art. 225, § 1º, V, CF/88). A atividade petrolífera se enquadra nesse dispositivo constitucional. Assim, o controle da produção de petróleo é realizado em dois momentos, no exercício da atividade estatal. Primeiro, quando exerce a sua atividade legislativa, isto é, produz normas de conduta que devem ser seguidas pelas pessoas e que garantem direitos e obrigações. Segundo, quando exerce sua atividade fiscalizatória, através de seus órgãos – no caso do petróleo, a

ANP e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).

São inúmeras as normas que regulamentam a atividade de exploração do petróleo no Brasil, começando pela própria Constituição Federal (CF/88) e passando pelas Leis Federais nºs 9.478/97, 12.351/10, 12.304/10, 12.276/10, dentre outros decretos e normativas da ANP. Na aplicação da legislação ambiental sobre a indústria do petróleo, vão incidir as Leis Federais nº 6.938/81 (Política Nacional de Meio Ambiente), nº 12.305/10 (Política Nacional de Resíduos Sólidos), nº 9.966/99 (sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo no mar), e outras normativas emanadas do Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA) e do IBAMA. Contudo, apesar da abrangência desse arcabouço normativo, ainda restam várias situações ocorridas nas atividades econômicas de exploração que não estão regulamentadas, de maneira que se cumpra o disposto na CF/88. Isto é, que seja garantido, para as presentes e futuras gerações, o direito ao meio ambiente sadio.

A partir de uma visão geral, podemos classificar a atividade de produção petrolífera em dois momentos: *upstream* e *downstream*. Estão compreendidas na fase *upstream* as atividades que vão desde a pesquisa de sísmica, para identificar o potencial produtivo da reserva petrolífera, até a fase de desativação dos campos. A fase *downstream* compreende o armazenamento e o transporte do óleo extraído, até sua distribuição ao consumidor (VILANI, 2010, p. 66). O descomissionamento é uma etapa da produção que ocorre no final da fase *upstream*, quando já não há mais interesse da empresa petrolífera em explorar petróleo naquele poço, seja por razões políticas, econômicas ou físicas.

O termo descomissionamento ainda não foi conceitualmente bem definido, mas podemos trazer a proposição de Wiegand (2011, p. 1), que sugere se tratar do resultado de um processo multidisciplinar, em que é apontada a maneira mais adequada de desativar as operações de produção. Seu principal objetivo é buscar transformar as condições ambientais atuais, de forma que se aproximem das condições originais. Essa etapa possui inúmeros desafios técnicos para ser realizada, pois compreende o desmonte e a retirada das estruturas de plataforma, isto é, dutos, linhas

de fluxo e quaisquer outros elementos situados no local da exploração. E, também, o abandono do poço.

Em realidade, é recente a preocupação com o descomissionamento das estruturas de extração petrolífera. Foi apenas em 1991, com o caso de *Brent Spar*, no Mar do Norte, que os países produtores de petróleo começaram a se preocupar mais efetivamente com essa etapa da produção. Principalmente no tocante aos aspectos ambientais, pois, nessa etapa, é possível que sejam gerados vários danos ambientais que poderiam ocorrer em virtude da ausência do descomissionamento ou da sua realização inadequada (OSMUNDSSEN; TVETERÅS, 2003, p. 1579). A *Brent Spar* foi ocupada por ambientalistas durante semanas, que temiam um acúmulo de material poluente nos mares. A política britânica com relação ao abandono, até aquela ocasião, era no sentido de afundar as estruturas nos locais onde se encontravam. Após o protesto, a plataforma em questão foi levada a terra e desmontada, e as estruturas de aço foram reutilizadas na edificação de um cais norueguês, confirmando a possibilidade de reuso do material (LUCZYNSKI, 2002, p. 103).

Um grande número de plataformas que hoje operam está próximo do final de suas vidas produtivas. Estima-se que existam, aproximadamente, 6.500 instalações ao redor do mundo a serem descomissionadas até o ano de 2025, a um custo aproximado de quarenta bilhões de dólares, o que indica uma intensa atividade de descomissionamento nos próximos anos (SILVA; MAINIER, 2008, p. 20).

Wiegand (2011, p. 2) estima que o mercado do descomissionamento movimentará, só na região do Golfo do México, até 2016, três bilhões de dólares, pois é previsto que, por ano, nessa região, sejam descomissionadas de cem a cento e cinquenta plataformas.

Já na região do Mar do Norte, Ekins, Vanner e Firebrace (2006, p. 423) estimam que o custo total de remoção das estruturas varia aproximadamente de treze a vinte bilhões de dólares. Além disso, os autores apontam que o processo de descomissionamento envolve muitas incertezas econômicas e variáveis técnicas complexas, que vão desde o fato de as estruturas não serem similares até o bioma onde se encontram as estruturas ter especificações próprias.

Atualmente, de acordo com dados da ANP (2012b), existem, em atividade no Brasil, 9.043 poços exploratórios de petróleo e gás natural. Durante o período de exploração, as estruturas tecnológicas que ficam submersas tornam-se parte integrante do ecossistema submarino, atraindo e abrigando várias espécies de seres vivos. Com interação entre algas, corais e moluscos, suas barras de aço verticais, horizontais e oblíquas, rapidamente estarão permeadas de vida marinha.

No Brasil, a fase do descomissionamento ainda é pouco estudada e regulamentada. Segundo dados da CGPEG/IBAMA (2013), até fevereiro de 2013, foram realizados apenas nove projetos de desativação no Brasil. E apesar de ser uma etapa potencialmente poluente, conforme iremos relatar no Capítulo 2, a regulamentação no Brasil se apresenta bastante fragilizada, pois a legislação federal de petróleo não prevê essa fase em seus dispositivos. Apenas a ANP publicou dois regulamentos técnicos sobre desativação de estruturas e abandono de poços (Portaria ANP nº 25/02 e Resolução ANP nº 27/06), mas que não conseguem atender à dimensão ambiental de uma forma eficiente.

Diante dessa problemática, escolhemos a fase específica do descomissionamento da exploração petrolífera para estudar os mecanismos legais regulatórios incidentes sobre a desativação do sistema de produção. Tal escolha partiu da constatação de que podem sobrevir inúmeros danos ambientais graves decorrentes dessa fase como, por exemplo, a contaminação do ecossistema local, os resíduos serem dispostos de forma inadequada, dentre outros. Percebe-se que o Estado brasileiro não está preparado para atender a essa demanda, principalmente, porque há uma insuficiência de normas de conduta dos agentes econômicos regulamentadores das atividades nessa fase do sistema (ANTUNES, 2008, p. 83). O nosso intuito é contribuir para o fortalecimento do arcabouço jurídico nacional que incide sobre a atividade petrolífera, principalmente no que diz respeito às normas ambientais, respondendo às seguintes questões de pesquisa: como a indústria do petróleo está estruturada? Como o Estado brasileiro relaciona as políticas públicas de energia e de meio ambiente? E como ele incorpora o ideal do Desenvolvimento Sustentável na área do petróleo? O que é o descomissionamento? Como se realiza? É uma fase com real potencial de danos ambientais? Se for, quais os possíveis impactos ambientais que

podem sobreviver? Como se dá a experiência internacional quanto ao descomissionamento? Como o Brasil está lidando com isso? Como o arcabouço institucional-legal do descomissionamento no Brasil está estruturado? Quais princípios de direito ambiental podem ser utilizados? Qual o papel do CONAMA, da ANP e do IBAMA no descomissionamento? Como o instrumento do licenciamento ambiental pode ser eficaz no controle e monitoramento, na etapa do descomissionamento? O atual sistema legal brasileiro consegue regulamentar com eficácia o descomissionamento, alinhando-o com os princípios do direito ambiental? Como poderia ser viabilizado, na estrutura legal brasileira, um mecanismo regulamentador que pudesse atender à dimensão ambiental, garantindo o controle e o monitoramento das áreas descomissionadas? Qual o tipo normativo mais adequado? Quais os documentos e estudos que devem ser realizados?

A demonstração da tese se fará através de quatro capítulos, sintetizados na última seção com as conclusões e as recomendações.

No Capítulo 1, atemo-nos às principais fases de instauração da indústria do petróleo no mundo e no Brasil, apresentando os principais marcos de consolidação da legislação, a exemplo das leis federais n<sup>os</sup> 9.748/97 e 12.351/10, que alteraram a estrutura da indústria. Após essa breve apresentação, trabalhamos com as questões relacionadas à interação da Política Energética com a Política Ambiental, inserindo o conceito de sustentabilidade como um valor estruturante, a pautar toda a construção político-normativa do Estado brasileiro.

No Capítulo 2, passamos a uma apresentação da temática do descomissionamento, abordando seus aspectos conceituais, estruturais e políticos, bem como apresentamos uma rápida conceituação técnica das principais estruturas tecnológicas a serem descomissionadas, tais como poços, dutos e plataformas. Em seguida, demonstramos as principais opções de destinação das plataformas no processo do descomissionamento que vêm sendo praticadas no Golfo do México (Estados Unidos) e no Mar do Norte (Reino Unido e Noruega), a fim de observar como os governos desses países lidam de forma objetiva com a questão na prática. Passamos a relatar os possíveis danos ambientais que ocorrem nessa fase, tendo em vista a descrição da literatura a respeito. As descrições se ativeram aos danos

produzidos nos locais que já descomissionam suas estruturas. Quanto à situação brasileira, não tivemos acesso a nenhum dado de monitoramento, por ele ser praticamente inexistente e a prática do descomissionamento estar apenas se iniciando. Contudo, realizamos uma análise de um Projeto de Desativação brasileiro, obtido junto ao IBAMA, em termos do conteúdo exposto, das principais características e fragilidades.

No Capítulo 3, passamos à análise do arcabouço institucional-legal do descomissionamento da indústria do petróleo no Brasil. O objetivo deste capítulo é apresentar a construção do sistema jurídico do direito brasileiro, em especial do direito ambiental, de maneira a fornecer ferramentas para a construção de propostas legislativas que supram essa lacuna normativa. Para tanto, inicialmente, trabalhamos com cinco princípios de direito ambiental que são diretrizes seguras para a construção de qualquer norma. Assim, elegemos: (1) o princípio do desenvolvimento sustentável, entendendo-o como estruturante e legitimado pela Constituição Federal de 1988; (2) o princípio da justiça intergeracional, pois é obrigação do Poder Público garantir para as presentes e futuras gerações a qualidade de vida e o meio ambiente sadio; (3) o princípio da precaução, porque para efetivar essa garantia é necessário que qualquer dano ou ameaça de dano seja prontamente combatido, ainda que não haja certeza científica quanto à sua ocorrência; (4) o princípio do poluidor-pagador, de forma que a sociedade não seja comprometida com os custos da preservação e restauração do ambiente descomissionado; e (5) o princípio de proibição do retrocesso, para que não haja um retrocesso na legislação e políticas ambientais. Em seguida, passamos a caracterizar a organização estatal para a consolidação do marco regulatório referente à fase do descomissionamento na indústria do petróleo. Dedicamo-nos a esclarecer as competências dos órgãos públicos para administrar e legislar: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA) e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Uma vez que o licenciamento ambiental é um dos principais mecanismos estatais que possibilita o exercício do controle e monitoramento das atividades exploratórias, tais como o petróleo, realizamos um estudo sobre esse importante instrumento da Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA). E por serem vários os

instrumentos legais que normatizam o processo de licenciamento, partimos para a descrição desse processo no âmbito da indústria do petróleo. Concluimos o capítulo enfatizando que esse complexo normativo não consegue alcançar as demandas atuais sobre o descomissionamento, permanecendo uma lacuna legislativa, a qual nos propusemos sanar, ainda que de forma preliminar.

No Capítulo 4, finalmente, chegamos à questão regulatória brasileira do descomissionamento da exploração de petróleo, em que apresentamos as principais Convenções Internacionais que delimitam o tema. Embora o Brasil não seja signatário de algumas delas, o tratamento desse tema subsidiou a propositura de normas regulatórias assentadas na análise combinada dos seguintes dispositivos: Constituição Federal de 1988 (art. 170, VI; art. 225, § 1º, IV, VII; § 2º); Lei nº 6.938/81 (art. 2º; art. 4º, VI; art. 9º, IV; art. 10; art. 14, § 1º); Lei 8.617/93 (art. 2º, art. 12; art. 13, § 2º); Lei nº 9.478/97 (art. 28, § 2º), Lei nº 12.351/10 (art.32, § 2º); Resolução Conama nº 237/97 (art.1º, I; art. 3º; art. 4º,I); Resolução Conama nº 23/94 (art. 5º); Resolução Conama nº 350/04; Portaria MMA nº 422/11; Portaria ANP nº 25/02; Resolução ANP nº 27/06. A partir das constatações realizadas nos capítulos anteriores (quais sejam: a Política Energética ainda se encontra dissonante em relação à proposta da Política Ambiental, podendo subsistir muitos danos ambientais decorrentes da fase do descomissionamento; pela complexidade da etapa e múltiplos interesses em jogo, podem as questões ambientais não serem corretamente avaliadas e, conseqüentemente, cuidadas), concluimos que é necessário que exista uma legislação fortalecida para garantir o direito ao meio ambiente sadio para as presentes e futuras gerações, já que o atual arcabouço legal não consegue corresponder a essa demanda. Assim, trabalhamos como eixo central da questão a criação de um mecanismo que garanta ao Estado um maior poder de controle e monitoramento sobre as ações executadas na etapa do descomissionamento da indústria do petróleo. Como decorrência dessa orientação, surgiram duas propostas normativas, sendo a primeira um projeto de lei ordinária, que viesse emendar as leis federais nºs 9.478/97 e 12.351/10 - no que diz respeito ao final da produção, para que essas leis previssessem a dimensão do descomissionamento e já delimitassem uma atuação do Estado de forma mais pontual. A segunda, uma resolução a ser emanada do CONAMA (a partir da sua

competência normativa estabelecida pela lei nº 6.938/81), que versaria sobre procedimentos do licenciamento ambiental para a fase do descomissionamento. Seriam instituídos, assim, novos instrumentos de controle e monitoramento, bem como critérios de recuperação ambiental, que, no momento, encontram-se muito vagos e, portanto, carentes de uma efetivação prática.

Não obstante esta tese de doutoramento ter como uma de suas principais características a multidisciplinariedade, o objetivo principal do trabalho não é realizar um detalhamento da técnica de descomissionar, mas apresentar a proposta de regulamentação dessa etapa da produção. Portanto, não realizamos um estudo mais profundo no que tange às áreas da engenharia, geologia, oceanografia e biologia, que demandariam, certamente, trabalhos específicos, com uma abordagem técnica mais refinada. Concluímos a tese apontando caminhos a serem adotados para a criação de normas regulamentadoras sobre o descomissionamento da indústria do petróleo pelo legislador brasileiro e pelos órgãos administrativos de controle do Estado brasileiro. A ideia é que sejam incorporados ao modelo adotado os ideais do desenvolvimento sustentável e as premissas do direito ambiental do atual complexo normativo brasileiro, que regulamenta a atividade petrolífera na fase do descomissionamento. Essa é uma etapa ainda inconsistente em relação aos vários postulados do ordenamento jurídico pátrio, em especial os dispositivos de direito ambiental e do desenvolvimento sustentável constitucionalmente definido. Ao término desta tese, esperamos ter contribuído para o fortalecimento do sistema legal brasileiro sobre a área petrolífera, no que tange às questões ambientais no descomissionamento, assentado nos ideais de justiça ambiental e traduzido na proposta de dois dispositivos normativos que venham suprir essa lacuna legal: uma proposta de emenda à Lei do Petróleo e uma proposta de Resolução ao CONAMA.

## METODOLOGIA

A metodologia desta tese consistiu das seguintes etapas: revisão bibliográfica, análise dos textos legislativos e proposição de normas.

O método de pesquisa aplicou o raciocínio indutivo e dedutivo. Segundo Bittar (2005, p. 17), o modo indutivo “[...] corresponde à extração discursiva do conhecimento a partir de evidências concretas passíveis de serem generalizadas”. Assim, utilizamos a indução para constatar que ocorrem danos ambientais na fase do descomissionamento da extração do petróleo e que, pelo fato de o Brasil não possuir uma legislação adequada, o ambiente onde se desenvolve a exploração pode estar vulnerável, o que vai de encontro ao desenvolvimento sustentável, premissa constitucional brasileira. Já o raciocínio dedutivo “[...] corresponde à extração discursiva do conhecimento a partir de premissas gerais aplicáveis a hipóteses concretas” (BITTAR, 2005, p. 17). Dessa forma, uma vez constatada a possibilidade de dano no descomissionamento, extraímos do sistema jurídico ambiental brasileiro as premissas gerais que poderiam ser aplicáveis na construção de uma proposta de regulamentação dessa fase de exploração do petróleo.

A revisão bibliográfica foi realizada a partir de uma seleção de textos contidos em livros especializados e artigos científicos coletados nas bases de dados *Scientific Eletronic Library Online* ([www.scielo.org](http://www.scielo.org)) e Periódicos da Capes (<http://www.periodicos.capes.gov.br/>). Também foi feita uma busca nos sites oficiais do governo brasileiro, nos portais da Presidência da República ([www.presidencia.gov.br/legislacao](http://www.presidencia.gov.br/legislacao)), do Ministério de Minas e Energia ([www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)), do Ministério de Meio Ambiente ([www.mma.gov.br](http://www.mma.gov.br)), da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ([www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)), do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis ([www.ibama.gov.br](http://www.ibama.gov.br)); nos sites oficiais dos governos da Noruega (<http://www.regjeringen.no/>), do Reino Unido (<https://www.gov.uk/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines>), dos Estados Unidos (<http://www.bsee.gov/Exploration-and-Production/Decommissioning/>) e no Portal da ONU ([www.un.org](http://www.un.org)). A pesquisa consistiu na inserção das seguintes palavras-chave: petróleo, atividade petrolífera, impactos ambientais, derramamento de petróleo, acidentes ambientais, desenvolvimento

sustentável, sustentabilidade, políticas públicas, política energética, política ambiental, política de petróleo, energia e meio ambiente, política nacional de resíduos sólidos, descomissionamento da indústria do petróleo, desativação, abandono de plataformas, *decommissioning, abandonment, oil, pollution oil, decommissioning platforms, conventions of pollution in ocean*, direito ambiental, princípios do direito ambiental, resíduos sólidos, licenciamento ambiental, licenciamento ambiental do petróleo. Os textos encontrados foram selecionados e classificados pelos critérios de descrição histórica, análises críticas e dados governamentais.

Foi realizado um encontro com técnicos da Coordenadoria Geral de Licenciamento de Petróleo e Gás (CGPEG), do IBAMA, que tinha como principal objetivo investigar a metodologia de trabalho do órgão licenciador sobre os processos de descomissionamento no Brasil. Neste encontro foram solicitados os seguintes esclarecimentos à CGPEG: a partir de quando a apresentação dos Projetos de Desativação começou a ser cobrada pelo IBAMA/DILIC/CGPEG? Há um instrumento legal (instrução normativa, resolução, portaria) que embasa a exigência de apresentação dos Projetos de Desativação? Em caso positivo, qual? O Projeto de Desativação é uma condicionante dentro do Processo de Licenciamento? Em caso positivo, para a concessão de qual tipo de licença? Quais são os requisitos básicos de um Projeto de Desativação? Foi utilizado algum modelo? Os requisitos do Projeto de Desativação já passaram por alguma revisão? Em caso de resposta positiva, o que motivou a(s) revisão(ões) e em que ela(s) consistiu(ram)? Quantos Projetos de Desativação já foram realizados? Qual é a previsão do número de Projetos de Desativação que serão implementados entre os próximos 05 e 20 anos? Atualmente, uma vez iniciada a desativação, como se dá o rastreamento dos resíduos que são trazidos para terra? Há algum tipo de monitoramento dos resíduos descartados no mar? De quem é a responsabilidade legal pelo monitoramento das estruturas e dos poços que são deixados no fundo do mar? O monitoramento dessas estruturas e poços submersos é feito com qual periodicidade? No caso da situação hipotética de ocorrer um vazamento de um poço abandonado de uma empresa que já não atua mais na bacia, quem o órgão ambiental federal aciona para que sejam tomadas as providências de resolução do problema? Com base na experiência da CGPEG, qual é a sua

avaliação da forma como a questão do descomissionamento é tratada pela administração pública?

Após a realização da revisão bibliográfica e da entrevista ao IBAMA, iniciamos uma análise das normas sobre o descomissionamento, a começar pelos diplomas legais internacionais: Convenção de Genebra sobre as Plataformas Continentais, Convenção das Nações Unidas sobre Direito do Mar (UNCLOS), Resolução A.672(16) – IMO, Convenção para a Proteção do Meio Ambiente Marinho do Atlântico Norte (*OSPAR Convention*). Embora o Brasil não seja signatário de todas essas convenções internacionais, o texto delas quanto à desativação de plataformas *offshore* foi importante para auxiliar a construção das propostas normativas para a regulamentação do processo de descomissionamento brasileiro da exploração de petróleo *offshore*. Em seguida, fizemos uma análise das normas brasileiras: Constituição Federal de 1988 (art. 170, VI; art. 225, §1º, IV, VII; § 2º); Lei nº 6.938/81 (art. 2º; art. 4º, VI; art. 9º, IV; art. 10; art. 14, § 1º ); Lei 8.617/93 (art. 2º, art. 12; art. 13, § 2º); Lei nº 9.478/97 (art. 28, § 2º), Lei nº 12.351/10 (art. 32, § 2º); Resolução Conama nº 237/97 (art. 1º, I; art. 3º; art. 4º, I); Resolução Conama nº 23/94 (art. 5º); Resolução Conama nº 350/04; Portaria MMA nº 422/11; Portaria ANP nº 25/02; Resolução ANP nº27/06, conjugando-as com os princípios de direito ambiental (Cap. III). Assim, fomos identificando as lacunas que necessitavam ser preenchidas para a regulamentação da etapa do descomissionamento da exploração de petróleo *offshore* brasileira.

Dessa maneira, utilizamos os conhecimentos e conceitos dispostos no sistema jurídico ambiental brasileiro, através dos princípios de direito ambiental, dos conceitos e enunciados dispostos na Constituição Federal de 1988 e na Política Nacional de Meio Ambiente. Para a construção efetiva do texto normativo utilizamos as orientações previstas no Manual de Redação da Presidência da República (MENDES; FOSTER JÚNIOR, 2002) e o Regimento Interno do CONAMA – Portaria MMA nº 452/2011. E visando à harmonia com o sistema ambiental, adotamos, para o Projeto de Lei, o modelo legislativo das próprias leis federais ordinárias nos 9.748/97 e 12.351/10 e, para a proposta de Resolução, adotamos a estrutura textual das Resoluções CONAMA nºs 237/97, 23/94 e 350/04.

Com relação ao conteúdo das propostas, valemo-nos dos dispositivos dispostos nas Convenções Internacionais (Convenção de Genebra (1958); Convenção UNCLOS, MARPOL, OSPAR), das ponderações dispostas na revisão de literatura sobre o tema do descomissionamento (concentradas nos Capítulos I, II e III), bem como do conteúdo dos seguintes dispositivos normativos: Resoluções CONAMA nos 01/86, 23/94, Portaria MMA 422/11; Resolução ANP nº 27/06 e Portaria ANP nº 25/02.

Pesquisamos antecedentes legislativos sobre a questão do descomissionamento da indústria do petróleo nos portais eletrônicos da Presidência da República, da ANP, do Ministério do Meio Ambiente, Senado Federal e Câmara dos Deputados. Entretanto, não encontramos qualquer indício de projeto de lei ou proposta de resolução sobre esse assunto.

As premissas básicas dos dispositivos legais foram a garantia de sua constitucionalidade e a sua conformidade com o sistema legal ambiental brasileiro. A constitucionalidade das propostas pode ser determinada na medida em que a principal diretriz norteadora foi a garantia do desenvolvimento sustentável para fornecer um meio ambiente sadio e com qualidade de vida para as presentes e futuras gerações (caput, art. 225, CF/88). Também foi norteadora a necessidade de o Poder Público assegurar o controle da produção de atividades que impliquem em risco para o meio ambiente e a qualidade de vida (inciso, V, § 1º, art. 225, CF/88), bem como a obrigação do explorador de petróleo de recuperar o meio ambiente degradado (§ 2º, art. 225, CF/88).

# **1 A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO**

## **1.1 Introdução**

O petróleo é a principal fonte da matriz energética brasileira e também a mais poluente, causadora de inúmeros danos ambientais em todas as fases do seu processo produtivo, inclusive na etapa do descomissionamento, tema principal desta tese. Entretanto, para chegarmos ao tema central, foi-nos necessário esclarecer como a indústria do petróleo está contextualizada no âmbito do Estado brasileiro e como foram desenhadas as políticas energética e ambiental, as principais envolvidas na questão. Assim, para entender o cenário estatal em que ocorrerá a execução dessa fase, valemo-nos das seguintes questões de pesquisa: como a indústria do petróleo está estruturada? Como o Estado brasileiro incorpora o ideal do Desenvolvimento Sustentável na área do petróleo? E como ele relaciona as políticas públicas de energia e de meio ambiente?

Respondemos às questões fazendo, inicialmente, uma contextualização do setor petrolífero, demonstrando como as suas relações de poder interferem no direcionamento das políticas e economias mundiais. Para demonstrarmos como esse setor se organiza juridicamente e quais os principais atores envolvidos, descrevemos uma pequena evolução da indústria petrolífera brasileira sob o viés da legislação. Em um segundo momento, trataremos a abordagem do desenvolvimento sustentável, aprofundando o seu conceito, dimensões e estrutura e de que forma ele deve ser integrado na proposta de construção das políticas públicas. E realizaremos uma análise de como as políticas energética e ambiental têm incorporado, ou não, o conceito do desenvolvimento sustentável.

## **1.2 História da Indústria do Petróleo**

O uso do petróleo no mundo remonta à antiguidade com a sua utilização para fins farmacêuticos. Entretanto, é só no final da década de 1840 que o geólogo canadense Abraham Gesner desenvolveu o processo para extrair óleo de carvão e similares. O produto desse processo seria utilizado como combustível para iluminação

(foi denominado querosene) e serviria como substituto na iluminação pública. A partir da década de 1850, compreendeu-se que não havia mais a possibilidade de se utilizar o óleo de baleia ou vegetal para se garantir a iluminação a óleo. Assim, na busca de outra matéria-prima que pudesse corresponder a essa nova demanda, começou-se a usar o querosene como novo material iluminante. Nesse período histórico, percebeu-se que utilizar óleo vegetal ou animal para produzir energia não era algo viável economicamente (MATHIAS, 2010, p. 26).

Adaptou-se a perfuração de poços de sal para a busca de petróleo no subsolo, sendo descoberto por Edwin Drake, em 1859. Essa descoberta motivou a busca pelos vizinhos do poço pioneiro e, conseqüentemente, acarretou o aumento da oferta do produto. Isso conduziu um aumento em escala geométrica na produção de barris e, em 1859, foram produzidos 2.000 barris de óleo cru; em 1869, 4,8 milhões de barris; em 1871, 5,4 milhões. Por um lado, havia o crescimento da demanda de iluminação; por outro, ocorreu uma corrida às perfurações, porque vigorava o princípio da “regra da captura”: a propriedade do petróleo era atribuída ao proprietário do solo, incentivando muito a produção em grandes volumes. Os Estados Unidos se tornaram os maiores produtores e também consumidores, datando sua primeira exploração de 1861. Havia uma facilidade de penetração na produção porque, em princípio, o custo era baixo e a tecnologia necessária para o refino não era complexa, pois consistia na “[...] destilação a partir do aquecimento do óleo para a extração das frações de querosene” (MATHIAS, 2010, p. 26). O excedente da produção era queimado ou despejado em córregos. Cerca de 75% ou 80% da produção se tornava querosene. Os resíduos sólidos que não eram descartados no meio ambiente se destinavam a lubrificar maquinários no próprio processo de refino (MATHIAS, 2010, p. 26-27).

Nos primeiros 15 meses de exploração de petróleo, já havia 75 poços em produção. Além disso, ocorreu um aumento significativo da demanda energética com o avanço, a passos largos, da Revolução Industrial e com o aumento da população mundial (MATHIAS, 2010, p. 25). Assim, o querosene se tornava o substituto que atendia a essa demanda. Um pouco depois, a partir de 1885, com o desenvolvimento do automóvel e do motor a combustão, o uso da gasolina, que até então era um subproduto do querosene, começa a ganhar espaço no mercado, ao mesmo tempo em

que houve a introdução da lâmpada elétrica nas casas norte-americanas e europeias. Por causa disso, nesse período, a indústria petrolífera passou pela sua primeira crise, muito influenciada pelo crescimento acentuado das empresas petrolíferas, ocasionando uma grande oferta de produção que, conseqüentemente, provocou a concorrência entre as empresas (PIMENTEL, 2011, p. 32).

Em 1870, foi fundada a empresa *Standard Oil Company*, por John Rockefeller, que inaugura um padrão para a indústria mundial, com a implementação de um padrão de qualidade a custo baixo e integrou o refino com o suprimento e a distribuição. Inicia um agressivo processo de aquisições, que ocasiona a concentração de cerca de 90% do controle da produção americana de petróleo e derivados. Ao mesmo tempo em que havia a perfuração de poços de petróleo nos Estados Unidos, também havia exploração na Europa, iniciando-se pela Rússia, em 1871 (ARAGÃO, 2005, p. 15-20). A empresa inglesa *Shell* e a holandesa *Royal Dutch* escoavam a produção da Rússia e da Indonésia. Após esse período de grande expansão das empresas privadas petrolíferas, no início do século XX, os países produtores de petróleo aumentam a regulamentação e controle no setor. Houve, na Rússia, a revolução comunista, que socializou os campos de Baku (PIMENTEL, 2011, p. 32).

A segunda fase de expansão da indústria petrolífera, que vai de 1870 a 1911, fica concentrada especialmente nos EUA, com a *Standard Oil* que, à época, dominava o mercado de óleo bruto, nas fases de transporte, refino e distribuição de derivados do petróleo. Gerando “[...] um quase monopólio e monopólio simultâneo” (MATHIAS, 2010, p. 28), pois fixava os preços de compra do óleo e venda dos derivados. Em 1878, essa empresa controlava mais de 90% da capacidade de refino, situação que garantia inúmeras batalhas judiciais e políticas sobre esse controle do mercado. Até que, em 1882, foi formalizado o *Standard Oil Trust Agreement*. Em 1899, houve uma reestruturação da empresa, com a criação de uma *holding*. Entretanto, em 1911, a Suprema Corte Federal Americana dos Estados Unidos determinou a divisão da empresa em outras 33, sendo as principais: *Standard Oil of New Jersey* (posteriormente *Exxon*), *Standard Oil of New York* (posteriormente *Mobil*) e *Standard Oil of California* (posteriormente *Chevron*) (MATHIAS, 2010, p. 28). Nesse mesmo ano, deu-se um dos

primeiros grandes desastres ambientais provocados por vazamento de 378 milhões de galões de óleo do poço de Lakeview, nos EUA (MONTGOMERY, 2013).

As relações entre as empresas privadas de exploração de petróleo e os Estados foram então revistas. Como exemplos dessas revisões, temos: o México, que nacionalizou as empresas em seu território; os Estados Unidos, em 1911, que promoveram uma ação antitruste, dissolvendo a *Standard Oil*; além de o governo norte-americano intervir no mercado para estabilizar os preços e racionalizar a exploração, restringindo importações e estabelecendo cotas na produção doméstica. Esse modelo serviu de inspiração para a criação da Organização dos Países Produtores de Petróleo (OPEP), em 1960. Já os países não produtores se preocupavam com a oferta de petróleo e com o acesso às reservas localizadas além de suas fronteiras. Em 1909, o Reino Unido estimula a criação da *Anglo-Persian* que, futuramente, em 1954, transformar-se-ia na *British Petroleum* (BP), para a exploração das reservas encontradas no Irã. Cinco anos depois de sua criação, numa crise financeira, o governo britânico adquiriu 51% de seu capital. Com o início da primeira grande Guerra Mundial, o petróleo se tornou um recurso estratégico, pois as máquinas de guerra eram movidas com esse combustível. Assim, as forças aliadas ganharam uma indubitável vantagem no teatro de operação (PIMENTEL, 2011, p. 33).

Ainda nessa segunda fase, na Europa, havia uma grande dependência das importações americanas, o que levou os europeus a buscarem poços alternativos na região da Rússia, capitaneados, principalmente, pelos irmãos Nobel. Nessa época, Rockefeller e os Nobel controlavam 90% da produção mundial. Em 1903, nasce a *Royal Dutch Shell*, grupo anglo-holandês que passa a competir fortemente com a *Standard Oil of New Jersey*, conseguindo deter, no final da Primeira Guerra Mundial (1918), cerca de 75% do mercado fora dos Estados Unidos (MATHIAS, 2010, p. 29).

Num terceiro período da indústria petrolífera, que vai de 1911 a 1928, o mercado percebeu que o petróleo era um recurso extremamente estratégico e possuí-lo era garantia de independência econômica. Somado a isso, deu-se o advento do automóvel com motor de combustão interna, aumentando a demanda pelo recurso energético, resultando na busca de jazidas no território do Oriente Médio, que possuía muitos poços produtores. A princípio, as empresas americanas e europeias disputavam

ferrenhamente o mercado, todavia, elas perceberam que deviam organizá-lo, controlando a oferta. Para tanto, precisavam definir os direitos de propriedade e controle - pelas empresas - das reservas no Oriente Médio. Precisavam, também, adotar uma coordenação oligopolista, impedindo a competição predatória, estabelecendo de antemão os níveis de produção e suprimento. Isso resultou nos Acordos *Achnacarry*, consolidando as posições das sete maiores petrolíferas do mundo, também conhecidas como sete irmãos (MATHIAS, 2010, p. 30). São elas: *Royal Dutch Shell*; *Anglo-Persian Oil Company*; *Standard Oil of New Jersey* (Esso); *Exxon*; *Standard Oil of New York* (Socony); *Texaco*; *Standard Oil of California* (Socal). Elas formaram um cartel e estabeleciam regras políticas para os países onde era realizada a produção o que, na prática, impedia a instalação de novas empresas exploradoras.

No período entre guerras, acontece uma explosão da demanda, acompanhado de um medo de escassez e com intensa competição para a busca de novas reservas. A França inaugura a *Compagnie Française de Pétroles* (CFP) e, junto com o Reino Unido, cria áreas exclusivas para exploração do Petróleo nas suas zonas de influência no Oriente Médio. Essa atitude provocou nos Estados Unidos uma forte reação, que ocasionou, em 1928, no *Red Line Agreement*, documento que estabeleceu novas bases de exploração petrolífera no Oriente Médio (PIMENTEL, 2011, p. 34).

Com o advento da Segunda Guerra Mundial, o petróleo, mais uma vez, tornou-se uma arma estratégica para os países aliados, que detinham a maioria das reservas. Havia um grande temor quanto à longevidade das reservas norte-americanas. Em 1948, os Estados Unidos começam a importar petróleo. Três fatores são apontados como incitadores de uma expansão petrolífera norte-americana: o ocaso das potências coloniais europeias, a eclosão do nacionalismo árabe e a Guerra Fria. Esses fatores criam um cenário complexo para os EUA, pois havia uma necessidade de não se desligar do mundo europeu e, ao mesmo tempo, lidar com os movimentos de independência no Oriente Médio, que também eram alvo do interesse da União Soviética (PIMENTEL, 2011, p. 35-36).

Desse modo, resgatou-se uma ideia constante no *Red Line Agreement*, que era a criação de consórcios. Assim, ocorre a criação de novas *holdings*, resultando na posição dominante das grandes companhias, que passam a ser chamadas de Sete

Irmãs. Juntas, elas controlavam: 80% das reservas conhecidas fora dos EUA e URSS, 90% da produção de petróleo, 75% da capacidade de refino, 66% da frota de petroleiros e todos os oleodutos. Todavia, esse gigantismo e controle, quase que total, do setor passou a incomodar os Estados Árabes, onde se encontravam muitas reservas, chegando determinadas companhias a gerar um lucro maior do que a economia de certos países. A Venezuela, em 1943, decidiu renegociar com as empresas petrolíferas norte-americanas uma nova modalidade de pagamento de *royalties*, que ficaria conhecido como 50-50 (*fifty-fifty*), ou seja, 50% dos rendimentos eram destinados ao país produtor e os outros 50% cabiam à petrolífera concessionária. Assim, apesar de os países não terem influência no preço, era-lhes interessante a determinação desses valores. Desse modo, os países detentores dos poços receberiam o mesmo pagamento do lucro líquido das empresas. Essa iniciativa se espalhou pelo Oriente Médio, garantindo mais segurança para a política externa praticada pelos EUA, que temiam a expansão da URSS em plena Guerra Fria. O mundo ainda passava por uma mudança do paradigma energético, pois, com o fortalecimento das indústrias e o uso cada vez mais intenso de máquinas, que necessitavam de combustível, o petróleo tornava-se indispensável para o crescimento econômico dos países (PIMENTEL, 2011, p. 37-38; MATHIAS, 2010, p. 32).

Em 1951, o parlamento iraniano nacionalizou a *Anglo-Persian* e, mais tarde, depois de um golpe de Estado, o petróleo começou a ser considerado como pertencente ao Estado Iraniano e não às companhias que o exploravam. Abriu-se um debate global sobre a titularidade das propriedades dos recursos petrolíferos. Isso impactou também a política energética brasileira, que iniciava a campanha “O Petróleo é Nosso”, concentrando duas correntes de pensamento. De um lado os que apoiavam a ideia da abertura total da exploração de petróleo ao capital estrangeiro, argumentando que somente as empresas internacionais detinham a tecnologia e o capital suficientes para exploração. De outro lado, os nacionalistas que desejavam o monopólio da exploração. Esse debate durou até 1953, quando foi criada a Petróleo Brasileiro S. A. (Petrobras), detentora do monopólio total da exploração de petróleo no país. (PIMENTEL, 2011, p. 40).

Na década de 1950, teve início uma mobilização por parte dos países consumidores, que se encontravam nas mãos das empresas petrolíferas, para que houvesse uma nacionalização do setor. Vários países aderiram a essa ideia: Itália (ENI); Alemanha (Veba Oil); Japão (Japex); Brasil (Petrobras) (ARAGÃO, 2005, p. 33).

O cartel das Sete Irmãs durou até o final da década de 1950, pois as indústrias de menor porte, conhecidas como *minors*, começaram a contestar a estrutura dos acordos *fifty-fifty*. Nesse aspecto, a empresa italiana *Ente Nazionali Idrocarburi* (ENI) propôs a alguns países produtores, principalmente ao Irã, outro acordo, no qual somente lhe caberiam 25% do lucro, enquanto que o país produtor receberia 75% dos resultados. Assim, em 1957, a Companhia Nacional de Petróleo Iraniano passou a ser parceira da ENI. Esse fato motivou outros países a fazer o mesmo. Por exemplo, o Japão conseguiu fechar um acordo com a Arábia Saudita, partilhando 44% para a petrolífera e 56% para o país produtor. Os países produtores tinham interesse em apropriar a renda do petróleo. Então, em 1960, Irã, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita e Venezuela criaram a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que foi motivada pela perda de receitas que esses países vinham sofrendo por conta das reduções de preços conferidas pelas empresas petrolíferas (MATHIAS, 2010, p. 33).

Nas décadas de 1950 e 1960, deu-se uma relativa estabilidade à indústria, com a adoção do princípio *fifty-fifty* e a descoberta de campos gigantes no Oriente Médio e África (PIMENTEL, 2011, p. 40). Em 1960, como dito, é criada a OPEP, cujas nações que a compunham detinham 80% da exploração de óleo bruto. Ao longo do tempo, mais países foram se associando: Catar (1961), Indonésia (1962), Líbia (1962), Emirados Árabes (1967), Argélia (1969), Nigéria (1971), Equador (1973-1992), Gabão (1975-1994) (ARAGÃO, 2005, p. 33).

Com a criação da OPEP, houve uma mudança competitiva no cenário mundial, em que o cartel das empresas petrolíferas perdeu espaço. Ao passo que os países produtores, com as suas companhias estatais, cresciam sua importância no mercado mundial, pois garantiam maior rentabilidade ao negócio petrolífero. A OPEP também fortaleceu a soberania política de cada país (MATHIAS, 2010, p. 34).

No decorrer da década de 1960, os países da OPEP, exceto o Irã, não podiam atuar como cartel, porque, por força de contrato, as reservas de petróleo no solo

pertenciam às empresas cessionárias. Entretanto, quaisquer mudanças nos preços deveriam passar pela supervisão da OPEP (MATHIAS, 2010, p. 35).

Em resumo, no período de 1956 a 1973, há um grande crescimento econômico em virtude do processo de industrialização da política desenvolvimentista e pelo crescimento da indústria automobilística e de construção de rodovias (ARAGÃO, 2005, p. 54). Juntamente com este crescimento econômico, também começam a surgir os primeiros grandes acidentes ambientais, causados em virtude dos derramamentos de petróleo. Em 1967, ocorreu um encalhe do petroleiro *Torrey Canyon*, que ocasionou o vazamento de 123.000 toneladas de petróleo na costa da Inglaterra e da França (CASTRO, 2010, p. 23).

Na década de 1970, entre os anos de 1973 e 1979, ocorrem duas grandes Crises do Petróleo, com aumento elevado dos preços, impulsionando a criação de novas tecnologias, estimulando a reorganização interna das companhias e a abertura de novas áreas de exploração e produção (ARAGÃO, 2005, p. 38).

A partir da década de 1970, houve um retrocesso no mercado mundial, com a escassez da produção, pois o consumo energético triplicou, passando de 37,8% para 64,4%. Além disso, os EUA dobraram a sua cota de importação e passaram a depender cada vez mais do petróleo do Oriente Médio. Nessa década, também se iniciou uma fase de nacionalizações pela Argélia, Líbia, Iraque e Irã. Em 1973, deu-se a primeira crise mundial do petróleo, com aumentos de preços e cortes de fornecimento aos EUA e Holanda por parte dos países da OPEP, o que ocasionou o aumento da inflação e redução do crescimento mundial (PIMENTEL, 2011, p. 42-44).

Entre 1971 e 1973, foi assinada uma série de acordos entre as empresas e os países da OPEP, visando realizar uma nova estruturação dos preços, levando em consideração o tipo de petróleo, sua densidade, o teor de enxofre e a localização geográfica. Na década de 1970, especificamente em 1973 e 1979, o mercado mundial sofre duas grandes crises, com aumentos bruscos e elevados dos preços do petróleo. Nesse período, o cenário internacional estava muito instável, com um embargo econômico imposto aos EUA e Holanda: a diminuição da oferta em razão da guerra entre Irã e Iraque. Os países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo passaram a ter mais espaço nas exportações. Os países produtores não pertencentes à

OPEP começaram a investir em exploração, equilibrando a fixação do preço no mercado internacional. Com a expansão da produção dos países não pertencentes à Organização, seus participantes tinham que optar por reduzir preços e recuperar mercado ou reduzir a produção e manter os preços. Escolheram a segunda opção. Entretanto, com os outros produtores ganhando mais mercado, chegou um determinado momento em que a OPEP teve que rever a sua política de preços (MATHIAS, 2010, p. 40).

Nesse mesmo período (década de 1970), foram iniciados os debates ambientais, com o marco da Conferência de Estocolmo, em 1972, na qual se discutia, principalmente, o crescimento econômico e o desenvolvimento. Dois fatores que, necessariamente, passam pela questão da opção da matriz energética e das formas de exploração e consumo de energia.

A crise mundial do petróleo levou os consumidores de energia a buscarem fontes alternativas e novas reservas petrolíferas, mas não reduziu o consumo. Pelo contrário, aumentou a dependência do petróleo. No final dessa década, no Irã, ocorreu uma Revolução Islâmica que passou a incitar todos os países muçulmanos para que realizassem o mesmo. Com relação ao petróleo, o governo reduziu cerca de 50% de suas exportações e fechou suas fronteiras, isso levou a um grande aumento de preço e, entre dezembro de 1978 e 1979, o preço dobrou (PIMENTEL, 2011, p. 46).

Entre as décadas de 1980 e 1990, houve um excesso de oferta e o triunfo do liberalismo econômico. O petróleo passou a ser mais uma *commodity* e perdeu seu *status* de “ouro negro”. Além disso, com o fortalecimento da corrente ambientalista, a indústria do petróleo passou a ser considerada uma vilã, ainda necessária, mas que cada vez mais deve perder seu *status* (PIMENTEL, 2011, p. 51).

Na década de 1980, implantou-se um sistema de regulamentação do mercado. Na sequência da década de 1990, com a invasão do Iraque no Kuwait, o preço do barril de petróleo teve alguma oscilação, estabilizado pouco tempo depois, dentro de um padrão de normalidade (MATHIAS, 2010, p. 41).

O início da década de 1980 foi marcado por um aumento do dispêndio das divisas com as importações de Petróleo. Mas com investimentos nas atividades de exploração e produção, principalmente *offshore*, há uma redução da dependência

energética externa brasileira (ARAGÃO, 2005, p. 61). Em 1989, na costa do Alasca, ocorreu um dos acidentes ambientais mais graves da história mundial, o conhecido caso do navio petroleiro Exxon Valdez, que provocou o derramamento de aproximadamente 42 milhões de litros de petróleo, que se espalharam por uma extensão de 1.990 km, causando a morte de aproximadamente 2.800 lontras, 250.000 aves marinhas, 302 focas e uma mortalidade em massa de macroalgas e invertebrados bentônicos. Essa mortalidade foi resultante de uma combinação de uso de produtos químicos associados à lavagem do local com água pressurizada, dentre muitos outros impactos ambientais que são sentidos até os dias de hoje (CASTRO, 2010, p. 23; PETERSON et al., 2003, p. 2082). No mesmo ano de 1989, em Portugal, também ocorreu o derramamento de 30.000 toneladas de petróleo pelo navio *Aragón* (CASTRO, 2010, p. 23).

Yergin (2010, p. 892-894) chama atenção para o fato de que, entre 1990 e 2009, o PIB mundial triplicou de tamanho; lembrando que, entre 2003 e 2007, China, Índia, Oriente Médio e outros países aumentaram sobejamente a demanda por energia, conseqüentemente, por petróleo. O que também, por sua vez, ocasionou a necessidade de se investir mais na indústria petrolífera, pois esta sofria de escassez de pessoas qualificadas, equipamentos e técnicas de engenharia, combinados com o aumento dos preços do aço, elemento importante na construção de plataformas *offshore*.

A década de 1990 marca também a intensificação das discussões ambientais, que naturalmente vêm influenciando a forma como a indústria petrolífera produz. A partir da Rio 92, os países começaram a inserir nas suas agendas políticas a temática ambiental de uma maneira bastante forte. Surge, então, a necessidade de se rever a matriz energética baseada no petróleo, um bem finito e com uma atividade exploratória altamente poluente.

Desde o final da década de 1990, houve uma grande mudança no cenário petrolífero internacional, pois as empresas vêm passando por uma reestruturação (YERGIN, 2010, p. 895). Hoje, temos algo em torno de 90% das reservas mundiais de petróleo pertencendo aos Estados nacionais, com exploração de empresas estatais, controlando por volta de 73% da produção, atuando com regime monopolista, ou de um quase monopólio. Assim, os Estados concentram em suas mãos o papel central das

políticas energéticas, impedindo que empresas multinacionais explorem predatoriamente as jazidas, além de garantir os interesses nacionais, atuando estrategicamente no controle do suprimento petrolífero (BERCOVICI, 2011, p. 314). Bercovici (2011, p. 310) afirma que o petróleo, em quase todo o mundo, é de propriedade do Estado, exceção, principalmente, dos Estados Unidos e Canadá.

Associadas a todas essas mudanças ocorridas nos últimos vinte anos, as questões ambientais também tiveram um aumento de importância no cenário internacional. Isso vem produzindo efeitos até os dias de hoje e está motivando a alteração da forma como as políticas energéticas vêm sendo construídas, em especial o petróleo.

### 1.2.1 Breve histórico da Indústria do Petróleo no Brasil

De acordo com Dias e Quaglino (1993, p. 1), a primeira permissão para explorar petróleo no Brasil ocorreu através do decreto nº 3.352-A, de 30/06/1864, que garantiu a Thomas Denny Sargent uma permissão de 90 anos para extrair turfa, petróleo e outros minerais nas cidades de Camaçari e Ilhéus, na Bahia. O decreto de Sargent regulava diversos assuntos, por exemplo: concedia permissão para desapropriação; isenção de impostos para a importação de equipamentos; proibia o trabalho escravo; estabelecia prazos e exigia que fosse contratado um engenheiro de minas antes da exploração, para que fosse comprovado que a lavra não acarretaria danos ambientais ou alteraria curso de rios. A essa época, a legislação em vigor que tratava do tema era baseada fundamentalmente na Constituição de 1824 e na Lei de Terras, de 1850, que conferia ao Estado o direito de propriedade do subsolo. E para realizar a prospecção e lavra de recursos minerais era obrigatória a autorização imperial. Após esse primeiro decreto, outros foram solicitados e concedidos, mas isso começou a se tornar um transtorno na medida em que propriedades particulares estavam sendo atingidos, o que fomentou a produção de uma legislação mais detalhada, a fim de evitar conflitos. Assim, em 1871, o Ministério da Agricultura, Comércio e Obras Públicas publicou um Aviso determinando que a descoberta de minerais não conferia automaticamente o direito de exploração, pois as jazidas e depósitos minerais eram de propriedade do Estado.

No Brasil, a Constituição Federal de 1891 (art. 72, § 17) concedeu ao proprietário do solo as minas que estivessem nesse território. Todavia, esse não era um direito absoluto, pois poderia sobrevir uma lei limitando a exploração. Segundo Dias e Quaglino (1993, p. 7): “A um só tempo transferia-se para o proprietário de terras um imenso patrimônio e para os estados a responsabilidade pela política governamental de estímulo à mineração.” Essa situação não se mostrou uma das saídas jurídicas mais pacíficas, pois havia muitas disputas em relação ao título de propriedade, de direito de heranças e muitas desconfianças dos proprietários em relação aos pesquisadores de minérios, o que também dificultava o acesso às jazidas.

Em 1921, entra em vigor o decreto nº 15.211, também conhecido como Lei de Minas, que confere à mina a característica acessória em relação ao solo. Além disso, é permitido a todo indivíduo nacional ou estrangeiro, residente no Brasil, assim como qualquer corporação ou companhia legalmente constituída, que manifeste a descoberta de uma mina (art. 22). Para esse primeiro manifestante, seria concedida a licença para pesquisa (art. 25). Em 1926, houve uma reforma constitucional que alterou o artigo 72, §17, estabelecendo-se que as “[...] minas e jazidas minerais necessárias à segurança e à defesa nacionais e as terras onde existirem não podem ser transferidas a estrangeiros”. Essa alteração é importantíssima para o cenário brasileiro, uma vez que os principais exploradores, até então, eram estrangeiros. Isso ocorreu porque o petróleo, no cenário internacional, ganhava cada vez mais relevância e se tornava um recurso estratégico (DIAS; QUAGLINO, 1993, p. 15). Em 1923, foi criado o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM).

Com o advento da Constituição Federal de 1934, notou-se que havia maior preocupação em nacionalizar os recursos naturais. Assim, a Carta Magna insere o tema dentro do capítulo que trata da ordem econômica e social, considerando a exploração de minas/jazidas um recurso estratégico. Nesse sentido, o §1º do art. 119 (CF/34): limita as autorizações e concessões exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil; divide a propriedade do solo da do subsolo, para efeito de exploração ou aproveitamento industrial; além de vincular o aproveitamento industrial das minas e jazidas à autorização ou concessão federal.

Poucos dias após a promulgação da Constituição Federal de 1934, entra em vigor o decreto nº 24.642, de 10/07/1934, que estabelece o Código de Minas. Esse diploma legal reforça que a propriedade do subsolo é distinta do solo, que há a necessidade de autorização federal para a pesquisa. Inovando no sentido de obrigar os proprietários ou possuidores do solo a reparar integral e previamente o dano que ocorrer em virtude dessa pesquisa (art. 15).

Na Constituição Federal de 1937, manteve-se a distinção da propriedade do solo em relação ao subsolo, para efeito de exploração ou aproveitamento industrial, e também se manteve a necessidade de autorização federal, que só poderia ser concedida a brasileiros ou empresas constituídas por acionistas brasileiros (art. 143, §1º). Assim, percebeu-se um recrudescimento no tratamento aos exploradores estrangeiros, já ensaiando uma nacionalização da indústria petrolífera brasileira.

Em 24 de abril de 1938, através do decreto-lei nº 395, o abastecimento nacional de petróleo é declarado como utilidade pública e é criado o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) para fiscalizar as empresas petrolíferas. A partir do decreto-lei nº 1.217, de 24/04/1939, o CNP passa a ter competência para conceder a autorização de pesquisa e a concessão de lavra das jazidas de rochas betuminosas e pirobetuminosas e de petróleo e gases naturais (art. 3º). Em 1940, entra em vigor o novo Código de Minas, decreto-lei nº 1.985, de 29 de janeiro.

Em 1941, o decreto-lei nº 3.236, de 07 de maio, determina que as jazidas de petróleo e gases naturais existentes no território nacional pertenceriam à União, a título de domínio privado imprescritível. Cabia às empresas de mineração de petróleo e gases naturais requerer autorização federal junto ao CNP para funcionar. Ainda nesse ano, descobriu-se o primeiro campo comercial de petróleo no Brasil (Candeias) e de gás, no campo de Aratu e em Itaparica. Entretanto, havia grande burocracia para liberar equipamentos, dificuldades de contratação de mão de obra qualificada, e o CNP começou a realizar diversas funções, que iam desde fiscalizar o mercado até a produção dos campos de petróleo (DIAS; QUAGLINO, 1993, p. 23).

A Constituição Federal de 1946 segue o mesmo modelo adotado pelas constituições anteriores no que diz respeito tanto à titularidade da propriedade do solo e subsolo quanto às autorizações federais. Podia o Governo Federal delegar aos Estados

essa atribuição, desde que eles preenchessem os requisitos estabelecidos pela lei. Também, somente brasileiros e empresas brasileiras teriam a possibilidade de exploração (art. 153).

Até a década de 1950, a indústria do petróleo brasileira é bastante incipiente, pois até esse período o carvão mineral era a principal fonte energética utilizada no Brasil. Com a mudança da matriz energética, a falta de tecnologia, o aumento da pressão internacional e disputas internas, o Brasil não conseguia suprir suas necessidades do mercado interno e havia uma forte pressão para que fossem instituídas políticas públicas para o petróleo. Existiam dois polos de discussão, um de forte cunho nacionalista, que encampava o slogan *O Petróleo é Nosso*, e outro grupo que desejava a abertura dos mercados para as empresas multinacionais de exploração (ARAGÃO, 2005, p. 52).

Finalmente, dando prosseguimento ao processo de nacionalização do Petróleo, em 03 de outubro de 1953, entra em vigor a lei nº 2.004, que dispôs sobre a Política Nacional do Petróleo e criou a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras). Logo no seu art. 1º instituiu o monopólio da União: (i) na pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluidos e gases raros, existentes no Brasil; (ii) na refinação do petróleo nacional ou estrangeiro; (iii) no transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou derivados de petróleo produzidos no Brasil, e bem assim o transporte, por meio de condutos, de petróleo bruto e seus derivados, assim como de gases raros de qualquer origem. Esse monopólio seria exercido por meio do CNP e pela Petrobras (art. 2º).

Segundo Ajaj (2007, p. 34), na vigência do monopólio, a Petrobras passou por dois períodos. O primeiro se deu até o ano de 1974, quando, no desenvolvimento de suas atividades, descobriu e produziu mais de 70 campos de petróleo. Em um segundo momento, começou a investir tecnologia para exploração em águas profundas.

A Constituição Federal de 1967 também manteve a regulamentação em relação à titularidade da propriedade do solo e subsolo. Entretanto, inovou no sentido de estabelecer o monopólio da União sobre a pesquisa e a lavra de petróleo em território nacional (art. 162).

Neste período, em 1968, deu-se início às primeiras tentativas de exploração *offshore* no Campo de Guaricema (Bacia de Alagoas e Sergipe). Foi considerada a primeira descoberta exploratória importante, em 1974, a do Campo de Marlim na Bacia de Campos (Rio de Janeiro). Esse tipo de exploração só ganha fôlego a partir do Choque de 1973, em que o governo brasileiro institucionaliza os Contratos de Risco, que tinham como objetivos proteger o Brasil da crise recessiva mundial, evitar o racionamento de combustíveis e promover a estabilidade econômica interna (LUCZINSKY, 2002, p. 28).

A década de 1980 no Brasil foi marcada por importantes marcos legais, que viriam a afetar a indústria petrolífera. Em 1981, foi publicada a Lei nº 6.938, que instituiu a Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA), estabelecendo uma série de princípios, objetivos e instrumentos que visam ao equilíbrio do meio ambiente. Especialmente sobre atividades exploratórias, tais como o petróleo, é importante ressaltar que a PNMA dispõe dentre seus princípios: que a ação governamental mantenha o equilíbrio ecológico, que o uso do subsolo e da água seja racionalizado e que as atividades potenciais ou efetivamente poluidoras sejam zoneadas e controladas. Isto é, a exploração do petróleo não pode ser realizada sem que esses princípios sejam respeitados. Dentre os objetivos da PNMA, podemos citar que há um interesse em compatibilizar o desenvolvimento econômico-social com a preservação da qualidade ambiental e equilíbrio ecológico, já traçando um interesse brasileiro em instaurar um desenvolvimento sustentável. Outro objetivo da PNMA é preservar e restaurar os recursos ambientais, através da imposição ao poluidor da obrigação de recuperar e/ou indenizar os danos causados pelo uso dos recursos ambientais com fins econômicos, a exemplo do petróleo. Para que os princípios e objetivos fossem executados, a PNMA previu instrumentos como o licenciamento de atividades efetivas ou potencialmente poluidoras (tema que será detalhado no capítulo 3, uma vez que é um importante instrumento de controle do Estado sobre as atividades poluidoras).

Em 1988, o Brasil ingressa em uma nova fase da sua vida política, econômica e social com a promulgação da nova Constituição Federal da República. A CF/88 traz a regulamentação do petróleo dentro do Título da Ordem Econômica e Financeira, garantindo à União o monopólio sobre esse recurso mineral. Tal monopólio só veio a

ser flexibilizado em 1995, com a publicação da Emenda Constitucional nº 9, em 10 de novembro de 1995, que inseriu o parágrafo 1º no artigo 177: “A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei”. Além disso, inova consagrando, na CF/88, um capítulo específico para o meio ambiente, que modifica substancialmente o tratamento conferido até então às questões ambientais e o uso dos recursos. Inaugura, então, a constitucionalização do princípio do desenvolvimento sustentável.

Uma norma importante para a exploração *offshore*, promulgada na década de 1990, é a Lei nº 8.617/93, que estabelece a extensão de duzentas milhas marítimas como zona econômica exclusiva. Sobre essa extensão, o Brasil tem soberania para fins de exploração e aproveitamento, conservação e gestão dos recursos naturais, vivos ou não, das águas sobrejacentes ao leito do mar e seu subsolo (art. 7º). Essa lei se torna especialmente importante atualmente, pois mais de 80% da produção petrolífera se encontra nessa área, inclusive as ocorrências na camada do pré-sal. É uma área tão estratégica para o Estado brasileiro que, em 2004, o Governo fez um pedido à Comissão para os Limites da Plataforma Continental da ONU, solicitando um novo limite para além das 200 milhas náuticas. Toda essa extensão é conhecida como “Amazônia Azul”, em virtude da grande concentração de riquezas e biodiversidade (MARTINS, 2009, p. 408).

Em 1997, outra mudança substancial ocorreu no cenário regulatório da indústria do petróleo, com a entrada em vigor da Lei Federal nº 9.478/97, que revogou a Lei 2.004/53 e dispôs sobre a nova Política Energética Nacional, instituindo o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a ANP e conferindo um novo regulamento à Petrobras. Hoje, de acordo com o art. 61, da lei 9.478/97, a Petrobras é uma sociedade de economia mista vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que tem como objeto a pesquisa, a lavra, o refino, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins, conforme definidas em lei. A nova lei do Petróleo não retirou o monopólio da União da pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros

hidrocarbonetos fluidos, a refinação do petróleo, dentre outras atividades, mas possibilitou que houvesse uma concessão do serviço. Em termos ambientais, essa norma se limitou a estabelecer enunciados bastante generalistas, utilizando-se de expressões como “proteger o meio ambiente” (art. 1º, IV), sem mensurar mecanismos eficazes de controle e preservação dos recursos ambientais.

A atual lei de petróleo criou a agência reguladora do setor petrolífero brasileiro, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), fazendo-a parte integrante da administração federal indireta, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Ela possui, como um dos principais objetivos, a promoção da regulamentação, da contratação e da fiscalização das atividades econômicas ligadas ao petróleo. Também é obrigação da ANP fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente. Contudo, ressalte-se que a lei em questão possui apenas competência residual na proteção do ambiente.

Em 2006, o cenário petrolífero brasileiro mudou com a descoberta de reservatórios gigantescos, a uma profundidade de 7.600 m a partir do nível do mar e, em 2007, foram divulgadas informações de megacampos na camada do pré-sal (VILANI, 2010, p. 119). As jazidas de pré-sal estão situadas em área que possui a dimensão de 800 km de extensão e 200 km de largura, distribuindo-se pelas bacias do Sul e Sudeste do Brasil, incluindo as bacias de Espírito Santo, Campos e Santos, (TOLMASQUIM; PINTO JUNIOR, 2011). Tendo em vista essa nova realidade, em 2010 entraram em vigor, no ordenamento jurídico brasileiro, novos instrumentos reguladores da indústria petrolífera para regulamentarem o pré-sal, através das leis federais n<sup>os</sup>. 12.276/10, 12.304/10 e 12.351/10.

É inegável que a indústria de petróleo se encaixa como um dos principais setores energéticos que produzem impactos ambientais, seja pelo exaurimento da jazida, seja pelos impactos gerados ao longo de sua exploração. E, portanto, é necessário que sejam estudados esses impactos para mitigá-los ou extingui-los, a fim de que se caminhe na direção do estabelecimento de um desenvolvimento sustentável, que garanta um meio ambiente saudável para as presentes e futuras gerações.

### **1.3 O Desenvolvimento Sustentável e as Políticas Energética e Ambiental**

Esta seção tem como objetivo expor como o desenvolvimento sustentável é um importante conceito que deveria nortear a construção de todas as políticas públicas estabelecidas no Brasil, por entendermos que ele está consubstanciado na CF/88 como um direito fundamental. A seguir, realizaremos uma análise comparativa da Política Energética brasileira, no âmbito da indústria do petróleo, e da Política Ambiental brasileira. A proposta é realizar uma análise conjunta das duas políticas para verificar se elas realmente incorporaram o paradigma da sustentabilidade nos seus conceitos, instrumentos e mecanismos de execução.

#### **1.3.1 O Desenvolvimento Sustentável (DS)**

O conceito de desenvolvimento sustentável foi estabelecido em 1987 no Relatório *Nosso Futuro Comum* (MACHADO; VILANI; CHAME, 2012, p. 16). Esse relatório foi fruto das discussões iniciadas, formalmente em 1972, na Conferência de Estocolmo, embora haja registro de discussões ambientais internacionais anteriores. Mas é apenas nesse momento que a abordagem sobre o meio ambiente passa a ser sistematizada e com a percepção de que ele é um tema que deveria ser um dos eixos estruturantes das políticas adotadas por todas as nações. Dessa Conferência resultou a Declaração de Estocolmo para o Meio Ambiente (DEMA), que contém 26 princípios basilares do Direito Ambiental Internacional. Princípios que não possuíam uma sanção, caso fossem desrespeitados, mas, certamente, contribuíram na construção de normas jurídicas internas dos países participantes (COSTA, 2001, p. 15). Na época da Conferência de Estocolmo, o Brasil, que possuía um governo militar, tinha uma posição extremamente nacionalista, com aberta postura desenvolvimentista, visualizando o meio ambiente como um entrave para o modelo de desenvolvimento econômico então praticado, marcado pelo imediatismo e crescimento meramente quantitativo (RODRIGUES, 2001, p. 30).

Passados alguns anos da Conferência de Estocolmo, poucos foram os efeitos concretos resultantes das discussões travadas em âmbito internacional, o que levou a

Assembleia Geral das Nações Unidas a organizar uma comissão que pudesse indicar os principais problemas e os rumos de uma nova discussão. Assim, foi criada a Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, que teve como produto final um dos marcos do desenvolvimento sustentável: o Relatório *Nosso Futuro Comum*, também chamado Relatório *Brundtland*. A partir dele, deu-se início aos preparativos da Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente (Rio 92), que ocorreu na cidade do Rio de Janeiro, em 1992, e foi essencial para fomentar o debate ambiental nas agendas políticas internacionais.

Daly (1996, p. 13-17) apresenta alguns princípios que devem nortear as discussões sobre o desenvolvimento sustentável: (1) nós devemos preservar e, quando possível, restaurar os sistemas naturais (água, solo, ar, diversidade biológica), pois eles são a base da vida e da prosperidade econômica; (2) o crescimento econômico, a proteção ambiental e a igualdade social devem ser interdependentes, reforçados pelas metas governamentais e políticas públicas, que devem efetivar essas metas, integrando esses aspectos; (3) juntamente com a adoção de medidas protetivas, as estratégias de mercado devem ser usadas para aproveitar todos os tipos de energia e otimizar a proteção ambiental; (4) as necessidades humanas devem estar adequadas ao nível de produção da Terra; (5) a proteção de sistemas naturais implica a mudança de padrões de consumo, com melhorias constantes no uso dos recursos naturais; (6) o progresso através da eliminação da pobreza é essencial para o progresso econômico, a equidade e a qualidade ambiental; (7) todos os seguimentos da sociedade devem compartilhar equanimemente os custos e benefícios ambientais; (8) todas as decisões econômicas e ambientais devem considerar o bem-estar das futuras gerações; (9) onde a saúde pública possa ser afetada, ou possam haver danos ambientais sérios e irreversíveis, em face da incerteza científica, deve-se aplicar a precaução; (10) o desenvolvimento sustentável requer uma mudança profunda na condução de governos, instituições privadas e indivíduos; (11) as preocupações ambientais e econômicas devem ser temas centrais da segurança global; (12) as instituições sociais devem ser livres e desenvolvidas para fortalecer o DS; (13) as decisões que afetarão o DS devem ser tomadas de forma que possibilitem a participação pública e oitiva das partes afetadas, concedendo a oportunidade de discussão e revisão; (14) os avanços científicos e

tecnológicos devem beneficiar o crescimento, a compreensão e o alcance das escolhas da humanidade sobre como nos relacionamos com o meio ambiente, visando alcançar a ecoeficiência, a proteção e a restauração dos sistemas naturais e a mudança dos modelos de consumo.

No Relatório *Nosso Futuro Comum*, o conceito de desenvolvimento sustentável pode ser definido como aquele capaz “[...] de garantir que ele atenda as necessidades do presente sem comprometer a capacidade de as gerações futuras atenderem também às suas” (COMISSÃO MUNDIAL SOBRE MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO, 1991, p. 9).

O desenvolvimento sustentável é um processo complexo e dinâmico que deve permear as mudanças ocorridas no seio das nações e organizações, atuando: na exploração dos recursos naturais, na construção de políticas nacionais de investimentos, no desenvolvimento tecnológico, na proposta de alteração do modo de organização social que leva à pobreza e na política. Esse processo precisa definir objetivos mais claros em termos ambientais e assegurar que eles sejam cumpridos (BUCCI, 2001, p. 60-61). Assim, o primeiro princípio da Declaração do Rio de Janeiro (1992) é: “Os seres humanos estão no centro das preocupações com o desenvolvimento sustentável. Têm direito a uma vida saudável e produtiva, em harmonia com a natureza” (ONU, 2013, [s.p.]).

Entretanto, muitas foram as críticas em relação ao conceito de desenvolvimento sustentável. Nascimento (2012, p. 54) nos propõe a ideia de que o conceito do desenvolvimento sustentável possui, ao mesmo tempo, um conteúdo forte (pois lida com as dimensões da justiça social, dos direitos intergeracionais e dos valores éticos), mas, por outro lado, por ser dotado de uma grande fluidez, pois não se consegue vislumbrar em muitos momentos uma aplicação prática.

Vilani (2010, p. 81) afirma que o conceito é muito teórico e amplo, com pouca orientação prática. Em razão dessa amplitude, muitos atores poderiam se apropriar dele com base em múltiplos interesses, fazendo com que as ações de fato realizadas nas políticas ambientais ficassem distantes das do discurso apregoado.

De acordo com Sachs (2004, p. 214), o conceito de sustentabilidade deveria se desdobrar em “[...] socialmente incluyente, ambientalmente sustentável e

economicamente sustentado no tempo”. Ou seja, deveria incluir a dimensão social, ambiental e econômica. Entretanto, Sachs (2004, p. 214) aponta que há uma diferença de sentido do DS para muitas pessoas: para os estudiosos do mercado, ele teria se tornado um conceito redundante; para os ecologistas profundos, o desenvolvimento econômico seria um mal absoluto; para os desencantados com as discussões ambientais, que por vezes se colocam muito distantes da prática, dever-se-ia abandonar o conceito, tido como uma armadilha ideológica de políticos de países ricos, no intuito de perpetuar seu domínio hegemônico sobre os mais pobres.

Milan, Lozano e Caraveo (2011, p. 229) apontam que, quando o conceito de desenvolvimento sustentável trabalha com uma questão do futuro, de natureza intergeracional, são deixadas de lado questões centrais do meio ambiente, o que o torna vago e impreciso, gerando uma série de interpretações que conferem ao conceito um cunho de utopia inalcançável e inútil. Até porque, na visão dos autores, esse conceito se baseia em interpretações diferentes de conceitos básicos de qualidade ambiental, recurso natural, estabilidade a longo prazo e desenvolvimento.

Conforme Barbieri e Silva (2011, p. 66-68), um dos problemas do conceito é que a palavra desenvolvimento se liga, imediatamente, a crescimento, noção prontamente adequada aos interesses capitalistas, que se apropriaram do termo e deram um novo sentido. Assim, por exemplo, encontramos empresas causadoras de desastres ambientais de grandes proporções, que se intitulam sustentáveis porque alguns de seus estabelecimentos obtiveram certificados de gestão ambiental. E continuam nessa dinâmica destrutiva, mas, agora, com uma roupagem aceitável do “selo verde”.

Ideia reforçada por Keinert (2008, p. 575), que afirma estarem as empresas tentando incorporar o conceito de sustentabilidade, sem que isso se reproduza nos seus processos de produção. Bem como as políticas ambientais brasileiras, que não estão sendo orientadas nem para reduzir as desigualdades sociais, nem para usar de forma racional os recursos naturais, pois têm sido orientadas por critérios de eficiência econômica.

Sachs (2008, p. 30) nos dá a ideia de que o próprio conceito de desenvolvimento ainda está em construção e que a perspectiva que possuímos sobre a

sua concepção atual se deu a partir do pós-guerra, na tentativa de fomentar a reconstrução dos lugares devastados e de superar o atraso econômico e social. Dessa forma, foram idealizados Estados em que deveria haver um bem-estar amplo para todos e que seria efetivado a partir do planejamento e da intervenção estatal para corrigir o desequilíbrio dos mercados. Entretanto, isso ocasionou uma exploração contínua, que leva a uma necessidade de reavaliação dos padrões de crescimento econômico que, hoje, concentra riqueza e renda na mão de muito poucos, gerando pobreza e exploração feroz dos bens ambientais.

Para Sachs (2008, p. 13), existem quatro formas de se observar o desenvolvimento sustentável: (1) o desenvolvimento deve ser desatrelado da ideia de crescimento econômico, e devem ser aproximados os conceitos de economia, ética e política; (2) o desenvolvimento deve apropriar-se das três gerações de direitos humanos (direitos políticos, civis; direitos econômicos, sociais e culturais; e direitos coletivos ao meio ambiente e ao desenvolvimento); (3) o DS acrescenta à sustentabilidade ambiental a sustentabilidade social, que implica em trabalhar em múltiplas dimensões de tempo e espaço. Dessa forma, o autor apresenta os cinco pilares do DS: (a) social; (b) ambiental; (c) territorial; (d) econômico; (e) político. Ele ainda afirma que a transição das práticas atuais para um desenvolvimento de fato sustentável é iniciada com um gerenciamento de crises, que implica numa mudança imediata de paradigma (SACHS, 2008, p. 17).

Nascimento (2012, p. 55) nos apresenta a sua proposição das dimensões da sustentabilidade: *ambiental*, em que o consumo e a produção devem ser executados de tal forma que seja garantida aos ecossistemas sua capacidade de autorrecuperação ou capacidade de resiliência; *econômica*, pois devem ser utilizados os esforços tecnológicos para garantir que a produção e o consumo se direcionem para a economia dos recursos naturais, especialmente água e minerais, libertando a sociedade do ciclo fóssil de energia (carvão, petróleo e gás); *social*, em que todos devem ter o mínimo necessário para uma vida digna, que implica na erradicação da pobreza e no estabelecimento de um padrão mínimo de existência.

Para Montibeller Filho (2004, p. 51), as dimensões do desenvolvimento sustentável são: (1) a sustentabilidade social, visando à redução das desigualdades

sociais através da criação de postos de trabalho e produção direcionada prioritariamente para o saneamento das necessidades básicas; (2) a sustentabilidade econômica, objetivando o aumento da produção e da riqueza social, sem dependência externa, efetivado pelo manejo eficiente dos recursos, de investimentos públicos e privados contínuos, pela internalização dos custos ambientais pelas empresas; (3) sustentabilidade ecológica, visando à melhoria da qualidade do meio ambiente e preservação das fontes de recursos energéticos e naturais para as próximas gerações, através da produção que respeita os ciclos ecológicos dos ecossistemas, na prudência do uso dos recursos não renováveis, tais como o petróleo, na prioridade à redução da biomassa, na redução da intensidade energética e aumento da conservação de energia; (4) sustentabilidade espacial/geográfica, a fim de evitar excesso de aglomerações; (5) sustentabilidade cultural para evitar conflitos culturais com potencial regressivo.

A partir da leitura dessas dimensões, é possível verificar que os padrões de produção e consumo dominantes no Brasil estão sediados, sistematicamente, em um processo avançado de degradação ambiental, muito mais consolidado do que o poder da própria legislação, que poderia conter a degradação (ABRAMOVAY, 2010, p. 98). Nesse aspecto, iremos confirmar essa afirmativa no caso do descomissionamento da indústria do petróleo, pois, apesar de ser uma fase de produção potencialmente poluente, o Brasil não possui uma legislação adequada para responder a essa demanda.

De acordo com Leff (2010, p. 31), a sustentabilidade é uma forma de fazer uma reflexão sobre o futuro e como os processos produtivos e econômicos podem ser refeitos. Portanto, com base nesse conceito, é necessário que sejam repensadas as formas com que o Estado brasileiro regulamenta a questão da produção do petróleo, considerando que ele é o recurso mineral base da matriz energética. Entretanto, ao mesmo tempo, também é um bem finito, e seu processo de exploração e produção é bastante danoso, inclusive no momento em que o petróleo finda no poço ou sua produção não é mais considerada economicamente viável. O poço e os dutos são abandonados, e as estruturas de plataforma ou são afundadas no local, total ou parcialmente, ou levadas a terra para serem desmontadas. Tudo isso feito sem um

controle rígido, sem monitoramento ambiental, sem um instrumento legal adequado e, nitidamente, sem planejamento estatal sobre essa fase, muito embora existam atualmente 351 campos em produção (ANP, 2013a).

O Brasil insere o conceito de desenvolvimento sustentável como um dos direitos fundamentais na Constituição Federal de 1988, afiançando o equilíbrio do meio ambiente de forma saudável e que, também, assegure seu uso para as presentes e futuras gerações (art. 225, caput, CF/88). Portanto, partindo da premissa de que o desenvolvimento sustentável é o princípio que deveria nortear as ações governamentais brasileiras, uma vez que está positivado na Constituição e também nas demais políticas governamentais (inclusive a ambiental e energética), entende-se que ele é um compromisso assumido pelo constituinte como modelo de construção de nação.

De acordo com Machado e Vilani (2010, p. 189), a ideia é que o desenvolvimento sustentável possibilite a racionalização do uso dos recursos ambientais, garantindo que as presentes e futuras gerações tenham acesso a eles. Torna-se, assim, uma alternativa para a lógica hegemônica da produção de mercadorias que degradam o ambiente e exploram o trabalho na atualidade. Os autores apontam que o conceito deve ser adotado como modelo de desenvolvimento nacional, tendo em vista que a Carta Magna o consolida com base na: redução das desigualdades regionais e sociais (art. 3º, III); na construção de uma ordem econômica com fins de assegurar a todos uma existência digna em consonância com a preservação ambiental (art. 170, caput c/c VI), na garantia do direito a um meio ambiente ecologicamente equilibrado com responsabilidade intergeracional (art. 225, caput). Ora, esses dispositivos buscam equilibrar a dimensão ambiental com a econômica e a social, garantindo a sustentabilidade que, por sua vez, implica numa questão temporal, pois a proposta é que a coletividade possa usufruir, com qualidade, no tempo, de um recurso ambiental.

Sob uma perspectiva constitucional, Vilani (2010, p. 89) apresenta quatro pilares básicos de direito ambiental que contribuem para a consolidação do desenvolvimento sustentável como direito fundamental: o princípio da equidade intergeracional; o princípio do acesso equitativo aos recursos naturais para adiar “[...] o

alcance de esgotamento físico do recurso, devendo ser realizada, ciclicamente, por cada geração, a análise dos estoques recebidos e sua projeção para as gerações futuras” (VILANI, 2010, p. 90); o princípio da precaução; o princípio da função socioambiental da propriedade, de modo a garantir ao interesse público que toda propriedade deverá cumprir sua função social e ambiental. Isto é, a fruição do direito de propriedade deverá estar atrelada a critérios que lhe confirmem uma função social e para o ambiente. Outro princípio bastante relevante para esta discussão é o da prevenção, que está bem próximo ao da precaução (embora não se confundam, pois a prevenção é aplicada quando os impactos ambientais já são conhecidos e se consegue estabelecer um nexo de causalidade com impactos futuros prováveis). É com essa base que é realizado o licenciamento ambiental (ANTUNES, 2008, p. 45).

Todavia, essa proposta constitucional não se coaduna com a prática da realidade brasileira, pois é notória a exploração exclusivamente econômica dos recursos naturais, da pobreza generalizada e das desigualdades sociais. Nesse sentido, Machado e Vilani (2010, p. 191) propõem uma revisão das limitações impostas às atividades de exploração econômica, tendo como paradigma uma conduta racional e ética das reais necessidades de exploração e consumo.

Assim, Vilani (2010, p. 91-92) apresenta duas premissas a serem consideradas no conceito de desenvolvimento sustentável, quais sejam: o equilíbrio econômico e ambiental e a temporalidade, que levam ao aspecto central da questão – a equidade intergeracional. Ou seja, o desenvolvimento sustentável implica na garantia do acesso aos bens ambientais entre as gerações humanas. Sendo assim, o que se deseja não é impedir o desenvolvimento, mas propor um modelo de exploração construído nos limites da satisfação das necessidades atuais, para garantir uma fruição também pelas futuras gerações. Para o caso específico do descomissionamento, é preciso que se crie um mecanismo de controle ambiental para que seja efetivada a qualidade ambiental do local de exploração, considerando que há um risco de as estruturas de plataformas, dutos e linhas de fluxo serem abandonados, provocando contaminações, vazamentos e riscos para o meio ambiente local.

O discurso do governo brasileiro sobre o petróleo é bastante entusiástico em relação ao crescimento econômico que essa atividade pode ocasionar para o Brasil. No

sítio eletrônico da ANP<sup>1</sup>, o fato de terem sido descobertos os megacampos na região do pré-sal é tido como uma conquista que vai alçar o país a uma categoria econômica superior no cenário internacional (ANP, 2012a). As questões ambientais realmente não deixam de ser citadas, principalmente com o jargão da sustentabilidade. Mas, se o conceito de desenvolvimento sustentável implica no uso racional dos recursos no limite do necessário para as presentes e futuras gerações, como essa ideia pode se coadunar com o aumento do uso exponencial do recurso energético? E em que condições serão deixados os locais onde era feita a produção, a partir do momento em que ela não for mais interessante para o explorador?

O que percebemos é que a ideia do desenvolvimento sustentável está ainda ligada à tentativa e esforços de não se causarem derramamentos de óleo. Assim, o discurso das empresas do setor petrolífero é no sentido de que se houver qualquer risco de dano deve-se parar a produção. Entretanto, isso é o mínimo que se deve fazer e não reproduz, de fato, o conceito da sustentabilidade, que é muito mais amplo do que remediar danos ambientais. A ideia de um desenvolvimento realmente sustentável é bem mais extensa do que isso e deve estar presente em vários níveis, com o repensar da estrutura de Estado a fim de transformar as instituições econômicas, políticas e culturais, de forma que o desenvolvimento sustentável seja um paradigma norteador, sempre vislumbrando a qualidade ambiental para as presentes e futuras gerações. E, através de um processo interdependente, também sejam as empresas impulsionadas a alterar seus processos produtivos para que a extração e uso dos bens ambientais não sejam de tal forma graves ao ponto de inviabilizarem o uso e o acesso do meio ambiente hoje e futuramente.

Assim, a partir dessas premissas, observando-se o caso da fase do descomissionamento da indústria do petróleo e sabendo que ela pode ser uma importante geradora de danos ambientais, é preciso que o conceito do desenvolvimento sustentável seja incorporado pela legislação regulamentadora desta fase, de forma que provoque alterações na forma de gestão da produção, para que a sustentabilidade não fique somente restrita à ideia de não lançamento de óleo, por exemplo.

---

<sup>1</sup> [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)

Por isso é que se confirma o papel das políticas públicas na efetivação dos direitos fundamentais, em especial, o direito ao meio ambiente sadio. Romeiro (2012, p. 65) nos afirma que o papel das políticas públicas para a efetivação do desenvolvimento sustentável é importante, uma vez que elas evitam o crescimento de uma só minoria. Assim, as políticas ambientais devem caminhar para estimular a adoção de medidas que aumentem a eficiência do uso dos recursos e reduzam o risco de perdas ambientais potencialmente importantes. Desse modo, especialmente nos países pobres, o papel das políticas públicas deveriam ocasionar um crescimento econômico sustentado, distribuindo renda e evitando os danos ambientais.

No próximo subitem iremos comparar as políticas energética e ambiental e verificar como elas estão interligadas, embora ainda estejam em descompasso para efetivar a estratégia de desenvolvimento sustentável.

### 1.3.2 Política Energética do Petróleo e Política Ambiental Brasileira

Romeiro (2012, p. 70) afirma que o desenvolvimento sustentável pode ser alcançado no momento em que o conjunto das políticas públicas seja capaz de garantir o aumento da renda nacional, o acesso a direitos sociais básicos (segurança econômica, saúde e educação) e uma mudança no modo em que a produção e o consumo incidem sobre o meio ambiente. Existe a possibilidade de se terem perdas ambientais e o crescimento econômico pode ser excludente, mas serão as políticas que possibilitarão a redistribuição de renda e o enfrentamento dos problemas ambientais com prudência e eficiência ecológica (progresso técnico). Dessa forma, entendemos que as políticas energéticas e ambientais devem estar integradas aos princípios básicos de um planejamento estratégico de Estado, com vistas a efetivação do desenvolvimento sustentável.

Segundo Frey (2000, p. 224), as políticas públicas se dividem em quatro formas: (a) distributivas; (b) redistributivas, (c) regulatórias e (d) constitutivas. As políticas distributivas têm como principal característica a distribuição de vantagens, beneficiando um grande grupo de destinatários. As redistributivas visam deslocar recursos, direitos ou valores e contêm muitos conflitos. As regulatórias são aquelas que

têm como objetivo trabalhar no nível da legislação, buscando distribuir igualmente e de forma equilibrada custos e benefícios entre grupos e setores da sociedade. E as políticas constitutivas (ou estruturadoras) estabelecem as estruturas dos processos e conflitos políticos, sobre as quais serão desenvolvidas as políticas distributivas, redistributivas e regulatórias.

Além das formas citadas acima por Frey (2000), as políticas públicas possuem três elementos que se entrelaçam e são interdependentes: as estruturas políticas (*polity*), os processos de negociação política (*politics*) e os resultados materiais concretos (*policy*) (FREY, 2000, p. 219). Da interação desses elementos, surgem as disputas e as relações de força de poder, que influenciarão os programas e projetos desenvolvidos e implementados. Ainda segundo Frey (2000, p. 219), pode-se observar nitidamente a interdependência desses elementos nas políticas ambientais:

As constelações de atores, as condições de interesse em cada situação e as orientações valorativas - elementos que podem ser considerados condicionantes do grau de conflito reinante nos processos políticos - sofreram modificações significativas à medida que se agravaram os problemas ambientais e se consolidou esse novo campo da política. O incremento da consciência ambiental reforçou os conflitos entre os interesses econômicos e ecológicos. Da mesma maneira como a dimensão material dos problemas ambientais tem conduzido à cristalização de constelações específicas de interesse, os programas ambientais concretos, por sua vez elaborados por agentes planejadores, devem ser considerados o resultado de um processo político, intermediado por estruturas institucionais, que reflete constelações específicas de interesse (FREY, 2000, p. 219).

Ou seja, no estudo das políticas ambientais, há que se considerar fortemente os atores envolvidos, seus respectivos interesses e valores. E é a crise ambiental que irá movimentar esse cenário de construção política.

De acordo com Foladori (2001, p. 101), há um enquadramento da crise ambiental em três temáticas distintas: a superpopulação, os recursos e os resíduos. Dentro desses três temas, há um denominador comum a eles: os limites físicos externos, ou seja, a capacidade de suporte do meio ambiente em função da exploração sofrida. O autor afirma que: “[...] todos os problemas ambientais se referem a impactos humanos externos ao processo de produção no sentido estrito” (FOLADORI, 2001, p. 103). E concentra os problemas em quatro grandes categorias: depredação dos recursos, poluição por causa de resíduos, superpopulação e pobreza. Podemos

enquadrar o petróleo nas duas primeiras categorias, pois a sua exploração gera uma redução das reservas, pela própria natureza do consumo. Nesse processo vão sendo gerados resíduos que implicarão em outro problema ambiental, como, por exemplo, o caso do descomissionamento, que busca devolver ao meio ambiente o local da exploração de petróleo nas condições mais próximas daquelas originais, retirando todas as estruturas e dando uma destinação final para os resíduos produzidos, de uma maneira ambientalmente aceitável.

A crise ambiental vai reforçar o discurso de que é necessária a substituição da matriz energética baseada no petróleo (ROMEIRO, 2012, p. 72). Entretanto, Machado, Vilani e Godinho (2012, p. 149) apontam que o consumo de energia deve aumentar, o que, conseqüentemente, acarretará, também, o aumento da emissão de gases do efeito estufa. Os autores entendem que a política ambiental brasileira não foi formada a partir de uma visão holística, como seria desejável, mas sim de forma setORIZADA (MACHADO; VILANI; GODINHO, 2012, p. 180). É o que podemos verificar, se confrontarmos o Plano Decenal de Energia 2020 (PDE 2020) com a Política Nacional de Mudanças Climáticas (PNMC, Lei federal nº 12.187/09). No PDE 2020 está previsto um aumento da oferta de produção de petróleo de 197%, em dez anos, com um investimento de R\$ 686 bilhões (MME/EPE, 2011, p. 292 -293). Entretanto, na PNMC (art. 12), o Brasil assumiu um compromisso voluntário de reduzir entre 36,1% e 38,9% de suas emissões de gases do efeito estufa. Ora, numa análise preliminar de números absolutos, parece-nos um contrassenso a manifestação do desejo de se diminuir as emissões com a previsão de aumento da produção e investimento no petróleo (que é uma das fontes de energia mais poluentes da matriz energética). Já as fontes renováveis de energia, como os biocombustíveis, receberão apenas 10% dos investimentos (R\$ 97 bilhões), e a energia elétrica receberá 23% (R\$ 236 bilhões) (MME/EPE, 2011, p. 293).

A política ambiental brasileira (PNMA) foi instituída com a promulgação da lei federal nº 6.938/81 e seu principal objetivo é promover a preservação, a melhoria e a recuperação da qualidade ambiental, assegurando o desenvolvimento socioeconômico e a proteção da dignidade da vida humana. Para tanto, tem como principais princípios: a ação governamental, para manter o equilíbrio ecológico; a racionalização dos bens

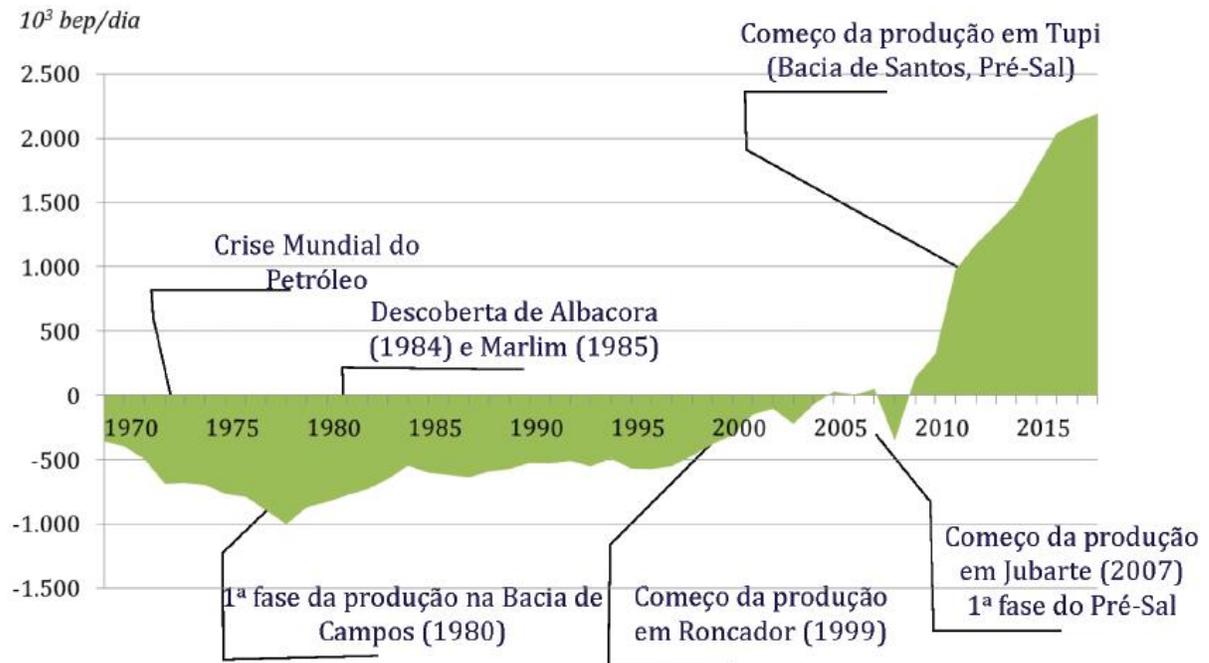
ambientais; o planejamento e fiscalização do uso desses bens; o controle e zoneamento das atividades potencialmente ou efetivamente poluidoras; o acompanhamento da qualidade ambiental; a recuperação de áreas degradadas e a proteção de áreas sujeitas à degradação (art. 1º, lei 6.938/81).

De acordo com Goldemberg e Moreira (2005, p. 221), o Brasil possui uma grande fonte de energia renovável ou “limpa”, como a biomassa e a hidroeletricidade. Entretanto, ainda é grande a parcela das fontes de energia poluentes. Segundo os autores, os principais poluentes atmosféricos locais são óxido de enxofre (SO<sub>x</sub>) – derivado dos combustíveis de petróleo - , óxido de nitrogênio (NO<sub>x</sub>) e monóxido de carbono (CO), que contribuem para o aquecimento global.

Tolmasquim (2012, p. 249) afirma que o Brasil hoje é uma potência energética e ambiental, tendo em vista a oferta de matéria-prima e a capacidade de produção em larga escala. Tolmasquim (2012, p. 250) também prevê um crescimento de 5,3% ao ano do consumo de energia no Brasil, que deverá ser direcionado, na maior parte, para as refinarias e a exploração do petróleo e gás natural. Caso não sejam postos em prática os planos de eficiência energética no Brasil, principalmente na indústria, em 2020 haverá uma demanda de cerca de 25% da produção de petróleo para atender às necessidades domésticas.

Tolmasquim (2012, p. 255) apresenta como positivo o fato de que em 2009 o Brasil passou a ser um exportador de petróleo, mesmo ainda sem a produção do pré-sal. A seguir, ele nos apresenta uma evolução da produção de petróleo.

Figura 1 - Evolução da produção de petróleo



Fonte: TOLMASQUIM (2012, p. 255).

A estimativa é de que, em 2020, o Brasil produza 6,2 milhões de barris por dia, sendo metade dessa produção de petróleo proveniente do pré-sal e deverá ser exportada (TOLMASQUIM, 2012, p. 256).

Dentro do documento *Matriz Energética Nacional 2030*, produzido pelo Ministério de Minas e Energia, podemos encontrar o direcionamento da política energética para a área do petróleo (MME, 2007, p. 220):

A diretriz política governamental no caso da produção de petróleo e gás a partir de campos offshore com lâminas de água profundas deverá ser de apoiar integralmente os esforços da PETROBRAS para aumentar substancialmente essa produção, permitindo que o País mantenha a autossuficiência no seu suprimento de petróleo e possa também atingi-la no caso do gás natural.

Dessa leitura podemos extrair que os direcionamentos políticos sobre o petróleo caminham no sentido de se valorizar o aumento da produção que, no nosso entender, caminha em detrimento de um real planejamento orientado pelo desenvolvimento sustentável. Esse aumento exponencial não vislumbra, por exemplo, o acesso do recurso mineral para as próximas gerações, nem tampouco está sendo utilizada uma

visão conjunta entre a produção e a emissão de poluentes. Muito embora o governo afirme que respeita o aspecto ambiental.

Antes da descoberta do pré-sal, Sachs (2005, p. 202) apontava para uma mudança do consumo de energias fósseis (petróleo) para a utilização de biomassa. Não obstante o grande volume de petróleo na camada do pré-sal, a ideia da migração de fonte energética não deve ser abandonada, pois seria uma aplicação prática do conceito do desenvolvimento sustentável.

Concordamos com a afirmativa de Vilani (2010, p. 74) de que o modelo energético adotado no Brasil, desde a década de 1930, é insustentável, pois subutiliza os recursos renováveis e concentra os investimentos na exploração de petróleo e gás. Isso, na verdade, é a constatação de que, apesar de existir um discurso pela sustentabilidade, não há um planejamento que valorize as premissas ambientais, sociais e intergeracionais. Assim, o que é necessário ser urgentemente adotado pela política energética brasileira é o incentivo à diminuição da dependência dos combustíveis fósseis, de uma forma gradual e planejada, e não o contrário (VILANI, 2010, p. 76).

Considerando a atual política energética brasileira, que tem como um dos principais objetivos aumentar a exploração do petróleo, e levando em conta o amadurecimento dos campos de produção, surge a preocupação de resguardar os locais de produção quando já não estiverem mais em atividade, pois um dos pressupostos constitucionais é a garantia da qualidade de vida para as presentes e futuras gerações. Assim, se houver um descomissionamento imperfeito, incompleto ou não realizado, o local poderá sofrer com possíveis danos ambientais, ameaçando o desenvolvimento sustentável.

Abramovay (2010, p. 112) critica fortemente a execução das políticas ambientais no Brasil, conforme podemos observar abaixo:

[...] as políticas públicas não cumprem o papel decisivo de antecipar aos atores sociais os comportamentos necessários a uma estratégia voltada à ampliação das liberdades humanas no âmbito do uso sustentável da biodiversidade [...] ao contrário, elas perpetuam o permanente confronto entre as necessidades do crescimento e as exigências da "questão ambiental" [...] o Brasil não está diante de uma questão ambiental e sim do desafio de formular uma verdadeira estratégia de desenvolvimento sustentável. O permanente isolamento do Ministério do Meio Ambiente com relação ao restante do governo é a expressão

emblemática do processo social mais amplo que transforma a “questão ambiental” num tema à parte e não transforma a resiliência dos ecossistemas no eixo de criação de oportunidades na luta contra a pobreza.

Portanto, é necessário que sejam revistas as políticas energética e ambiental para que se afinem, tendo como orientação o pressuposto do desenvolvimento sustentável, um valor adotado pela Constituição Federal brasileira e elencado como um direito fundamental.

#### **1.4. Conclusão**

Pela revisão bibliográfica realizada, podemos concluir que a indústria do petróleo é importantíssima para o desenvolvimento econômico das nações. Ela modifica as relações de poder e promove um debate sobre a influência gigantesca das empresas petrolíferas multinacionais e dos governos sobre a exploração do petróleo, que se tornou um insumo importantíssimo a movimentar as principais matrizes energéticas mundiais. Por outro lado, ao mesmo tempo em que a exploração aumentava, também eram produzidos impactos ambientais, tendo como principais danos o derramamento de óleo e o próprio esgotamento do recurso. O que certamente também influenciou o recrudescimento das legislações ambientais mundiais.

No Brasil, podemos dividir a indústria petrolífera em três grandes fases. A primeira, que compreende o início da exploração até a década de 1950. Momento em que se inicia a segunda fase, em 1953, com a publicação da lei federal nº 2004, a qual instituía uma Política de Petróleo monopolista com a criação da Petrobras. E, na década de 1990, tivemos outra grande mudança com a instituição de um novo marco regulatório, com a lei federal nº 9.478/97, que veio a ser fortalecido com as recentes leis federais nº 12.276/10, 12.304/10 e 12.351/10, criadas a partir das descobertas do petróleo nas camadas do pré-sal.

Também houve o fortalecimento do arcabouço jurídico ambiental (com a instituição de normas importantes, a exemplo da Política Nacional de Meio Ambiente) e da elevação à categoria de direito fundamental o acesso a um meio ambiente sadio e com qualidade para as presentes e futuras gerações, inserido no art. 225 da Constituição Federal de 1988. Dessa maneira, o Estado brasileiro modificou a sua

orientação no que diz respeito ao desenvolvimento econômico e social, pois o desenvolvimento sustentável deverá permear todo e qualquer projeto a ser executado no Brasil. Portanto, aprofundar o conceito do desenvolvimento sustentável se torna essencial, pois força a adoção de novas posturas. Assim, buscamos trazer neste capítulo a discussão de vários conceitos e críticas ao conceito de desenvolvimento sustentável. Detemo-nos na análise das Políticas Energética e Ambiental, diagnosticando que elas ainda estão dissonantes. Especialmente, a política energética não consegue absorver de forma proveitosa o desenvolvimento sustentável, pois as previsões governamentais assinalam um crescimento da exploração petrolífera, apontando-o como um fator positivo em seus discursos. Percebemos em nossa análise que a política energética não caminha ao lado da política ambiental, principalmente no caso do petróleo. Por isso, elegemos a fase do descomissionamento da indústria petrolífera, que será detalhada no próximo capítulo, como alvo de nosso estudo. Ela se demonstra uma etapa com grande potencial poluente, em função de dois aspectos importantes: é uma fase da produção em que o explorador não tem mais interesse econômico envolvido, assim, se torna um custo; e tem um grande passivo físico (estruturas de plataformas, dutos, linhas de fluxo e outros) que precisa ser direcionado para uma destinação final adequada. É preciso que se garanta minimamente a reconstituição do ambiente onde ocorreu a exploração, cuidando para que ele não sofra danos futuramente (em razão de um não descomissionamento ou de uma execução inadequada).

## **2 A DESATIVAÇÃO DE PLATAFORMAS NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO**

### **2.1 Introdução**

Entendemos que o desenvolvimento sustentável é um conceito norteador no modelo de desenvolvimento brasileiro. Para tanto, valemo-nos da análise da indústria do petróleo, especialmente sobre a etapa do descomissionamento das estruturas de produção, a fim de propor mudanças no marco regulatório. Este capítulo tem como principal objetivo, então, detalhar esta etapa da indústria do petróleo. Por isso, torna-se necessário esclarecer o objeto de estudo através das seguintes questões de pesquisa: o que é o descomissionamento? Como ele se realiza? É uma fase com potencial de danos ambientais? Quais os possíveis impactos ambientais que podem vir a ocorrer caso o descomissionamento não seja realizado de forma adequada? Como a experiência internacional trata a fase do descomissionamento? Como o Brasil está respondendo às necessidades de descomissionamento que estão surgindo?

Com o intuito de responder a essas questões, este capítulo se inicia com os principais aspectos do descomissionamento, detalhando conceitos e apresentando as razões para sua realização. Em seguida, propusemo-nos a realizar uma descrição das estruturas (poços, dutos e plataformas) para que tivéssemos conhecimento do objeto do descomissionamento. Apresentamos quais as principais opções de descomissionamento que são oferecidas pela literatura (remoção completa, com disposição em terra ou no oceano; remoção parcial; tombamento no local; usos alternativos). E realizamos uma exposição sobre como o processo é tratado no Reino Unido, na Noruega e nos Estados Unidos. Buscamos ressaltar nessa descrição quais os principais aspectos envolvidos neste processo e seus usos alternativos. Por fim, realizamos a análise de um Projeto de Desativação feito no Brasil.

## 2.2 Aspectos Conceituais

As tecnologias assumiram um papel importantíssimo dentro da economia e não é mais possível isolá-las no uso ao qual se destinam, pois se encontram inseridas dentro de um sistema. Conforme Machado (2004, p. 26),

[...] em regra geral, todas as tecnologias são, em graus diversos, dependentes umas das outras, e que foi necessário uma certa coerência entre elas: este conjunto de coerência em diferentes níveis de todas as estruturas, de todos os conjuntos e de todas as cadeias produtivas compõe um sistema tecnológico.

Segundo Hughes (1987, p. 51), os sistemas tecnológicos são construídos e têm a forma dada pela sociedade. Possuem partes físicas e não físicas: as primeiras se configuram com o uso de artefatos técnicos; enquanto as segundas são componentes imateriais, tais como os modelos organizacionais, os investimentos bancários, dentre outros, que incorporam componentes usualmente rotulados de científicos (livros, artigos, ensino universitário, programas de pesquisa, etc.). As normas regulatórias da legislação podem, também, ser parte de sistemas tecnológicos, pois eles são socialmente construídos e adaptados na ordem de funcionamento dos sistemas.

O sistema tecnológico vai se tornando mais complexo à medida que as ligações entre seus componentes vão se efetuando no tempo. Mas é a articulação entre os sistemas exteriores (político, econômico, social e demográfico) e o sistema tecnológico que vai determinar sua direção e seu ritmo de evolução, que pode se dar pela transferência de estruturas técnicas de uma rede de produção para outra ou pela aplicação dos conhecimentos científicos (MACHADO, 2004, p. 27).

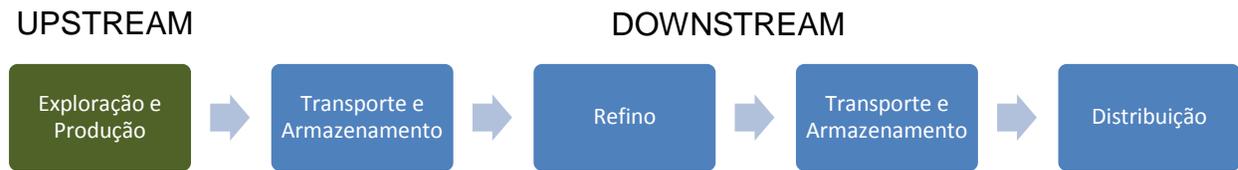
A extração do recurso mineral petróleo está inserida dentro de um sistema tecnológico, em que haverá a incidência de vários fatores, como as tecnologias de exploração e as normas regulatórias, que lhe conferirão uma dinâmica própria.

Um dos componentes de um sistema tecnológico é a cadeia produtiva. De acordo com Haguénauer et al. (2001, p. 6):

Conceitua-se cadeia produtiva como o conjunto de atividades, nas diversas etapas de processamento e montagem, que transforma matérias-primas básicas em produtos finais. Em uma estrutura industrial razoavelmente desenvolvida é praticamente impossível a delimitação de cadeia produtiva no sentido estrito, dada a interdependência geral das atividades.

Conforme Lustosa (2002, p. 139), a cadeia produtiva do petróleo possui, internamente, uma forte articulação e possui duas bases: a cadeia de produção de elementos químicos não petroquímicos e a cadeia do petróleo. Esta é subdividida em indústrias de extração de petróleo e gás natural (E&P - *upstream*) e refino de petróleo (*downstream*), conforme podemos observar na representação da Figura 2, abaixo.

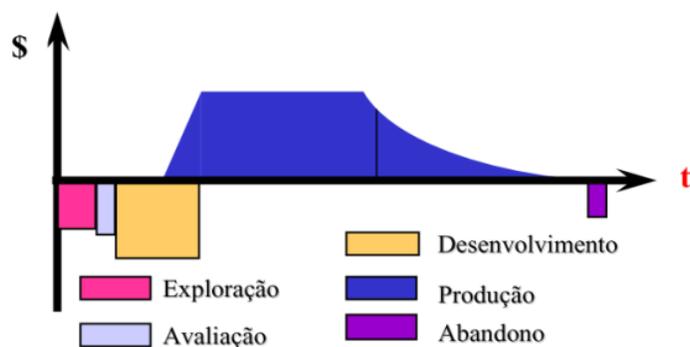
Figura 2 - Cadeia Produtiva do Petróleo



Fonte: LUSTOSA (2002, p. 140).

Durante a fase *upstream* da cadeia produtiva do petróleo, podemos ressaltar as seguintes etapas do processo de produção: exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e abandono (DOURADO, 2007, p. 109). É o que se encontra exemplificado na Figura 3 abaixo:

Figura 3 - Fases do processo de exploração



Fonte: PEREIRA (apud DOURADO, 2007, p. 109).

O descomissionamento integra a fase de abandono ou desativação da atividade petrolífera, considerada crítica, porque é um momento em que a empresa exploradora não está mais auferindo lucros com aquele(s) poço(s), fazendo com que o local a ser

descomissionado se torne vulnerável, aumentando as chances de se produzirem danos ambientais.

Segundo Ruivo (2001, p. 20),

Descomissionamento é o processo que ocorre no final da vida útil das instalações de exploração e produção de petróleo e gás. Refere-se ao desmantelamento e, na maioria dos casos, na remoção de equipamentos. Pode ser descrito como a melhor maneira de encerrar a operação de produção no final da vida produtiva do campo. É essencialmente multidisciplinar, pois requer um método detalhado e ponderado com diversas áreas que a engenharia: ambiental, financeira, política e de bem-estar e segurança.

O órgão governamental americano de meio ambiente (*Bureau of Safety and Environmental Enforcement* - BSEE), responsável pela supervisão do descomissionamento no Golfo do México, conceitua essa etapa como um processo de encerramento nas operações *offshore* de petróleo e gás, das plataformas, e tentativa de retorno das condições ambientais do oceano, antes da instalação daquela estrutura (BSEE, 2013).

De acordo com Chatterjee (2011, p. 3), o termo descomissionamento ainda não foi bem definido, apesar de haver dispositivos que mencionam a remoção das estruturas de plataformas em vários documentos internacionais, tais como a Convenção de Genebra sobre Plataformas Continentais (1958), a Convenção das Nações Unidas sobre Direito do Mar – UNCLOS (1982), a Convenção para a Proteção do Ambiente Marinho no Atlântico Norte – OSPAR (1992). O autor afirma que a forma de execução do descomissionamento, em muitos países, é uma prerrogativa dos governos, porque não há uma exigência internacional em convenções.

Segundo Wiegand (2011, p. 1), o descomissionamento pode ser definido como um processo multidisciplinar que sugere a melhor maneira de desativar as operações de produção, quando já não há mais interesse econômico. Tem como principal objetivo devolver a propriedade, livre de danos ambientais e restaurada nas condições originais. Para a autora, esse processo envolve um longo tempo de planejamento em muitas áreas e fases da produção, pois cada plataforma é diferente devido a características únicas, como localização, estrutura e instalação, que são operadas visando a propósitos específicos para determinados ambientes, sendo necessária a realização de uma avaliação caso a caso. De uma forma geral, o descomissionamento é um processo

em que são analisados diversos fatores para tentar minimizar os riscos para as pessoas e o meio ambiente, de acordo com a regulação governamental.

Luczynski (2002, p. 62) afirma que as sociedades têm que enfrentar um grave problema na questão do abandono, pois este significa que a empresa terá que arcar com custos adicionais - possivelmente superiores - aos da exploração e produção, porque há neste momento ausência de lucros. Adicionado a isso, há o caso de países produtores, que dependem dos dividendos gerados pela exploração petrolífera, sentirem-se inclinados a não produzirem uma legislação ambiental rígida, que se configure em um obstáculo à atração de investimentos. Essa ideia está intimamente ligada ao modelo desenvolvimentista que hoje se pratica nas nações capitalistas e está indo de encontro à proposta do desenvolvimento sustentável.

Gomes (2006, p. 98) entende que o descomissionamento é um instrumento que visa atender ao princípio do desenvolvimento sustentável, pois sua existência envolve a manutenção de uma qualidade ambiental para as presentes e futuras gerações.

Para Ruivo (2001, p. 20), há três razões para a existência do interesse no descomissionamento: amadurecimento dos campos produtores, ou seja, os campos já não teriam a capacidade produtiva que justificasse a continuidade da extração; a importância do fator ambiental, que hoje é cada vez mais relevante na análise de qualquer projeto e não poderia ser diferente no setor petrolífero; e o montante dos custos totais, quando o custo de manter a estrutura produzindo já não mais se justifica. Essas razões levam a outro momento relevante do processo de exploração, que é a decisão de quando descomissionar.

Ruivo (2001, p. 26) ainda explicita que o tempo médio de vida útil de uma plataforma é de aproximadamente 25 anos, sendo levados em consideração pela operadora do campo de petróleo os seguintes fatores na desativação: a natureza da geologia do campo; tempo de vida restante do reservatório; a estratégia desenvolvida para a produção do campo; se as plataformas desempenham outras funções, tais como bombeamento de fluidos para tubulações e atividades de processamento; a possibilidade de estender a vida útil dos equipamentos, utilizando-os em poços marginais ou satélites; o preço do óleo, custos de operação e manutenção; exigências das legislações. No entanto, apesar de tantos fatores, Ruivo (2001, p. 26) afirma que a

principal metodologia de avaliação ainda é a análise da curva de produção *versus* a estimativa de fluxo de caixa no futuro, que dependem de estimativas de preços futuros do barril de petróleo e taxas de retorno de vendas. Se, ao final, for verificado que os custos de operação excedem o rendimento, chega-se à decisão de descomissionar, observando-se meramente o critério econômico – muito embora devessem incidir nessa decisão os critérios ambientais e sociais.

A partir do exame das normas brasileiras sobre o descomissionamento (Res. ANP nº 27/06 e Port. ANP nº 25/02) identificamos que atualmente no Brasil a decisão de descomissionar é da empresa produtora, que apenas apresenta para os órgãos reguladores a sua disposição de agir nesse sentido, através de uma documentação específica prevista em normas da ANP. Mas, entendemos que esta decisão não deveria ser apenas da empresa exploradora, tendo em vista os inúmeros fatores ambientais, sociais e econômicos envolvidos, devendo ser competência da Administração Pública determinar o momento de descomissionar. Afinal, é inerente ao Estado decidir os usos e finalidades dos bens ambientais, com base no interesse público e no modelo de desenvolvimento sustentável adotado constitucionalmente. Portanto, o Estado não deveria funcionar apenas como um mero corroborador do pedido de desativação.

### **2.3 O Processo de Descomissionamento**

Para Silva e Mainier (2008, p. 20), existem três razões para que haja o interesse no descomissionamento: amadurecimento dos campos produtores; preocupação com os impactos ambientais sobre as transações comerciais internacionais, porque cada vez mais a variável ambiental vem sendo observada no financiamento de projetos e empreendimentos; e montante dos custos totais.

Para Luczynski (2002, p. 38), o produtor leva em consideração os seguintes fatores para o abandono: econômico (produção antieconômica e sazonalidade); técnico (esgotamento das reservas) e político (diretrizes das políticas energéticas e ambientais).

Com relação ao fator econômico, um dos primeiros aspectos a serem levados em consideração pelo empreendedor no abandono da plataforma de petróleo é o fato

de que a renda obtida já não mais justifica a continuidade da produção, ou seja, já se tem mais prejuízos do que lucros. Nesse sentido, um dos itens que vai influenciar nessa tomada de decisão é o preço do barril do petróleo, isto é, precisa-se ter um preço que justifique o investimento a longo prazo, que pode variar por fatores sazonais, políticos ou questões de esgotamento do recurso. A sazonalidade também influencia o preço na medida em que há mais ou menos demanda por parte dos consumidores, em função de necessidades momentâneas, tais como maior uso do automóvel (LUCZYNSKI, 2002, p. 40). A avaliação do fator temporal é incerta, pois há a incidência de fatores variáveis, tais como: o preço do petróleo, tendências de custos da produção, operação e manutenção e condições técnicas das instalações. Há uma tendência global do tempo de exploração dos campos ser estendido (CPA, 2011, p. 10).

O produtor detém um poder de controle muito grande nas mãos, pois pode elevar sua renda através do aumento dos preços, conjugado com a diminuição da taxa de extração. Outra possibilidade é que ele:

[...] aumente a produção ao longo de um período de restrição de oferta (renda de oportunidade) para obter o máximo de renda possível, num curto prazo, para, posteriormente, investir o capital obtido no mercado financeiro, como em negócios de risco e juros altos (LUCZYNSKI, 2002, p. 40).

O fator político existe em função da construção de políticas públicas, efetivadas em programas governamentais, que podem contribuir para o aquecimento ou recrudescimento de um determinado setor, através de mecanismos como o aumento de impostos sobre um determinado produto (LUCZYNSKI, 2002, p. 40).

Wiegand (2011, p. 6) afirma que o processo de descomissionamento pode ser descrito em diferentes fases, que se inicia com uma cuidadosa análise da zona produtiva, isolando-a e definindo a melhor forma de vedação, além de testes de integridade estrutural e limpeza do lugar. Também é necessário que seja feito o descomissionamento dos dutos, de forma a evitar vazamentos e danos ao meio ambiente e à navegação, devendo ser avaliada a localização e o desenho da plataforma. Por fim, deve ser feito um monitoramento para controle. Todo esse processo deve acompanhar estritamente o previsto na legislação que, no caso brasileiro, será discutida no próximo capítulo.

Um dos aspectos centrais que permeiam o descomissionamento, sob o ponto de vista ambiental, é o questionamento se seria melhor deixar a plataforma no ecossistema submarino que, de certa forma, já está adaptado a ela, ou buscar reestabelecer as condições existentes anteriormente às atividades de exploração e produção (RUIVO, 2001, p. 127).

Luczynski (2002, p. 141) vislumbra um processo ideal de abandono que deve ter por objetivos principais:

- (i) a minimização dos danos ambientais – que deve ser realizada através de um controle sobre os derrames de óleo, inclusive com previsão de tratamento e recuperação do meio, bem como o controle dos resíduos químicos utilizados na perfuração, da água de processo e da água confinada, a destinação dos equipamentos utilizados na desativação;
- (ii) a restituição dos parâmetros de qualidade ambiental - que deve, prioritariamente, atender à qualidade da água, porque influenciará na vida marinha, na oxigenação do meio, na proteção de praias, manguezais e outros ecossistemas;
- (iii) a reciclagem ou reuso do material da plataforma – o aço e o concreto usados na plataforma podem ser aproveitados em diversas oportunidades, inclusive retornando à operação transformados;
- (iv) a minimização da falta de remuneração no fim da produção – objetivo que poderia ser cumprido através da criação de um fundo especialmente destinado para este fim.

### 2.3.1 Estruturas a serem descomissionadas

De acordo com Ruivo (2001, p. 75), as seguintes estruturas estão submetidas ao processo de descomissionamento: (1) Navio de Produção, Armazenagem e Desembarque (FPSO – *Floating Production, Storage and Offloading*); (2) Plataformas Semissubmersíveis; (3) Torres Complacentes; (4) Plataformas de Pernas Atirantadas (TLPs – *Tension Leg Platforms*); (5) *Spars*; (6) Subestruturas de concreto e de aço; (7) *Topsides*; (8) Sistemas submarinos; (9) Oleodutos e linhas de fluxo; (10) Poços.

Entretanto, essa enumeração não é taxativa, existem outros tipos de plataformas e outros elementos que devem ser descomissionados.

Conforme Mariano (2007, p. 101), existem vários tipos de poços: (a) pioneiro – que é o primeiro a ser perfurado numa área; (b) estratigráfico – que irá dar a dimensão da subsuperfície; (c) de extensão – o que determinará o tamanho da jazida de petróleo; (d) pioneiro adjacente – é o perfurado junto ao primeiro poço da área; (e) desenvolvimento – a partir do qual se desenvolve o campo; (f) de injeção – é o destinado a injetar fluidos dentro do reservatório como forma de estimular a produção; e (g) o poço de águas – destinado à produção de águas subterrâneas.

Os poços são perfurados de modo a se alcançar o recurso natural em um curto espaço de tempo, além de procurar evitar atingir áreas sensíveis e perigosas. Existem algumas informações relevantes que precisam ser avaliadas como: a estabilidade dos sedimentos, os riscos subterrâneos, as condições meteorológicas e das correntes marinhas, as condições sazonais do meio ambiente e do licenciamento, a disponibilidade das plataformas, os compromissos assumidos com o governo e os objetivos e restrições internas da companhia. O projeto de exploração do poço depende das formações rochosas que serão submetidas à perfuração, através de plataformas autoelevatórias, semissubmersíveis ou navios-sonda. O tipo de plataforma usado para a exploração em si dependerá da lâmina d'água e de critérios técnicos e econômicos, estes últimos também terão interferência no tempo de duração da perfuração do poço (MARIANO, 2007, p. 103).

Durante a perfuração de um poço, são utilizados fluidos de perfuração, também conhecidos como lama, que têm como principal função a contenção das pressões de subsuperfície, o carregamento de cascalho até a superfície e refrigeração da broca de perfuração. Esses fluidos podem ser de base aquosa ou não aquosa e circulam do poço até a plataforma várias vezes, até serem descartados – no mar (fluidos de base aquosa) ou em terra (fluidos de base não aquosa ou contaminados) – para serem tratados ou dispostos adequadamente. Por uma lacuna da legislação, o controle dessas substâncias não está contemplado nos relatórios de acompanhamento dos projetos de controle da poluição exigidos pelo órgão ambiental fiscalizador brasileiro (IBAMA, 2011, p. 23; MARIANO, 2007, p. 109). Durante o processo de perfuração, há a injeção de

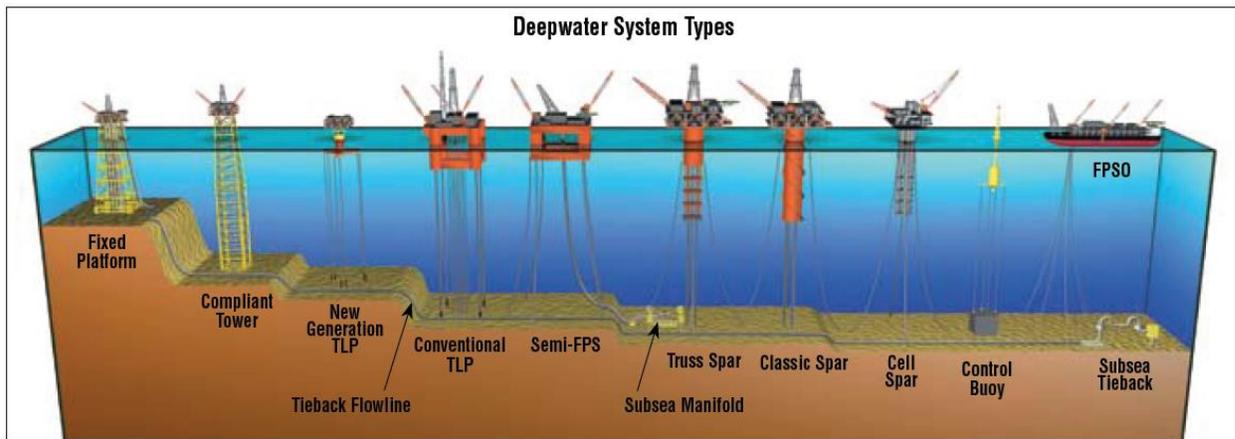
cimento no poço para que se construa uma parede de sustentação. Após vários processos, são realizados testes de formação para avaliar seu potencial de produção e determinar: a viabilidade econômica do desenvolvimento do campo, as taxas prováveis de recuperação dos hidrocarbonetos, os processos apropriados e as instalações de transporte. O custo é um fator importante a ser avaliado, por isso é sempre observada a possibilidade de se perfurar o menor número possível de poços (MARIANO, 2007, p. 114).

Além dos poços e das plataformas, fazem parte do sistema de produção os oleodutos e as linhas de fluxo, que também devem ser descomissionados visando à minoração dos impactos ambientais. Em linhas gerais, a maioria dos oleodutos é instalada a partir da técnica de “reboque de fundo”, em que os dutos são soldados em terra e levados ao mar apoiados em boias e rebocados por barcaças. Chegando até a plataforma, as boias são retiradas e os trenós de tração (*pullsleds*) usualmente são deixados perto da plataforma. A maior parte dos oleodutos *offshore* não foi enterrada quando instalada, mas eles passam por um processo de deposição de areia e são enterrados naturalmente (RUIVO, 2001, p. 98-99). Depois da desativação do poço, alguns oleodutos são retirados e limpos e redirecionados para serem utilizados em outra unidade de produção, e aqueles que não possuem previsão de uso imediato ficam abandonados no solo marinho aguardando uma futura destinação (CGPEG/IBAMA, 2013).

Os cabos de força são outros elementos que também funcionam junto à unidade de produção e que também ficam depositados em solo marinho após a desativação da plataforma. Ruivo (2001, p. 100) afirma que o peso dos cabos é um grande entrave para a sua recuperação, pois para retirá-los do mar seria preciso um grande carretel, de aproximadamente 10 m de diâmetro, ligado a um conjunto de guia linear de aço revestido. A extremidade do cabo seria recuperada por um motor, que movimentaria o cabo até a embarcação de recuperação, onde seria cortado por uma tesoura hidráulica e armazenado para o transporte. O autor ainda afirma que a reutilização desses cabos é questionável, em virtude da complexidade de separação entre blindagem, isolamento e fio de cobre.

Com relação às plataformas, podemos afirmar que existem inúmeros tipos operando ao redor do mundo. Cada uma tem uma peculiaridade própria, pois estão localizadas em ambientes físicos bastante específicos, por isso a necessidade de serem diferentes. Seguem, abaixo (Figura 4), alguns tipos de plataformas *offshore* existentes.

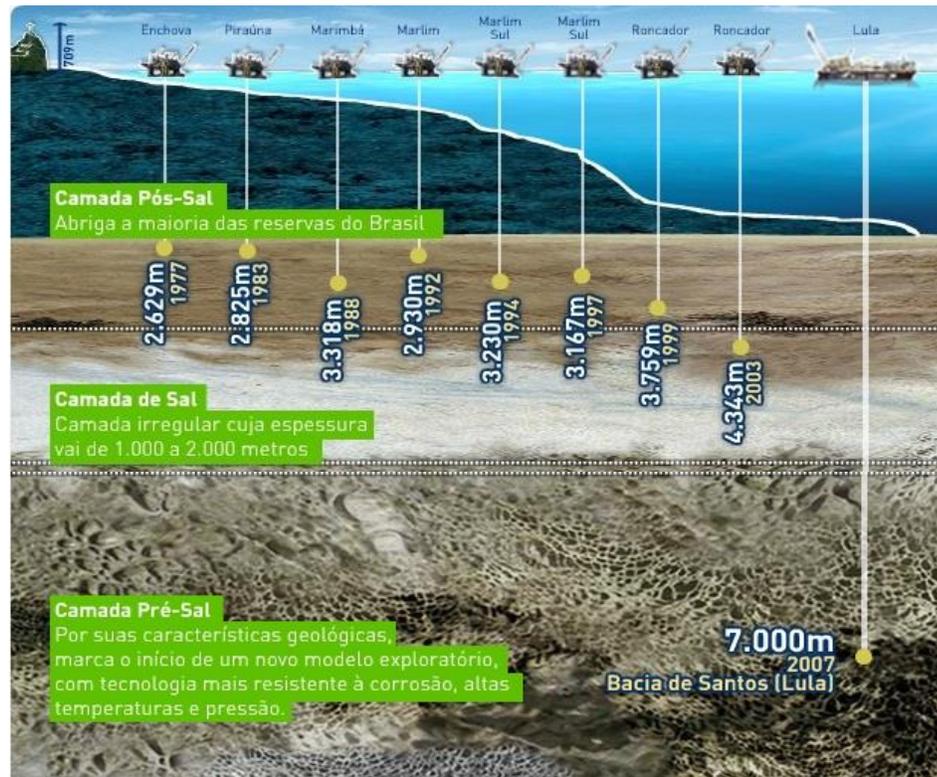
Figura 4 - Tipos de plataformas



Fonte: MEDEIROS (2009, p. 7).

Segundo a Petrobras (2013), são utilizados, no Brasil, os seguintes tipos de plataformas: (1) Plataformas fixas; (2) Plataformas FPSO; (3) Navios-Sonda; (4) Plataformas Semissubmersíveis; e (5) Plataformas Autoeleváveis. O tipo de plataforma na exploração variará segundo vários aspectos, sendo um dos mais relevantes a profundidade da extração do petróleo, conforme podemos identificar na Figura 5, a seguir.

Figura 5- Profundidade da extração



Fonte: PETROBRAS (2013, [s.p.]).

As Plataformas Fixas foram as pioneiras na atividade exploratória *offshore* e seu uso é feito nos campos com lâminas d'água de até 300 m de profundidade. Sua constituição é basicamente de estruturas modulares de aço, que são instaladas no local de operação, com estacas enterradas no leito marinho. Elas possuem uma estrutura com capacidade de receber todos os equipamentos de perfuração, estoque de materiais, alojamento dos trabalhadores e todos os outros recursos físicos para o exercício da atividade exploratória em si (PETROBRAS, 2013). Esse tipo de plataforma é bastante usado na perfuração de poços já conhecidos e, por serem fixas no solo marinho, estão menos sujeitas às condições físicas adversas do mar (MARIANO, 2007, p. 104). A seguir, uma ilustração (Figura 6) de uma plataforma fixa, localizada na Bacia de Campos.

Figura 6 - Plataforma fixa Carapeba 2 (Bacia de Campos) e visão esquemática de uma plataforma fixa



Fonte: PETROBRAS (2013, [s.p.]).

Outro tipo de plataforma utilizado na exploração de petróleo e gás são as Plataformas FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*). Na verdade, elas são navios petroleiros que têm como função processar, armazenar e transferir o petróleo ou gás natural do poço para seus tanques. Em seu convés, localiza-se um compartimento responsável por separar e tratar os fluidos vindos dos poços. E o petróleo é armazenado em tanques próprios no navio, ficando lá até que seja transferido para outro navio petroleiro aliviador, geralmente de menor porte, que encaminha o petróleo para uma unidade de processamento em terra. O gás produzido ou é reinjetado para o reservatório ou enviado para a terra pelos gasodutos. A capacidade de produção das maiores FPSOs é de 200 mil barris de petróleo por dia e de 2 milhões de  $m^3$  de gás, aproximadamente (PETROBRAS, 2013; RUIVO, 2001, p. 76).

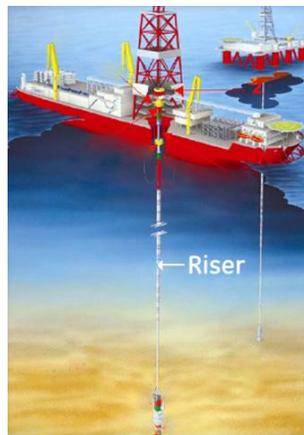
Segundo Ruivo (2001, p. 76), o processo de descomissionamento desse tipo de plataforma não é tão complexo quanto o das outras, pois ele não está fixo no solo marinho, sendo a principal dificuldade a desconexão das amarrações, linhas de fluxo e *risers*. Normalmente, essas plataformas são reutilizadas em outros campos e, devido à sua estrutura possuir, na grande maioria das vezes, uma grande área de convés e excesso de flutuação, são facilmente adaptáveis para *topsides*, que é outro tipo de estrutura de plataforma. A seguir (Figuras 7 e 8), ilustrações relacionadas à plataforma FPSO.

Figura 7 - Plataforma FPSO P-50 (Bacia de Campos) e visão esquemática de uma plataforma FPSO



Fonte: PETROBRAS (2013, [s.p.]).

Figura 8 - Riser

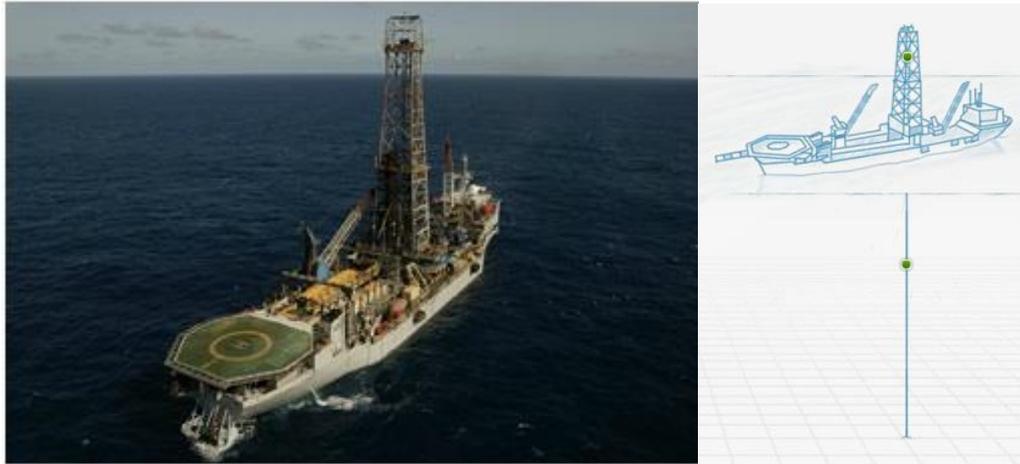


Fonte: GE (2013, [s.p.]).

O navio-sonda também é outro tipo de plataforma que vem sendo utilizado para a perfuração de poços submarinos. São navios convencionais adaptados para receberem uma torre de perfuração, que tem passagem sobre o casco. Ele é posicionado através de sensores acústicos, propulsores e computadores, que têm como função anular qualquer efeito físico (vento, ondas e correntes marinhas) que poderia deslocá-lo de sua posição (PETROBRAS, 2013). É muito utilizado para perfurar em águas bastante profundas, a partir de mil metros de profundidade. Não têm muita estabilidade, sua fixação é feita por um sistema de ancoragem ou de posicionamento

dinâmico (MARIANO, 2007, p. 104). A seguir (Figura 9), uma ilustração de um navio-sonda.

Figura 9 - Navio-sonda NS-17 (Bacia de Campos) e visão esquemática de um navio-sonda



Fonte: PETROBRAS (2013, [s.p.]).

As Plataformas Semissubmersíveis são outro tipo de instalação no sistema de produção. Elas são compostas de uma estrutura de um ou mais conveses, que se encontram apoiados por colunas em flutuadores submersos, que permitem uma flutuação regulável e sua profundidade vai sendo dimensionada através de um mecanismo de bombeamento de água para dentro ou fora de tanques de lastro. Dessa forma, os flutuadores ficam sempre abaixo da ação das ondas, o que lhes garante estabilidade. Ficam ancoradas através de um sistema de oito a doze âncoras e cabos e/ou correntes que são desenhados para manter a posição sem mudanças em função de fatores físicos (ondas, correntes marinhas e ventos). Existem dois sistemas atuantes: sistema de ancoragem e o de posicionamento dinâmico (PETROBRAS, 2013; MARIANO, 2007, p. 106). Segundo a Petrobras (2013), esse tipo de instalação é o preferido para a perfuração de poços, em função da sua grande mobilidade. A seguir, uma ilustração de uma plataforma semissubmersível.

Figura 10 - Plataforma semissubmersível SS-41 (Bacia de Campos) e visão esquemática de uma plataforma semissubmersível



Fonte: PETROBRAS (2013, [s.p.]).

Outro tipo de estrutura também utilizado no sistema tecnológico de produção *offshore* é a plataforma autoelevável (*jack-up rigs*), que se apoia sobre um casco de aço suportado por três pernas treliçadas de apoio, acionadas por meio mecânico ou hidráulico, que se movimentam para baixo até alcançar o solo marinho. Depois dessa fixação, inicia-se uma elevação da plataforma acima do nível do mar até uma altura que não sofra com a ação de ondas. Esse tipo de estrutura é móvel e dotada de grande facilidade de deslocamento. Elas podem ser rebocadas ou terem sua própria propulsão, sendo destinadas, principalmente, à perfuração de poços situados a uma profundidade da lâmina d'água que varia de 5 a 130 m (MARIANO, 2007, p. 105; PETROBRAS, 2013). Segundo Mariano (2007, p. 105), quase metade das plataformas no mundo são desse tipo. A seguir (Figura 11), uma ilustração de uma plataforma autoelevável.

Figura 11 - Plataforma autoelevatória Penrod 62 (Bacia de Campos) e visão esquemática de uma plataforma autoelevatória



Fonte: PETROBRAS (2013, [s.p.]).

Existem outros tipos de plataformas que também se encontram sujeitos ao processo de descomissionamento, como: plataformas de pernas atarantadas (TLP- *Tension Leg Platform*); mini TLP; *Spar Buoy*; plataformas de torres complacentes (CTP – *Compliant Piled Tower*); TLWP (*Tension-Leg Wellhead Platform*); jaquetas (subestruturas) de concreto e aço; conjunto de equipamentos utilidades/dormitórios (*topsides*) (RUIVO, 2001, p. 77; CHEVRON, 2013; SILVA; MAINER, 2008, p. 4).

Como acabamos de descrever, há vários tipos de plataformas, com diferentes especificidades, que devem ser submetidas ao processo de descomissionamento. Por isso, há a necessidade de se definirem os critérios dessa etapa segundo as características técnicas de cada estrutura e dos locais onde essas estruturas se encontram, pois o meio ambiente local irá interferir bastante no descomissionamento.

### 2.3.2 Opções de Descomissionamento

Segundo Luczynski (2002, p. 155), as opções de descomissionamento estão mais relacionadas ao fator econômico do que ao ambiental. Até o episódio da *Brent Spar*, no Mar do Norte, em 1994, a prática corrente era do afundamento da estrutura (*dumping*). Depois de *Brent Spar*, houve o recrudescimento da legislação internacional e o desmonte passou a ser a opção mais usada.

No Brasil, atualmente, segundo a Resolução ANP nº 27/2006 (Regulamento Técnico de Desativação de Instalações na fase de produção), a regra geral é que as instalações devem sempre ser removidas, com a possibilidade de ficarem também dispostas no leito marinho. Entretanto, conforme Teixeira e Machado (2012, p. 197), essa regulamentação trata da dimensão ambiental do descomissionamento de forma superficial, necessitando de uma construção legislativa que contemple de uma forma ampliada os cuidados que devem ser observados com o meio ambiente. Embora seja a norma que o IBAMA se utiliza para suas análises no processo de licenciamento ambiental, a Resolução ANP nº 27/2006, por ser um regulamento técnico, não é suficiente para garantir a proteção ambiental nos moldes da PNMA e do modelo de desenvolvimento sustentável.

Segundo Ruivo (2001, p. 131), o descomissionamento para as estruturas no ambiente marinho pode ser realizado através de cinco opções: (1) remoção completa com disposição em terra; (2) remoção completa com disposição no fundo do oceano; (3) remoção parcial; (4) tombamento no local; (5) deixar a estrutura no local para utilização alternativa.

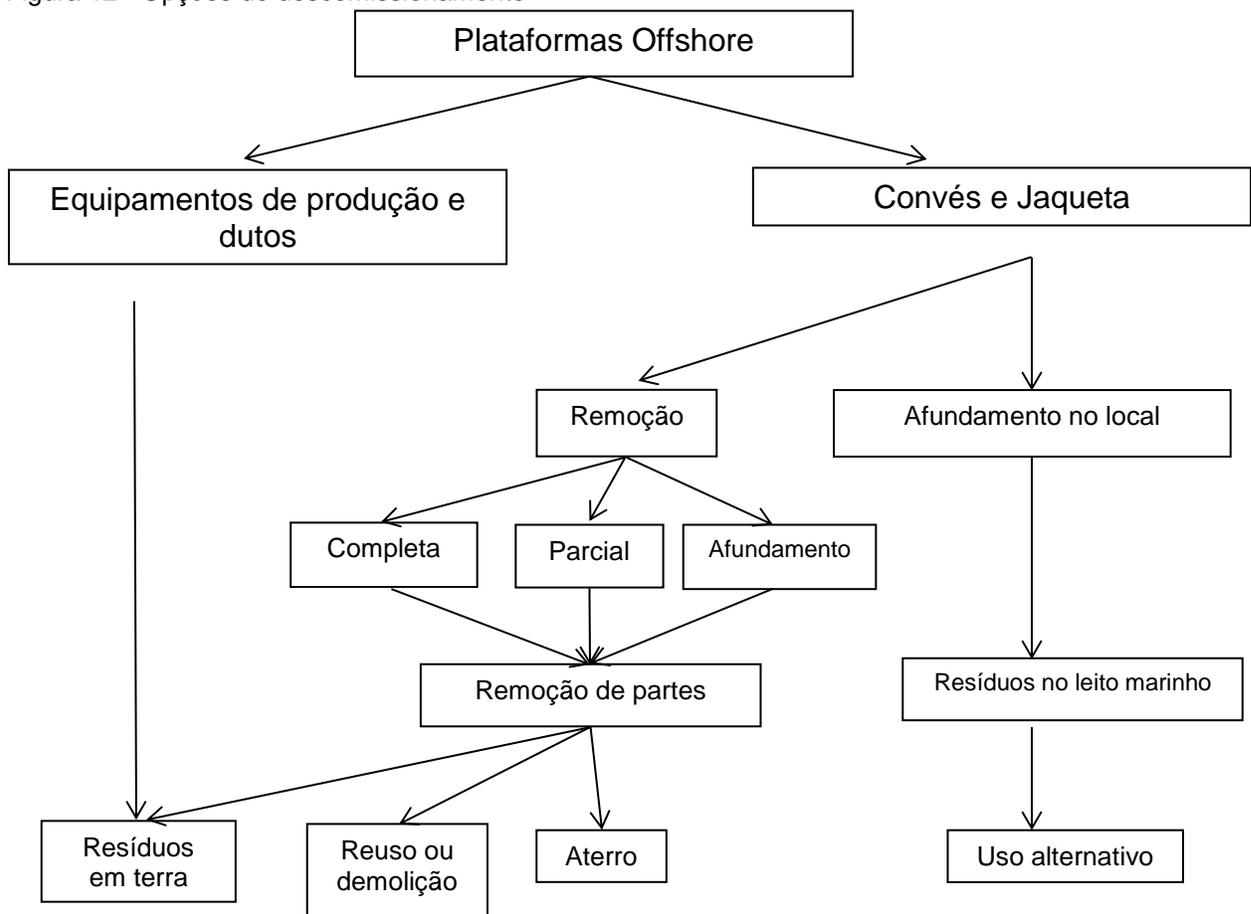
Para cada uma dessas opções, há um grau de impacto sobre o meio ambiente, maior ou menor, mudando de país para país, de acordo com as variáveis ambientais de biodiversidade local, econômicas, sociais e políticas. Apesar dessa variação, Osmundsen e Tveteras (2003, p. 1580) consideram que a base de opções de descomissionamento pode ter as seguintes opções: (1) deixar a estrutura no local; (2) remoção parcial, com as alternativas: (i) colocação ou derrubada no local; (ii) levar a estrutura até a terra para reciclagem ou descarte como lixo; (iii) eliminação em fossas abissais; (iv) uso para a formação de recifes artificiais, e (v) reuso ou outros usos; (3) remoção total, com as alternativas: (i) levar a estrutura até a terra para a reciclagem ou descarte como lixo; (ii) disposição em fossas abissais; (iii) uso para a formação de recifes artificiais, e (iv) reuso e outros usos.

Dependendo do país onde se realiza a desativação da plataforma, haverá variações quanto à opção de descomissionamento e, conseqüentemente, variações quanto à destinação final dos materiais utilizados na estrutura completa. A qual envolve não só a plataforma em si, mas também o complexo de redes de dutos e cabos

dispostos no leito marinho que integra o sistema tecnológico de produção de petróleo e gás natural *offshore*.

Lakhal, Khan e Islam (2009, p. 117) consideram que a melhor solução, sob o ponto de vista da sustentabilidade, para as plataformas *offshore* é a remoção completa, realizando o corte de sua estrutura em pequenos pedaços e transportando-os em barcas, levando a terra para o reuso, reciclagem ou disposição. Embora reconheçam que esse processo é perigoso, lento e custoso e, em alguns casos, consideram aceitável o afundamento de parte da estrutura para que seja usada como recife artificial. A seguir (Figura 12), um fluxo de descomissionamento adaptado de Lakhal, Khan e Islam (2009, p. 118):

Figura 12 - Opções de descomissionamento

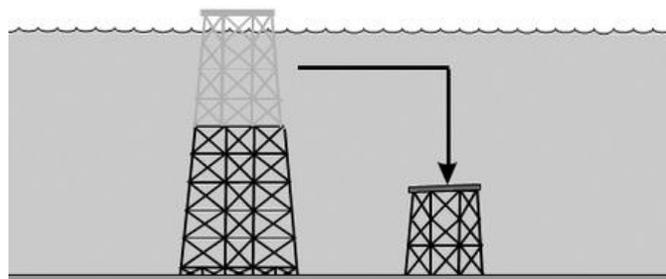


Fonte: adaptado de LAKHAL, KHAN e ISLAM(2009, p. 118).

A remoção completa da plataforma é, basicamente, um processo de instalação reversa. A instalação pode ser seccionada em uma ou mais partes, dependendo do tamanho e da capacidade da embarcação que fará o reboque. É importante atentar para o fato de que se deve impedir a interferência desse processo em outra atividade econômica, tais como pesca e navegação. Como uma das principais vantagens na remoção completa, tem-se a possibilidade de o local recuperar as condições ambientais próximas às condições anteriores da instalação da plataforma. Como desvantagens, há o alto custo, os possíveis danos ao ambiente marinho e a eliminação do *habitat* artificial criado em torno da estrutura durante os anos de produção. As principais operações na remoção completa são o corte, o içamento, o carregamento e a disposição das seções (RUIVO, 2001, p. 82-84).

Na remoção parcial, a estrutura tem a possibilidade de ser parcialmente retirada, desde que permita que haja uma coluna de água desobstruída para a navegação. De acordo com a *International Maritime Organization* (IMO) - agência especializada, das Nações Unidas, que tem a responsabilidade de garantir a navegação segura e a prevenção da poluição marinha por navios -, é exigido um espaço mínimo de 55 m para instalações acima de 75 m. A parte da instalação que foi removida poderá ser levada para terra com fins de reciclagem ou descartada em águas profundas. Conforme ilustrado abaixo, na Figura 13, podemos observar a disposição da plataforma descartada no leito marinho.

Figura 13 - Remoção parcial

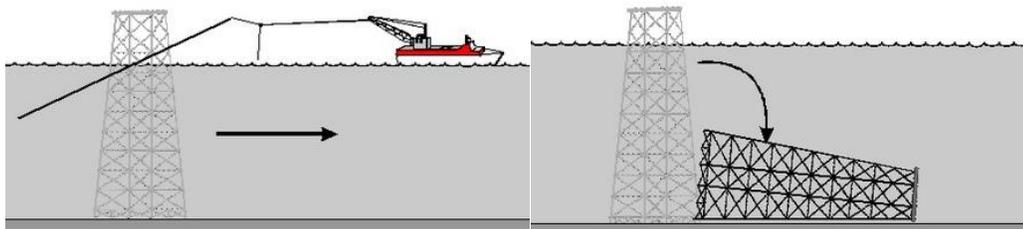


Fonte: BSEE (2013, [s.p.]).

Outra possibilidade de método de disposição de plataforma que vem sendo usado por alguns países é o tombamento (*toppling*), que consiste em cortar a estrutura,

sem remoção do *deck*, guardando uma profundidade de aproximadamente 30 m e tombando a estrutura. Luczynski (2002, p. 155) afirma que a vantagem dessa técnica é a criação de recifes artificiais no local do tombamento. Todavia, existem estudos que demonstram que há um grande risco ambiental em dispor esses materiais no fundo do mar, pois há risco de contaminação, em virtude dos resíduos perigosos usados na construção da estrutura (CPA, 2011, p. 16). A Figura 14, a seguir, apresenta um esquema gráfico de um tombamento de plataforma, em que toda a sua estrutura fica disposta no leito marinho.

Figura 14 - Tombamento no local



Fonte: BSEE (2013, [s.p.]).

De acordo com CPA (2011, p. 8), podem ser usadas as seguintes técnicas para desmonte das instalações: (1) corte em pequenos pedaços, que serão direcionados a terra em contêineres; (2) carga pesada: em que módulos são removidos em uma sequência de instalação reversa e alocados em barcaças ou navios para transporte até o campo de descomissionamento; (3) os *topsides* e/ou jaquetas são removidos e transportados como uma peça única até o campo de descomissionamento.

Mas, segundo a CPA (2011, p. 10), há alguns fatores que alteram o processo de descomissionamento: tempo de ligação dos poços, desconexão dos dutos, uso das instalações por terceiros, condições meteorológicas, método de remoção escolhido (que influenciará no prazo) e os tipos de resíduos transportados para a terra (CPA, 2011, p. 10).

De acordo com Ruivo (2001, p. 74), existem quatro etapas para o processo de descomissionamento:

1ª etapa: desenvolvimento, avaliação e seleção de opções e elaboração de um processo detalhado em termos de engenharia;

2ª etapa: encerramento da produção e tamponamento dos poços;

3ª etapa: remoção de partes ou de toda a estrutura;

4ª etapa: disposição ou reciclagem de equipamentos envolvidos.

Apesar de concordarmos com Ruivo (2001, p. 74) sobre essas etapas acima descritas, entendemos que deveria haver uma 5ª etapa nesse processo, a do monitoramento ambiental do local onde esteve a estrutura localizada, enquanto atuava no processo produtivo.

### 2.3.3 Algumas experiências internacionais sobre o processo de descomissionamento

A fim de que pudéssemos possuir algum parâmetro de referência normativa, elegemos três experiências internacionais sobre o descomissionamento das estruturas petrolíferas. Optamos por realizar uma descrição de como os processos de descomissionamento são tratados no Reino Unido e na Noruega, países que possuem exploração na região do Mar do Norte e nos Estados Unidos, mais especificamente, sobre a região do Golfo do México. Esses sistemas foram selecionados porque há uma oferta maior de publicações científicas sobre essas regiões, bem como a disponibilidade de seus governos de estruturar as informações, em seus *sites* oficiais, de uma forma detalhada sobre o descomissionamento *offshore* da indústria de petróleo.

#### a) O Processo de Descomissionamento no Mar do Norte – Reino Unido e Noruega

O Mar do Norte tem uma grande importância no processo de descomissionamento que ocorre no mundo inteiro, pois foi nessa região que ocorreu o caso *Brent Spar*. Essa estrutura, de propriedade da empresa Shell, estava localizada no campo de Brent, a nordeste do Mar do Norte, e produziu durante quinze anos. De acordo com a empresa, foi seguido todo o protocolo de desativação previsto no documento *Best Practicable Environment Option* (BPEO), além de o plano de desativação ter sido aprovado pelo governo do Reino Unido e ter havido a ciência do plano à União Europeia (SHELL, 2008, p. 8). Contudo, apesar desse aparente cuidado, muitos estudos de companhias independentes concluíram que o afundamento da

estrutura, como estava previsto originalmente no plano de desativação, negligenciava os impactos no ambiente marinho. Isso motivou um protesto público por organizações ambientalistas, o que levou a Shell a desistir da ideia de afundamento e a adotar a opção de desmantelamento da estrutura em terra. Essa decisão elevou o custo de descomissionamento em 32,9 milhões de dólares da previsão inicial, chegando o processo da *Brent Spar* a custar 71,4 milhões de dólares (OSMUNDSEN; TVETERÅS, 2003, p. 1579). Devido à grande repercussão desse episódio, alterou-se a forma de como o tema do descomissionamento das instalações petrolíferas passou a ser tratado no Mar do Norte, pois, se antes desse incidente a opção mais comum era o afundamento da estrutura no local, agora, pelas normativas internacionais que incidem nessa região, a opção de afundamento se tornou uma exceção.

Dentre as leis internacionais que incidem na Região do Mar do Norte, destaca-se a obrigação dos operadores da produção, dos proprietários das jazidas e dos governos de se adequarem para garantir um processo de descomissionamento que vislumbre, dentro do possível, a garantia de um meio ambiente sadio. Além disso, também é obrigação dos governos expedirem normas específicas, com abrangência em seus territórios, para que se garanta a saúde e a segurança do meio ambiente. Assim, o arcabouço normativo sobre o tema, com abrangência na região do Mar do Norte, encontra-se previsto em seis convenções: (1) Genebra sobre Plataformas Continentais (1958); (2) Oslo sobre a Prevenção de Poluição Marinha por Afundamento de Navios e Aeronaves (1972); (3) Londres para a Prevenção de Poluição Marinha por Afundamento de Resíduos (1972); (4) Prevenção de Poluição de Navios (1973 e 1978) – MARPOL; (5) Direito do Mar – UNCLOS (1982); (6) OSPAR (1998), alterada pela OSPAR *Decision* 98/3. Além das Diretrizes e Padrões para a Remoção de Instalações *Offshore* da IMO (1989). Especificamente para o Reino Unido, ainda incide o *Petroleum Act* 1998, emendado pelo *Energy Act* 2008 (OSMUNDSEN; TVETERÅS, 2003; HAMZAH, 2003; BUREAU VERITAS, 2011; DECC, 2013; IMO, 2013).

Essas normas não tratam especificamente do descomissionamento, embora prevejam disposições gerais sobre a destinação de plataformas de petróleo *offshore*. O objetivo principal desses dispositivos legais é regulamentar temas gerais ligados, na

maioria das vezes, à utilização marinha de forma geral ou à utilização do mar pela indústria petrolífera.

De acordo com o Bureau Veritas (2011, p. 7), existem aproximadamente 500 instalações e mais de 3.000 dutos na Plataforma Continental do Reino Unido que deverão ser descomissionados, sendo que, até o momento, apenas 7% de todas essas estruturas já o foram. O governo do Reino Unido disponibiliza, no site do Departamento de Energia e Mudanças Climáticas, 64 Programas de Descomissionamento, já realizados ou em andamento, com o ano de aprovação que compreende desde 1988 até 2012 (DECC, 2013).

O processo de descomissionamento, no Reino Unido, é complexo, regulamentado por diferentes protocolos e requer o envolvimento de várias partes. Os principais atores envolvidos nesse processo são: o *Department of Energy and Climate Change* (DECC) – Departamento de Energia e Mudanças Climáticas – que possui a *Offshore Decommissioning Unit*, um órgão responsável somente pelo descomissionamento *offshore*. Esse órgão deve ser consultado em cada estágio do projeto de descomissionamento, segundo o programa licenciado (que pode chegar a 5 anos depois de iniciado o trabalho físico de remoção para os projetos complexos), até que as pesquisas de pós-descomissionamento tenham sido conduzidas. Outro órgão envolvido é a *OSPAR Commission* (Comissão OSPAR), formada por membros administradores da Comissão. Ela compreende 15 governos, sendo cada um referenciado como *Contracting Party*. A '*relevant Contracting party*' refere-se à parte que possui jurisdição sobre a instalação *offshore*, que pode fazer representações e comentários no pedido. Sendo assim, várias partes têm interesses no funcionamento de plataformas de petróleo, cada uma com diferentes responsabilidades e deveres (BUREAU VERITAS, 2011, p. 26).

A regra geral para o descomissionamento das plataformas no Reino Unido é a retirada completa da estrutura, salvo quando é detectado, no processo de desativação, que existe uma grande probabilidade de sobrevirem riscos para a saúde e segurança dos trabalhadores ou riscos ao meio ambiente. Além disso, o Mar do Norte é uma região notadamente reconhecida como inóspita, o que ocasiona algumas peculiaridades para cada opção de descomissionamento, pois cada estrutura é

diferente da outra, levando a processos de desativação diferentes. Para se iniciar a análise da opção de desativação, é preciso que seja identificada a data de instalação da estrutura, pois, caso esta tenha se dado antes de 09 de fevereiro de 1999, não há a obrigatoriedade de se removerem completamente a plataforma e os dutos. Entretanto, após essa data, é necessário que haja a remoção completa, de acordo com o *Petroleum Act* 1998, emendado pelo *Energy Act* 2008 e a Decisão OSPAR 98/3 (BUREAU VERITAS, 2011, p. 22).

Em linhas gerais, o procedimento para o descomissionamento no Reino Unido é iniciado antes mesmo do começo da produção, havendo uma série de etapas a cumprir por parte do operador e de outros envolvidos, já com a previsão de desativação no futuro. Nos anos finais da produção, é enviado pelo operador, em nome de todas as partes envolvidas na exploração, o Programa de Descomissionamento, que deverá conter minimamente os seguintes tópicos: Introdução; Sumário Executivo; Informações práticas; Descrição dos itens a serem descomissionados; Inventário de materiais; Opções de remoção e disposição; Seleção das opções de remoção e disposição; Poços; Cascalhos; Avaliação de impacto ambiental; Consultas às partes envolvidas; Custos; Cronograma; Gerenciamento de projeto e verificação; Remoção dos detritos; Monitoramento pré e pós-descomissionamento e manutenção; Estudos de suporte.

É importante lembrar que o Plano de Descomissionamento é uma primeira parte da iniciativa. Outros relatórios, estudos e atividades poderão ser desenvolvidos simultaneamente ou seguidos ao Programa (BUREAU VERITAS, 2011, p. 33-43).

No Reino Unido, ainda existe a possibilidade de que seja solicitado um adiamento do descomissionamento ou que ele seja realizado gradualmente. São fatores que podem ser apresentados ao DECC para deferir o adiamento ou o descomissionamento gradual: fatores de mercado; disponibilidade de embarcações para transporte; a demonstração do potencial para se reduzirem os custos através de cooperações com outros atores; avanços tecnológicos; demonstração de casos específicos de oportunidades (BUREAU VERITAS, 2011, p. 36). Contudo, para que o DECC defira o pedido de adiamento, ou gradação do processo de descomissionamento, são consideradas: as condições físicas das instalações; a presença de qualquer dano (substâncias potencialmente danosas e informação precisa

sobre a natureza e local dos danos); a apresentação de evidências consistentes de que a integridade da instalação será mantida e de que não haverá deterioração subsequente, tais como riscos inaceitáveis que poderão surgir no não descomissionamento das atividades que foram compromissadas (BUREAU VERITAS, 2011, p. 37).

Um dos itens mais importantes previstos no Programa de Descomissionamento é o Estudo de Impacto Ambiental (EIA), estruturado conforme o *Offshore Petroleum Production and Pipelines (Assessment of Environmental Effects) Regulations 1999 (amended)*. Além do EIA, é necessária a entrega de uma Declaração Ambiental (ES), que precisa ser submetida ao DECC para auxiliar o Programa de Descomissionamento. O DECC, no manual sobre o descomissionamento *offshore (Guidance Note 'Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998')*, requer, dentre outras coisas, que sejam demonstrados, minimamente, no EIA do Programa de Descomissionamento: (1) a descrição dos potenciais impactos no ambiente marinho, incluindo a exposição da biota à contaminação associada à instalação e outros impactos biológicos, possíveis conflitos sobre a conservação de espécies com a proteção de seus *habitats* ou com maricultura e interferências em outros usos legítimos do mar; (2) todos os potenciais impactos ambientais, incluindo emissões na atmosfera, lixiviação para as águas subterrâneas e os efeitos sobre o solo; (3) descrição do consumo de recursos naturais e energia, associados à reutilização e à reciclagem; (4) outros efeitos indiretos sobre o ambiente físico, que podem ser esperados como resultado do tipo de opção de descomissionamento eleita; (5) outros impactos potenciais, atividades de comunidades e futuros usos sobre o meio ambiente; (6) a identificação de qualquer *habitat* ou espécie listada no Anexo 1 da norma *Habitats and Birds Directives* e coberto pelo *Offshore Petroleum Activities (Conservation of Habitats) Regulations 2001*; (7) o impacto das atividades de descomissionamento. E qualquer mitigação adequada deve também ser proposta; (8) um sistema apropriado de gerenciamento (BUREAU VERITAS, 2011, p. 47).

Se estiver previsto o uso de explosivos no descomissionamento, além do EIA, deverá ser incluído um estudo específico sobre o impacto, particularmente sobre

mamíferos marinhos. Também deve ser acrescentada uma justificativa sobre o uso de qualquer explosivo, juntamente com as possíveis medidas mitigadoras que serão adotadas (BUREAU VERITAS, 2011, p. 47).

Isso posto, percebemos que o rígido arcabouço legal-institucional do Reino Unido visa garantir a qualidade ambiental marinha onde está localizada a plataforma, obrigando o operador, o proprietário do campo e outras pessoas que participam do processo exploratório ao cumprimento de várias condicionantes no processo de descomissionamento. Este deve ser levado em consideração já desde antes de a plataforma entrar em funcionamento e seguir com monitoramento até o processo já ter sido finalizado.

A Noruega, outro país que tem a maioria das suas reservas petrolíferas no Mar do Norte, também é signatária da Convenção OSPAR, o que torna o processo de descomissionamento norueguês bem próximo do realizado pelo Reino Unido. Assim, nos deteremos na descrição geral da política de descomissionamento realizada nesse país. Apesar de ele ser signatário da OSPAR, alguns tipos de plataformas estão fora das suas regras para desativação, por exemplo, aquelas que possuem peso acima de 10 mil toneladas e as que são de concreto. Nesses casos, o governo norueguês tem poder discricionário para decidir o destino dessas instalações, que podem ter os mais diversos destinos: serem parcial ou totalmente removidas, serem deixadas no local, tombadas para serem usadas como recifes artificiais ou outros tipos de reuso.

Segundo Osmundsen e Tveterås (2003, p. 1581), o descomissionamento norueguês é um dos mais custosos do mundo, por existirem muitos padrões ambientais a serem cumpridos. Por essa razão, foi criado um fundo de petróleo para garantir o descomissionamento das estruturas. A Figura 15, abaixo, ilustra um campo de desativação de plataformas em Vats, na Noruega.

Figura 15 - Campo de desativação em Vats (Noruega)



Fonte: AFGRUPPEN (2013, [s.p.]).

De acordo com a Agência de Clima e Poluição (CPA, 2011, p. 4), órgão ligado ao Ministério de Meio Ambiente da Noruega, é comum nos processos de descomissionamento serem identificados diferentes tipos de resíduos, incluindo resíduos perigosos, tais como metais pesados, outras substâncias perigosas, materiais radioativos e amianto. Essa Agência, em cooperação com outras autoridades, é responsável por examinar os impactos ambientais associados ao descomissionamento de instalações *offshore*, mais especificamente quanto a: (1) projeções do volume de descomissionamento *offshore* que será realizado nos anos futuros e a quantidade de diferentes resíduos para a reciclagem; (2) a capacidade de avaliação atual e futura das necessidades da Noruega, baseada no tempo de descomissionamento na Plataforma Continental Norueguesa e as projeções das importações das instalações para descomissionamento; (3) as implicações ambientais para o descomissionamento de grandes instalações e se as autoridades precisam introduzir exigências ou tomar alguma ação prática especialmente relacionada às companhias envolvidas nessas atividades (técnicas específicas usadas, monitoramento, controle, etc.); (4) as implicações dessas atividades em outros setores (saúde, pesca, uso do solo, etc.); (5) a

indicação da incidência de leis norueguesas aplicáveis ao descomissionamento de instalações *offshore*; (6) a indicação da incidência de regras internacionais aplicáveis a essas atividades; (7) as propostas para novas medidas e instrumentos de nível internacional e nacional endereçados aos impactos das operações de descomissionamento (CPA, 2011, p. 7).

Em linhas gerais, o processo de descomissionamento norueguês é realizado da seguinte forma: os proprietários da licença de exploração, representados pelo operador, desenvolvem um plano detalhado, que precisa ser submetido de dois a cinco anos antes de a instalação ser realmente desativada. Posteriormente, esse mesmo plano é submetido ao governo norueguês e, ao mesmo tempo, é distribuído a organizações ambientais e de pesca para que também seja analisado e comentado. Em seguida, o plano é analisado pelo Ministério de Petróleo e Energia para considerar os aspectos técnicos, econômicos e ambientais. Nesse plano devem constar minimamente: (1) a proposta de continuação ou cessação da produção e a disposição final das instalações, que podem ser direcionadas para ingressar novamente no ciclo produtivo do petróleo; (2) outros usos, remoção parcial ou completa, ou abandono das instalações; (3) obrigações internacionais; e (4) as consequências para os setores da pesca e da navegação. É o Ministro de Petróleo e Energia quem toma a decisão final de descomissionar (OSMUNDTSEN; TVETERÅS 2003, p. 1582; CPA, 2011, p. 8).

#### b) Processo de Descomissionamento no Golfo do México – EUA

Hoje, na região do Golfo do México, existem aproximadamente 2.996 plataformas produzindo petróleo e mais de 40% delas já têm mais de 25 anos. Entre os anos 2000 e 2010, a taxa de remoção de plataformas por ano ficou em torno de 130 estruturas (BSEE, 2013).

O órgão ambiental que está diretamente relacionado com o processo de descomissionamento das instalações marinhas é o *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE). Além dele, também estão envolvidos no processo de descomissionamento os seguintes órgãos governamentais: *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM), o *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA) –

ligado ao Departamento de Comércio norte-americano; a Guarda Costeira norte-americana; o *US Army Corps of Engineers*; e a *United States Environmental Protection Agency* (EPA).

De acordo com o BSEE (2013), quando a companhia petrolífera obtém a licença para explorar ou produzir petróleo, ela já deve apresentar o projeto de descomissionamento da plataforma, pois, segundo o *Bureau* (BSEE, 2013), essa fase final da produção é crítica para a proteção ambiental.

A principal diretriz legal para o processo de descomissionamento é a Política Nacional de Meio Ambiente Norte-americana (*National Environmental Policy Act*), seguida da regulamentação das atividades de descomissionamento, que começaram com a regra 43 *U.S. Code 1334* e o 30 *CFR 250, Subpart Q, Decommissioning Activities*. Essas legislações fornecem detalhes a respeito dos regulamentos para selagem dos poços, sobre a proteção do meio ambiente e da sociedade localizada na área de incidência do bioma. Além disso, também há o *Outer Continental Shelf Lands Act* (OCSLA), que implementou regulamentos que estabelecem as obrigações que o operador da instalação tem que submeter quando ele obtém a licença para explorar, inclusive quando ele requer a permissão para remover as plataformas (*section 30. Documentation, registry, and manning requirements. OCSLA*). O regulamento OCSLA determina que, para a concessão da licença, o operador deve remover qualquer coisa que obstrua o solo marinho, tais como as plataformas *offshore*, em até um ano após a licença de encerramento, ou antes do término da licença, se o Departamento de Interior norte-americano considerar a estrutura insegura, obsoleta ou não mais útil para as operações.

O OCSLA também determina ao operador que o descomissionamento seja projetado para minimizar os riscos ambientais e de segurança inerentes a esse processo. Além de visar, ainda, à redução de conflitos potenciais com outros setores que também se utilizam da Plataforma Continental (tais como o setor pesqueiro, atividades militares, navegação industrial e outras operações de energia renovável). As determinações de descomissionamento das plataformas *offshore* no Golfo do México, de um modo geral, implicam: no tamponamento de todos os poços ligados à plataforma e que eles estejam a pelo menos 15 pés de profundidade; limpeza e remoção de toda a

produção, dutos e *risers* ligados à plataforma; remoção da plataforma desde a sua fundação e de todos os seus componentes até 15 pés de profundidade; disposição da plataforma em ferros-velhos ou nos seus pátios de fabricação, ou deixando a estrutura no local para se tornar um recife artificial; e uma apuração para assegurar que não foram deixados detritos ou outras obstruções potenciais para outros usuários do oceano (BSEE, 2013).

Um aspecto da política de descomissionamento norte-americana a ser ressaltado é a política do “*idleiron*”, que se aplica quando o poço ou a plataforma não é mais útil para a exploração e precisa ser tamponado (no caso de poços) ou removido (no caso de plataformas). Essa política foi instituída em virtude dos muitos furacões, altamente destruidores, que incidiram no Golfo do México entre 2004 e 2008. Eles inutilizaram várias estruturas que, simplesmente pelo fato de estarem no local, podem causar uma significativa contaminação ambiental (BSEE, 2013).

São usados, basicamente, dois métodos para a retirada das plataformas: a separação mecânica e a separação por explosivos. As opções de separação mecânica incluem jatos de água abrasivos, cortadores de areia, serras de fio de diamante, cortadores de carboneto, tesouras, serras e guilhotinas. Esse tipo de separação constitui 35% de todas as operações de remoção e é considerada mais cara e lenta. A separação por explosão dependerá do volume, dos materiais usados na construção da plataforma. Historicamente, esse tipo de remoção tem resultado em menos acidentes de trabalho e custos mais baixos. Entretanto, o uso de explosivos resulta em uma onda de choque e em uma liberação de energia sonora debaixo d’água que podem produzir mortes ou danos em espécies marinhas, como peixes, tartarugas e mamíferos marinhos. Além de produzir uma desregulação do ciclo de vida estabelecido naquele local. Isso obriga o operador a realizar uma série de atividades de mitigação, que inclui o uso de monitoramento acústico de superfície e aéreo, antes e depois das detonações, para garantir que os mamíferos marinhos e as tartarugas marinhas estão se estabelecendo em zonas livres de impactos (BSEE, 2013; NOAA, 2013).

Além disso, o governo norte-americano estabeleceu o programa *Rigs-to-Reefs*, que é gerenciado por agência federal e agências estaduais, que possibilitam ao operador da plataforma a doação das estruturas desativadas para servirem como

recifes artificiais no âmbito do Plano Nacional de Corais Artificiais. Esse plano fornece diretrizes sobre vários aspectos do uso de recifes artificiais, inclusive tipos de materiais usados na construção, planejamento, localização, projeto e gerenciamento dos recifes artificiais para o benefício da vida marinha. Contudo, nem toda plataforma que o operador queira doar será aceita. Segundo estatísticas do BSEE (2013), apenas 156 foram contempladas pelo Programa *Rigs-to-Reefs*.

#### **2.4 Aspectos ambientais envolvidos no processo de descomissionamento**

No Brasil, em função da falta de monitoramento, há uma grande deficiência e desatualização dos dados que discriminam os principais problemas ambientais no ecossistema marinho, onde está localizada a maior parte da produção nacional de petróleo e gás (JURAS, 2012, p. 11; ANP, 2012b).

Os problemas ambientais típicos da exploração de petróleo quanto à vida marinha podem ocorrer no substrato marinho, no lençol freático, sobre a fauna e a flora. A dimensão desses impactos variará conforme vários parâmetros distintos, em função da especificidade local. Segundo Castro (2010, p. 24), o derramamento de petróleo é considerado um dos mais graves desastres ecológicos, pois a recuperação da área atingida pode demorar dezenas de anos.

No tocante ao abandono da produção, existem dois momentos importantes que podem ocasionar os impactos ambientais: o primeiro, no abandono da produção, que é realizada através do lacre do poço produtor; o segundo, quanto à manutenção da estrutura da plataforma no lugar da produção, seja para afundá-la, removê-la ou reciclar o aço ou concreto que a compõe (LUCZYNSKI, 2002, p. 102).

Ainda na fase de operação, devem ser identificados, para cada instalação específica: quais tipos de resíduos estão sendo gerados e que poderão ser produzidos no futuro, quais as substâncias perigosas presentes e quais possíveis problemas ambientais ocorrem na plataforma.

Além disso, muitos organismos marinhos começam a crescer dentro de poucos meses junto às pernas das plataformas e em outras estruturas submarinas e, se formos considerar um tempo de exploração de 30, 40 anos, esse número aumenta. Mexilhões,

cracas, algas bentônicas e pepinos do mar podem começar a colonizar rapidamente as instalações, seguidos de corais moles que, futuramente, vão se transformar em corais duros. No Mar do Norte, por exemplo, foi constatado que há uma grande quantidade de espécies junto às plataformas. Neste caso, por exemplo, as incrustações marinhas podem ser removidas enquanto as instalações ainda estão no mar. Contudo, há que se realizar um “desacoplamento” das estruturas, enquanto elas ainda estão nos locais, pois, se houver o descarte em outro local outros problemas ambientais podem ocorrer (CPA, 2011, p. 25).

Um problema ambiental relevante diz respeito aos montes de resíduos decorrentes da atividade de perfuração que ficam depositados no solo marinho até além do final da produção. São fluidos de perfuração à base de óleo ou sintéticos das inúmeras plataformas que serão retirados nos próximos anos. Em alguns casos, no Mar do Norte, foi verificado que esses montes demandam uma operação especial para que seja desobstruída parte da instalação que fica soterrada por esses resíduos (CPA, 2011, p. 25). A movimentação dos resíduos, no momento em que se elevam as secções das jaquetas, gera impactos no local e, portanto, torna-se necessário realizar o monitoramento ambiental dessas operações. No Mar do Norte, houve relatos de que, mesmo após o tratamento das águas, ainda se encontravam resíduos de material radioativo, metais pesados e substâncias orgânicas (CPA, 2011, p. 26).

Antes de a plataforma ir para a terra e ser iniciado o desmonte, vários riscos têm que ser considerados. Por exemplo, foram relatadas experiências norueguesas em que ocorreu um lapso temporal entre a cessação da produção e o desmonte da instalação. Esse fato demandou um monitoramento quanto aos possíveis riscos gerados nesse tempo. Além disso, também é preciso realizar um inventário bastante preciso quanto aos materiais usados na construção da instalação, pois, se se trabalha com um horizonte de 30 ou 40 anos, é plausível que tenham sido inseridos na construção materiais que hoje são considerados altamente poluentes, que tenham, inclusive, a sua comercialização proibida. Em experiências norueguesas, foram encontrados os seguintes materiais poluentes: asbestos, mercúrio, materiais de baixa radioatividade específica (LSA), tintas e outros revestimentos (CPA, 2011, p. 26).

Os asbestos são materiais de um grupo de minerais de silicato cristalinos que, por serem fibrosos, podem causar câncer. Apesar disso, foram amplamente utilizados em plataformas *offshore* por serem material resistente, quimicamente inerte (resistente à corrosão por ácidos e bases) e estável a altas temperaturas. Além disso, é um material elástico, não inflamável, baixo condutor de eletricidade e um perfeito isolante. Foi utilizado em vários isolamentos térmicos para, por exemplo, revestir paredes à prova de fogo, pisos e tetos, isolamento de tubulações e sistemas de escape de gás. Materiais que possuem asbestos são considerados como perigosos e é preciso que se tenha um cuidado especial em seu descarte (CPA, 2011, p. 26).

O mercúrio é um metal pesado, encontrado em estado puro e como componente orgânico e inorgânico. Ele é altamente tóxico. Muitos problemas podem decorrer de seu contato durante a demolição das plataformas. Por isso, onde há ocorrência de mercúrio deve haver uma identificação precisa e, para retirá-lo da plataforma, deverá ser confinado para transporte. Ele pode ser removido com jatos de alta pressão e qualquer resíduo contaminado com ele no processo de limpeza pode ser declarado como resíduo perigoso. As informações devem ser anotadas e publicadas, inclusive os requisitos para testes de lixiviação, valores-limite para os resíduos perigosos e harmonização dos critérios para a entrega de metais para refusão (CPA, 2011, p. 27).

As substâncias radioativas que são relevantes no descomissionamento são as mesmas que acompanham a água de produção e possuem uma escala de radioatividade durante as operações de produção. Todavia, durante o processo de desmonte, é importante salvaguardar a saúde humana e o ambiente local, evitando a exposição à radioatividade e lançamentos na água, ar e solo. Partículas podem ser depositadas na água, na vegetação e podem ser introduzidas em vários estágios da cadeia alimentar, aumentando, inclusive, o nível de radioatividade na carne e peixes usados para consumo humano. A ocorrência natural de substâncias radioativas em escala, no lodo e outros depósitos das plataformas de petróleo e gás, pode ser percebida em diferentes partes dos equipamentos, incluindo válvulas, cabeças de poço, *risers*, separadores, hidrociclones, tubulações e dutos (CPA, 2011, p. 27-28).

Nas tintas e revestimentos dos equipamentos e das estruturas, são encontrados grandes números de anticorrosivos, que demandam um cuidado maior no momento da demolição, pois tintas podem conter substâncias tóxicas como os PCB (bifenilaspoliclorados), metais pesados (por exemplo, chumbo, bário, cádmio, cromo, cobre, zinco) e pesticidas. Biocidas, como tributilestanho (TBT), e outros compostos organoestânicos têm sido usados em *risers* e em instalações flutuantes para evitar incrustações marinhas. No momento do desmonte, são necessários cuidados com a remoção de peças que podem liberar gases tóxicos, se submetidas a processos de aquecimento ou combustão (CPA, 2011, p. 28).

O processo de descomissionamento precisa ser projetado para lidar com tipos variados de resíduos e também precisa ser capaz de controlar os lançamentos de poluentes do ar, água e solo, durante as operações de corte dos metais, produção de poeira e controle do escoamento para a água e solo.

Além disso, é necessário ter atenção com outras questões, tais como a saúde pública, pois os locais reservados para o desmonte em terra da plataforma podem gerar impactos decorrentes de poluentes no ar e água, ruídos e níveis de radiação.

Outros setores da economia podem ser afetados pelo descomissionamento, como a pesca e a aquicultura. Foram catalogados os seguintes danos para a pesca, no Mar do Norte: restrição ao acesso a certas áreas, impactos de poluição, interferência nas atividades de pesca, reputação das origens do pescado, que pode ter seu preço de venda afetado em função da sua origem, conflitos nas rotas de pescadores e rotas de transporte de instalações. Além disso, os dutos deixados no local também são motivos de problemas porque podem agarrar as redes dos pescadores e falsear o resultado da pesca (pesca fantasma), isso causa uma grande mortalidade de peixes, que não é registrada. Ainda que, inicialmente, os dutos tenham sido fixados no solo marinho, depois da desconexão com a plataforma, eles podem se mover e deixar vãos livres no solo e se, por exemplo, uma rede de pesca se prender nesse vão, pode levar um barco pesqueiro a pique (CPA, 2011, p. 32). De acordo com Silva (2008, p. 46), no Brasil, os pescadores só podem chegar a 500 m da plataforma, e eles registram que, em função dessa proibição, não conseguem determinar empiricamente a rota dos peixes, dificultando a prática.

De acordo com Luczynski (2002, p.138), podem ocorrer os seguintes problemas na fase do abandono:

- manchas de óleo (vazamentos de poços lacrados, que vão, inicialmente, flutuar até a superfície, mas também poderão ser absorvidos por sedimentos);
- falta de tratamento ou disposição final dos rejeitos de perfuração (lubrificantes, polímeros, detergentes, radionuclídeos naturais derivados das rochas perfuradas, moléculas de água confinada e moléculas de água de processo), que normalmente são mantidos em pilhas próximas à área perfurada. Esses rejeitos podem provocar toxicidade do ambiente e poluição térmica, em função do contato da água confinada e/ou de processo com o mar, ocasionando um consumo maior de oxigênio no entorno para manter o equilíbrio térmico da área;
- consumo, por parte de alguns organismos, dos resíduos resultantes do processo de descomissionamento, como se fosse alimentação natural. Uma vez consumidos, esses resíduos serão alojados nos tecidos gordurosos, podendo gerar um efeito tóxico no organismo e, conseqüentemente, em toda cadeia alimentar;
- disposição final de grandes partes da estrutura plataformal ou da infraestrutura de transporte;
- presença de compostos químicos residuais e rejeitos de perfuração.

Os impactos ambientais na fase do abandono são potencializados pelo efeito acumulativo de inúmeros danos ocorridos ao longo do projeto de E&P. A título exemplificativo, Luczynski (2002, p. 109) traz o caso dos danos ocorridos em zonas de vegetação fixa, como manguezais, onde:

[...] se as plantas estão em botão, a floração é inibida, se o óleo atinge as flores, muito provavelmente elas não produzirão sementes, se as sementes são atingidas pelo óleo, a germinação será prejudicada. De modo geral, as plantas de ciclo anual tendem a morrer (LUCZYNSKI, 2002, p. 109).

Os fatores que interferem na contaminação do ambiente marinho podem ocorrer de acordo com diferentes etapas e velocidades de propagação e dependem: (i) da composição do meio; (ii) do substrato rochoso; (iii) de propriedades físicas e

químicas das rochas e fluidos presentes; (iv) da composição da substância poluente. Para melhor avaliar os impactos marinhos, Luczynski (2002, p. 107) optou por agrupá-los em zonas de ocorrência passíveis de contaminação. As três principais são:

- (i) compartimento pelágico (água do mar) – irão impactar na contaminação os fatores da profundidade, salinidade, microrganismos resistentes ou não ao poluente, ventos e correntes marinhas, composição, volume e densidade do poluente em relação ao volume de água presente na área contaminada;
- (ii) compartimento bentônico (substrato marinho) – o assoalho marinho tem capacidade de absorver o poluente; no entanto, essa velocidade de absorção dependerá da porosidade e permeabilidade do substrato em relação à composição e ao volume do material poluente;
- (iii) compartimento dos organismos vivos (presença de vida marinha) – existem certos organismos que possuem a capacidade de absorver os poluentes em seus corpos, que se acumularão dentro da cadeia alimentar. Assim, o petróleo, ou outra substância que seja usada na produção, pode interferir nos processos orgânicos ou metabólicos dos organismos, tais como a respiração, alimentação e reprodução.

Ekins, Vanner e Firebrace (2006, p. 426) apontam que foram registrados os seguintes danos sobre a biota, que impactam diretamente na cadeia alimentar, decorrentes dessa fase: altas concentrações de substâncias tóxicas, metais, desreguladores endócrinos e ocorrência natural de material radioativo (NORM).

Há que se reconhecer que o abandono é algo que causa impactos ambientais consideráveis, tais como: a perda permanente do *habitat* no recife artificial presente na estrutura da plataforma e problemas para a navegação e pesca (RUIVO, 2001, p. 131).

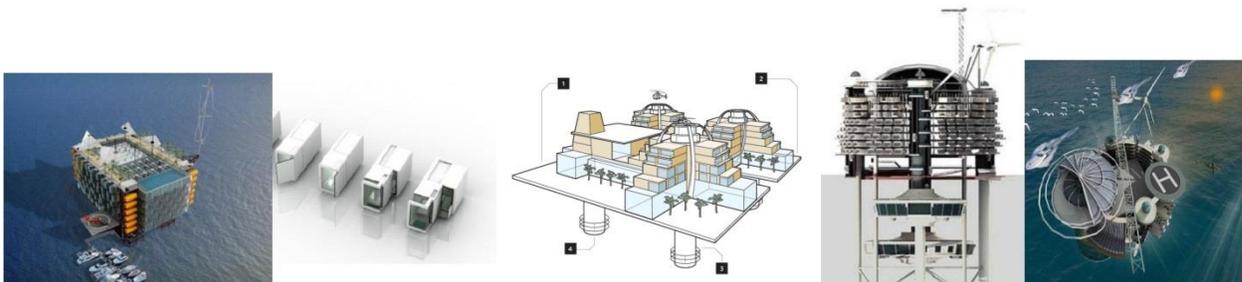
Portanto, a melhor forma de minimizar ou evitar problemas ambientais “[...] é assegurar que rígidos controles dos parâmetros de qualidade ambiental, em obediência às legislações e convenções internacionais, sejam praticados durante toda a vida produtiva do projeto” (LUCZYNSKI, 2002, p. 137).

A partir da opção de descomissionamento adotada, podem ser muitos os tipos de usos que serão conferidos às estruturas das antigas plataformas. Elas podem se

transformar em recifes artificiais, caso sejam total ou parcialmente tombadas no solo marinho; podem servir de possíveis moradias em cidades plataformas; serem transformadas em um tipo de *resort* conceitual para turismo de alto luxo (ZAWAWI, LIEW, LUN, 2012, p. 4). Também podem servir como um local para pesca sustentável, para a produção de energias renováveis, como a eólica, a partir de correntes marinhas, geotérmicas. Podem ser usadas para a produção de gradiente de salinidade e de hidrogênio (extração de hidrogênio através da água salgada por eletrólise). Podem ser parques de pesca e de mergulho, santuários marinhos (KOLIAN; PORTER; SAMMARCO, 2012, p. 4), prisões, postos militares, cassinos, estruturas de disposição de resíduos, áreas de pesquisas marinhas, fábricas de produtos químicos, fábricas de produtos nucleares, postos de telecomunicações, centros de navegação e de meteorologia (CHATTERJEE, 2011, p. 5).

Na Figura 16, abaixo, são apresentados esquemas gráficos de possíveis adaptações para usos alternativos de plataformas.

Figura 16 - Esquemas de possíveis usos para plataformas



Fonte: ZAWAWI, LIEW, LUN. (2012, p. 7).

Todavia, atualmente, a principal alternativa adotada para a destinação de uso para as plataformas é a sua disposição para a criação de recifes artificiais.

A principal finalidade dos programas de recifes artificiais é utilizar a estrutura da plataforma abandonada para fornecer mais peixes, para atividades recreativas, para prevenir o arrasto, para reparar ambientes marinhos degradados e todos os benefícios sociais e econômicos possíveis. Esses programas têm funcionado como gerenciamento costeiro (LAKHAL, KHAN, ISLAM, 2009, p. 120).

Os programas de formação de recifes artificiais têm grande aceitação no Golfo do México, onde o operador pode deixar a estrutura para ser afundada e se transformar em um recife artificial. Entretanto, nem todas as possíveis plataformas candidatas a se tornarem recifes serão direcionadas a isso. O BSEE apresenta uma estatística que aponta que, desde 1973, apenas 386 estruturas se enquadraram no Plano de Recifes Artificiais (BSEE, 2013).

De acordo com Luczynski (2002, p. 139), não existe um consenso de que a destinação das estruturas de plataformas para a criação de recifes artificiais seja uma solução ideal. Em alguns países, tem-se optado por buscar a reconstituição das condições locais antes da instalação das plataformas. Entretanto, com a instalação das estruturas para a criação de recifes artificiais, são criados dispositivos para atrair uma fauna naquele ambiente, contudo, diversa do original. E esses locais podem servir de *habitat* para espécies invasoras, causando um desequilíbrio ambiental.

Uma situação sugerida por Kolian, Porter e Sammarco. (2011, p. 8), que é ambientalmente preocupante, é o caso de ocorrerem vazamentos de petróleo em poços já lacrados, pois possíveis ocorrências de invertebrados que lá se localizam irão absorver o hidrocarboneto – como as esponjas, ostras e cracas, tidas como excelentes bioindicadores.

Kolian, Porter e Sammarco (2011, p. 9) afirmam que precisam ser desenvolvidas leis ambientais consistentes, direcionadas para o problema de prevenção na remoção de estruturas ecologicamente importantes. Devem ser fundamentados métodos para o uso alternativo, para garantir, durante longos períodos, o monitoramento ambiental das estruturas bem como a responsabilidade civil pelas plataformas.

O afundamento das plataformas para a criação de recifes artificiais tem se mostrado uma das mais baratas formas de desativação da plataforma. Entretanto, o oceano não pode servir de depósito de sucatas dessas estruturas, pois há um complexo sistema ambiental envolvido.

A partir do conhecimento dos potenciais danos que podem ocorrer no ambiente, em função da inadequada realização – ou não realização – do descomissionamento, na

próxima seção iremos detalhar um Projeto de Desativação brasileiro, registrado no IBAMA, e buscar identificar as falhas desse projeto.

## **2.5 Projeto de Desativação Brasileiro**

De acordo com a CGPEG/IBAMA (2013), até fevereiro de 2013 foram executados 9 projetos de desativação no Brasil, sob a supervisão do IBAMA. Nesta seção iremos detalhar um desses projetos. A base legal do processo de descomissionamento se resume em dois regulamentos técnicos emitidos pela ANP: a Resolução ANP nº 27/06 (Regulamento Técnico de Desativação de instalação na fase de produção) e a Portaria ANP nº 25/02 (Regulamento Técnico 2/02 – Procedimentos a serem adotados no abandono de poços de petróleo e/ou gás). O marco regulatório do processo de descomissionamento no Brasil será aprofundado no próximo capítulo.

De acordo com os regulamentos vigentes no Brasil, a partir do momento em que o explorador decide que vai desativar a estrutura, ele necessita apresentar o Projeto de Desativação à ANP e ao IBAMA. Para a ANP, o explorador deve apresentar anualmente o Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT) e, quando houver o desejo de descomissionar a estrutura, deverá constar no PAT a previsão da desativação, com a respectiva apresentação do Projeto de Desativação (PD), que deverá ser aprovado em 6 meses. Depois que o Projeto é aprovado e a estrutura é desativada, de fato, o explorador ainda tem que enviar um Relatório Final de Desativação das Instalações para a ANP. Paralelamente a esse processo, o explorador também deve apresentar o PD no IBAMA, o qual não tem normas próprias sobre o descomissionamento e se utiliza como referencial legal os regulamentos técnicos da ANP. Atualmente, a exigência de apresentação do PD no IBAMA está vinculada a uma condicionante de licenciamento prevista no Termo de Referência (TR) para a emissão da licença ambiental de operação.

O projeto de desativação analisado nesta seção é o do sistema de produção e escoamento de petróleo do Campo de Jubarte – Fase 1, na Bacia de Campos, do FPSO P-34, da empresa Petrobras. O projeto está descrito em concisas 21 páginas e contém os seguintes itens: justificativa, objetivos do projeto, metas, indicadores de

implementação de metas, público-alvo, metodologia, acompanhamento e avaliação, inter-relação com novos projetos, atendimento a requisitos legais e/ou outros requisitos, cronograma físico-financeiro, responsabilidade institucional pela implementação do projeto, responsável técnico e um anexo com a Ficha de Segurança de Produtos Químicos.

Inicialmente, o projeto reconhece a interdisciplinaridade dos fatores incidentes (técnicos, ambientais, de segurança e econômicos) na desativação das instalações de produção. A justificativa se dá de uma maneira bastante generalizada, dizendo que devem se “[...] respeitar a legislação ambiental e os interesses da comunidade” (PETROBRAS, 2011, p. 1).

De acordo com o documento, a desativação deve primar pela prevenção dos efeitos potenciais sobre o meio ambiente, pela reutilização ou reciclagem das instalações e equipamentos e por uma disposição final adequada. E aponta para as alternativas de remoção ou abandono total ou parcial, inclusive para a formação de recifes artificiais.

Nesse projeto serão realizados 2 tipos de desativação: uma permanente, para a FPSO P-34; e um abandono temporário para parte do sistema de escoamento (PETROBRAS, 2011, p. 3).

O projeto estabelece como metas: o abandono temporário do poço 1-ESS-103A; a limpeza das linhas de produção e serviço dos 5 poços envolvidos; a remoção de cabos e amarras de ancoragem da P-34 e a elaboração de um Relatório Final do Projeto de Desativação.

Estabelece como público-alvo os trabalhadores da Petrobras e terceirizados e os órgãos ambientais e agências reguladoras. A respeito disso temos que tecer uma crítica, pois o principal interessado é a sociedade.

A seguir são enumerados os métodos de limpeza para as linhas de serviço e de produção para operação *pull-out* (retirada da coluna de perfuração do poço). Todos os procedimentos de limpeza estão descritos em normas internas da própria Petrobras.

De acordo com o projeto, a responsabilidade pela operação recai sobre o Gerente de Operações da P-34.

Com relação ao acompanhamento e avaliação do projeto, também são descritos procedimentos bem sucintos, em que são utilizadas explicações generalistas, como: “[...] o acompanhamento do Projeto inclui a verificação das metas e indicadores propostos”; e também é disposto que será a equipe técnica de segurança, saúde e meio ambiente a responsável pelo acompanhamento e avaliação.

Ao final, é apresentado um cronograma, que se inicia em fevereiro de 2012 e tem a previsão de conclusão em dezembro de 2012, com um custo inicial orçado em R\$ 10.323.829,00.

Se realizarmos uma análise comparativa entre o processo de descomissionamento brasileiro e as experiências internacionais, chegaremos à conclusão de que o Brasil se encontra muito aquém dos mecanismos de controle e regulação internacionais. Conforme visto na seção 2.3.3, os sistemas internacionais já se encontram solidamente construídos, fazendo prescrições normativas complexas, das quais o Brasil ainda não dispõe em virtude de uma omissão legal.

Chamamos a atenção para algumas exigências que são feitas para as estruturas no Mar do Norte e no Golfo do México e que poderiam ser incorporadas pelo modelo brasileiro, tais como: a necessidade de se entregar o Projeto de Desativação no momento do licenciamento do início da atividade e, depois, submetê-lo novamente para a avaliação (levando em consideração as atualizações sobre a atividade no local e um período razoável para a análise dos órgãos responsáveis); a execução de um estudo de impacto ambiental específico da desativação, que deveria considerar: a descrição dos potenciais impactos em todos os tipos de ambiente (aéreo, terrestre e marinho) – incluindo a exposição da biota à contaminação, associada à instalação e outros impactos biológicos; possíveis conflitos sobre a conservação de espécies com a proteção de seus *habitats* e interferências em outros usos legítimos do mar; a descrição do consumo de recursos naturais e energia, associados à reutilização, à reciclagem e a usos futuros e um sistema apropriado de gerenciamento.

## 2.6 Conclusão

Neste capítulo podemos concluir que a etapa do descomissionamento é bastante importante dentro do processo de produção da indústria petrolífera. Embora tenhamos verificado que ainda não haja, na literatura especializada, um consenso quanto ao conceito propriamente dito, tivemos a oportunidade de constatar que a ausência ou a ineficiência na execução do descomissionamento pode acarretar riscos ambientais relevantes.

Percebemos que fatores físicos, ambientais, econômicos e políticos contribuem para a decisão de se descomissionar. No Brasil, entretanto, essa decisão ainda se concentra no explorador, em contraste com o que ocorre no Reino Unido, Noruega e Estados Unidos. A técnica de desmonte ainda é bastante custosa e são possíveis diversas opções de destinação final: a remoção completa, com disposição em terra ou no oceano; a remoção parcial; o tombamento no local e até mesmo a utilização alternativa no local.

Sobre a experiência internacional do Reino Unido, Noruega e Estados Unidos, tivemos a oportunidade de verificar como os processos de descomissionamento são tratados com seriedade nessas nações. Identificamos que a estrutura governamental e o sistema legal já se encontram bastante desenvolvidos, com planejamentos bem definidos e critérios robustos de monitoramento das áreas descomissionadas. E, por esse motivo, pode ser interessante para o Brasil se apropriar de algumas determinações internacionais, na busca da garantia do desenvolvimento sustentável, uma vez que verificamos que é alta a possibilidade de produção de riscos ambientais nesta fase da exploração.

Percebemos que a ausência ou a realização inadequada de um processo de descomissionamento pode produzir inúmeros danos ambientais, que poderão ter reflexos econômicos, físicos e sociais.

Identificamos dois momentos críticos que podem ser determinantes para a ocorrência dos danos ambientais na fase do descomissionamento: o momento de desativação e lacre do poço e, posteriormente, o desmonte propriamente dito.

A experiência internacional apontou como principais ocorrências de danos ambientais encontrados no descomissionamento: a desarticulação do *habitat* que foi criado ao redor da estrutura, a contaminação por metais pesados (asbestos, mercúrio, materiais de baixa radioatividade específica (LSA), tintas e outros revestimentos) contidos nas estruturas e sua conseqüente absorção pela biota, através da cadeia alimentar; a inadequada destinação de todos os resíduos da produção, em especial, a disposição dos resíduos de perfuração do poço.

Assim, percebemos que, para garantir um meio ambiente saudável e com qualidade, é necessário que os Estados tenham uma infraestrutura normativa bastante fortalecida. Assim, a possibilidade de ocorrência dos danos relatados é minimizada.

A partir de todas essas constatações e partindo do pressuposto de que a legislação é um forte instrumento de controle estatal para a garantia de direitos, a exemplo da experiência internacional, fez-se necessário investigar o sistema legal que regulamenta a etapa do descomissionamento da indústria do petróleo no Brasil. Para tanto, no próximo capítulo, realizaremos uma análise mais detalhada do arcabouço jurídico-institucional da indústria do petróleo brasileira.

### **3 ARCABOUÇO INSTITUCIONAL-LEGAL DO DESCOMISSIONAMENTO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL**

#### **3.1 Introdução**

A partir da identificação da potencialidade de crescimento da indústria do petróleo brasileira, dos valores dispostos nas Políticas Ambiental e Energética e do compromisso constitucional com a sustentabilidade (v. Capítulo 1), considerando os possíveis riscos ambientais que podem surgir na fase do descomissionamento (v. Capítulo 2), no presente capítulo, realizaremos uma análise do arcabouço jurídico-institucional do setor energético e ambiental atinentes à fase do descomissionamento na indústria do petróleo.

O objetivo deste capítulo é identificar, através dos postulados constitucionais e do direito ambiental, as características predominantes e as lacunas a serem preenchidas para a construção de uma norma que oriente o processo de descomissionamento baseado no desenvolvimento sustentável.

Inicialmente, faremos uma revisão de alguns dos princípios de direito ambiental, que entendemos que devam ser considerados pela legislação regulamentadora, nesta fase da produção de petróleo: o princípio do desenvolvimento sustentável, o princípio da equidade intergeracional, o princípio da precaução, o princípio da prevenção, o princípio do poluidor-pagador e o princípio da proibição do retrocesso ambiental.

Em seguida, realizaremos uma descrição da organização administrativa do Estado brasileiro, que é responsável por efetivar as políticas ambiental e energética de petróleo, especificando as competências da ANP, do CONAMA e do IBAMA, em matéria de produção normativa e atuação na atividade de controle do Estado sobre meio ambiente e petróleo. Após analisaremos a aplicação da Política Nacional de Resíduos Sólidos à indústria do petróleo.

Depois, estudaremos o instrumento do licenciamento ambiental executado no âmbito do IBAMA, um dos principais instrumentos de controle ambiental previstos na legislação brasileira. Além de ser o momento em que o Estado tem a oportunidade de conhecer as práticas adotadas pelas empresas petrolíferas na fase do descomissionamento.

### **3.2 Princípios do direito ambiental aplicáveis ao descomissionamento da indústria do petróleo no Brasil**

Nesta seção, o objetivo é apresentar a base dos princípios que fomentam a construção jurídica na qual se sustenta o complexo de leis e normativas incidentes sobre a indústria do petróleo, especialmente no tocante à regulamentação do descomissionamento. Optamos por realizar essa análise através dos seguintes princípios: desenvolvimento sustentável, equidade intergeracional, precaução, poluidor-pagador e o não retrocesso.

Os princípios têm um importante papel dentro de um ordenamento jurídico, pois são pontos basilares para a construção do Direito e podem ser considerados como um ponto de partida para o desenvolvimento das normas. Possuem valores, mas não se confundem com estes, já que trazem em si uma obrigatoriedade de cumprimento das condutas prescritas (TOMIYAMA, 2009, p. 86).

De acordo com Reale (2005, p. 303), os princípios expressam “[...] enunciados lógicos admitidos como condição ou base de validade das demais asserções que compõem dado campo do saber”. Eles, além de uma função integradora, pois auxiliam a interpretação de uma norma quando esta for lacunosa, também possuem uma função de condicionar e orientar o entendimento do ordenamento jurídico, permeando desde a fase legislativa até a fase de aplicação final da norma (REALE, 2005, p. 304).

De acordo com Tomiyama (2009, p. 87), “[...] os princípios são normas que, ao lado das regras, fazem parte do sistema jurídico, cujo valor, que mantém a ordenação, a unidade e a coesão de seus elementos, garante a concretização da ideia de justiça aceitos ou escolhidos pela sociedade”.

Muitas vezes, os princípios jurídicos são tão essenciais que o legislador confere força de lei aos modelos propostos por eles. Além disso, existem princípios que são tão fundamentais que determinam a estrutura de determinado instituto. Nos dizeres de Reale (2005, p. 307): “[...] seria absurdo não reconhecer que há princípios estruturais inseparáveis de dado ordenamento”, ou seja, podemos apreender que há princípios estruturantes.

O princípio do desenvolvimento sustentável (v. capítulo 1) é entendido neste trabalho como estruturante do direito ambiental brasileiro, pois se encontra consubstanciado no texto da Constituição da República e que, dada a sua importância, deveria ser o norteador de todas as políticas públicas desenvolvidas no Brasil, não somente das políticas ambientais. O desenvolvimento sustentável (DS) é uma opção estatal que tem como pretensão reestruturar toda a forma de uso dos recursos naturais, pois sua abrangência é extremamente ampla, uma vez que contempla e protege os recursos para as gerações futuras, conferindo-lhes o acesso aos recursos naturais existentes no planeta, fazendo com que sejam repensadas as formas de exploração dos bens ambientais.

Sendo assim, na análise do marco regulatório da fase de descomissionamento da indústria do petróleo, utilizaremos as construções teóricas desses princípios, partindo da premissa de que essa fase de produção pode vir a gerar inúmeros danos ambientais. Entretanto, o Brasil ainda não está, em termos normativos, preparado para responder a essa demanda. Dessa feita, com a finalidade de continuar garantindo que haja um desenvolvimento pautado na sustentabilidade, de maneira que as presentes e futuras gerações possam ter acesso aos bens ambientais (e para que isso seja possível), entendemos que a produção de uma norma para atender a essa realidade precisa abranger todos os princípios. Ainda que não haja, atualmente, certeza científica de quais danos podem existir na desativação de plataformas e poços de petróleo; mesmo sabendo que a sociedade não deve arcar com os custos desse processo de descomissionamento e que, de forma alguma, deve haver um retrocesso legislativo e político.

Passemos, então, a detalhar cada um dos princípios.

### 3.2.1 Princípio da equidade intergeracional

Primariamente, a teoria da equidade surge nas obras *Ética a Nicômaco* e *Retórica*, de Aristóteles, que trazem a ideia de que a equidade é uma superjustiça, em que tudo seria tratado de forma igual. A equidade seria um corretivo da lei escrita (VILLEY, 2005, p. 62).

O terceiro princípio da Declaração do Rio de Janeiro (1992) determina que “[...] o direito ao desenvolvimento deve ser exercido de modo a permitir que sejam atendidas equitativamente as necessidades de desenvolvimento e de meio ambiente das gerações presentes e futuras” (ONU, 2013, [s.p.]). O que é fortalecido na Constituição Federal Brasileira de 1988, no *caput*, do art. 225, no qual se lê que: “[...] todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, impondo-se ao poder público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações”. Esse dispositivo confere à equidade intergeracional um *status* de direito fundamental.

Uma vez que a Constituição Federal Brasileira de 1988 consagrou o direito ao acesso aos bens ambientais, com qualidade, para as presentes e futuras gerações, é preciso estabelecer um gerenciamento seguro dos bens, sem que eles sejam esgotados propositalmente por uma geração, retirando a possibilidade de acesso às gerações futuras. Seguindo essa ideia, entendemos, conforme Machado (2010, p. 64), que a equidade deve ser um princípio norteador para o uso da água, do ar e do solo, conferindo oportunidades equânimes de fruição desses bens a todos.

O princípio da equidade intergeracional é bastante próximo do princípio do acesso equitativo aos recursos naturais, pois visa à proteção das gerações, garantindo que elas possuam, de uma forma igualitária, o acesso aos bens naturais.

De acordo com Machado (2010, p. 63), a função do direito ambiental é garantir que sejam estabelecidas normas que possibilitem a verificação das reais necessidades de uso dos recursos ambientais. Tais recursos não devem ser simplesmente utilizados indiscriminadamente, apenas pela vontade de usá-los ou por ter a possibilidade tecnológica de extraí-los, como no caso do petróleo em águas ultraprofundas.

A equidade é um princípio pelo qual todos deverão ter acesso a oportunidades iguais – ou semelhantes – na fruição ou uso da água, ar e solo. E o acesso aos bens ambientais pode se dar, pelo menos, em três níveis: visando ao consumo do bem; dispendo sobre o bem, causando poluição (descarte de resíduos, por exemplo); e para contemplar a paisagem. Trabalhar a questão do acesso aos bens ambientais garantindo a equidade, inclusive para as futuras gerações, é das questões mais complexas, por incluir variáveis tecnológicas, éticas, científicas e econômicas, pois há necessidades futuras que ainda não podem ser mensuradas (MACHADO, 2010, p. 64).

Sob o ponto de vista ético, Scarpi (2008, p. 79) salienta que, antes de tudo, a equidade intergeracional é a ética da solidariedade, do homem integral, comprometido com o todo, sendo a sua principal referência a própria humanidade, que necessita do meio ambiente sadio para se perpetuar.

Conforme Carvalho (2008, p. 45), a teoria da equidade intergeracional é baseada em três postulados: a conservação das opções, a conservação de qualidade e a conservação de acesso. O primeiro imputa para cada geração a conservação da diversidade dos recursos naturais e culturais, de maneira que não restrinja o acesso das futuras gerações. Já a conservação da qualidade diz respeito à obrigação da geração atual de transmitir para as futuras um meio ambiente em condições iguais ou melhores ao atualmente encontrado. E a conservação do acesso significa que as gerações presentes (intrageneracional) e as futuras (intergeracional) devem ter direito a acessar os bens ambientais. Assim, de acordo com Carvalho (2008, p. 46), o princípio da equidade intergeracional é, na verdade, um desdobramento do princípio do desenvolvimento sustentável, fortalecendo a ideia de que as presentes gerações têm uma obrigação de deixar para as futuras um ambiente de qualidade, que seja capaz de garantir sua sobrevivência, saneando as suas necessidades.

Assim, analisando-se a fase do descomissionamento na indústria do petróleo, podemos perceber que a falta de uma legislação adequada põe em risco a exequibilidade deste princípio. Afinal, sem a imputação de um dever jurídico específico de proteção ou conservação durante descomissionamento pela norma, não há uma garantia da qualidade ambiental para as presentes e futuras gerações, no que tange àquele ambiente, objeto da desativação da produção petrolífera.

### 3.2.2 Princípio da Precaução

O princípio da precaução é outro enunciado que busca garantir a qualidade dos bens ambientais, e está intimamente ligado à equidade intergeracional, pois seu maior objetivo é prevenir ou evitar os riscos de danos ambientais que podem ocorrer no futuro. Assim, com a ideia de que é preciso resguardar os bens dos riscos de danos

ambientais, o princípio da precaução norteia a grande maioria das legislações e políticas ambientais executadas no Brasil.

O princípio da precaução surgiu, inicialmente, no direito alemão, na década de 1970. E foi elencado como princípio na Declaração do Rio, produzida na Rio92:

Princípio 15: Com o fim de proteger o meio ambiente, o princípio da precaução deverá ser amplamente observado pelos Estados, de acordo com suas capacidades. Quando houver ameaça de danos graves ou irreversíveis, a ausência de certeza científica absoluta não será utilizada como razão para o adiamento de medidas economicamente viáveis para prevenir a degradação ambiental (ONU, 2013, [s.p.]).

Esse princípio visa determinar a obrigação de prevenir ou evitar o dano ambiental antecipadamente. Assim, o mero risco de poluição deve ser condenado. Dessa forma, a precaução está intimamente ligada às ideias de risco e probabilidade de ocorrência do dano no futuro. O princípio tem em vista a mitigação dos riscos, pois seu objetivo principal é reduzir a extensão, a frequência ou a incerteza do prejuízo. A análise do risco é importante porque projeta a possibilidade de ocorrência do dano, embora ele nem se concretize (MACHADO, 2010, p. 71).

A aplicação da precaução não remete à inatividade humana, não se trata de deixar de realizar determinados empreendimentos para que a natureza fique intocável. De forma nenhuma a precaução defende isso, mas ela visa garantir, de maneira equilibrada, a “[...] durabilidade da vida sadia das gerações humanas e a continuidade da natureza existente no planeta” (MACHADO, 2010, p. 72).

De acordo com Mota (2008, p. 30), existem quatro aspectos que necessitam ser destacados na análise da precaução:

- a) a possibilidade de proteção do meio ambiente é restrita à capacidade de cada Estado de fazê-lo, o que, no caso do descomissionamento, vem sendo relegado a segundo plano. Falta-lhe uma normatização mais robusta e que garanta uma efetivação de regras claras, ligadas, por exemplo, ao tempo de monitoramento ambiental que a empresa exploradora deve realizar da área;
- b) para a aplicação da precaução, basta a ameaça hipotética, mas possível, de danos ambientais graves ou irreversíveis. No descomissionamento, analisamos relatos de que é possível, por exemplo, que os metais

- pesados utilizados na construção da plataforma, quando entram em contato com a biota marinha, podem entrar na cadeia alimentar, através dos peixes. Contaminantes perigosos importantes como mercúrio e asbestos foram encontrados em plataformas norueguesas. No caso do Brasil, por não possuímos um detalhamento amplo de todas as estruturas e também não termos um rígido controle ambiental sobre elas, há uma necessidade de precaução. Existe uma ameaça hipotética de danos, mas, por falta de informação e de um monitoramento ambiental rígido, não temos como detalhar esses possíveis danos graves;
- c) na análise da precaução, não se exige a certeza científica da determinação do dano futuro, basta que exista uma possibilidade de acontecimento, com base nos conhecimentos científicos atuais, para que possa conferir legitimidade à potencialidade danosa da atividade executada. No caso do descomissionamento, em razão de os campos exploratórios brasileiros serem relativamente jovens, ainda não se possui um cenário consistente; ainda são muito raras as pesquisas, principalmente aquelas quanto ao monitoramento ambiental para avaliar a relação da interação entre a atividade produtiva e o meio ambiente;
  - d) as possíveis medidas econômicas adotadas como inibidoras da atividade, em que se aplica o princípio da precaução, devem ser compatíveis com as adotadas com base no desenvolvimento econômico vigente.

Para aplicação da precaução, basta a plausibilidade da ocorrência do dano para que sejam impostos gravames para aquela conduta. Ou seja, há uma “[...] exigência de cálculo precoce dos potenciais perigos para a saúde ou para a atividade de cada um, quando o essencial ainda não surgiu” (MOTA, 2008, p. 31).

Entretanto, Mota (2008, p. 31) afirma que a aplicação desse princípio para a ciência do direito é um grande desafio, pois a regra geral, no atual modelo jurídico adotado pelo Brasil, é que o dano seja reparado depois da sua ocorrência, quando possa ser claramente estabelecida a sua extensão, o nexos causal entre a conduta e o dano e os responsáveis. E é esse o grande argumento dos poluidores para justificar suas atividades.

Dentro da caracterização da incerteza, temos que considerar que o que é evento incerto não é, necessariamente, inexistente, mas: não ser bem delimitado, ser apenas uma hipótese, ser algo não verificado ou constatado, ser não conhecido ou não compreendido (suscitando dúvidas e imprecisão, podendo gerar um estado de insegurança). Com relação à ignorância de quão danosa pode ser aquela conduta com produção de efeitos no futuro, deve-se ter em mente que: o desconhecimento de algo não pode ser um pretexto para não agir com precaução; a decisão tomada com base na precaução é executada quando a informação científica é inconclusiva ou incerta; e a incerteza dos conhecimentos deve levar o aplicador da lei (Estado) a ter mais prudência nas suas decisões, impondo ao empreendedor diversos deveres antes de iniciar uma atividade (MACHADO, 2010, p. 84).

Outra situação que pode ser ocasionada com a aplicação do princípio da precaução é a geração do medo, pela população, no que diz respeito à conduta possivelmente geradora de dano. Isso precisa ser trabalhado com bastante cuidado para que não se instale uma “cultura do medo” ou o “governo do medo” (MACHADO, 2010, p. 85). Pois, quando o medo público não justificável se instala, o que Mota (2008, p. 32) chama de “negligência da probabilidade”, a sociedade se fixa no pior caso, mesmo que a possibilidade de ocorrência seja bem pequena.

Machado (2010, p. 89) chama atenção para o fato de que a inversão do ônus da prova acaba se tornando um mecanismo de controle da política ambiental. Ou seja, é preciso que o poluidor prove que sua atividade não provocará danos sérios ou irreversíveis ao meio ambiente. Dessa forma, devem ser implementadas medidas de proteção ambiental.

Portanto, na aplicação da precaução, é preciso que se tenha bastante cuidado, embora isso não seja um fator imobilizante na aplicação do princípio. Interessante é a visão de Antunes (2008), que pode ser utilizada como um norte para a aplicação da precaução. Segundo o autor, a prevenção de riscos ou danos implica em “[...] escolher quais os riscos ou danos pretendemos prevenir e quais aceitamos correr” (ANTUNES, 2008, p. 31). Assim, na análise do descomissionamento, precisamos identificar, num nível macro, o que representa essa política de desativação com relação à qualidade do meio ambiente, especialmente sobre a saúde dos oceanos. Num nível mais pontual,

verificar se vale a pena se submeter ao risco de possíveis danos futuros, como, por exemplo, em um caso de tombamento completo de plataforma que pode contaminar, por resíduos perigosos, a fauna marinha.

### 3.2.3 Princípio da Prevenção

O princípio da prevenção tem como principal finalidade proteger de danos o meio ambiente, antes que eles ocorram de fato. Logo, há uma ameaça real e iminente de dano ambiental. A Constituição Federal de 1988 no art. 225, § 1º, IV e V, direcionou esse pensamento preventivo na proteção ambiental materializando-o, por exemplo, no estudo de impacto ambiental, exigido para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente (MILARÉ, 1998, p. 143).

Machado (2010, p. 94) divide em cinco itens a aplicação do princípio da prevenção:

1. Identificação e inventário das espécies animais e vegetais de um território, quanto à conservação da natureza e identificação das fontes contaminantes das águas e do mar, quanto ao controle da poluição;
2. Identificação e inventário dos ecossistemas, com a elaboração de um mapa ecológico;
3. Planejamento ambiental e econômico integrados;
4. Ordenamento territorial ambiental para a valorização das áreas de acordo com a sua aptidão;
5. Estudo de Impacto Ambiental.

Ainda de acordo com Machado (2010, p. 95) a prevenção não é estática, ela deve passar por constantes reavaliações, de maneira que influencie a construção das Políticas Ambientais, dos empreendedores, das atividades da Administração Pública, dos legisladores e do Poder Judiciário. Ou seja, a prevenção deverá estar presente em todos os níveis da atuação pública e privada. Assim, entendemos que este princípio deve auxiliar a regulamentação das questões ambientais, inclusive, na etapa do descomissionamento da exploração das estruturas de petróleo.

### 3.2.4 Princípio do Poluidor-Pagador

O princípio do poluidor-pagador é outro postulado que busca garantir que a sociedade não arque com os custos de preservação e restauração dos bens ambientais, deteriorados por atividades econômicas exploratórias. Pois preservar e garantir os bens ambientais para as presentes e futuras gerações demanda um custo. Inclusive, é preciso entender que os bens ambientais estão cada vez mais escassos e é feito um uso massivo para garantir um consumo, gerando sua degradação e redução. Desse modo, o custo para sanear e evitar ameaças e danos ambientais para garantir a qualidade ambiental precisa ser suportado por alguém. E, como o agente explorador dos recursos naturais é quem lucra com o consumo dos bens ambientais, recai sobre ele os custos desse processo exploratório. Afinal, é inadmissível que a coletividade suporte esse custo para beneficiar usuários determinados.

Esse princípio nasce a partir da verificação da finitude dos bens ambientais e de que o uso deles na produção e no consumo implica na redução e degradação (ANTUNES, 2008, p. 48). Sendo assim, é necessário que esse impacto gere efeitos no sistema de preços, para fazer com que haja uma noção de que existem custos ambientais a serem sanados. O princípio do poluidor-pagador tem por objetivo fazer com que o poluidor arque com os custos ambientais, porque, na busca da efetivação do direito ao meio ambiente sadio, são utilizadas técnicas e métodos de limpeza e recuperação muitas vezes caros. Custos tais que não podem ser repassados para a sociedade.

A ideia central deste princípio surgiu porque os Estados reconheceram que o mercado não atua tão livremente quanto é proposto teoricamente no modelo do livre mercado (a exemplo dos subsídios agrícolas que são fornecidos por certos governos para que seus produtos sejam competitivos no mercado internacional). Então, foi constatado que está havendo a degradação ambiental realizada por um agente que está lucrando com o uso do bem ambiental, que em princípio pertence à coletividade (ANTUNES, 2002, p. 219).

Segundo Machado (2010, p. 67), o princípio do usuário-pagador também contém o princípio do poluidor-pagador, que “[...] obriga o poluidor a pagar a poluição

que pode ser causada ou que já foi causada”. Esse autor ainda entende que o poluidor que lança no meio ambiente os poluentes invade a seara do direito de propriedade alheia. Isso porque aquela poluição limita o uso do bem ambiental por outras pessoas. Uma praia contaminada por resíduos de petróleo, por exemplo, impede o seu uso por outras pessoas. De acordo com Cano (apud MACHADO, 2010, p. 67), “[...] quem causa a deterioração paga os custos para prevenir ou corrigir”. Assim, esse princípio não se configura como uma punição, mas como uma espécie de compensação.

Outra característica marcante do poluidor-pagador é que, para a sua aplicação, não é necessária a comprovação de faltas ou infrações pelo poluidor, basta o simples uso do bem. Em virtude desse argumento é que o órgão governamental tem possibilidade de fixar preços e taxas ou, ainda, determinar que sejam realizados investimentos na prevenção do uso do recurso ambiental. Contudo, há que se deixar claro que esta cobrança não exime o poluidor de ser responsabilizado, caso venham a ocorrer danos em decorrência de sua atividade. Daí se compreende que o princípio do poluidor-pagador possui dois momentos de aplicação: antes e depois do dano ambiental. Primeiro, para inibi-lo; depois, para buscar uma possível compensação (MACHADO, 2010, p. 68).

Machado (2010, p. 70) levanta uma interessante questão:

Antes de se perguntar se os danos ambientais são compensáveis, é preciso perguntar se os danos ambientais são admissíveis diante do direito de todos à sadia qualidade de vida e ao meio ambiente ecologicamente equilibrado (art. 225 da CF). Esses danos ambientais inadmissíveis não podem, de forma alguma, ser classificados como compensáveis.

No caso do descomissionamento, não obstante a falta de dados técnicos sobre as possíveis interações das estruturas das plataformas e afins com o meio ambiente, a partir da análise do princípio do poluidor-pagador, podemos inferir que a prática do abandono e da desativação está sujeita à sua aplicação. Isso porque haverá um custo a ser arcado caso haja, por exemplo, um vazamento de um poço lacrado ou a contaminação de uma área por resíduos perigosos, liberados no meio ambiente por uma plataforma afundada.

### 3.2.5 Princípio da Proibição de Retrocesso Ambiental

De modo a contribuir substancialmente com a estrutura dos princípios de direito ambiental, surge, contemporaneamente, o princípio do não retrocesso, que busca garantir que não ocorrerão retrocessos nas legislações e políticas ambientais. Sua atuação está concentrada em fortalecer os processos legislativos, de maneira a evitar a ideia de que é necessário simplificar as normas e as obrigações ligadas ao meio ambiente, como se elas fossem um entrave ao desenvolvimento das nações.

O princípio da proibição do retrocesso nasce a partir da necessidade de se combaterem as ameaças latentes que incidem sobre o Direito Ambiental. Segundo Priour (2012, p. 12), podem existir:

- a) ameaças políticas – advêm da ideia de que é necessário que sejam adotadas medidas de desburocratização, ou seja, as normas devem ser mais simplificadas. Essa ideia é bastante plausível, entretanto há que se tomar o devido cuidado para que não sejam tomadas medidas legislativas que cerceiem direitos já conquistados ou reduzam o controle de fiscalização. No caso do descomissionamento, por exemplo, foi apontado pelo órgão ambiental que uma das dificuldades nesta fase é a falta de uma fundamentação legal mais rígida, que fortaleça os pedidos de condicionantes ambientais, principalmente quanto ao monitoramento ambiental (CGPEG/IBAMA, 2013). Assim, com base no princípio da proibição de retrocesso, não seria admitido o argumento de que a previsão legal existente hoje para o descomissionamento é suficiente.
- b) ameaças econômicas – surgem a partir das crises econômicas que têm como proposta de resolução a luta para erradicação da pobreza e o crescimento econômico, com conseqüente aumento na exploração. E, para que isso se efetive, normas jurídicas não podem se colocar como um entrave. Assim, pelo discurso daqueles que apregoam o desenvolvimento econômico, as leis ambientais não podem ser tão rígidas, não devem ser criadas mais obrigações ambientais para a sociedade, pois isso a impediria de crescer. Nesse sentido, o princípio de proibição de retrocesso

impede que essa ideia se fortaleça e as normas e obrigações ambientais sejam flexibilizadas. Impede, ainda, que haja uma omissão legislativa com o argumento de que a criação de novas obrigações ambientais impedirá o crescimento econômico.

- c) ameaças psicológicas – dizem respeito à ideia de que o direito ambiental é um conjunto complexo de normas e princípios que não estaria disponível para não especialistas, favorecendo um discurso de redução das obrigações para o cumprimento do direito ao meio ambiente sadio.

Todas essas ameaças são reais e estão presentes nos discursos políticos de diversas nações. Prieur (2012, p. 13) afirma que são formas de regressão recorrentes nos ordenamentos jurídicos internos: o mecanismo de redução da amplitude dos direitos à informação e à participação do público, para mitigar os procedimentos ou, ainda, a modificação ou derrogação das regras de direito ambiental.

Benjamin (2012, p. 63) ensina que o princípio da proibição do retrocesso está inequivocamente na Constituição Federal de 1988 e nas leis que dispõem sobre o direito ambiental. Deste modo, não poderá ser desrespeitado, ou mesmo, deixar de ser aplicado pelo legislador ou pelo Judiciário no Brasil.

Assim, como forma de impedir que sejam obstadas novas regras procedimentais para a regulamentação do descomissionamento, sob o argumento de que elas aumentariam a burocracia e que tornariam a fase muito custosa, é preciso aplicar o princípio da proibição do retrocesso.

### **3.3 Organização administrativa do Estado brasileiro para a consolidação de um marco regulatório para a fase do descomissionamento na indústria do petróleo**

Conforme descrito no Capítulo 1, são inúmeros os órgãos e legislações que interferem na execução da política energética brasileira, especificamente sobre a exploração do petróleo. Neste subitem, iremos descrever os órgãos administrativos do Estado brasileiro que estão ligados à indústria petrolífera e que possuem, de acordo com a legislação em vigor, o dever de garantir a qualidade do meio ambiente. Sendo assim, realizaremos um exame das atribuições, em termos ambientais, da ANP, do CONAMA e do IBAMA. A primeira, por ser o órgão regulador da indústria petrolífera; o

segundo, por ser o responsável pela proposição de diretrizes de políticas governamentais para o meio ambiente e deliberar sobre normas e padrões que garantam um meio ambiente equilibrado. E o terceiro, por ter como principais competências o exercício do poder de polícia ambiental e a execução das políticas ambientais relativas ao licenciamento ambiental, ao controle de qualidade ambiental, à autorização de uso dos recursos naturais e à fiscalização, monitoramento e controle ambiental.

A Constituição Brasileira estabeleceu para a prática administrativa e legislativa um sistema de competências ambientais, repartido entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios. Em termos gerais, a divisão de competências em matéria ambiental já apresenta uma série de problemas, em função da falta de clareza no estabelecimento delas na lei, pois não há uma clara delimitação do critério de repartição. Nesse sentido, Antunes (2008, p. 78) faz uma crítica importante sobre o uso indistinto da expressão 'meio ambiente' e de outras palavras que o caracterizam na Constituição. Assim, por exemplo, o art. 22, VI, da CF/88, estabelece a competência privativa da União para legislar sobre recursos minerais (incluído o petróleo), e o art. 24, XII, da CF/88, determina a competência concorrente da União, Estados e Distrito Federal para legislar sobre recursos naturais. Ora, os recursos minerais são recursos naturais e o legislador estabeleceu dois tipos de competência diferentes para legislar. A constatação dessas inconsistências poderá ocasionar conflitos na prática administrativa.

O esclarecimento das competências ambientais para esse estudo é importante, porque, na sua incidência prática, irá definir o órgão que exercerá o poder de polícia, mais especificamente no exercício da fiscalização e no licenciamento. Uma vez definida a competência, estará definida a entidade responsável pelo exercício desse poder (ANTUNES, 2008, p. 78-80). Na indústria do petróleo, dentro do exercício da União, temos dois atores exercendo, simultaneamente, esse poder de polícia: o IBAMA e a ANP.

Não é proposta deste trabalho detalhar esse extenso tema, motivo pelo qual nos deteremos nesta seção a analisar apenas as competências para legislar e administrar da União, no âmbito da ANP, CONAMA e IBAMA, como órgãos da

administração pública federal atuantes na indústria do petróleo, especificamente no caso do descomissionamento.

a) Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

Em termos regulatórios, a indústria do petróleo, nas duas últimas décadas, sofreu importantes alterações. Com a publicação da lei federal 9.478/97, foi criada a ANP, uma autarquia especial que, nos termos da lei, atua como um órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

A ANP tem como uma de suas finalidades promover a regulação e a fiscalização das atividades econômicas da indústria do petróleo. Para tanto, cabe a ela “[...] fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente” (art. 8º, IX, lei 9.478/97).

De acordo com Mello (2010, p. 170), é papel das agências reguladoras disciplinar e controlar certas atividades. O autor afirma que isso já vinha acontecendo recorrentemente no Brasil, o que podemos comprovar no caso do Petróleo, pois, anteriormente à ANP, tínhamos o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que fazia as vezes de uma agência reguladora.

Mas o que Mello (2010, p. 172) chama atenção sobre o papel dessas agências é o limite da regulamentação, resguardando a competência legislativa do Poder Legislativo, uma vez que, no pacto federativo brasileiro, determinou-se a independência e a harmonia dos Poderes (Art. 1º, CF/88). Assim, a competência de legislar cabe ao Poder Legislativo, não sendo cabível ao Poder Executivo, prioritariamente, produzir normas – ainda que seja uma das suas competências acessórias. Contudo, o grande problema com as agências reguladoras, como é o caso da ANP, é a possibilidade de ocorrer um conflito de competência normativa. Para que isso não exista, é necessário que as regulamentações emanadas das agências reguladoras sejam restritas a normas de aspectos exclusivamente técnicos (MELLO, 2010, p.172). Nesse sentido, no caso do descomissionamento, a ANP, no exercício da sua função de regulação técnica, cumpriu

seu papel quando publicou a Portaria ANP nº 25/02 (Regulamento de Abandono de Poços perfurados com vistas à exploração ou produção de petróleo e/ou gás) e a Resolução ANP nº 27/06 (Regulamento Técnico do Programa de Desativação de Instalações).

Realmente, são dois regulamentos que se atêm à questão estritamente técnica. E, por isso, deixam, por exemplo, de considerar com a devida profundidade os aspectos referentes à proteção da fauna marinha, à previsão das situações em que a estrutura deverá ser transformada em recife artificial, ao monitoramento ambiental, dentre outros. Aspectos esses apontados por Luczynski (2002, p. 62) como importantes no processo de construção da legislação do descomissionamento. Assim, o grande problema, hoje, enfrentado sobre a regulamentação do descomissionamento é que as únicas normas que versam sobre ele são aquelas emanadas da ANP. São normas que, por sua natureza, não vislumbram, de uma maneira mais ampla, temas importantes, ligados a um planejamento público mais abrangente do descomissionamento, através da mensuração dos aspectos econômicos, sociais e ambientais inerentes à exploração de petróleo e gás natural.

Além disso, essas normas técnicas deveriam estar fundamentadas em legislações federais e, jamais, contrariando o que está disposto na lei. Inclusive, não se admite, no sistema jurídico brasileiro, que seja dado ao regulamento interpretação contrária à lei, ou que constranja as pessoas a quem o regulamento se direciona – neste caso, a indústria do petróleo e a sociedade (MELLO, 2010, p. 173).

O regulamento gerado pela ANP também não poderá ferir os princípios jurídicos que constam do sistema jurídico brasileiro. Nem poderá se opor aos princípios de direito ambiental que analisamos anteriormente, quais sejam: do desenvolvimento sustentável, da equidade intergeracional, da precaução, do poluidor-pagador, da proibição do retrocesso, com o objetivo de desburocratizar a atividade de exploração.

Existem autores que repudiam todo e qualquer tipo de regulamentação por parte das agências reguladoras, inclusive a elaboração de regulamentos. Admitir a produção legislativa da parte desses órgãos feriria a competência constitucional privativa do Chefe do Poder Executivo (MAZZA apud MELLO, 2010, p. 173).

O principal problema na geração de normas pelas agências reguladoras é a real possibilidade de elas exorbitarem sua competência, produzindo normas em função de uma omissão, lacuna legislativa ou, ainda, falta de previsão constitucional. Assim, poderia se caracterizar como um órgão de poderes legislativos intermediários, o que não é permitido no Direito Administrativo Brasileiro (MELLO, 2010, p. 173).

A problemática levantada por Mello (2010, p. 173), no exercício dessa função, é passível de ocorrer se analisarmos o caso do descomissionamento, pois, de fato, há uma grave omissão legislativa sobre esse tema. As leis federais 9.748/97 e 12.351/12 não fazem alusão à fase do descomissionamento, não demonstram preocupação com essa fase da exploração, embora já existam 9 campos de exploração já descomissionados (CGPEG/IBAMA, 2013). Essa lacuna legislativa, como veremos adiante, leva o IBAMA a aplicar, como único recurso legal, os regulamentos produzidos pela ANP, apesar de não serem adequados e não responderem de forma eficaz ao ideário constitucional do desenvolvimento sustentável.

#### b) Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA)

Outro importante órgão estatal é o Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA). Ele está localizado dentro da estrutura do Sistema Nacional de Meio Ambiente (SISNAMA), instituído pela Política Nacional de Meio Ambiente - PNMA (Lei nº 6.938/81).

Em termos de formação administrativa, o CONAMA é um órgão composto pelo Plenário, Comitê de Integração de Políticas Ambientais, Grupos Assessores, Câmaras Técnicas e Grupos de Trabalho, quem o preside é o Ministro do Meio Ambiente. Estão representados nele cinco setores: órgãos federais, estaduais e municipais, setor empresarial e sociedade civil (Decreto Federal nº 99.274/90).

As principais competências do CONAMA estão previstas no artigo 8º da PNMA, iniciando com o inciso I, em que se determina que é atribuição do CONAMA o estabelecimento de normas e critérios para o licenciamento de atividades efetivas ou potencialmente poluidoras, mediante proposta do IBAMA.

Observando o caso do descomissionamento, podemos afirmar que não existem critérios ambientais nem norma disciplinadora emanada pelo CONAMA que discipline essa fase da produção. Isso leva o IBAMA a se valer dos regulamentos da ANP (Port. ANP 25/02 e Res. ANP 27/06) na fase do licenciamento para a concessão da licença de operação, instituindo como uma condicionante de licença a apresentação do Projeto de Desativação (CGPEG/IBAMA, 2013).

O inciso II, art. 8º, da PNMA, atribuiu ao CONAMA a possibilidade de determinar discricionariamente a realização de estudos das alternativas e das possíveis consequências ambientais de projetos, podendo requisitar a outros órgãos informações para apreciação de Estudos de Impacto Ambiental e seus relatórios, nos casos de obras ou atividades de significativa degradação ambiental. Podemos inferir desse dispositivo que ele existe para que esses estudos possam fomentar a produção de material que sirva de subsídio para a elaboração das políticas públicas sobre um assunto específico. Conforme informações obtidas no IBAMA (CGPEG/IBAMA, 2013), ainda não existem estudos direcionados para o descomissionamento, de maneira que o único material produzido – e que é de fato analisado – é o Projeto de Desativação entregue ao IBAMA pela empresa exploradora de petróleo.

O inciso VII, do artigo 8º, da PNMA, também garante ao CONAMA a competência de estabelecer normas, critérios e padrões relativos ao controle e à manutenção da qualidade do meio ambiente, visando ao uso racional dos recursos. Esse inciso em especial vai garantir o direito de emitir normas e, ao mesmo tempo, gerar uma obrigação de produzi-las. Fortalecendo esse dispositivo, está o inciso VIII, do art. 7º, do decreto federal nº 99.274/90, que também dispõe sobre as competências do CONAMA. No inciso referido ao CONAMA, é-lhe garantida a possibilidade de deliberar sobre normas e padrões compatíveis com o meio ambiente ecologicamente equilibrado e essencial à sadia qualidade de vida. Assim, é o CONAMA o órgão competente para regulamentar os aspectos ambientais relativos ao controle e manutenção na fase do descomissionamento. Embora não haja nenhuma normativa desse órgão sobre o descomissionamento ambiental na indústria do petróleo.

De acordo com o Regimento Interno do CONAMA, são seus atos administrativos: Resoluções; Proposição; Recomendação; Moção e Decisão (Portaria

MMA nº 45/2011). As Resoluções são cabíveis, dentre outras situações, quando se tratar de deliberação vinculada a diretrizes e normas técnicas, critérios e padrões relativos à proteção ambiental e ao uso sustentável dos recursos ambientais. Com base nesse dispositivo, entendemos que, sobre o descomissionamento, seria necessária a edição de uma Resolução que viesse a contemplar esses critérios e padrões, uma vez que podemos considerar que hoje eles não existem, dada a ausência normativa quanto a esses aspectos.

c) Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)

De acordo com Antunes (2008, p. 122), a criação do IBAMA foi um grande mérito administrativo, pois esse instituto congregou diversas entidades que, anteriormente, não conseguiam atuar em conjunto. Assim como o CONAMA, o IBAMA também pertence à estrutura do SISNAMA. Foi criado pela Lei federal nº 7735/89 e tem a finalidade de:

Art. 2º - É criado o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, autarquia federal dotada de personalidade jurídica de direito público, autonomia administrativa e financeira, vinculada ao Ministério do Meio Ambiente, com a finalidade de:

I - exercer o poder de polícia ambiental;

II - 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, observadas as diretrizes emanadas do Ministério do Meio Ambiente; e

III - executar as ações supletivas de competência da União, de conformidade com a legislação ambiental vigente.

O conceito do “poder de polícia” está disposto no art. 78 do Código Tributário Nacional e garante à Administração Pública a atuação para limitar ou disciplinar direito, interesse ou liberdade, regulando atos ou abstendo-se (em razão do interesse público concernente a vários fatores, tais como a segurança, a ordem, a disciplina da produção e do mercado) do exercício da atividade econômica dependente de concessão do poder público, tal como a atividade petrolífera. Então, conjugando esse conceito com o disposto no art. 2º do decreto federal nº 7.735/89, podemos inferir que cabe ao IBAMA

atuar exercendo um poder de polícia ambiental, para coibir atos que venham a ferir o equilíbrio do meio ambiente. Para tanto, pode-se valer de inúmeros mecanismos, dentre eles a fiscalização das atividades poluidoras e a concessão de licença ambiental.

O IBAMA é o órgão executor da PNMA. Sua atuação se dá principalmente no exercício desse poder de fiscalização e autorização das atividades. De acordo com a PNMA (art. 11, § 2º), o IBAMA tem competência de fiscalizar e controlar a análise de projetos de entidades públicas ou privadas, objetivando a preservação ou a recuperação de recursos ambientais afetados por processos de exploração predatórios ou poluidores. Dessa forma, está a indústria do petróleo submetida à fiscalização e ao controle do IBAMA.

Para atuar especificamente sobre as atividades petrolíferas, o IBAMA, organizacionalmente, criou, dentro da Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC), a Coordenação Geral de Licenciamento de Petróleo e Gás (CGPEG), responsável por todo o processo de licenciamento ambiental da indústria petrolífera, no exercício do seu poder de polícia ambiental. O licenciamento ambiental das atividades de petróleo foi iniciado com o Escritório de Licenciamento de Petróleo e Nuclear (ELPN), criado em 1998 e transformado, em 2005, na Coordenadoria Geral de Petróleo e Gás, só para atender à área do petróleo. Entre os anos de 1998 e 2005, a grande maioria dos agentes licenciadores no órgão ambiental era de consultores especialistas externos, contratados diretamente pelo IBAMA. Entretanto, eles foram sendo substituídos, gradativamente, por servidores públicos ingressantes mediante concurso público, até 2011, quando o processo de contratação foi integralmente concluído. Hoje, o quadro de servidores da CGPEG é totalmente composto de analistas ambientais concursados (CGPEG/IBAMA, 2013).

No entanto, sobre o descomissionamento, percebemos que a atuação do IBAMA/DILIC/CGPEG fica prejudicada em virtude da ausência de normas ambientais específicas, pois está previsto no inciso II, do art. 2º, da lei 7.735/89, que é atribuição do IBAMA a execução de ações sobre o licenciamento ambiental, de controle da qualidade ambiental, de autorização de uso dos recursos e da fiscalização, monitoramento e controle ambiental, a partir de normas emanadas do Ministério do Meio Ambiente – leia-se CONAMA. Identificamos uma lacuna normativa do CONAMA que atenda ao

processo de descomissionamento na fase de exploração petrolífera. Ou seja, há uma omissão normativa quanto à disciplina do processo de licenciamento sobre: a desativação de plataformas; o estabelecimento de padrões ambientais no controle e monitoramento ambiental do local descomissionado; a destinação dos resíduos produzidos, dentre outros aspectos.

Especialmente sobre a produção de resíduos, na próxima seção analisaremos a Política Nacional de Resíduos Sólidos brasileira, instituída em 2010.

### **3.4 A Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) e sua aplicação na indústria do petróleo**

Com a entrada em vigor da Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), em 2010, várias atividades estão tendo que se adaptar para cumprir o estabelecido. Inclusive o Poder Público que, nas figuras dos governos federal, estadual e municipal, tem a obrigação de desenvolver os Planos de Resíduos Sólidos (nacional, estaduais e municipais) que, por sua vez, implicam em diagnosticar a situação dos resíduos sólidos. Koehler (2012) realiza um diagnóstico dos resíduos na indústria do petróleo, publicado pelo Instituto de Pesquisas Econômicas e Aplicadas (IPEA) - uma fundação pública federal ligada à Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República.

Tomando por base esse diagnóstico, o IBAMA elaborou a Nota Técnica IBAMA/DILIC/CGPEG nº 07/11, na qual estão relacionados os principais resíduos sólidos produzidos e sua destinação final nos empreendimentos marítimos de exploração e produção do petróleo. Os dados foram retirados dos PCPs apresentados ao IBAMA no ano de 2009, no curso dos processos de licenciamento ambiental.

O texto da NT IBAMA/DILIC/CGPEG nº 07/11 ressalta que entre seus objetivos estão: o de acompanhar os indicadores de cada empreendimento, de observar a gestão dos resíduos, efluentes e emissões, consolidar e disponibilizar as informações publicamente para a efetivação de um controle social das políticas públicas sobre as atividades licenciadas (IBAMA, 2011, p.2). Assim, utilizaremos os dados expostos na NT nº 07/11 para subsidiarem a análise da aplicação da PNRS à indústria do petróleo brasileira.

Os principais processos geradores de resíduos sólidos das atividades de E&P *offshore upstream* são divididos de acordo com o tipo de atividade, que são: de sísmica, de perfuração e de produção. Nas atividades de sísmica, encontramos resíduos sólidos sendo gerados a partir do uso de lubrificantes, produtos de motores e equipamentos; além da própria ocupação humana nas instalações, que gerará resíduos ligados à atividade de hotelaria e escritório. Nas atividades de perfuração, os resíduos sólidos são gerados a partir de: fluidos de perfuração – base aquosa (descarte no mar); cascalhos (descarte no mar); fluidos de base não aquosa; cascalho contaminado; hotelaria/acomodações e escritórios; lubrificantes/produtos de motores e equipamentos; soldagens/reparos mecânicos; produtos químicos/resíduos contaminados de óleo. E, enfim, para as atividades de produção, os resíduos são gerados a partir de: hotelaria/acomodações e escritórios; lubrificantes/produtos de motores e equipamentos; soldagens/reparos mecânicos; reparos em estrutura metálica/chapeamento; produtos químicos/resíduos contaminados de óleo; processamento de óleo e gás; água produzida (descarte no mar) (KOEHLER, 2012, p. 12).

No mapeamento constante na NT IBAMA/DILIC/CGPEG nº 07/11, apenas no ano de 2009, as atividades de E&P produziram 44.437 toneladas (t) de resíduos sólidos, dentre os quais podemos chamar a atenção, devido à grande quantidade de produção, para: os resíduos oleosos (16.002 t), os resíduos contaminados (5.630 t), os metais não contaminados (11.085 t) e os resíduos não passíveis de reciclagem (4.935 t). Segue, abaixo, a Tabela 1, demonstrando as quantidades e tipos de resíduos sólidos gerados.

Tabela 1 - Quantidades e tipos de resíduos sólidos produzidos

Tipos de resíduos	Quantidade (t)
<b>1 - Resíduos oleosos</b>	<b>16.002,83</b>
<b>2 - Resíduos contaminados</b>	<b>5.630,28</b>
3 - Tambor / Bombona contaminado	963,53
4 - Lâmpada fluorescente	26,14
5 - Pilha e bateria	129,62
6 – Resíduo infecto-contagioso	22,61
7 - Cartucho de impressão	2,61
8 - Lodo residual do esgoto tratado	190,77
9 - Resíduo alimentar desembarcado	178,01
10 - Madeira não contaminada	1.861,78
11 - Vidro não contaminado	177,46

12 - Plástico não contaminado	807,03
13 - Papel/papelão não contaminado	931,82
<b>14 - Metal não contaminado</b>	<b>11.085,13</b>
15 - Tambor / Bombona não contaminado	188,85
16 - Lata de alumínio	70,67
<b>17 - Resíduos não passíveis de reciclagem</b>	<b>4.935,52</b>
18 - Borracha não contaminada	41,44
19 - Produtos químicos	1.146,03
20 - Óleo de cozinha	4,68
21 - Resíduos de plástico e borracha	40,27

Fonte: adaptado de IBAMA (2011, p. 10).

Do total de resíduos sólidos gerados e a partir da classificação estabelecida pela ABNT NBR 10004/2001, foi realizado o seguinte enquadramento: 54,3% (24.114,4 t) de resíduos perigosos (Classe I), 27,9% (7.911,8 t) de resíduos não inertes e não perigosos (Classe IIA) e 17,8% (12.410,8 t) de resíduos inertes e não perigosos (Classe IIB) (IBAMA, 2011, p. 9, 17, 19). Especificamente para os maiores volumes de resíduos produzidos pela E&P petrolífera, temos o seguinte enquadramento: resíduos oleosos (Classe I), resíduos contaminados (Classe I), resíduos não passíveis de reciclagem (Classe IIA) e metal não contaminado (Classe IIB) (IBAMA, 2011, p. 17-18).

Os resíduos provenientes dos fluidos de perfuração são um tipo que deve ter seu monitoramento controlado. A base desse fluido, que tem como principal função a de carrear o cascalho até a superfície, pode ser aquosa ou não aquosa, sendo esta última potencialmente poluidora do ambiente, devendo ser levada a terra para tratamento. A quantidade e destinação desses tipos de resíduos não são contemplados nos relatórios de acompanhamento dos PCP. E o IBAMA, no texto da NT IBAMA/DILIC/CGPEG nº 07/11, reconhece que ainda lhe falta uma norma para realizar um procedimento “[...] mais robusto para a gestão destas informações”. Contudo, afirma que já está providenciando norma específica para sanar esse problema (IBAMA, 2011, p. 24, 36).

Em relação às formas de destinação final dos resíduos sólidos, a NT IBAMA/DILIC/CGPEG nº 07/11 previu: a devolução ao fabricante, o reuso, a reciclagem, o acondicionamento, o rerrefino, o coprocessamento, a descontaminação, o aterro sanitário, o aterro industrial, a incineração em terra, a estação de tratamento, o

*blend* de resíduos e a compostagem. Para os maiores volumes de resíduos sólidos produzidos, foram dados os principais destinos, de acordo com a Tabela 2, a seguir.

Tabela 2 - Principais percentuais das formas de destinação final dos resíduos

Tipos de Resíduos	Destinação final						
	Reuso	Reciclagem	Rerrefino	Coprocessoamento	Aterro sanitário	Aterro industrial	Estação de tratamento
Resíduos oleosos	0,02%	0,30%	38,55%	10,57%	0,01%	2,12%	46,58%
Resíduos contaminados	0,02%	2,70%	0,24%	75,21%	0,24%	18,90%	0%
Metal não contaminado	2,63%	96,37%	0%	0,07%	0,86%	0%	0%
Resíduos não passíveis de reciclagem	0,19%	9,80%	0%	6,61%	34,46%	47,73%	0%

Fonte: adaptado de IBAMA (2011, p. 10).

Da análise desses percentuais, podemos extrair que as principais formas de destinação final das atividades de E&P do petróleo são: o rerrefino, o coprocessamento e a estação de tratamento. O rastreamento das principais formas de destinação será importante para o cumprimento de uma inovação da PNRS: a responsabilidade compartilhada.

A NT IBAMA/DILIC/CGPEG nº 07/11 avalia em suas considerações finais que os dados apresentados subsidiarão o planejamento e a execução das ações de acompanhamento dos Projetos de Controle da Poluição (PCP), além de monitorarem os resultados de controle da poluição e efeitos do crescimento de atividades em certas regiões no decorrer do tempo. Além disso, o órgão ambiental, no âmbito da CGPEG, ressalta que está prevendo um aumento da geração de resíduos e seus impactos em virtude da produção do pré-sal. E que a presente Norma Técnica irá subsidiar a implementação da Política Nacional de Resíduos Sólidos, através contribuição para elaboração do Plano Nacional de Resíduos Sólidos.

### 3.4.1. A PNRS e a indústria petrolífera

Esta seção tem por objetivo apresentar as fragilidades da PNRS quando aplicada pela indústria do petróleo. Para tanto, realizamos uma leitura conjunta da

Política Nacional de Meio Ambiente, da Política Nacional de Resíduos Sólidos, da Lei nº 9966/00 e da Nota Técnica IBAMA/DILIC/CGPEG nº 07/11.

A PNRS foi estruturada em quatro Títulos. No Título I, há a descrição do objeto, campo de aplicação e definições. O Título II trata dos princípios, dos objetivos e dos instrumentos. No Título III: são descritas as diretrizes aplicáveis para os Resíduos Sólidos, com a exigência de apresentação dos Planos de Resíduos Sólidos; faz-se a descrição da Responsabilidade Compartilhada entre Geradores e do Poder Público; há a disposição sobre os Resíduos Perigosos; são apontados os Instrumentos Econômicos e as Proibições. O Título IV traz apenas Disposições Transitórias e Finais. Este trabalho não se propõe a realizar uma análise esmiuçada de cada um desses itens, mas apontar como a indústria do petróleo poderá se enquadrar na PNRS.

Essa Política tem como objetivo criar uma estrutura institucional-legal para um melhor gerenciamento dos resíduos sólidos produzidos no Brasil. Para tanto, no caso específico do petróleo, conta com a aplicação conjunta da lei federal nº 9.966/00, que dispõe sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob a jurisdição nacional.

O óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas podem ser classificados como resíduos sólidos, nos termos da PNRS. Assim, não por acaso, no art. 2º da PNRS, é citada a lei 9.966/00. Muito embora os resíduos sólidos produzidos pela indústria do petróleo não se resumam ao óleo, quando nos propomos a analisar a aplicação da PNRS na indústria do petróleo, não podemos ignorar o conteúdo da lei 9.966/00. Destarte, esclarecemos que a esfera de aplicação da lei 9.966/00 abrange, especialmente, as emissões ocorridas em embarcações nacionais, portos, instalações portuárias, dutos, plataformas e instalações, partes físicas integrantes da indústria petrolífera.

Os resíduos da indústria petrolífera são classificados, consoante os dispositivos da PNRS, como industriais e perigosos (art. 13, I, f, PNRS). Além de apresentarem características de inflamabilidade, corrosividade, reatividade e risco significativo à saúde pública e à qualidade ambiental (art. 13, II, a, PNRS). Com relação à

periculosidade, a PNRS poderia ter se aprofundado mais na classificação dos resíduos perigosos, pois se resume a um amplo conceito:

[...] resíduos perigosos: aqueles que, em razão de suas características de inflamabilidade, corrosividade, reatividade, toxicidade, patogenicidade, carcinogenicidade, teratogenicidade e mutagenicidade, apresentam significativo risco à saúde pública ou à qualidade ambiental, de acordo com lei, regulamento ou norma técnica (Art. 13, II, a, PNRS, [s.p.]).

A falta de aprofundamento na PNRS faz com que seja preciso buscar em outras fontes a complementação da classificação, conforme exposto na NT IBAMA/DILIC/CGPEG nº 07/11, que precisou se subsidiar da Norma Técnica ABNT NBR 10004/2004 para classificar os resíduos perigosos (IBAMA, 2011, p. 7). Assim, a classificação utilizada por esta NT foi a de Classes (Classe I, Classe IIA, Classe IIB), conforme disposto na Norma Técnica ABNT NBR 10004/2004 (IBAMA, 2011, p. 8).

A lei nº 9.966/00 classifica substância nociva ou perigosa como “[...] qualquer substância que, se descarregada nas águas, é capaz de gerar riscos ou causar danos à saúde humana, ao ecossistema aquático ou prejudicar o uso da água e de seu entorno” (art. 2º, X, Lei nº 9.966/00). Essas substâncias estão classificadas em quatro categorias, em função do risco oferecido para a saúde humana e ecossistema aquático: A (alto risco); B (risco médio); C (risco moderado) e D (risco baixo). É o IBAMA o responsável por divulgar e atualizar a lista de substâncias classificadas por essa categorização.

Para os resíduos sólidos industriais e perigosos, a PNRS exige que seja elaborado um Plano de Gerenciamento de Resíduos Sólidos (art. 20, I e II, a, PNRS). Esse Plano tem que conter, minimamente, os seguintes itens: (I) a descrição do empreendimento ou atividade; (II) o diagnóstico dos resíduos sólidos (origem, volume, caracterização); (III) explicitação dos responsáveis por cada etapa do gerenciamento; (IV) definição dos procedimentos operacionais sob responsabilidade do gerador; (V) identificação das soluções consorciadas ou compartilhadas com outros geradores; (VI) ações preventivas e corretivas, em casos de erros ou acidentes; (VII) metas e procedimentos para minimizar a geração de resíduos, reutilização e reciclagem; (VIII) medidas saneadoras dos passivos ambientais relacionados aos resíduos sólidos; (IX) periodicidade da revisão do plano. Com relação à indústria do petróleo, a lei federal nº

9.966/00 prevê que os operadores de plataformas elaborem um manual de procedimento interno para o gerenciamento de riscos de poluição e gestão dos resíduos gerados pela movimentação e armazenamento de óleo ou substâncias nocivas ou perigosas. Além do manual, também deverão ser elaborados planos de emergência individuais para combater a poluição por óleo e substâncias nocivas ou perigosas (art. 7º, lei 9.966/00). O manual e os planos de emergência deverão ser aprovados pelo órgão ambiental competente. Assim, entendemos que esses materiais poderiam ser considerados como um esboço de um plano de gerenciamento de resíduos sólidos, consoante o princípio da prevenção.

Implementação, operacionalização e monitoramento do plano deverão ter um responsável técnico habilitado, que tem como obrigação manter o plano atualizado e disponível para os órgãos do SISNAMA. A PNRS dispõe que o plano de gerenciamento de resíduos sólidos é parte integrante do processo de licenciamento ambiental da atividade. Entretanto, não especifica de que forma e não dispõe nada acerca de um possível enquadramento das atividades geradoras de resíduos. Nem há uma apresentação posterior de um plano de gerenciamento de resíduos, para os empreendimentos que já possuíam licença ambiental em vigor na época da publicação da lei em 2010. Isso é uma omissão legislativa relevante, considerando-se o caso da indústria do petróleo, na qual a validade da licença de operação (LO) pode chegar a 10 anos. Assim, por exemplo, como resolver a situação de uma LO emitida pouco antes da entrada em vigor da exigência de apresentação do plano? Pode ocorrer que durante o lapso temporal de quase uma década não se tenha o plano de gerenciamento, que é um importante instrumento para avaliar o gerenciamento dos resíduos sólidos perigosos daquela atividade.

O gerador dos resíduos perigosos é quem possui a responsabilidade de apresentar um plano de gerenciamento desses resíduos (art. 39, § 1º, PNRS). Ainda como obrigação legal, o gerador deverá: manter o registro atualizado e facilmente acessível sobre os procedimentos do plano (art. 39, § 2º, I, PNRS); informar anualmente a quantidade, natureza e destinação temporária ou final dos resíduos (art. 39, § 2º, II, PNRS); informar sobre a ocorrência de acidentes ou outros sinistros (art. 39, § 2º, IV, PNRS) e adotar medidas para reduzir o volume e a periculosidade dos

resíduos (art. 39, § 2º, III, PNRS). Nesse ponto, especialmente, fazemos uma crítica quanto ao texto da lei que propõe a redução da periculosidade de resíduos perigosos, o que é algo inconsistente, pois a característica da periculosidade é inerente ao resíduo perigoso. Então, o que se pode exigir é a adoção de medidas para que seja reduzida a exposição ao risco proveniente do resíduo perigoso.

A PNRS ainda imputa ao gerador de resíduos as despesas concernentes ao plano de gerenciamento e, caso o Poder Público venha a realizar alguma etapa que seria de atribuição do poluidor, este deverá remunerar aquele pela execução.

Dentro das Diretrizes aplicáveis aos Resíduos Sólidos, a PNRS direcionou um capítulo específico para os resíduos perigosos (Capítulo IV, Título III, arts. 37 a 41), que passaremos a analisar, tendo em vista que a maior parte da produção de resíduos da indústria do petróleo se enquadra nessa categoria, de acordo com a NT nº 07/11.

Logo no artigo 37, da PNRS, fazemos a crítica de que o texto foi pensado para empreendimentos que ainda não estão instalados ou operando, pois os geradores de resíduos perigosos “[...] somente podem ser autorizados ou licenciados pelas autoridades competentes se o responsável comprovar, no mínimo, capacidade técnica e econômica [...]” para gerenciar esses resíduos. Assim, essa conformidade só será aplicada para os empreendimentos que ainda estão pendentes de instalação e operação. Mas em nenhum momento a lei trata da adequação dos empreendimentos que já estão em funcionamento.

No caso da indústria do petróleo, a lei federal nº 9.966/00 prevê que as plataformas e instalações de apoio deverão ter instalações ou meios adequados para receber e tratar os resíduos (art. 5º).

A PNRS ainda exige que qualquer operador de resíduos perigosos se cadastre no Cadastro Nacional de Operadores de Resíduos Perigosos (art. 38, PNRS). Entretanto, em consulta ao sítio eletrônico do IBAMA, este órgão noticia que tal cadastro ainda está em fase de implementação e, logo, não está disponível ao público. Muito embora essa informação esteja contida numa notícia de janeiro de 2011, em pesquisa em todo o sítio eletrônico, não se encontra informação mais atualizada (IBAMA, 2011). Em consulta ao site do Ministério do Meio Ambiente, encontramos a afirmação de que a implementação do Sistema Nacional de Informações sobre a

Gestão dos Resíduos Sólidos (SINIR), previsto no art. 8º, XI, PNRS, ainda está aguardando decreto regulamentador para ser concretizada (MMA, 2012), demonstrando, ainda, a falta de preparo institucional para execução dessa obrigatoriedade da lei. Sobre essa questão, o que encontramos, desde 2010, é uma exigência da Política Nacional de Meio Ambiente (Lei nº 6.938/81, art. 17-C, §1º) para que seja entregue, anualmente, ao órgão ambiental fiscalizador, um relatório das atividades potencialmente poluidoras ou utilizadoras dos recursos ambientais. A partir disso, o órgão ambiental já teria condições de realizar um rastreamento dos operadores de resíduos perigosos, muito embora ainda não tenha sido efetivado o cadastro exigido pela PNRS. De toda forma, em mais de dois anos de vigência da PNRS, o acesso à informação para a sociedade sobre os principais geradores de resíduos sólidos perigosos já deveria ter sido efetivado. Principalmente sobre a indústria do petróleo, que pode ser composta de várias empresas em sua cadeia produtiva.

Das constatações acima, ainda que fuja o foco dado na indústria *upstream*, por desdobramento lógico, há de se apontar uma revisão no art. 33, da PNRS, que trata da logística reversa. O reconhecimento dos resíduos da indústria petrolífera como perigosos, dentro de uma concepção ampla de toda a cadeia produtiva, enseja a sua incorporação no inciso IV. Dessa forma, ao invés de mera menção a “óleos lubrificantes, seus resíduos e embalagens”, o dispositivo deve abarcar todos os derivados de petróleo, seus resíduos e embalagens.

Uma inovação interessante da PNRS, no âmbito do processo de licenciamento ambiental de produtos perigosos, é a possibilidade de contratação de seguro de responsabilidade civil por danos causados ao meio ambiente ou à saúde pública. Todavia, as regras de cobertura e limites máximos de contratação ficam condicionados às regras estabelecidas pelo Conselho Nacional de Seguros Privados (art. 67, decreto nº 7.404/10).

Outro ponto importante da PNRS é a descontaminação das áreas órfãs pelo Poder Público, ou seja, será o Estado a instituição responsável por descontaminar as áreas em que não houver meios para se determinar o agente poluidor. Contudo, sobre o termo genérico ‘Poder Público’, a lei não delimitou exatamente qual esfera de poder (federal, estadual ou municipal) será responsável por essa ação, nem delimitou critérios

para o estabelecimento de divisões de responsabilidade. Dessa forma, cabe a crítica feita por Antunes (2008, p. 80) de que a competência comum é uma “[...] verdadeira ‘armadilha’, visto que, na prática, a atribuição de todos acaba se transformando na atribuição de ninguém” e o ambiente contaminado pode continuar nesse estado por anos, até que se determine a competência de quem deverá descontaminá-lo.

Infelizmente, o texto da PNRS não consegue atingir de forma satisfatória as dimensões da produção nacional de resíduos sólidos. Percebemos que sua construção foi setorizada, sendo direcionada de forma significativa para a produção de resíduos sólidos urbanos e, particularmente, no tocante à sua aplicação na indústria do petróleo brasileira. Apesar de tantos mecanismos criados para que sua efetivação fosse plena, procuramos ressaltar os diversos dispositivos em que a PNRS foi omissa. Isso é preocupante em um cenário de expansão da indústria petrolífera nacional e, conseqüentemente, do aumento na geração de resíduos sólidos perigosos.

A análise feita nesta seção não pretende esgotar o tema, mas trazer ao debate essas e outras questões inerentes à indústria petrolífera, como os resíduos gerados durante a etapa de abandono ou descomissionamento da atividade. Fase pouco abordada em estudos nacionais e com grande potencial gerador de resíduos e de impactos ambientais.

Entendemos que o controle dos resíduos sólidos deve ser documentado no processo de licenciamento ambiental. Na próxima seção, esse instrumento da PNMA será detalhado, no que diz respeito à indústria do petróleo.

### **3.5 Licenciamento ambiental e o descomissionamento da indústria do petróleo**

O licenciamento ambiental é enumerado como um dos instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente no art. 9º, IV (Lei nº 6.938/81). Conforme Antunes (2008, p. 141), o licenciamento ambiental atua exercendo um controle sobre aquelas atividades que alteram negativamente o meio ambiente. E é importante ressaltar o conceito de controle ambiental, que pode ser entendido como:

Controle ambiental é o poder-dever estatal de exigir que as diferentes atividades humanas sejam exercidas com observância da legislação de proteção ao meio ambiente, independentemente de estarem licenciadas ou não.

O licenciamento ambiental é uma modalidade de controle ambiental específica para atividades que, devido às suas dimensões, sejam potencialmente capazes de causar degradação ambiental (ANTUNES, 2008, p. 142).

Assim, o licenciamento e a fiscalização são as duas principais formas de controle do Estado sobre as atividades produtivas e, principalmente, através delas é que é exercido o poder de polícia ambiental.

O conceito de licenciamento ambiental está previsto na Resolução Conama 237/97 (art. 1º, I):

[...] procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras; ou aquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental, considerando as disposições legais e regulamentares e as normas técnicas aplicáveis ao caso.

A grande finalidade do licenciamento ambiental é a garantia do direito ao meio ambiente sadio para as presentes e futuras gerações, previsto no art. 225 da Constituição Federal.

É preciso ficar registrada a natureza jurídica da licença ambiental, pois ela não é um consenso. Machado (2010, p. 285) indica que essa natureza, na verdade, é de autorização, pois, se formos analisar, à luz do direito administrativo brasileiro, o licenciamento deveria ser utilizado para atividades que não necessitariam, em regra, de uma revisão da Administração Pública. Entretanto, isso se torna extremamente danoso se não considerássemos a revisão das atividades efetiva ou potencialmente poluidoras. Portanto, embora a lei tenha utilizado a expressão “licença ambiental”, o que o Estado confere, de fato, ao particular, é uma autorização para a execução de suas atividades, tendo como regra o caráter precário. Ou seja, a qualquer tempo poderá ser revogada, uma vez que a licença, estando todos os requisitos legais cumpridos, não poderá ser negada (MELLO, 2010, p. 439). Para Antunes (2008, p. 149), a licença ambiental não pode ser entendida como uma licença administrativa, nem meramente como uma autorização, pois estão envolvidos custos econômicos elevados, que restariam em um desequilíbrio econômico, caso não houvesse uma segurança jurídica para a execução das atividades.

Essa classificação tem repercussões práticas, especialmente quando há a entrada em vigor de novas regras e padrões ambientais, em termos de licenciamento.

Sendo assim, Antunes (2008, p. 149) esclarece que, a partir do momento da vigência da licença ambiental, não será obrigatória para o explorador a adoção de modificação de padrões ambientais, que na época da concessão não eram vigentes, uma acomodação de padrões deverá ser negociada. Mas, no momento em que o prazo da licença se extingue, os novos padrões ambientais deverão ser exigidos.

Não existe no ordenamento jurídico brasileiro uma lei federal que verse sobre o licenciamento ambiental, embora seja um importante instrumento jurídico de controle. A principal norma que estabelece alguns critérios e procedimentos é a Resolução CONAMA nº 237/97. Contudo, em razão da competência concorrente, os Estados e Municípios podem produzir suas normas e não precisam ficar restritos à aplicação da Resolução CONAMA.

De acordo com o art. 23, VI, da CF/88, é competência comum da União, Estados, Distrito Federal e Municípios a proteção do meio ambiente e o combate de todos os tipos de poluição. Esse tipo de competência estipula para cada ente, ao mesmo tempo, um direito de poder exercer o controle e a obrigação de fazê-lo. Assim, no cumprimento desse dever, os entes podem gerar normas que garantam esse exercício.

O art. 24, da CF/88, estipula a competência concorrente da União, dos Estados e dos Municípios para legislar sobre florestas, caça, pesca, fauna, conservação da natureza, defesa do solo e dos recursos naturais, proteção do meio ambiente e controle da poluição; bem como sobre responsabilidade por dano ao meio ambiente (incisos VI e VIII, art. 24, CF/88). A CF ainda determina que, nesse aspecto, a União se limitará a estabelecer normas gerais (§ 1º, art. 24, CF).

Neste trabalho, em razão das atividades petrolíferas serem fiscalizadas no âmbito do IBAMA, nos deteremos na análise da Resolução CONAMA nº 237/97 para, a seguir, atermo-nos ao procedimento específico da indústria do petróleo.

A Resolução CONAMA nº 237/97 determina que as atividades consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras necessitarão de prévio licenciamento ambiental. No seu ANEXO I, estabelece que as atividades ligadas à perfuração de poços e produção de petróleo e gás natural, à fabricação de produtos derivados do

processamento de petróleo e ao transporte, terminais e depósitos de petróleo necessitam de licenciamento ambiental.

A concessão de licença ambiental dependerá da apresentação de um Estudo Prévio de Impacto Ambiental e seu respectivo relatório (EIA/RIMA), outro instrumento de controle previsto na CF/88 (art. 225, §1º, IV), ao qual deve ser conferido o máximo de publicidade. De acordo com Machado (2010, p. 241), o EIA/RIMA é um levantamento da literatura científica e legal, de trabalhos de campo, análises de laboratório e o relato das situações específicas surgidas no empreendimento objeto do relatório. É a partir desse documento que o órgão ambiental se baseará para conceder a licença ambiental e também poderá estabelecer parâmetros de comparação para monitoramentos futuros.

Em regra, a Resolução CONAMA nº 237/97 estabelece três tipos básicos de licenças: a Licença Prévia (LP); a Licença de Instalação (LI) e a Licença de Operação (LO). Essa lista não é taxativa, ou seja, admite que sejam criados outros tipos de licenças, a exemplo, da própria indústria do petróleo, que inseriu: a Licença de Pesquisa Sísmica (LPS), a Licença Prévia para Perfuração (LPper) e a Licença Prévia de Produção para Pesquisa (LPpro), que serão detalhadas na próxima seção.

A LP é concedida quando o empreendimento ainda está numa fase preliminar, servindo para o órgão ambiental avaliar e aprovar localização, concepção e viabilidade ambiental do projeto, estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes para as próximas fases do projeto (art. 8º, I, Res. CONAMA 237/97). Seu prazo máximo é de 5 anos.

A LI é a autorização da instalação do empreendimento conforme as especificações descritas nos planos, programas e projetos já aprovados. Também devem ser observadas as medidas de controle ambiental e demais condicionantes. Seu prazo máximo é de 6 anos.

E, por fim, a LO é a autorização para o funcionamento em si da atividade, depois que o empreendedor já cumpriu as determinações nas licenças anteriores. Também há a determinação de medidas de controle e condicionantes específicos para a operação. Seu prazo mínimo é de 4 e máximo de 5 anos. Um exemplo de

condicionante na LO da indústria do petróleo é a apresentação do Projeto de Desativação.

A Resolução CONAMA nº 237/97 estabelece as seguintes etapas para o procedimento do licenciamento ambiental: (1) definição pelo órgão ambiental competente de quais os documentos, projetos e estudos ambientais são necessários; (2) requerimento de licença ambiental dos projetos e estudos, dando a eles publicidade pertinente; (3) solicitação de esclarecimentos e complementações pelo órgão ambiental; (4) realização de audiência pública, quando for necessário; (5) ocorrendo audiência pública, nova solicitação de esclarecimentos; (6) emissão de parecer técnico; (7) deferimento ou indeferimento do pedido de licença.

O órgão ambiental poderá modificar as condicionantes, as medidas de controle e adequação, a suspensão ou cancelamento de uma licença, quando houver: violação ou inadequação de qualquer condicionante ou norma legal; omissão ou falsa descrição de informações relevantes para a concessão da licença; e graves riscos ambientais e de saúde (art. 19, Res. CONAMA nº 237/97).

A seguir, detalharemos as especificidades do processo de licenciamento da indústria do petróleo, que possui nuances diferenciadas se comparado a outros tipos de licenciamento.

### 3.5.1 Licenciamento Ambiental da Indústria do Petróleo

A partir da proposta constitucional de garantia dos recursos naturais saudáveis para as presentes e futuras gerações, inaugurou-se uma nova dimensão de proteção dos recursos (neles incluído o petróleo), devendo ser observados todos os postulados para a execução desse direito intergeracional.

A Lei nº 9.478/97 apresentou como um dos seus objetivos a proteção do meio ambiente e a promoção da conservação de energia (art.1º, IV). Essa política enquadra a ANP como um dos principais atores responsáveis para garantir esses objetivos, determinando no seu art. 8º, IX, que essa agência existe para regular, contratar e fiscalizar as atividades integrantes da indústria do petróleo, cabendo-lhe fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo e derivados e de

preservação do meio ambiente. Contudo, ressalte-se que ela possui apenas competência residual na proteção do ambiente. Esse órgão é o responsável por delimitar os blocos oferecidos nas Rodadas de Licitações, que são delimitados com base em estudos geológicos e geofísicos e considerações preliminares sobre fatores ambientais (ANP, 2012). Antunes (2008, p.158), nesse sentido, aponta que, se não houver uma coordenação rígida nas ações regulatórias do CONAMA com a ANP, podem ser gerados conflitos administrativos sérios, com efeitos graves para o meio ambiente. A concessão de blocos para a exploração de petróleo pela ANP não exige a empresa exploradora de se submeter ao procedimento de licenciamento ambiental (MACHADO, 2010, p. 306).

Os regulamentos dos processos de licenciamento das atividades do petróleo estão dispostos na Portaria MMA nº 422/11 e Resoluções CONAMA nº 237/97, nº 23/94 e nº 350/04. Até a edição da Portaria MMA 422/11, a regulamentação do processo de licenciamento da indústria do petróleo vinha sendo normatizada pelas Resoluções 237/97 e 23/94 do CONAMA. Assim, temos em vigor três regulamentos que dispõem sobre o mesmo assunto.

O processo de licenciamento desse setor é realizado pelo IBAMA, no âmbito da Coordenação Geral de Licenciamento de Petróleo e Gás (CGPEG). É um pouco diferenciado em relação a outros, pois existem cinco tipos de licenças para essa atividade (IBAMA, 2012), de acordo com as Resoluções CONAMA nº 350/04 e 23/94: (a) Licença de Pesquisa Sísmica (LPS); (b) Licença Prévia para Perfuração (LPper); (c) Licença Prévia de Produção para Pesquisa (LPpro); (d) Licença de Instalação (LI); (e) Licença de Operação (LO). Todavia, a Portaria MMA nº422/11 inseriu algumas pequenas mudanças, primeiro ela dividiu o licenciamento em dois momentos, antes e depois da produção. No momento anterior, estão previstas as licenças de pesquisa sísmica e a licença de operação para a perfuração de poços. Em um segundo momento, quando já se está para iniciar a produção em si, é realizado o licenciamento da produção, escoamento de petróleo e gás natural e do teste de longa duração (TLD), que terá como resultado as licenças: prévia, de instalação e de operação.

O licenciamento ambiental na fase de Pesquisa Sísmica leva em consideração que as atividades podem ser potencialmente causadoras de impactos ambientais, de

caráter temporário e com ausência de instalações fixas. Para que o empreendedor inicie suas atividades de pesquisa sísmica, deverá realizar o pedido de LPS. Esse processo se inicia com o encaminhamento da Ficha de Caracterização de Atividade (FCA), em que estão contidos os principais elementos caracterizadores das atividades e localização, bem como deve constar a justificativa para a implantação do projeto, seu porte e tecnologia, os principais aspectos ambientais envolvidos e se existem ou não estudos. Depois que a FCA é encaminhada, cabe ao IBAMA analisar as informações e classificar a pesquisa em classes (I, II ou III), de acordo com a profundidade em que a ela será realizada e exigindo para cada uma a apresentação de Estudos específicos (Estudos Prévios de Impactos Ambientais e Relatório – EIA/RIMA; Estudo Ambiental de Sísmica e Relatório – EAS/RIAS; e Estudo Ambiental de Sísmica – EAS ou Informações complementares ao Plano de Controle Ambiental de Sísmica - PCAS). Após essa classificação, o IBAMA deverá emitir um Termo de Referência (TR). Com isso, o empreendedor deverá encaminhar o Termo de Requerimento da LPS junto com a documentação do TR, dando publicidade. Se houver necessidade, deverá ser realizada Audiência Pública e também vistorias. A seguir são realizadas outras fases intermediárias e, por fim, é deferida ou não a LPS. Mesmo depois de concedida a LPS, o IBAMA tem o dever de acompanhar as condicionantes de licença por ele estabelecidas. Todo esse processo deverá se dar por completo em, no máximo, até doze meses. E a validade da LPS acompanhará o cronograma apresentado quando foi feito o pedido de licença, contudo não deverá ultrapassar o prazo de 5 anos.

Antes da edição da Portaria MMA nº 422/11, era necessário que houvesse o licenciamento ambiental prévio à perfuração, resultando na Licença Prévia para Perfuração (LPper). Esse documento autorizava a atividade e exigia do empreendedor, para tanto, um relatório de controle ambiental (RCA) das atividades e delimitação da área de atuação pretendida (Res. 23/94, art. 5º, CONAMA). Com a mudança da Portaria, a licença prévia para perfuração passa a ser chamada de licença de operação para perfuração de poços, tendo o objetivo de autorizar a atividade de perfuração marítima, além de estabelecer condições, restrições e medidas de controle ambiental que devem ser atendidas pelo explorador na execução da atividade. Para que esta LO seja concedida, é necessária a avaliação da viabilidade ambiental, da tecnologia

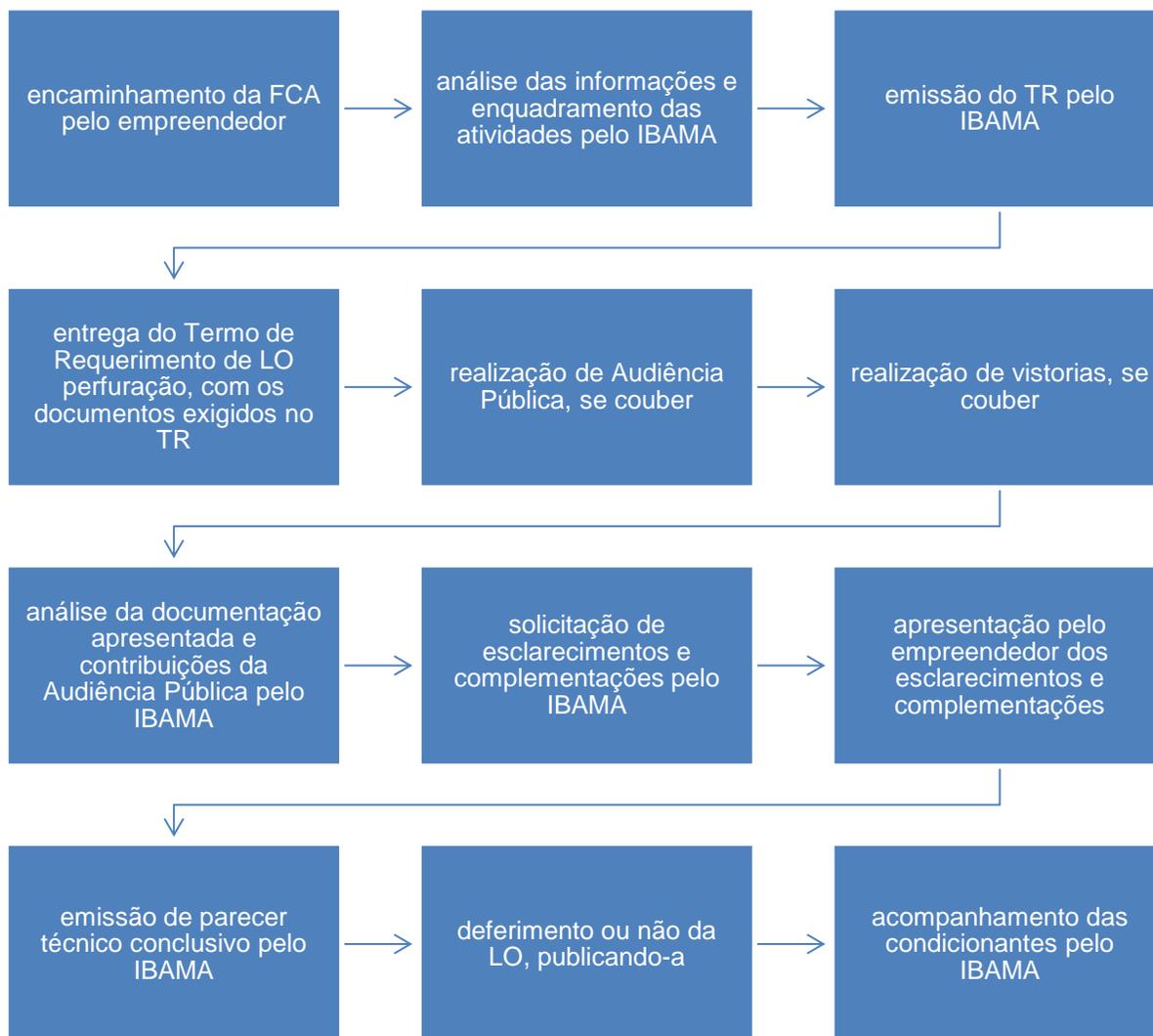
empregada e da localização da atividade, além da capacidade de cumprimento das medidas de controle ambiental propostas (art. 8º, Port. MMA 422/11).

Assim como a LPS, a LO para perfuração de poços deve seguir uma série de etapas, que compreende o encaminhamento da FCA pelo empreendedor. Em seguida, o IBAMA analisa e classifica o licenciamento (classes 1, 2 ou 3), como na LPS, e emite o TR. Se houver necessidade, determina a realização de audiências públicas, seguidas de algumas fases intermediárias e, por fim, defere ou não o pedido de LO. A Portaria 422/11 possibilita que sejam realizados licenciamentos sob a forma de polígonos de perfuração, abrangendo um grupo de poços. Todo o processo de licenciamento deve ser conduzido em, no máximo, doze meses. A LO para perfuração de poço terá validade de acordo com o cronograma apresentado, não podendo ser ultrapassado o prazo de dez anos, podendo ser prorrogada a pedido do explorador. Uma crítica que fazemos é que um importante impacto ambiental é gerado nesta fase de perfuração de poço com a produção da lama de perfuração. Entretanto, a Portaria 422/11 não fez nenhuma menção ao controle ou monitoramento desse típico impacto. Embora o IBAMA já tenha reconhecido a gravidade desse problema na Nota Técnica IBAMA/DILIC/CGPEG nº 7/11.

Além das licenças LPS e LO para perfuração de poços, a Portaria nº 422/11 determina que a produção, o escoamento da produção de petróleo e os testes de longa duração (TLD) sejam objeto de concessão das licenças prévia (LP), de instalação (LI) e de operação (LO). O conteúdo dessas licenças está bem próximo ao estabelecido na Resolução CONAMA nº 237/97. Em regra, elas são sequenciais, ou seja, para se obter a LO é preciso que, anteriormente, tenha-se conseguido a LI que, por sua vez, precisa ter sido precedida da LP. Todas elas preveem o estabelecimento de medidas de controle ambiental e demais condicionantes. O processo de licenciamento de operação das atividades de perfuração marítima possui o seguinte fluxo: primeiro, o empreendedor encaminha a Ficha de Caracterização da Atividade (FCA), que é analisada pelo IBAMA e este enquadra a atividade nas classes de licenciamento (classes 1, 2 ou 3, de acordo com a profundidade de perfuração, distância da costa e sensibilidade local. Para cada classificação será solicitada a apresentação de um EIA/RIMA ou Estudo Ambiental de Perfuração e seu relatório - EAP/RIAP.). Em

seguida, o IBAMA emite um Termo de Referência (TR). Então, o empreendedor deverá apresentar um Termo de Requerimento de Licença e os documentos exigidos pelo TR, dando publicidade. Quando houver necessidade, deverá ser realizada uma Audiência Pública ou Consulta Pública equivalente, bem como vistorias, caso tenha havido a Consulta Pública. As contribuições dessa fase deverão ser analisadas pelo IBAMA, que pode também solicitar mais esclarecimentos e complementações ao empreendedor. Caso isso seja feito, o empreendedor tem o prazo máximo de 4 meses para cumprimento; após, o IBAMA emite parecer técnico conclusivo, defere ou não o pedido de LO e continua acompanhando para verificar se as condicionantes têm sido cumpridas. Todo esse processo deve durar, no máximo, 12 meses, para as atividades de classe 1 e, no máximo, 6 meses, para atividades de classes 2 e 3. A LO de perfuração tem o prazo variável de acordo com o cronograma apresentado pelo empreendedor, não podendo ultrapassar o máximo de 10 anos. Além disso, é possível o pedido de renovação. Segue abaixo (Figura 17) um fluxograma descritivo dessa fase.

Figura 17- Fluxograma das etapas de licenciamento para a obtenção da LO para perfuração de poços



Fonte: elaboração própria, a partir da Portaria MMA nº 422/11.

A Portaria MMA 422/11 enfatiza que o empreendedor tem o prazo de um ano para apresentar a documentação solicitada no Termo de Referência. Se essas exigências não forem cumpridas, o processo de licenciamento será arquivado. As exigências do TR podem ser acrescidas de outras, desde que justificadas. De acordo com um critério discricionário, o IBAMA poderá solicitar uma modelagem de dispersão de poluentes no mar para subsidiar o TR. Além disso, o IBAMA poderá emitir pareceres técnicos parciais sobre questões específicas. Caso exista a possibilidade técnica de ser perfurado mais de um poço, a Portaria 422/11 faculta o licenciamento sob a forma de polígonos de perfuração.

Outro tipo de procedimento previsto pela Portaria MMA 422/11 é o licenciamento da produção, escoamento de petróleo e gás natural e do teste de longa duração (TLD), que tem a possibilidade de resultar nas seguintes licenças: Prévia (LP), de Instalação (LI) e de Operação (LO). A LI estará ligada ao planejamento do empreendimento/atividade, servindo para aprovar sua localização e concepção, atestando sua viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes para as próximas fases de implementação. A LI é a autorização para a instalação do empreendimento/atividades de acordo com os planos, programas e projetos aprovados, inclusive com as medidas de controle ambiental e demais condicionantes, sendo verificado o cumprimento do que constava na LP. Por último, a LO, que autoriza o empreendimento a funcionar de acordo com o previsto nos planos, projetos aprovados, com as medidas de controle ambiental e condicionantes.

A Portaria MMA 422/11 não previu uma licença de desativação, que poderia ser um importante instrumento para contemplar a fase do descomissionamento, perdendo a oportunidade de fortalecer o mecanismo do licenciamento.

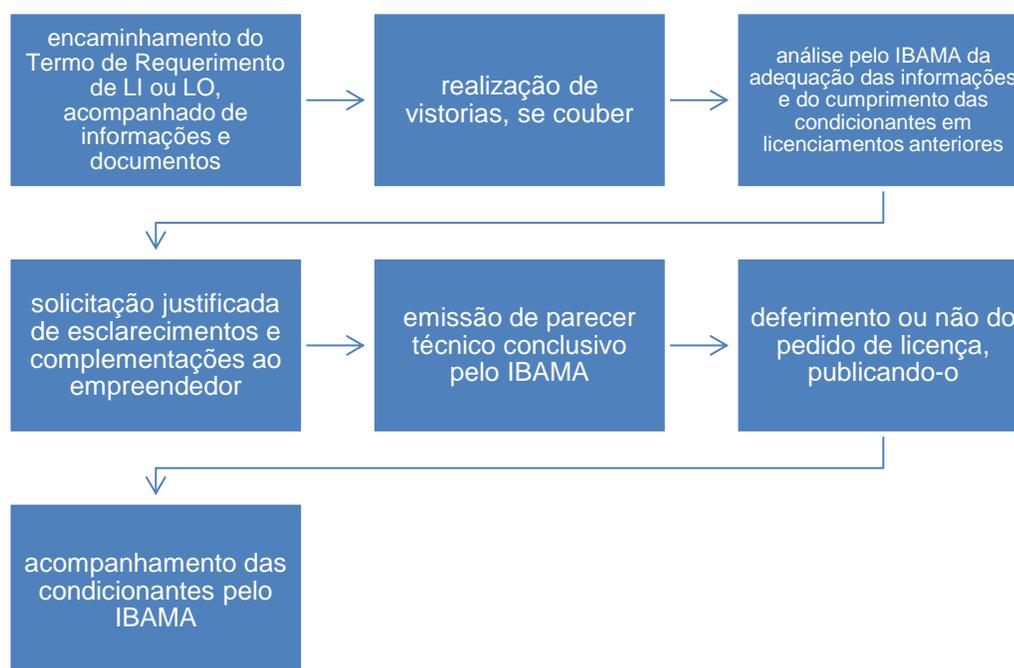
A Licença Prévia de Operação segue o mesmo trâmite administrativo da Licença de Perfuração de Poços, a única diferença é que o Termo de Referência é emitido para fomentar a elaboração do Estudo Prévio de Impacto Ambiental e respectivo relatório (EIA/RIMA) e não há um monitoramento posterior das atividades. Até porque, subentende-se que, na próxima etapa do licenciamento, quando for realizada a solicitação da LI, haverá uma verificação do cumprimento do TR e das condicionantes exigidas na LP. Saliendo-se que a elaboração do TR deve sempre levar em consideração as características do empreendimento e a sensibilidade ambiental da região onde se localiza. E as solicitações iniciais do TR poderão ser acrescidas de novas, caso haja necessidade.

As licenças de instalação e de operação seguirão as seguintes etapas de licenciamento: o empreendedor encaminha um Termo de Requerimento de Licença (de operação ou instalação, conforme for o caso), acompanhado de informações e documentos estabelecidos em processos de licenciamento anteriores. Após, são realizadas vistorias (quando couberem), e o IBAMA analisará se houve o cumprimento das informações prestadas e das condicionantes das licenças anteriores. Ao IBAMA

ainda cabe a solicitação de esclarecimentos e complementações, que devem ser apresentados pelo empreendedor em 4 meses. Então, o IBAMA emite um parecer técnico conclusivo e defere ou não o pedido de licença e, ainda, mantém-se acompanhando as condicionantes. A Resolução CONAMA nº 23/1994, que está em vigor, institui que para a concessão da LI é necessário apresentar os seguintes documentos específicos: Relatório de Avaliação Ambiental (RAA) ou Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e outros estudos pertinentes. Para a LO o empreendedor precisa apresentar o Projeto de Controle da Poluição (PCP), dentre outros documentos.

A seguir (Figura 18), um fluxograma das atividades de licenciamento para concessão de LI e LO.

Figura 18 - Fluxograma do processo de licenciamento para concessão de LI e LO



Fonte: Elaboração própria a partir de Portaria MMA nº 422/11.

A Portaria MMA nº 422/11 facultou ao IBAMA a possibilidade de solicitar novas exigências em caso de necessidade, a partir da documentação apresentada pelo empreendedor. E também estabeleceu a possibilidade de serem realizados pareceres técnicos parciais sobre questões específicas, dentro do licenciamento.

O prazo de validade das licenças deverá ser compatível com o cronograma apresentado pelo empreendedor. Entretanto, deverá respeitar os prazos máximos de 5 anos para a LP, 6 anos para a LI e 10 anos para a LO de produção e escoamento de petróleo e gás natural.

Um ponto importante apresentado pela Portaria MMA nº 422/11 diz respeito à economia procedimental. Uma vez que o empreendedor já tenha apresentado estudos de abrangência regional validados pelo IBAMA ou Estudos Ambientais de Área Sedimentar (EAAS) e relatórios validados em Avaliações Ambientais de Área Sedimentar (AAAS) ou, ainda, processos administrativos de referência (bem como outros estudos), não há necessidade de se gerarem novamente as informações contidas nesses documentos.

De acordo com a Portaria MMA 422/11, é obrigatória a divulgação das informações sobre o processo de licenciamento na internet, com amplo acesso. Assim, devem estar disponíveis para consulta os seguintes documentos: termo de requerimentos de licença, termo de referência, estudo ambiental e respectivo relatório, pareceres técnicos, complementações e esclarecimentos prestados pelo empreendedor, ata resumida de Audiência Pública, licenças ambientais e atos de indeferimento de licenças.

Embora a Portaria MMA nº 422/11 não tenha especificado todos os estudos que devem estar contidos nos processos de licenciamento, é preciso se valer de uma interpretação conjunta do disposto no art. 225, § 1º, IV, CF/88 e Resoluções CONAMA nº 1/86 e 23/94. Assim, os Estudos que devem estar presentes no processo de licenciamento da indústria do petróleo, em suas diversas etapas são: Estudo de Impacto Ambiental e respectivo relatório (EIA/RIMA); Relatório de Controle Ambiental (RCA); Estudo Ambiental de Sísmica (EAS); Plano de Controle Ambiental de Sísmica (PCAS); Estudo Ambiental de Perfuração (EAP); Estudo Ambiental de Testes de Longa Duração (EATLD); Estudo de Viabilidade Ambiental (EVA); Relatório de Avaliação Ambiental (RAA); Estudo Ambiental de Abrangência Regional; Estudo Ambiental de Área Sedimentar (EAAS); Relatório em linguagem não técnica; Projeto de Controle da Poluição (PCP). A tabela 3, a seguir, detalha as especificações de cada um desses estudos.

Tabela 3 - Especificações dos estudos ambientais presentes no licenciamento da indústria do petróleo

<b>Estudo Ambiental</b>	<b>Especificações</b>	<b>Dispositivo legal</b>
Estudo de Impacto Ambiental (EIA)	Deve contemplar todas as alternativas tecnológicas e de localização e a hipótese de não execução do projeto; identificar e avaliar sistematicamente os impactos ambientais; definir a área de influência direta e/ou indireta do projeto; considerar os planos e programas governamentais, propostos e em implantação na área de influência do projeto, e sua compatibilidade.	CONAMA 23/94, art. 6º, I c/c CONAMA 01/86, arts. 5º e 6º
Relatório de Controle Ambiental (RCA)	Elaborado pelo empreendedor, contendo a descrição da atividade de perfuração, riscos ambientais, identificação dos impactos e medidas mitigadoras.	CONAMA 23/94, art. 6º, II
Estudo Ambiental de Sísmica (EAS)	Deve apresentar a avaliação dos impactos ambientais não significativos da atividade de pesquisa sísmica marítima nos ecossistemas marinho e costeiro.	Portaria MMA 422/11, art. 2, VIII
Plano de Controle Ambiental de Sísmica (PCAS)	Elaborado pelo empreendedor que prevê as medidas de controle ambiental a serem adotadas na pesquisa de dados sísmicos, além de informações sobre embarcações e equipamentos utilizados pelo empreendedor.	Portaria MMA 422/11, art. 2º, XI
Estudo Ambiental de Perfuração (EAP)	Elaborado pelo empreendedor que apresenta a avaliação dos impactos ambientais não significativos da atividade de perfuração marítima nos ecossistemas marinho e costeiro.	Portaria MMA 422/11, art. 2º, VII
Estudo Ambiental de Testes de Longa Duração (EATLD)	Elaborado pelo empreendedor que apresenta a avaliação dos impactos ambientais não significativos da atividade de teste de longa duração nos ecossistemas marinho e costeiro.	Portaria MMA 422/11, art. 2º, IX
Estudo de Viabilidade Ambiental (EVA)	Elaborado pelo empreendedor, contendo plano de desenvolvimento da produção para a pesquisa pretendida, com avaliação ambiental e indicação das medidas de controle a serem adotadas.	CONAMA 23/94, art. 6º, III
Relatório de Avaliação Ambiental (RAA)	Elaborado pelo empreendedor, contendo diagnóstico ambiental da área onde já se encontra implantada a atividade, descrição dos novos empreendimentos ou ampliações, identificação e avaliação do impacto ambiental e medidas mitigadoras a serem adotadas, considerando a introdução de outros empreendimentos.	CONAMA 23/94, art. 6º, IV
Estudo Ambiental de Abrangência Regional	Estudo contendo informações ambientais de caráter regional, as quais, após validação pelo IBAMA por ato específico, poderão ser utilizadas em processos de licenciamento ambiental de atividades e empreendimentos regulados pela Portaria 422/11.	Portaria MMA 422/11, art. 2º, V
Estudo Ambiental de Área Sedimentar (EAAS)	Estudo multidisciplinar de abrangência regional, com objetivo principal de subsidiar a classificação de aptidão de áreas com vistas à outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, bem como produzir informações ambientais regionais para subsidiar o licenciamento ambiental de empreendimentos específicos.	Portaria MMA 422/11, VI
Relatório em linguagem não técnica	São documentos auxiliares aos estudos ambientais, elaborados em linguagem acessível ao público leigo, com a função de comunicar as principais conclusões do estudo ambiental de referência, tais como o RIMA, o RIAS, o RIAP, o RIATLD.	Portaria MMA 422/11, art. 2º XII
Projeto de Controle Ambiental (PCA)	Elaborado pelo empreendedor, contendo os projetos executivos de minimização dos impactos ambientais avaliados nas fases da LPper, LPpro e LI, com seus respectivos documentos.	CONAMA 23/94, art. 6º, V

Fonte: adaptado de VILANI (2010, p. 159) e da Portaria MMA 422/11.

A regulamentação do processo de licenciamento ambiental termina na concessão da LO. Não há previsão nas Resoluções CONAMA nº 237/97, 01/86, 23/94 ou na Portaria MMA nº 422/11 sobre um procedimento a ser seguido na fase de desativação da atividade. Em nenhum momento, as normas do órgão ambiental tratam a dimensão do descomissionamento da fase de exploração da indústria do petróleo.

A única diretriz normativa sobre o abandono de poços se dá através da ANP, com a Portaria ANP nº 25/2002 e a Resolução ANP nº 27/2006. Ambas normativas tratam da dimensão ambiental de forma superficial. Entretanto, têm sido utilizadas para subsidiar a determinação de algumas condicionantes nos Termos de Referência para o licenciamento de operação, conforme podemos perceber em consulta a alguns Estudos Prévios de Impactos Ambientais (EIA) de campos de produção, onde há a previsão da desativação das estruturas. O IBAMA/DILIC/CGPEG tem estabelecido como prática exigir, como uma das condicionantes para o licenciamento, o Projeto de Desativação, muito embora não haja dispositivo que estabeleça essa exigência no processo de licenciamento ambiental.

As primeiras desativações de estruturas foram iniciadas em 2011. A cobrança dos Projetos de Desativação passou a ser um item de exigência obrigatório dentro do processo de licenciamento, para a concessão da Licença de Operação na fase de produção (LO). Cabe também esclarecer que, como a exploração dos campos *offshore* foi iniciada na década de 1970, ainda não havia a exigência legal de se obter uma licença ambiental para a exploração, nem havia também uma estrutura estatal preparada para realizar o licenciamento. Como demonstra Machado (2000, p. 5), a questão ambiental só veio a se tornar efetiva para o Estado brasileiro uma década depois. Portanto, justifica-se que tenha sido realizado um TAC (Termo de Ajustamento de Conduta) para toda a Bacia de Campos, de cunho geral, de forma a adaptar às regras de licenciamento, inexistentes à época da instalação das plataformas, e outras estruturas subaquáticas (CGPEG/IBAMA, 2013).

### **3.6 Conclusão**

Com relação à indústria do petróleo, em especial na fase do descomissionamento, podemos fazer a leitura dos princípios constantes na PNMA e que contribuem para a construção normativa que fundamente, de uma maneira mais adequada, a fase do descomissionamento da seguinte forma: o Estado Brasileiro deve garantir o reforço das competências e atuação das instituições existentes para a proteção da defesa ambiental dos locais onde se encontram extração de petróleo. Além disso, deve reforçar seu arcabouço legal, gerando instrumentos que, efetivamente, realizem um planejamento com vistas à racionalização do petróleo; e reforçar o controle e a fiscalização da exploração e da produção, em especial no ambiente marinho (onde há uma dificuldade maior de quantificar os danos em função do difícil acesso). Deve, também, fomentar a produção de estudos e pesquisa sobre os impactos dessa exploração, já que são poucas as informações existentes sobre a qualidade dos oceanos, em especial nas áreas onde se encontram a produção. É preciso, ainda, que sejam levadas em consideração a proteção e a recuperação das áreas degradadas pela exploração. Assim, deve-se esperar dos órgãos ambiental e regulador postura mais rígida sobre a permissão do depósito de resíduos de perfuração no solo marinho.

A crítica que fazemos com relação ao atual arcabouço legal do descomissionamento é que apenas dois regulamentos técnicos o estruturam. Quando, na verdade, entendemos que o assunto deveria ser tratado em outro tipo de norma federal, que se aprofundasse na questão, fosse além do aspecto técnico e abordasse as dimensões política, administrativa, social e ambiental.

A falta de aprofundamento regulatório sobre o descomissionamento é algo que precisa ser urgentemente enfrentado nas pautas de políticas energéticas e ambientais, pois envolve um cenário que, em poucos anos, vai ocasionar uma situação de dano real. E essa demanda regulatória precisa estar alinhada aos princípios da prevenção e do desenvolvimento sustentável adotados pelo Brasil.

## **4 INSTRUMENTO LEGAL DE REGULAMENTAÇÃO DO DESCOMISSIONAMENTO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA**

### **4.1 Introdução**

Ao longo deste texto, buscamos demonstrar a tese de que o marco regulatório da fase de descomissionamento da exploração da indústria do petróleo é insuficiente para responder à demanda existente no Brasil. Isso foi comprovado tendo em vista que a regulamentação atualmente existente se resume a dois instrumentos normativos elaborados pela ANP. Suas principais diretrizes se concentram nos Anexos da Resolução ANP nº 27/06 e na Portaria ANP nº 25/02, que preveem os regulamentos técnicos de abandono do poço e de desativação de instalações. São regulamentos que não dimensionam a questão ambiental nos moldes do direito ambiental, pois foram fundamentados na função atípica do Poder Executivo de legislar. Entretanto, de acordo com Mello (2010, p. 172), a produção de regulamentos técnicos está dentro das competências das agências reguladoras, garantindo, assim, legitimidade para essas normativas, embora haja controvérsias.

Todavia, não obstante a essa legitimidade normativa, o trabalho demonstrou que os regulamentos técnicos da ANP não são suficientes para responder às demandas impostas pela questão do descomissionamento. Nessa fase da produção, podem sobrevir inúmeros danos ambientais, o que, por sua vez, vai implicar na necessidade de produção de um arcabouço jurídico mais fortalecido, baseado em tipos normativos próprios, específicos e necessários à regulamentação, que vislumbrem uma efetiva proteção ambiental e que estejam em consonância com o arcabouço jurídico ambiental do direito brasileiro.

O eixo central da proposta é a superação de uma lacuna normativa por meio da criação de um mecanismo que garanta ao Estado brasileiro um maior poder de controlar e monitorar as ações que implicam em impactos ambientais, na fase do descomissionamento da exploração na indústria do petróleo.

Assim, a base de argumentação da proposta é o desenvolvimento sustentável, pois entendemos que esse conceito é estruturante na construção da sociedade e do

ordenamento jurídico brasileiro. Desse modo, acompanhamos Vilani (2010, p. 184) na afirmação de que um dos principais problemas ambientais que deve urgentemente configurar como pauta das discussões político-jurídicas brasileiras é a escassez ambiental dos recursos naturais, que pode gerar graves conflitos. Assim, o gerenciamento dos recursos naturais deve ser a principal diretriz de qualquer norma produzida, pois se deve visar ao oferecimento de um meio ambiente sadio e com qualidade às presentes e futuras gerações. Portanto, entendendo que o ecossistema onde se encontram as instalações e poços para a exploração de petróleo está vulnerável na fase de desativação, podendo advir problemas ambientais, é que propomos uma sugestão para a regulamentação, elegendo a questão ambiental como seu principal direcionamento, visando à preservação ambiental na exploração petrolífera.

A proposta deste trabalho caminha para contribuir com a regulamentação e a especificação das diretrizes gerais aplicadas ao descomissionamento. Não temos a pretensão de esgotar o assunto, pois ainda são necessários muitos estudos que envolveriam outras áreas do conhecimento, tais como a biologia, a oceanografia, a química, a engenharia, entre outras. Diante da complexidade do tema, a proposta se concentrou em fortalecer o arcabouço jurídico existente, valendo-nos do direito constitucional do meio ambiente sadio para as presentes e futuras gerações, dos princípios de direito ambiental e de toda a sistemática de normas ambientais já existentes sobre monitoramento e controle ambientais. Assim, entendemos que a produção dessas normas efetiva de forma prática o desenvolvimento sustentável. Portanto, este trabalho foi fruto da constatação de que podem ocorrer diversos danos ambientais na fase do descomissionamento, conforme relatados no Capítulo II, mas que, apesar disso, o Brasil não possui uma legislação adequada para tratar da questão, como mostramos no Capítulo III.

Como forma de supressão dessa lacuna legislativa, faremos duas propostas normativas. A primeira, de uma lei federal ordinária que serviria para emendar as leis federais ordinárias nº 9.478/97 e 12.351/10, a fim de que se preveja um mecanismo de controle no momento em que a atividade petrolífera termina. A segunda sugestão é a propositura de uma Resolução, a ser desenvolvida no âmbito do CONAMA, sobre a

fase do descomissionamento na indústria do petróleo, que estaria diretamente relacionada com o processo de licenciamento ambiental.

O Projeto de lei ordinária proposto no Apêndice I parte da constatação de que as leis federais ordinárias n<sup>os</sup> 9.478/97 e 12.351/10 não dispõem sobre a fase do descomissionamento. Então, valendo-nos de todos os elementos discriminados ao longo desta pesquisa, utilizamos a qualidade ambiental na pós-produção como principal objetivo a ser alcançado, além de uma maior segurança jurídica, delineando condutas a serem cumpridas. Na proposta de Resolução, no âmbito do CONAMA, também utilizamos a qualidade ambiental como principal diretriz, mas também inserimos a necessidade de mecanismos que assegurem um monitoramento ambiental e uma recuperação ambiental mais efetiva.

#### **4.2 Marco regulatório do descomissionamento da exploração de petróleo no Brasil**

A fase do descomissionamento da indústria do petróleo, conforme demonstrado nos capítulos anteriores, necessita possuir um amparo legal bastante consistente, a fim de se evitarem riscos de danos ambientais que possam sobrevir durante e após a desativação. Luczynski (2002, p. 62) defende que a legislação sobre o abandono deveria contemplar, no mínimo, os seguintes aspectos: (1) proteção da fauna marinha em todo o processo; (2) em caso de transformação da estrutura em um recife, definir a profundidade do mesmo, bem como a continuidade e a segurança da navegação no entorno; (3) garantia de um monitoramento, por uma equipe multidisciplinar, do processo de desativação e manutenção das condições do *habitat*.

Para Hamzah (2003, p. 342), são questões sensíveis na fase de descomissionamento: a emissão de gases do efeito estufa; a governança dos oceanos, em que é preciso observar o papel da indústria na gestão do frágil ambiente marinho, pois não se pode transformar o oceano num grande depósito de lixo; e os aspectos econômicos e legais. Assim, entendemos que o sistema legal brasileiro precisará definir claramente o escopo das funções e responsabilidades para a desativação e a remoção das estruturas de plataformas e dutos que estiverem fora de uso. Hamzah (2003, p. 343) afirma que, nos países desenvolvidos, a regulamentação do

descomissionamento está integrada no arcabouço jurídico, pois ele é considerado e internalizado como uma fase da produção. Entretanto, isso não ocorre nos países não desenvolvidos, que não preveem um planejamento, mensurando os custos dos possíveis danos que, se ocorrerem, acabam recaindo sobre os governos locais e suas empresas estatais. Argumento que podemos confirmar no caso brasileiro, pois constatamos a falta de um arcabouço legal que venha a contemplar os diversos aspectos do descomissionamento brasileiro, atendendo às dimensões econômicas, ambientais e sociais.

Nesse sentido, para se analisar como o descomissionamento da indústria petrolífera vem sendo fundamentado no Brasil e para propor um novo mecanismo de regulamentação mais completo, é preciso que seja realizada uma construção interpretativa a partir de diversos dispositivos legais não específicos que vigem no sistema brasileiro. Assim, nesta seção, será analisada a seguinte estrutura legal: as Convenções Internacionais, a Legislação Federal e os Contratos de Concessão do Petróleo que, de uma forma tangencial, abordam o tema do descomissionamento.

#### a) Convenções Internacionais

Existem algumas Convenções Internacionais que dispõem diretamente sobre o descomissionamento. Neste item passaremos a analisar os principais pontos de Convenções que versam sobre esse tema.

Como um grande marco legal, temos, em 1958, a Convenção de Genebra sobre Plataformas Continentais, que dispõe acerca de aspectos gerais sobre o meio ambiente marinho, limitações de território, navegação, dentre outros assuntos. O Brasil não é signatário dessa convenção. Entretanto, cabe ressaltar que, em seu artigo 5º, item 5, está previsto que qualquer instalação localizada no mar, que for abandonada ou posta em desuso, deve ser integralmente retirada das águas.

Outra Convenção importante é a Convenção das Nações Unidas sobre Direito do Mar, assinada em 1982, em Mondego Bay, na Jamaica. Essa convenção também é conhecida como UNCLOS. No Brasil, seus dispositivos começaram a produzir efeito através do decreto nº 1.530/95, a partir de 16 de novembro de 1994.

Para a UNCLOS, o termo “poluição do meio marinho” refere-se à introdução pelo homem de qualquer substância ou energia que provoque ou possa provocar efeitos nocivos, tais como danos aos recursos vivos e à vida marinha, alterações da qualidade da água do mar (Art. 1º, 4, Convenção sobre Direito do Mar). O artigo 60 dispõe sobre as instalações e estruturas nas zonas econômicas exclusivas e determina que as mesmas devem ser retiradas com o objetivo de garantir a segurança da navegação, conforme disposto nas normas internacionais. Para efeitos de remoção, a pesca, a proteção do meio ambiente marinho e os direitos e obrigações de outros Estados devem ser levados em consideração. Além disso, fica determinado que é preciso ser conferida ampla publicidade da localização, dimensão e profundidade das instalações e estruturas que não foram completamente removidas (Art. 60, 3 da Convenção de Direito do Mar). Hamzah (2003, p. 343) faz uma crítica a esse dispositivo, salientando que não havia uma preocupação ambiental propriamente dita, mas sim uma grande preocupação sobre a segurança nas navegações.

Ainda no âmbito da UNCLOS, no art. 142, cada Parte está obrigada a prevenir, mitigar ou eliminar graves e iminentes perigos em suas costas e relatar ocorrências de acidentes causados por atividades em áreas sob a sua jurisdição. Um pouco mais adiante, no art. 145, as Partes se comprometem a adotar regras e procedimentos que: (a) previnam, reduzam e controlem a poluição e outros danos no ambiente marinho (incluindo a zona costeira e os que interfiram no equilíbrio ecológico), conferindo particular atenção à necessidade de proteção contra os efeitos nocivos das atividades de perfuração, dragagem, escavação, eliminação de resíduos de construção e operação ou a manutenção de instalações, dutos e outros dispositivos relacionados com tais atividades; (b) a proteção e a conservação dos recursos naturais e a prevenção dos danos causados à fauna e flora no ambiente marinho. As partes signatárias da convenção sobre Direito do Mar também se comprometeram a não transferir, direta ou indiretamente, danos ou riscos ou, ainda, não transformar um tipo de poluição em outro (art. 195, Convenção sobre Direitos do Mar).

A UNCLOS é uma Convenção bastante importante, porque se tornou o documento norteador das demais legislações internacionais sobre a remoção das instalações *offshore*, além de ter esclarecido as obrigações dos Estados com

considerações aos seus direitos e responsabilidades na Plataforma Continental, isto é, tornou-se um sistema internacional na matéria. Em geral, o descarte das estruturas nos oceanos é desestimulado. Hamzah (2003, p. 344) chama atenção para o fato de que, na Convenção de Genebra, a orientação é para que as estruturas sejam *totalmente* removidas, mas na UNCLOS a palavra *totalmente* foi omitida. Esse autor aponta como um possível motivo para essa omissão o fato de que as instalações se tornaram cada vez maiores e mais pesadas, dificultando a remoção completa, além dos altos custos na remoção integral.

Um organismo internacional importante nas discussões sobre o descomissionamento é a Organização Internacional Marítima (IMO), uma agência internacional ligada à ONU e que tem como principal responsabilidade a segurança da navegação e a prevenção de poluição marinha por navios e similares. O Brasil é membro da IMO desde 1963. Essa organização, em 1989, publicou a Resolução A. 672(16), que dispõe sobre as Diretrizes e Padrões para a Remoção de instalações *offshore* e estruturas na Plataforma Continental e na Zona Econômica Exclusiva (*Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone*). Na verdade, esse documento é o regulamento do art. 60 da Convenção de Direito do Mar (UNCLOS). E seu Anexo está dividido em três partes: exigências gerais de disposição; diretrizes e padrões. Nas exigências gerais, está previsto que com o abandono ou o desuso das instalações *offshore*, as estruturas precisam ser removidas, exceto onde a não remoção ou remoção parcial está de acordo com o previsto nas diretrizes e padrões. A resolução também especifica que os Estados costeiros podem estipular normativas rigorosas para a remoção das instalações existentes (art. 1º, anexo, Resolução A.672(16) IMO).

Nas *Diretrizes* da Resolução A.672(16) IMO, prevê-se que o Estado costeiro deve avaliar, caso a caso, a possibilidade de permanência de uma instalação *offshore* no leito marinho, levando em consideração seis fatores: (1) qualquer potencial ameaça para a navegação ou outros usos do mar; (2) as taxas de deterioração dos materiais e seus efeitos presentes e futuros no ambiente marinho; (3) os potenciais efeitos sobre o ambiente marinho, inclusive sobre a fauna e flora; (4) os riscos de deslocamento dos materiais e estruturas depositados no solo marinho; (5) os custos, a viabilidade técnica

e os riscos de acidentes pessoais sobre os trabalhadores que realizarão a remoção da estrutura; (6) a determinação de uma nova utilização ou justificativa razoável para permitir a permanência da instalação ou estrutura no fundo do mar.

Sobre as questões ambientais, as diretrizes ainda preveem que a determinação de qualquer potencial efeito sobre o ambiente marinho deve ser baseada em evidências científicas, levando-se em conta: os efeitos sobre a qualidade da água, as características geológicas e hidrográficas, a presença de espécies ameaçadas ou em extinção, os tipos de *habitats* existentes, os recursos pesqueiros locais e o potencial para poluir ou contaminar o local por produtos residuais resultantes da deterioração da estrutura *offshore*.

Nos *Padrões* da Resolução A.672(16) IMO, estão estabelecidas as seguintes normatizações, que devem ser seguidas, caso seja tomada a decisão de remoção de uma instalação: (1) devem ser totalmente removidas todas as instalações abandonadas ou em desuso que estiverem erigidas em pelo menos 75 m de profundidade na água e com peso inferior a 4 mil toneladas acima da linha d'água; (2) devem ser totalmente removidas todas as estruturas abandonadas ou em desuso que tiverem sido instaladas no solo marinho após 01 de janeiro de 1998, localizando-se a uma profundidade inferior a 100 m de lâmina d'água e com peso inferior a 4 mil toneladas acima da linha d'água, excluindo-se o convés e a superestrutura; (3) a remoção deve ser feita de tal forma que não cause efeitos adversos significativos sobre a navegação e o ambiente marinho.

Se não houver enquadramento da estrutura nos casos especificados nos itens 1 e 2, descritos acima, pode ser aventada a possibilidade de deixá-la no leito marinho. Nesse caso, deve-se respeitar uma profundidade mínima de 55 m de lâmina d'água livre para que não haja danos à navegação. Embora haja essa previsão, a Resolução trata essa possibilidade como uma exceção, sendo a remoção total a regra prevista (Resolução A.672(16) IMO).

Outro diploma legal internacional importante nesta análise, embora o Brasil não seja signatário dele, é a Convenção para a proteção do meio ambiente marinho do Atlântico Norte (*OSPAR Convention*), publicada em 1992 e ratificada em 25 de março de 1998. São signatários dessa Convenção: Bélgica, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Islândia, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Portugal, Espanha, Suécia, Suíça

e Reino Unido. A Convenção OSPAR trata de diversos assuntos, mas é o anexo III que dispõe sobre a prevenção e a eliminação da poluição produzida por fontes *offshore*. Segundo o artigo 5, do Anexo III, nenhuma instalação ou duto *offshore* em desuso deve ser deixado no leito marinho, exceto com a permissão da Parte Signatária, a partir de uma análise caso a caso. Porém, nenhuma licença de desativação deve ser concedida se a instalação possuir substâncias que resultem ou possam resultar em riscos para a saúde humana, danos à fauna e flora e ecossistemas marinhos ou interferir em outros usos legítimos do mar. Também ficou determinado que qualquer parte signatária que tiver a intenção de conceder uma licença para desativação deve informar às outras partes os seus motivos para aceitar a deposição de parte ou total da estrutura, bem como deve manter as partes informadas sobre datas, locais e métodos de afundamento.

b) Atual regulamentação sobre o descomissionamento da exploração do petróleo no Brasil

Percebemos que todas as normativas que tratam do tema descomissionamento da exploração petrolífera no Brasil são emanadas do Poder Executivo, que exerce a função atípica de legislar. Além de serem conteúdos previstos em anexos de resoluções ou portarias, suscetíveis de mudança a qualquer tempo, sem maiores discussões perante a sociedade e descomprometidas com o conceito de desenvolvimento sustentável.

Uma vez que não existe uma norma específica que trate sobre o descomissionamento da exploração do petróleo no Brasil, na tentativa de construir o marco regulatório nacional, é preciso, então, conjugar os princípios de direito ambiental (v. capítulo 3) com uma série de normas federais para se alcançar esse objetivo. Trata-se da: Constituição Federal de 1988 (art. 170, VI; art. 225, § 1º, IV, VII; § 2º); Lei nº 6.938/81 (art. 2º; art. 4º, VI; art. 9º, IV; art. 10; art. 14, § 1º); Lei 8.617/93 (art. 2º, art.12; art. 13, § 2º); Lei nº 9.478/97 (art. 28, § 2º), Lei nº 12.351/10 (art. 32, § 2º); Resolução Conama nº 237/97 (art. 1º, I; art. 3º; art. 4º, I); Resolução Conama nº 23/94 (art. 5º); Resolução Conama nº 350/04; Portaria MMA nº 422/11; Portaria ANP nº 25/02; Resolução ANP nº27/06.

Entretanto, apesar da extensão desse conteúdo normativo, não se tem um amparo efetivo direcionado à questão do descomissionamento que contemple o conceito do desenvolvimento sustentável e realize a proteção legal do meio ambiente em relação aos mais diretos impactos ambientais produzidos nessa fase da produção. De acordo com Antunes (2008, p. 83):

Ainda que exista uma previsão legal para o descomissionamento e a recuperação ambiental, com a remoção de equipamentos e bens que não sejam revertidos para o poder concedente, *verbi gratia*, plataformas de produção, armazenamento etc. Persiste uma necessidade muito grande de aprofundamento do quadro regulatório da matéria.

A Constituição Federal Brasileira de 1988 garante a ordem econômica fundada em vários princípios descritos no seu art. 170. Entretanto, cabe ressaltar que o exercício dessa ordem está baseado na função social da propriedade (inc. III), ou seja, qualquer propriedade que se encontre no território brasileiro deverá atender à função social. Deste modo, os efeitos clássicos do direito de propriedade foram mitigados, não permitindo mais que um proprietário disponha de sua propriedade a qualquer custo. Dessa maneira, não será possível que o explorador do petróleo realize sua exploração sem considerar as variáveis ambientais antes, durante e depois do óleo retirado do poço. Assim, é imprescindível que a legislação imponha ao poluidor condutas que visem ao exercício da função socioambiental da propriedade, pois ela só terá legitimidade se estiver de acordo com os limites impostos pela lei para atingir o bem comum. Portanto, o explorador ficará obrigado a atuar na defesa, reparação e preservação do meio ambiente, ficando impedido de atuar contrariamente aos interesses das presentes e futuras gerações, gerando danos ambientais que colocam em risco o direito fundamental à vida sadia (MOTA, 2009, p. 22).

O art. 225 da Constituição Brasileira eleva o direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado à categoria de direito fundamental, atendendo a todos. Além de impor ao poder público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações, através de diversos instrumentos, sendo um deles o licenciamento ambiental. Especificamente quanto às atividades que exploram os recursos minerais, tais como as petrolíferas, o § 2º do art. 225, CF/88, obriga o explorador a recuperar o meio ambiente degradado, de acordo com solução técnica

exigida pelo órgão público competente, na forma da lei. Entretanto, no caso do descomissionamento, concluímos que, apesar da determinação constitucional, a lei (em sentido lato) existente não consegue atender à defesa do meio ambiente.

Outro diploma legal importante é a Política Nacional de Meio Ambiente (Lei nº 6.938/81), que tem como objetivo: preservação, melhoria e recuperação da qualidade ambiental, de forma que o desenvolvimento socioeconômico e a proteção da dignidade da vida humana sejam garantidos. Para tanto, são elencados alguns princípios importantes (art. 2º), tais como: ação governamental na manutenção do equilíbrio ecológico; a racionalização do uso do solo, subsolo, água e ar; planejamento e fiscalização do uso dos recursos ambientais; proteção dos ecossistemas; controle e zoneamento de atividades potencial ou efetivamente poluidoras; incentivos ao estudo e à pesquisa de tecnologias para atingir o uso racional e a proteção dos recursos ambientais; acompanhamento do estado da qualidade ambiental; recuperação das áreas degradadas; proteção das áreas ameaçadas de degradação e inserção da educação ambiental para fortalecer a defesa do meio ambiente, atendendo a diversos princípios dispostos no seu art. 2º. É de grande importância observar que o conceito de Desenvolvimento Sustentável permeia toda essa construção legislativa.

Assim, a ação governamental deve garantir o equilíbrio ecológico através da racionalização do uso da água (inc. II), aí incluído o meio ambiente marinho. Assim, somente por esse aspecto já não se poderia, por exemplo, permitir o depósito de resíduos de perfuração no mar.

Outro aspecto é o planejamento e fiscalização do uso dos recursos ambientais (art. 2º, III, PNMA), que deverá ser realizado em atendimento das necessidades intergeracionais, ou seja, esse planejamento deverá contemplar também as futuras gerações. Não obstante, no caso específico do petróleo, há entendimentos que, por ser um recurso finito, em virtude de razões econômicas, a sua produtividade deveria ser estimulada ao máximo enquanto há competitividade, pois, a partir do momento em que ele não for mais a principal fonte das matrizes energéticas mundiais, não haverá mais interesse econômico na exploração. Nesse sentido, Vilani (2010, p. 140) discorda veementemente dessa posição, propondo que seja realizado um planejamento eficiente deste

recurso energético, para que seja garantido o acesso do bem às presentes e futuras gerações. Concordamos integralmente com o autor.

A PNMA também traz como princípio o controle e o zoneamento das atividades potencialmente ou efetivamente poluidoras. Atualmente, no caso petrolífero, esse controle é realizado pela CGPEG/IBAMA, em conjunto com a ANP. O instrumento controlador é o licenciamento ambiental, muito embora não haja uma licença de desativação, no caso do descomissionamento. Como visto no Capítulo 3, o empreendedor é obrigado apenas a apresentar um Plano de Controle Ambiental e um Relatório de Abandono de Poço (Res. Conama nº 350/04; Res. ANP nº 29/2010), mas essas normas não conferem nenhuma sanção, caso esses documentos não sejam entregues.

A Resolução ANP nº 27/2006, no seu art. 2º, prevê a entrega pelo empreendedor de um Programa de Desativação de Instalações à ANP, mas somente quando essa agência julgar necessário. O IBAMA, aproveitando-se dessa normativa, solicita ao explorador, como uma condicionante da licença de operação para exploração, a apresentação do Projeto de Desativação. Entretanto, essa solicitação está fundamentada no frágil Termo de Referência dentro do processo de licenciamento ambiental. Ou seja, num momento em que o meio ambiente está extremamente vulnerável, suscetível a sofrer vários danos, a legislação brasileira não regulamenta a situação de forma rígida, na proporção dos impactos produzidos.

A PNMA ainda apresenta como princípio os incentivos ao estudo e à pesquisa de tecnologias voltadas para o uso racional e a proteção dos recursos ambientais (inciso VI, art. 2º, lei 6938/81). Juras (2012, p. 11) lamenta a deficiência e desatualização dos dados relacionados às ameaças aos ecossistemas marinhos. Nesse sentido, deve haver por parte do Estado um direcionamento maior quanto ao fomento de estudos, no que diz respeito aos usos do mar – sobretudo no que tange ao petróleo e a sua interação na exploração e aos impactos no ambiente marinho, principalmente na fase de descomissionamento.

Outro princípio da PNMA bastante relevante para este estudo é o acompanhamento do estado da qualidade ambiental (inciso VII, art. 2º, lei 6938/81), uma importante ferramenta para o desenvolvimento sustentável. Sobre o petróleo,

durante a fase de licenciamento, o poluidor é obrigado a apresentar o Projeto de Controle da Ambiental (PCA), que proporciona, minimamente, ao órgão ambiental, a possibilidade de acompanhar a qualidade dos ecossistemas onde se encontram as atividades de produção.

Os princípios da proteção de áreas ameaçadas de degradação e recuperação de áreas já degradadas (incisos VII e VIII, art. 2º, lei 6938/81) devem ser combinados com o inc. VI, do art. 4º (lei 6938/81) que visa à preservação e à restauração dos recursos ambientais com vistas ao seu uso racional e disponibilidade permanente. São dispositivos que serão fundamentais para a instituição de uma normativa na fase do descomissionamento. Se há relatos de ameaças e danos ambientais nesta fase em outros países que possuem uma legislação de proteção consolidada quanto ao descomissionamento (CPA, 2011; BSEE, 2013; DECC, 2013), é preciso que o sistema brasileiro também acompanhe essa iniciativa, construindo uma normativa eficiente.

Na análise do marco regulatório sobre a fase do descomissionamento da produção *offshore*, é preciso delimitar o estudo quanto ao conceito de mar territorial, onde o Brasil irá exercer sua jurisdição, inclusive para efeitos de aplicação da lei. Assim, a lei federal nº 8.617/93 define, em seu art. 1º, que o mar territorial brasileiro compreende uma faixa de doze milhas marítimas de largura, a partir da linha de baixamar litoral continental e insular. Segundo Barbosa Jr. e Nogueira (2010, p. 318), a área que compreende mais de 4 milhões de Km<sup>2</sup>, também conhecida como *Amazônia Azul*, necessita receber maior preocupação por parte do Estado brasileiro, por concentrar grande quantidade de riquezas minerais e biológicas. Martins (2009, p. 408) relata que, em 2004, o Brasil apresentou à ONU um pedido de reconsideração da extensão da sua Plataforma Continental, em que seriam integradas ao mar patrimonial 200 milhas marítimas. De acordo com a autora, é grande a relação de dependência do Brasil com o mar e, principalmente, em função do petróleo que concentra mais de 80% de sua produção em áreas marítimas. Portanto, faz-se altamente recomendável a produção de uma legislação rígida quanto às formas de exploração nesse tipo de ambiente.

Com relação à legislação específica da indústria do petróleo, no que diz respeito ao término da atividade petrolífera no Brasil, não foram previstos maiores detalhes. O § 2º, art. 28, da lei nº 9.478/97, diz que:

Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário fará, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes.

No mesmo sentido, está o § 2º, art. 32, da lei nº 12.351/10, que dispõe sobre a exploração em áreas do pré-sal:

Extinto o contrato de partilha de produção, o contratado fará a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou a indenizar os danos decorrentes de suas atividades e a praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelas autoridades competentes.

Como se pode constatar, esses dispositivos não apresentam maiores aprofundamentos sobre a matéria, limitando-se a disposições generalistas, não dispendo sobre a previsão das opções de remoção, tipos e graus de responsabilidade dos envolvidos, imputações de sanções em caso de descumprimento da norma.

Não obstante a crítica de atividade legislativa das agências reguladoras feita por Mello (2010 p. 172), em 1999, a ANP editou a Portaria nº 176, aprovando o Regulamento de Abandono de Poços perfurados com vistas à exploração ou à produção de petróleo e/ou gás. Contudo, essa norma foi substituída pela Portaria ANP nº 25, de 06 de março de 2002, que conferiu um novo Regulamento de Abandono de Poços, previsto no seu Anexo.

Esse último documento tem por objetivo disciplinar os procedimentos a serem adotados no abandono de poços de petróleo e gás (art. 1º, Anexo, Regulamento Técnico nº 2/2002, da Portaria ANP nº 25/2002). O abandono do poço se configura em uma série de operações destinadas a restaurar o perfeito isolamento entre os diferentes intervalos permeáveis, para prevenir a migração do fluido entre as formações e o revestimento até a superfície do terreno ou fundo do mar. Esse abandono pode ser permanente (quando não houver mais interesse de retorno ao poço) ou temporário (quando ainda houver interesse na exploração). O isolamento do poço poderá ser feito através de tampões de cimento ou mecânicos (art. 2º, III, Anexo, Regulamento Técnico nº 2/2002, da Portaria ANP nº 25/2002).

De acordo com o referido regulamento, o poço somente poderá ser abandonado após autorização escrita da ANP (art. 5º, III, Anexo, Regulamento Técnico nº 2/2002, da Portaria ANP nº 25/2002). Mais uma vez, notamos a necessidade de um

tipo de legislação mais abrangente e robusta que envolva as esferas governamentais, as quais possuem a atribuição legal dentro do sistema administrativo (neste caso, o IBAMA, órgão fiscalizador), tendo em vista os inúmeros danos ambientais que podem existir nessa fase específica da produção. Ou seja, pelo instituído legalmente, hoje as empresas petrolíferas podem abandonar um poço sem ao menos ter a obrigatoriedade de notificar o órgão ambiental.

Outro aspecto controverso é a redação do art. 6º (Anexo, Regulamento Técnico nº 2/2002, da Portaria ANP nº 25/2002), que traz o seguinte texto:

O poço não poderá ser abandonado enquanto as operações necessárias ao abandono puderem vir a prejudicar de alguma forma quaisquer operações em poços vizinhos, a menos que o poço em questão, represente ameaça de dano à segurança e/ou ao meio ambiente.

A redação desse dispositivo permite uma dupla interpretação e deveria ser novamente redigida. Primeiro, é possível depreender que a atividade do poço só pode ser cessada caso haja um dano a outro poço; embora ele tenha a possibilidade de continuar operando, mesmo causando ameaças de danos à segurança e/ou ao meio ambiente. Interpretação considerada equivocada frente a todos os princípios de defesa do meio ambiente sadio. Segundo, em um sentido mais harmônico, de que o poço só poderá ser abandonado caso não venha a prejudicar operações em poços vizinhos e não cause ameaças de danos à saúde e/ou meio ambiente.

O restante do texto do Anexo da Portaria ANP nº 25/2002 (Regulamento técnico nº 2/02 - Procedimentos a serem adotados no abandono de poços de petróleo e/ou gás) é de natureza técnica: trata de questões como estipulação de profundidade, tipos de tampão que devem ser utilizados, dentre outros.

Ainda sobre a fase de desativação da produção de petróleo, a ANP edita outra norma que envolve a temática de desativação de instalações. A Resolução ANP nº 27/2006 institui em seu ANEXO o Regulamento Técnico sobre os procedimentos a serem adotados na desativação de instalações e também especifica condições para a devolução de áreas de concessão. Logo no item 2, alínea 'e', esse regulamento conceitua a desativação de instalações da produção como a retirada definitiva de operação e remoção de instalações. A elas deve ser conferida uma destinação final adequada e ser feita uma recuperação ambiental nas regiões das instalações, que

deverá consistir no processo de recomposição das áreas degradadas, conforme legislação em vigor (Resolução ANP nº 27/2006, ANEXO, item 2, alíneas 'd' e 'e').

O Regulamento da Res. ANP 27/06 estabelece que a desativação poderá ser integral ou parcial, definitiva ou temporária, dentro do sistema de produção. Nos casos em que houver desativação temporária, deverão ser garantidas as condições de segurança e mínimo risco ao meio ambiente. Caso a desativação seja permanente, o explorador deverá comunicar à ANP, previamente, através do Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT). Chamamos a atenção para o item 4.4, em que se lê:

4.4. Julgado conveniente, após a análise do Programa Anual de Trabalho e Orçamento – PAT, a ANP solicitará a apresentação de um Programa de Desativação de Instalações que, após aprovação pela ANP, orientará a execução da desativação das instalações cuja retirada definitiva de operação foi prevista.

Compreende-se, então, dessa leitura, que a empresa petrolífera só está obrigada a apresentar o Programa de Desativação de Instalações caso a ANP julgue conveniente e oportuno. Isto é, uma situação de tamanha importância e complexidade, com inúmeros reflexos ambientais, sociais e econômicos, fica a cargo de uma decisão discricionária do órgão regulador.

Mais adiante, a resolução trata da desativação de instalações terrestres, remetendo à Portaria ANP nº 25/02 no que diz respeito ao abandono de poços. Em geral, as orientações são no sentido de que os bens inservíveis devem ser descartados e aqueles que ainda podem ser reciclados ou serem reutilizados deverão ser encaminhados para tais destinações. Quanto à recuperação ambiental nas áreas terrestres, ficou disposto que todos os bens inservíveis e resíduos deverão ser encaminhados para locais apropriados para disposição final (item 5.6, Anexo da Res. ANP 27/06). É permitido ao explorador que sejam deixados no local fragmentos de até meio metro, podendo ficar no local os detritos, em caso de regiões reflorestadas ou remotas. A Resolução ANP 27/06 direciona a recuperação das áreas terrestres para o disposto nas disposições legais vigentes. Nesse aspecto é importante notar as disposições da Política Nacional de Resíduos Sólidos (Lei nº 12.350/10) e da Política Nacional de Meio Ambiente (Lei 6.938/81).

O item 6 da Resolução ANP nº 27/06 dispõe sobre a desativação das instalações marítimas, estabelecendo que a regra geral é a remoção da instalação da área de concessão. Entretanto, abre exceção para as instalações que pesam mais do que 4 mil toneladas no ar (excluídos o convés e a superestrutura). As que não se enquadram nesse critério devem ser retiradas totalmente em lâmina d'água até 80 m. A Resolução não usa os termos Remoção Integral ou Parcial, mas estabelece que, caso haja uma remoção parcial, é preciso que seja deixada uma lâmina d'água de pelo menos 55 m de profundidade. De acordo com o item 6.1, f, da referida resolução, ainda é possível que toda a estrutura da instalação seja deixada no local, sem fazer qualquer tipo de remoção e sem nenhuma justificativa, o que entendemos estar em dissonância com toda a legislação ambiental brasileira. A resolução ainda acrescenta que, depois da retirada das instalações, o solo marinho deve ser limpo, mas só aplicada essa condição em lâminas d'água com até 80 m de profundidade. Esse dispositivo também é bastante passível de críticas: já que houve a possibilidade de o explorador acessar o solo marinho a grandes profundidades para a exploração do recurso, por que não obrigá-lo a restituir a qualidade ambiental próxima daquelas encontradas antes da exploração?

Com relação à técnica de criação de recifes artificiais, a resolução permite que eles sejam criados, desde que a Autoridade Marítima e o órgão ambiental responsável pelo controle da área sejam ouvidos.

O item 7 do Anexo da Res. ANP 27/06 dispõe sobre o Programa de Desativação de Instalações, determinando que ele esteja no PAT referente a cada concessão. Esse programa deve ser apresentado por campo e não por poço e sua apresentação deve se dar quando ocorrer o esgotamento da jazida. Quanto a essa determinação, fazemos ressalva no que diz respeito aos interesses motivadores da decisão de descomissionar que, por exemplo, podem ser econômicos e não necessariamente por esgotamento da jazida (item 7.2, c, Anexo da Res. ANP 27/06). A seguir, entendendo que o explorador determinou um prazo para a finalização da jazida, ele deverá encaminhar o Programa de Desativação das Instalações para a ANP seis meses antes de desativar e, caso a agência fique silente, a resolução considera que o Projeto foi aprovado.

A resolução determina que o Projeto também deverá ser apresentado ao órgão ambiental no momento do licenciamento ambiental e que, havendo algum conflito, deverão ser levadas em consideração as determinações do órgão.

Após a desativação das instalações, deverá ser apresentado um Relatório Final de Desativação de Instalações, conforme modelo descrito no Anexo II da Resolução ANP 27/06.

O Anexo I da Resolução ANP 27/06 traz o modelo do Projeto de Desativação, que deverá ter como itens mínimos: (1) Referência indicando o contrato de concessão; (2) Justificativa para a Desativação; (3) Escopo – especificando o esquema de completação dos poços e equipamentos; as linhas e seus sistemas de coletas e transferências; outras instalações; (4) Procedimentos – com a descrição dos procedimentos de remoção de instalações ou construções, a justificativa para os casos de remoção e não remoção, a descrição das operações de limpeza e descarte e das atividades para recuperação das áreas; (5) Cronograma; (6) Programa de Desativação apresentado ao órgão ambiental – no qual deve estar anexada a cópia da última versão do programa de desativação da atividade de produção apresentado ao IBAMA, quando do licenciamento, e também as cópias dos condicionantes de licença.

O Anexo II da Resolução ANP 27/06 traz o Modelo do Relatório Final de Desativação de Instalações, em que devem constar a Referência do local e a Descrição das Atividades realizadas.

Cada área de exploração terá um contrato de concessão específico, mas a ANP divulga um modelo de contrato de concessão para a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, celebrado entre essa agência reguladora e a empresa petrolífera concessionária. Nesse modelo de contrato, é prevista uma cláusula (décima oitava – 18.14 a 18.17) sobre a Desativação e o Abandono. O item 18.14 prevê que:

[...] o concessionário apresentará, quando solicitado pela ANP, uma garantia de desativação e abandono, através de seguro, carta de crédito, fundo de provisionamento ou outras formas de garantias aceitas pela ANP, em conformidade com a legislação brasileira aplicável.

Caso a cláusula se mantenha com esse texto no contrato de concessão final, mais uma vez será feito o exame da oportunidade e da conveniência pela agência

reguladora em um aspecto de extrema importância. Se adotarmos o Princípio da Prevenção, deveria ser obrigatória a apresentação da garantia de desativação e abandono.

Caso os procedimentos previstos na fase de desativação não sejam cumpridos ou estejam inadequados, a ANP poderá executar a garantia financeira prevista no contrato de concessão (arts. 3º e 4º). Todavia, se for considerado o modelo de contrato de concessão, verificamos que a exigência da garantia contratual é um ato discricionário da ANP, isto é, passará pelo exame da oportunidade e conveniência e poderá deixar de ser exigida (cláusula 18.14, do modelo de contrato de concessão).

Além disso, pelos tipos de impactos ambientais sofridos no ambiente, é bastante possível que as garantias contratuais não sejam suficientes para sanar os danos. Como indenizar o dano por haver ocorrido contaminação na cadeia alimentar, em virtude do depósito de material contaminante em solo marinho?

Na cláusula 21 do modelo de contrato de concessão, são tratadas as questões que versam sobre meio ambiente. A cláusula determina que a empresa concessionária está obrigada a adotar todas as medidas para a conservação dos recursos naturais, sujeitando-se a cumprir todas as normas brasileiras sobre meio ambiente. Quando houver lacunas na lei, a empresa deverá adotar as melhores práticas da indústria do petróleo, comprometendo-se a preservar o meio ambiente e a proteger o equilíbrio do ecossistema (cláusula 21.1). Caso haja alguma ocorrência de dano, a concessionária assumirá responsabilidade integral e objetiva por todos os danos e prejuízos ao meio ambiente, inclusive no momento do abandono (cláusula 21.5).

Na lacuna legislativa sobre as questões ambientais na fase do descomissionamento, a CGPEG/IBAMA se utiliza da resolução ANP nº 27/06, para a desativação de instalações, e a Portaria ANP nº 25/02, para o abandono de poços. Além desses dois dispositivos e de seus respectivos regulamentos técnicos, a CGPEG/IBAMA, no âmbito do processo de licenciamento, faz uso da ferramenta do Termo de Referência (TR), em que constam determinações discricionárias do órgão ambiental para cumprimento do explorador no momento da desativação. O TR possui o seguinte texto padrão:

#### II.7.6 – PROJETO DE DESATIVAÇÃO

O Projeto de Desativação deverá estabelecer diretrizes e critérios que serão implementados ao término das atividades, com vista à proteção e à manutenção da qualidade ambiental da região. Este projeto deverá abordar as ações que seriam realizadas à luz da tecnologia atual e legislação vigente, bem como prever revisões periódicas de atualização do Projeto de Desativação em virtude de novas tecnologias e legislações específicas que venham a surgir durante o período de operação do empreendimento, ou ainda, à luz da definição de novos usos para as estruturas existentes.

A) Deverão ser apresentados os procedimentos para a desativação da atividade, envolvendo a limpeza e a remoção, e/ou reaproveitamento, da unidade de produção;

B) Deverá ser contemplada a opção da retirada de todas as instalações submarinas, incluindo as linhas de escoamento/transferência de óleo e gás, descrevendo, em qualquer hipótese, como serão as operações de limpeza das linhas;

C) Deverão ser apresentados os procedimentos previstos para o abandono de poços de produção e injeção, levando-se em conta a Portaria ANP nº 25/02;

D) Deverão ser mencionadas as opções de reaproveitamento das estruturas existentes ou, por outro lado, as perspectivas de como se dará sua destinação final;

E) Deverá estar prevista a emissão de relatórios periódicos que atualizem o Projeto de Desativação à luz de novas tecnologias e legislações específicas que venham a surgir durante o período de operação do empreendimento, ou ainda, à luz da definição de novos usos para as estruturas existentes (CGPEG/IBAMA, 2013, [s.p.]).

O Projeto de Desativação, além desses itens físicos, deverá contemplar, também, as medidas necessárias à mitigação dos efeitos socioeconômicos negativos associados à desativação do empreendimento (CGPEG/IBAMA, 2013). Além disso, é exigido que seja apresentada uma matriz de impactos, pois é através dela que são avaliados se os impactos são de alta, média ou baixa magnitude (CGPEG/IBAMA, 2013).

Embora o TR seja a principal referência na avaliação do Projeto de Desativação, não há nenhuma normativa que determine seu conteúdo mínimo. O que vem sendo praticado é resultado da discricionariedade do órgão. A CGPEG esclarece que os requisitos constantes no TR são mínimos, não havendo impedimento para a apresentação de inovações e adoção de novos procedimentos que atendam à dimensão ambiental (CGPEG/IBAMA, 2013).

A apresentação do Projeto de Desativação não é obrigatória quando se requer a Licença Prévia (LP), mas se torna obrigatória quando é feito o pedido de Licença de

Instalação (LI) e para a concessão da Licença de Operação (LO) (CGPEG/IBAMA, 2013).

Quando é chegado o momento de desativar, a CGPEG/IBAMA requer ao empreendedor que 90 dias antes seja apresentada uma atualização do Projeto de Desativação, informando se houve uma alteração no projeto inicial, inserção de alguma inovação tecnológica ou qualquer outra informação relevante para o processo. No entanto, essa solicitação de atualização no projeto não é uma obrigação imposta por qualquer instrumento normativo. Logo, caso o empreendedor não a cumpra, não lhe serão imputadas maiores consequências (CGPEG/IBAMA, 2013).

Caso haja interesse do empreendedor de postergar o uso da instalação e produzir por mais tempo do que inicialmente previsto, é necessário que seja requisitada uma nova concessão de licença, porque não é feita uma renovação automática.

Não existe uma política de Estado sobre a postergação do uso das reservas, o alargamento do prazo de exploração fica a critério da empresa. A interferência que existe do governo na atuação junto ao licenciamento e uso do petróleo se dá através de uma reunião interministerial chamada de “sala de situação”, onde se reúnem: IBAMA, ANP, Ministério de Minas e Energia, Ministério do Planejamento, Presidência da República e a empresa (na maioria das vezes a Petrobras). Uma vez por mês tratam do estabelecimento das prioridades de licenciamento ambiental dos projetos ligados ao PAC (Programa de Aceleração do Crescimento). Nessa reunião, são definidos os projetos com prioridade e demarcados prazos para a avaliação da concessão ou não de licença. Segundo a CGPEG/IBAMA, não há uma pressão política para que as licenças sejam concedidas sem uma apreciação profunda e real. Além disso, a CGPEG avaliou que essa iniciativa da “sala de situação” é bastante positiva, porque fica claro que não há demora burocrática do órgão ambiental, mas identificam que são as empresas que, em geral, demoram a atender as condicionantes requeridas (CGPEG/IBAMA, 2013).

Os requisitos básicos de um Projeto de Desativação são aqueles estabelecidos no TR, pelo qual são exigidas (por determinação discricionária): uma Avaliação de Impactos Ambientais específicos na fase da Desativação; uma Avaliação de Riscos específicos para a fase da Desativação; além da apresentação dos procedimentos detalhados de limpeza, desconexão e retirada dos dutos, cabos e outras estruturas, de

modo a se evitar o vazamento de óleo ou biocida. Também é necessário apresentar um detalhamento das embarcações de apoio que serão utilizadas na desativação, caso não tenham sido previstas no licenciamento. Essas embarcações têm que ser licenciadas e vistoriadas. Na fase de Desativação, não há exigência de se ter um projeto para a plataforma e outro para as estruturas acessórias (dutos, cabos, etc.), estão todos incluídos no mesmo Projeto de Desativação. O órgão ambiental não admite o afundamento da plataforma, exceto nas hipóteses de retirada por inviabilidade técnica ou risco de vida para os trabalhadores que irão efetuar a retirada da estrutura (CGPEG/IBAMA, 2013).

O modelo de TR sofre uma atualização constante das exigências ao longo do tempo, pois, quando é identificada uma nova necessidade a ser saneada, ela é inserida como condicionante para os próximos processos de licenciamento. Assim, a partir da detecção de novos problemas e necessidades, é feita uma renovação contínua. São exemplos de últimas revisões: a solicitação da Avaliação de Impacto Ambiental específico para a desativação (sendo tratado como requisito mínimo do Projeto de Desativação); a apresentação de uma versão atualizada do PD antes de 90 dias de iniciar efetivamente a desativação; a apresentação de um projeto de pós-desativação (CGPEG/IBAMA, 2013).

A CGPEG esclarece que, na análise da desativação, são contempladas duas grandes fases de incidência: pré e pós-desativação. Na pré-desativação, quando a plataforma ainda está operando, deve ser analisada a qualidade da água, do sedimento, da fauna (principalmente bentônica). A fase de operação é dividida em dois momentos: é realizada uma campanha na pré-desativação e outra na pós-desativação (na qual é prevista uma análise da qualidade). Nessas fases, há uma constante tentativa de melhorias através de um pedido de amostragem da malha ambiental. A princípio, são solicitados 10 pontos de amostragem, no entanto, percebe-se que há resistência da empresa para fazer essa análise, principalmente se suas ações no mercado de ações estiverem em baixa. Há a impressão de que a questão ambiental é vista como um custo, pois se tem como norte que o objetivo principal é a extração do petróleo e não a preservação do meio ambiente, ainda que advenham futuramente danos ambientais irreversíveis (CGPEG/IBAMA, 2013).

Em se tratando especificamente da exploração pela empresa estatal Petrobras, a CGPEG ressalta que, formalmente, há uma política de desativação por parte desta empresa. Porém registra que não há um fluxo de informações dentro da empresa sobre a desativação, porque alguns projetos são apresentados sem os requisitos mínimos para a desativação, embora já tenham sido pedidos anteriormente em outros processos da mesma empresa. Foi observado pela CGPEG que o fator cultural também influencia bastante no trabalho: se há um gerente de plataforma com maior preocupação ambiental, isso irá se refletir em práticas mais saudáveis para o meio ambiente, enquanto que o contrário não ocorrerá (CGPEG/IBAMA, 2013).

Formalmente, não é permitido o abandono permanente das estruturas, exceto por impossibilidade técnica ou risco de vida dos trabalhadores. No PD são informados os dutos que serão reutilizados e, conseqüentemente, encaminhados para limpeza e reparos para serem acoplados a outra unidade produtora; ou que os dutos não serão mais utilizados, mas abandonados temporariamente no leito marinho para posterior retirada. O IBAMA então solicita: um inventário do que está sendo abandonado, qual o tamanho, tipo de especificação, o local de depósito, qual a previsão de retirada e o impacto associado (CGPEG/IBAMA, 2013).

Até fevereiro de 2013, foram realizados 9 projetos de desativação, sendo que, dentre eles, a maior parte foi de teste de longa duração (TLD), que é simples e usado para verificar a viabilidade de produção do poço. O teste pode durar no máximo 6 meses; o mais comum são 90 dias, 4 meses no máximo. Nos TLD não se pede o monitoramento ambiental, por considerarem uma atividade de curta duração. Normalmente, o TLD se transforma no piloto de operação. É difícil precisar quantos projetos de desativação serão realizados nos próximos anos. O IBAMA não detém essa informação, porque não há uma gestão informatizada dos projetos, não existem instrumentos disponíveis para realizar um rastreamento de eventos futuros. Além disso, grande parte dos licenciamentos ambientais da Bacia de Campos foi realizada dentro de um TAC, por blocos, o que dificulta a individualização da informação (CGPEG/IBAMA, 2013).

Com relação aos resíduos que são gerados, a CGPEG informou na entrevista realizada que, no Brasil, é proibido descartar resíduos no mar, exceto aqueles

resultantes de restos de alimentos que são triturados e descartados, de acordo com a normatização da MARPOL. As águas usadas, também conhecidas como águas cinzas (resultantes do uso de serviços em cozinha, chuveiros, etc.) e águas negras (resultantes de águas usadas em sanitários), passam por tratamentos para reduzirem suas carga orgânica e realizar desinfecção. Existem três tipos de tratamento: químico, biológico (por bactérias) e físico (tratamento ultravioleta), sendo este último considerado o ideal por produzir o mínimo de resíduos. Há também um limite de descarte, de no máximo 15 ppm, que é um índice menor do que o previsto na lei. A rastreabilidade dos resíduos está prevista pela Notas Técnicas 8/08 e 1/11. Esta última, inclusive, está sendo revista para se tornar uma instrução normativa (CGPEG/IBAMA, 2013).

Existe uma previsão de vistoria de todas as embarcações para verificar se há uma adequação da gestão ambiental. Assim segue o fluxo de vistoria: primeiro, da Marinha do Brasil; após, a embarcação passa pela vistoria da ANP, para verificar a segurança operacional; por fim, pela vistoria do IBAMA, para verificar a gestão ambiental. Nesse momento, a CGPEG identificou que há uma dificuldade cultural em relação às diversas nacionalidades das embarcações quanto ao cumprimento das normas brasileiras. A coleta seletiva, por exemplo, no Brasil, através da resolução CONAMA que a estabelece, é normatizada em um sistema de cores único, só praticado aqui no Brasil. Então, há a necessidade de orientar quanto a essa peculiaridade. É exigido um treinamento quanto à gestão ambiental e é verificado posteriormente se ele foi realmente realizado. Outra verificação que ocorre é a da sala de máquinas das embarcações, para saber se a gestão dos efluentes líquidos está sendo realizada adequadamente. Existe um rastreamento dos resíduos, por força do TAC, que deve ser realizado até o dia 31 de março de cada ano, data em que as embarcações e plataformas têm que enviar as informações consolidadas com a descrição de todos os resíduos e efluentes produzidos por Bacia e por plataforma. É preciso, ainda, apresentar toda a rota de descarte de todas as empresas envolvidas, inclusive com a descrição dos trajetos de transporte até o seu depósito final (CGPEG/IBAMA, 2013).

No que diz respeito ao monitoramento, a CGPEG informou que ele consta como uma das obrigações da empresa, pois todo passivo ambiental é da empresa, por tempo indeterminado. No entanto, a CGPEG acentua que há uma falha sobre esse tipo de

responsabilização, na prática, que precisa ser pensada com mais profundidade e avançar em mecanismos mais eficazes.

Com relação ao monitoramento dessas estruturas e poços submersos, é prevista uma única vistoria pós-produção. Havendo algum vazamento de óleo, a empresa que produziu naquele poço é que será responsabilizada e, segundo a CGPEG, se a empresa não atuar mais no Brasil, ela será acionada em qualquer país em que atuar. Entretanto, no caso brasileiro, havendo um vazamento, quem presta o primeiro atendimento é a Petrobras, mesmo que o poço em questão não seja explorado por ela, por possuir uma estrutura de atendimento mais completa. Embora ela não seja obrigada, legalmente, a prestar esse atendimento quando o poço explorado não for dela. A CGPEG avalia que seria interessante que houvesse uma estrutura unificada de atendimento a desastres de plantão que atendesse a qualquer tipo de vazamento, independente de estar ligado a qualquer empresa (CGPEG/IBAMA, 2013).

Segundo a avaliação da CGPEG, a fase da desativação não está sendo negligenciada, todos os casos que até agora ocorreram foram atendidos. Além do mais, surgiram adaptações a serem feitas e, continuamente, estão sendo realizadas melhorias nas exigências técnicas, visando a um aprimoramento na gestão ambiental. Entretanto, a atuação da CGPEG é considerada fragilizada em função da falta de legislação federal sobre o tema (CGPEG/IBAMA, 2013).

Diante do exposto, concluímos que há uma lacuna legislativa sobre a normatização do descomissionamento da exploração de petróleo *offshore*. Entendemos que uma temática dessa relevância não pode ser simplesmente disposta em regulamentos técnicos da ANP. Desse modo, é necessário que sejam criados dispositivos normativos que dimensionem a questão ambiental, considerando: o modelo constitucional de desenvolvimento sustentável, os princípios do direito ambiental, as garantias e direitos já estabelecidos na Política Nacional de Meio Ambiente e os dispositivos previstos nas Convenções Internacionais. Esta tese tem como resultado final a propositura de dois instrumentos normativos, saneadores dessa omissão legal, que serão detalhados na próxima seção.

### 4.3 Proposta dos instrumentos normativos aplicáveis ao descomissionamento da exploração de petróleo *offshore*

Foram escolhidos dois instrumentos normativos para regulamentar o descomissionamento da exploração de petróleo *offshore*: um projeto de lei ordinária, que emenda as leis federais ordinárias nºs 9.478/97 e 12.351/10; e uma proposta de Resolução emanada do CONAMA, para compor o complexo normativo sobre o licenciamento ambiental do petróleo, junto com as Resoluções CONAMA nºs 237/97, 23/94, 350/04 e Portaria MMA nº 422/11.

Optamos por uma proposta de lei ordinária, já que esta espécie de lei é “[...] um ato normativo primário e contém, em regra, normas gerais e abstratas” (MENDES; FOSTER JÚNIOR, 2002, p. 93) e também pelo fato de que o instrumento normativo para emenda aos textos do § 2º, art. 28, da lei nº 9.478/97, e § 2º, art. 32, da lei nº 12.351/10, deveria ser outra lei ordinária, conforme prática legislativa.

A opção por uma “Resolução”, no âmbito do CONAMA, a fim de disciplinar as questões de monitoramento e recuperação ambiental, deu-se em função do conceito disposto no art. 10, I, do Regimento Interno CONAMA (Portaria MMA nº 452/2011):

Art. 10. São atos do CONAMA:

I - Resolução:

- a) quando se tratar de deliberação vinculada a diretrizes e normas técnicas, critérios e padrões relativos à proteção ambiental e ao uso sustentável dos recursos ambientais;
- b) quando determinar, se julgar necessário, a realização de estudos das alternativas e das possíveis consequências ambientais de projetos públicos ou privados, requisitando aos órgãos federais, estaduais e municipais, bem assim a entidades privadas, as informações indispensáveis para apreciação dos estudos de impacto ambiental e respectivos relatórios, no caso de obras ou atividades de significativa degradação ambiental, especialmente nas áreas consideradas patrimônio nacional;

Dessa forma, entendemos que uma Resolução CONAMA, dispendo sobre a fase de descomissionamento da exploração de petróleo *offshore*, será mais adequada por ser um instrumento que não possui a rigidez de todo o processo legislativo, conforme proposto na CF/88. Mas também não fica tão sujeita às discricionariedades do órgão ambiental de fiscalização (CGPEG/IBAMA).

#### 4.3.1 Competência da União

A competência legislativa em matéria ambiental está prevista no art. 24 da CF/88, que atribui competência concorrente à União, Estados e ao Distrito Federal para legislar sobre: florestas, caça, pesca, fauna, conservação da natureza, defesa do solo e dos recursos naturais, proteção do meio ambiente, controle da poluição e responsabilidade por dano ao meio ambiente (incisos VI e VIII, art. 24, CF/88). Entretanto, para legislar sobre jazidas, minas e outros recursos minerais, tal como o petróleo, a competência é privativa da União (art. 22, XII, CF/88).

Antunes (2008, p. 78) chama atenção sobre a questão da terminologia e do uso indiscriminado da expressão *meio ambiente* na CF/88. Isso poderá gerar conflitos, uma vez que a CF reconhece uma competência privativa da União para legislar sobre minas, jazidas e outros recursos minerais e uma competência concorrente da União, Estados e Distrito Federal para o meio ambiente. Embora, essencialmente, o termo *meio ambiente* inclua o tema recursos minerais.

Nesta tese, optamos por seguir a competência da União para legislar sobre o descomissionamento, por ser o petróleo o recurso mineral envolvido (art. 22, XII, CF/88). Por esse motivo, a proposta de lei explicitada no Apêndice I deverá tramitar no Congresso Nacional.

Com relação à proposta de Resolução CONAMA, prevista no Apêndice II, entendemos que, em virtude do disposto no inciso I, art. 8º, da Lei 6.938/81 (PNMA), é atribuição do CONAMA estabelecer, mediante proposta do IBAMA, normas e critérios para o licenciamento de atividades potencialmente poluidoras, tais como as atividades petrolíferas. Assim, a proposta de Resolução trataria sobre a possibilidade de instituição de uma licença de desativação no processo de licenciamento ambiental do petróleo, bem como estabeleceria normas e critérios relativos ao controle e à manutenção da qualidade do meio ambiente sobre o uso racional dos recursos ambientais (inciso, VII, art. 8º, Lei 6.938/81).

#### 4.4 Detalhamento dos Instrumentos

Diante do exposto, procuramos, através das propostas, promover um fortalecimento da regulamentação sobre a fase do descomissionamento do petróleo, integrando a exploração do recurso energético às preocupações ambientais de conservação e preservação do ambiente.

Não vislumbramos a necessidade de ser criado, neste momento, nenhum órgão de controle ou monitoramento. A atual disposição de competências do IBAMA e ANP contempla a fiscalização e o controle das atividades de descomissionamento. Muito embora em outros países haja institutos específicos que trabalham no monitoramento, a exemplo dos Estados Unidos, que possuem o NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*), órgão que está ligado ao BSEE (*Bureau of Safety and Environmental Enforcement*) (NOAA, 2013). Assim também como o caso do Reino Unido, que possui o *Offshore Decommissioning Unit*, um órgão responsável somente pelo descomissionamento *offshore*, ligado ao DECC (*Department of Energy and Climate Change*).

Dessa maneira, futuramente, é possível que, com o avanço dos projetos de descomissionamento nos campos brasileiros, sobrevenha a necessidade da criação de um órgão ou divisão administrativa que seja especializado nesse assunto e que deverá contemplar os campos do saber da biologia marinha, da oceanografia e da geologia e outras áreas afins.

Em termos de conteúdo normativo, a principal diretriz norteadora para a construção das propostas foi a preocupação de que essa normativa buscasse efetivar o desenvolvimento sustentável. Assim, o descomissionamento deve garantir que o ambiente, durante e após a exploração, tenha uma boa qualidade para que as presentes e futuras gerações possam usufruir dele. Nesse sentido, consideramos importante que a legislação possa se tornar um instrumento efetivo para assegurar esse direito fundamental. Por isso, resolvemos pela emenda do texto das leis nº 9.478/97 e 12.351/10 e pela adição no sistema de resoluções CONAMA regulamentadoras do processo de licenciamento ambiental.

Para a emenda das leis federais nº 9.478/97 e 12.351/10, optamos por inserir junto à previsão do término da atividade exploratória incisos que correspondessem à necessidade de se mencionar o descomissionamento. Além disso, estabelecemos que os órgãos regulador e ambiental deveriam ser ouvidos caso a caso.

Em função do Princípio da Precaução, estabelecemos que a regra geral seria a retirada completa das estruturas, sob pena de aplicação de multa e de impedimento na participação em novas concessões. Afinal, caso não exista a previsão de uma norma mais restritiva, é possível que as empresas prefiram realizar o pagamento de multas em vez de retirar toda a instalação, uma vez que os custos de retirada com alugueis de embarcações, mão de obra especializada, transporte especializado, dentre outros, podem ser bastante superiores aos de uma multa administrativa (CGPEG/IBAMA, 2013).

Previmos duas exceções quanto à retirada completa das instalações. Primeiro, quando a retirada implicar em grave risco para a saúde humana ou para o meio ambiente. Em uma segunda exceção, optamos por possibilitar a remoção parcial da estrutura, mas somente nos casos em que pudessem ser criados recifes artificiais, mediante aprovação e sob os critérios definidos pela ANP, pela Autoridade Marítima (para fins de segurança da navegação) e pelo IBAMA, pois entendemos que o oceano não pode ser um depósito de instalações petrolíferas.

Ainda no âmbito das legislações federais, uma preocupação que se fez presente foi a não recuperação ambiental da área, havendo qualquer indício de dano ambiental. Assim, mesmo depois do poço ou campo descomissionado, ficaria a empresa exploradora responsável pela recuperação ambiental, em função do princípio do poluidor-pagador.

Com relação à proposta de resolução CONAMA, optamos pela instituição de um processo de licenciamento para a desativação. Pois, acompanhando os entendimentos de Vilani (2010, p. 205), o licenciamento ambiental se apresenta como um instrumento “[...] eficaz e democrático para o processo decisório aplicado à autorização de empreendimentos causadores de significativa degradação ambiental”. Assim, por exigir uma avaliação sistemática dos possíveis impactos e ter a possibilidade

de exercer um efetivo controle sobre a atividade, é que o licenciamento de desativação se mostra como um instrumento adequado para o descomissionamento.

Na construção desse instrumento normativo, utilizamos alguns enunciados apontados por Antunes (2008, p. 44), que apresenta possíveis diretrizes quanto à aplicação do Princípio da Precaução pela União Europeia. São elas:

- (i) avaliação de riscos ambientais em relação a riscos socioeconômicos;
- (ii) avaliação dos riscos da ação em relação aos da inação;
- (iii) avaliação dos riscos de curto prazo em relação aos riscos de longo prazo;
- [...]
- (v) avaliação do conhecimento técnico sobre a gestão dos riscos;
- (vi) avaliação das implicações da precaução para a governabilidade, considerando as partes que serão mais afetadas pela atividade pretendida;
- (vii) consideração das exigências de monitoramento e pesquisas, quando da inexistência de capacidade técnica e financeira para implementá-las;
- [...]

Machado (2010, p. 94) propõe o cumprimento de cinco itens, fundamentados na efetivação do Princípio da Precaução, que incorporamos na construção de um modelo de Recuperação Ambiental da área de desativação. São eles: (1) identificação e inventário das espécies, quanto à conservação e identificação de contaminantes, quanto ao controle da poluição; (2) identificação e inventário de ecossistemas, com a elaboração do mapa ecológico; (3) integração dos planejamentos econômico e ambiental; (4) ordenamento do território ambiental para a valorização das áreas conforme aptidões; (5) elaboração do Estudo de Impacto Ambiental.

O Estudo de Impacto Ambiental até é realizado no processo de licenciamento para a obtenção da Licença de Operação. Entretanto, não há – nem nas normas emanadas do órgão ambiental, nem nas da ANP – dispositivo mais específico que possa garantir a qualidade ambiental no momento do descomissionamento.

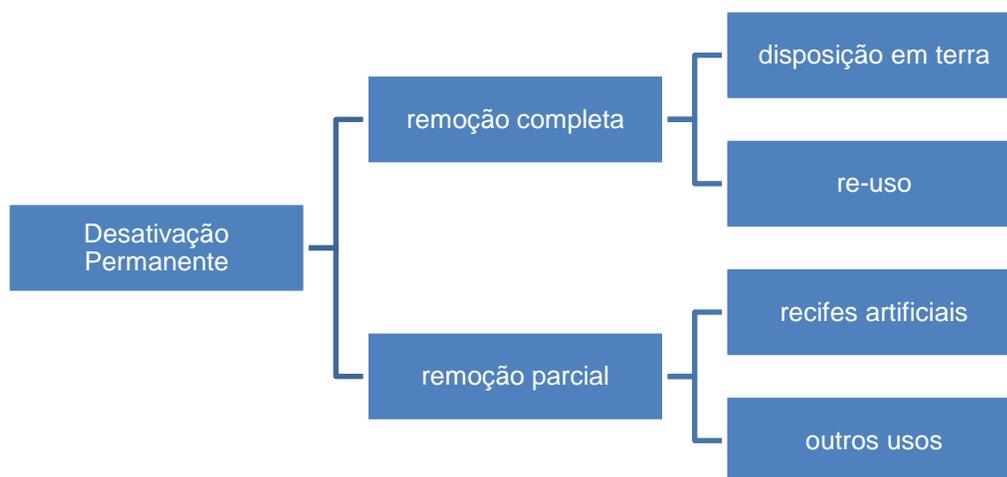
Luczynski (2002, p. 62) defende que a legislação sobre o abandono deveria contemplar, no mínimo, os seguintes aspectos: proteção da fauna marinha em todo o processo; em caso de transformação da estrutura num recife, definir a profundidade do mesmo, bem como a continuidade e segurança da navegação no entorno; garantia de um monitoramento, por uma equipe multidisciplinar, do processo de desativação e manutenção das condições do *habitat*.

Atualmente, de acordo com o item 4.2 do Regulamento de Desativação de Instalações (Portaria ANP nº 27/06), há a possibilidade de haver a desativação definitiva ou temporária.

No caso da desativação permanente, optamos pela regra geral da remoção completa e a destinação para as estruturas seria a disposição completa em terra ou o reuso e adaptação para outra instalação. Havendo risco iminente para a saúde humana ou para o meio ambiente, poderá haver no processo de desmonte da estrutura a possibilidade de remoção parcial, dando outro uso ao que restou ou deixar no local para criar um recife artificial.

Segue, abaixo (Figura 19), um esquema de desativação permanente.

Figura 19 - Esquema de desativação permanente

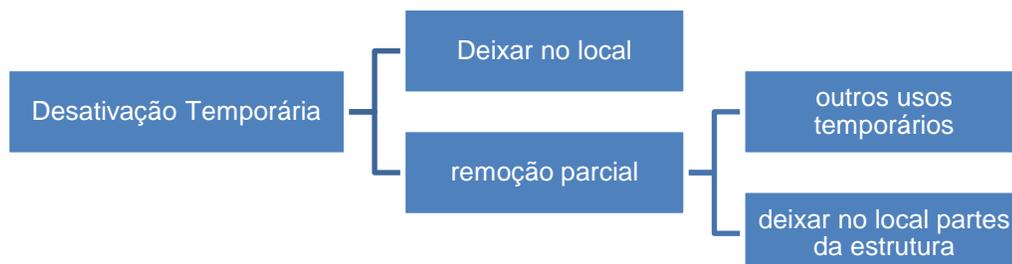


Fonte: elaboração própria.

A desativação temporária confere ao empreendedor a possibilidade de retomar a produção, pois, seja por critérios técnicos ou econômicos, por um momento específico, o empreendedor desejou obstar a produção. Entretanto, entendemos que essa decisão não poderá permitir o simples abandono das estruturas no ambiente. Assim, existindo uma remoção parcial, será possível a destinação para outros usos temporários ou, ainda, deixar partes da estrutura no local aguardando destinação futura. A estrutura também poderia ser deixada integralmente no local aguardando

destinação, desde que houvesse o controle e monitoramento das instalações, bem como a determinação de um tempo específico para a retomada da produção.

Figura 20 - Esquema de desativação temporária



Fonte: elaboração própria.

Entendemos que o processo de descomissionamento se estende por dois momentos distintos: na fase de desativação e desmonte das estruturas e em uma fase posterior, realizando a recuperação ambiental da área e o controle e monitoramento ambiental da área. E, portanto, é necessário que o instrumento normativo também acompanhe essa dinâmica. Por isso, pensamos que a licença de desativação deverá ser constantemente alimentada com estudos de monitoramento, realizados pelo explorador. Segue, abaixo (Figura 21), um fluxo das fases do processo de licenciamento do descomissionamento.

Figura 21 - Fluxo das fases do processo de licenciamento do descomissionamento



Fonte: elaboração própria.

Para garantir a qualidade ambiental da área descomissionada, entendemos que seria necessário um monitoramento ambiental desses locais, pois consiste em uma importante ferramenta para determinar os impactos ambientais reais no ambiente, e

pode ser tomado como uma das medidas mitigadoras e compensatórias pelo empreendedor (SCHAFFEL, 2002, p. 97).

A proposta de instrumento de licenciamento pensada contempla a apresentação de documentos que sejam capazes de realizar uma avaliação e diagnóstico ambiental, considerando os estudos apresentados anteriormente, como forma a se estabelecer um parâmetro de qualidade. Assim, a sociedade terá acesso aos dados ambientais de antes, durante e depois da desativação.

Com relação aos documentos a serem apresentados no licenciamento de desativação, previmos: o Estudo de Viabilidade Ambiental da Desativação (EVAD); o Relatório de Avaliação Ambiental da Desativação (RADD); o Projeto de Desativação (PD); o Relatório Final de Desativação (RFD); o Projeto de Recuperação Ambiental (PRA); o Programa de Controle e Monitoramento Ambiental Pós-Produção (PCMAPP);, por fim, o Relatório de Controle e Monitoramento Ambiental Pós-Produção (RCMAPP).

A exemplo do previsto na Resolução CONAMA nº 23/94, nos artigos 6º, III e IV, para a fase da desativação, seriam previstos o Estudo de Viabilidade Ambiental da Desativação (EVAD) e seu respectivo Relatório (RADD). Nesse momento, o empreendedor deveria apresentar para o órgão licenciador a justificativa para a desativação, o diagnóstico da área a ser desativada e quais são as suas intenções de destinação para a área descomissionada. Deverá demonstrar se a desativação será definitiva ou temporária, se haverá, ou não, possibilidade técnica de retirada completa das estruturas, apresentar a descrição dos impactos ambientais ocasionados com o processo de desativação e a previsão da metodologia de controle e monitoramento a ser adotada.

Depois da avaliação do IBAMA do EVAD-RADD e sendo determinada pelo órgão a maneira de desativação que mais se compatibilize com a proposta do desenvolvimento sustentável, o empreendedor deve entregar o Projeto de Desativação (PD), que já é um instrumento adotado para as desativações. O PD, atualmente, é elaborado nos termos da Resolução ANP nº 27/06 e nele devem constar: a referência, a justificativa para a desativação, o escopo (com a descrição dos poços, linhas e outras instalações implicadas), a descrição dos procedimentos e o cronograma. Basicamente, pela proposta aqui apresentada, a maioria desses itens mínimos ainda continuaria

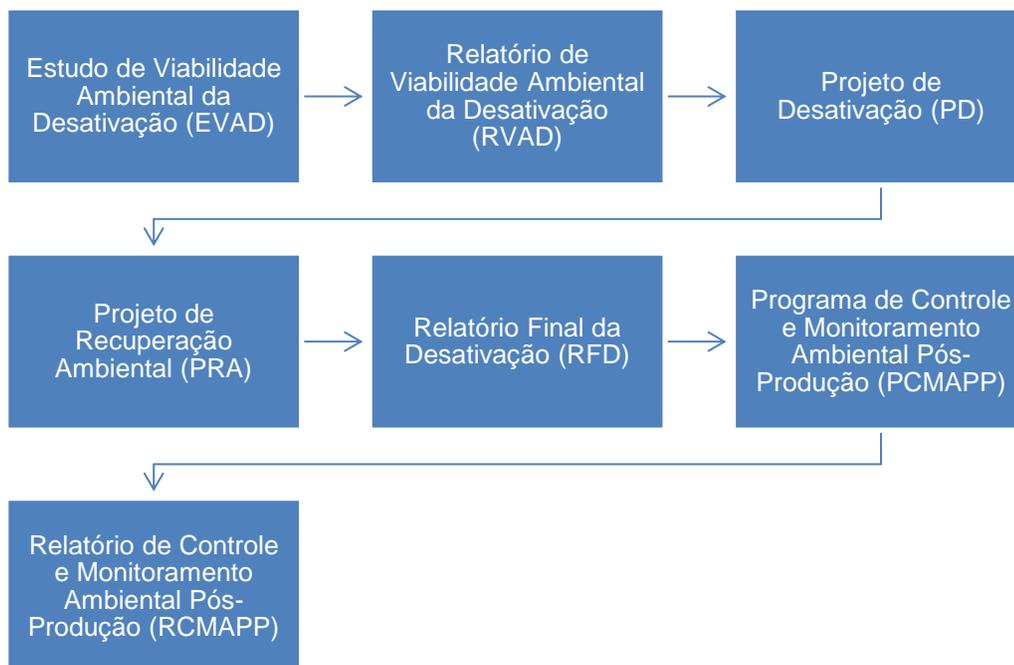
sendo exigida, exceto a justificativa para a desativação, que deverá ser feita no EVAD-RADD. E deverão ser previstos os métodos de desativação e a previsão da destinação final dos resíduos nela gerados, bem como a designação de terceiros para o descarte desses resíduos, caso seja necessário.

Depois que o PD, a desativação e a retirada da instalação forem aprovados e o desmonte for realizado efetivamente, o empreendedor ficará obrigado a entregar um Relatório Final de Desativação – que também é previsto na Resolução ANP nº 27/06 e nele deve constar a descrição das atividades realizadas, especificando os poços, linhas e outras instalações. Além dessa descrição, no PD também devem conter todas as ocorrências no processo de desativação, as medidas de controle da poluição que foram adotadas no processo, o relato dos impactos ambientais ocorridos e a comprovação da destinação final dos resíduos, inclusive com a indicação de licença ambiental das empresas onde esses resíduos foram descartados.

A proposta da Resolução prevê que o empreendedor também apresente um Projeto de Recuperação Ambiental (PRA), no qual deverão estar descritas todas as propostas de ações a serem executadas para se realizar a recuperação ambiental das áreas a serem descomissionadas.

E, por fim, o Programa de Controle e Monitoramento Ambiental Pós-Produção (PCMAPP) e seu respectivo Relatório (RCMAPP) deverão trazer todas as medidas mitigadoras, os fatores e parâmetros a serem considerados nessa fase de pós-produção, bem como as ações de controle e monitoramento ambiental do local. No relatório, deverão constar todos os resultados dos monitoramentos realizados. Enquanto durar a Licença de Desativação (LD), deverá ser emitido anualmente um RCMAPP a ser entregue ao IBAMA. A seguir, a Figura 22 apresenta o fluxo de apresentação dos estudos a serem apresentados no processo de licenciamento do descomissionamento da exploração de petróleo *offshore*.

Figura 22 - Estudos do processo de descomissionamento



Fonte: elaboração própria.

Todos esses documentos deverão passar pela análise e aprovação do IBAMA, que pode, inclusive, sugerir adaptações e sugestões aos documentos para que eles possam estar de acordo com os princípios de direito ambiental e com a legislação.

#### 4.5 Conclusão

Os instrumentos normativos propostos – a proposta de lei ordinária federal e a proposta de uma resolução do CONAMA – têm como principal objetivo fortalecer o arcabouço jurídico brasileiro na questão do descomissionamento da exploração de petróleo *offshore*, acompanhando o ideário do desenvolvimento sustentável, previsto na Constituição Federal Brasileira, e o movimento mundial de proteção dos oceanos na fase de pós-extração do petróleo.

As propostas de uma lei ordinária e de uma Resolução do CONAMA partem da premissa de que o atual arcabouço jurídico brasileiro não consegue corresponder à especificidade dessa fase da exploração, pois se limita a dois regulamentos técnicos elaborados pela ANP. Esses regulamentos não tratam da questão ambiental na sua

forma complexa, acompanhando a sinergia dos processos vitais, assegurando para as presentes e futuras gerações um meio ambiente de qualidade.

Dessa forma, as propostas levam em consideração as seguintes questões: (1) a necessidade de determinação do conceito do descomissionamento; (2) a necessidade de ser garantida, para as presentes e futuras gerações, a qualidade do meio ambiente, ora explorado por uma atividade reconhecidamente poluente; (3) a necessidade de controlar a fase de pós-produção, que poderá ser extremamente danosa, monitorando os possíveis impactos ambientais gerados nessa fase; (4) a possibilidade de realizar uma efetiva recuperação ambiental das áreas alteradas em função da produção.

Tratamos, portanto, de gerar o mecanismo da licença ambiental de desativação, como forma de estabelecer o controle e o monitoramento ambiental da fase de pós-extração da atividade petrolífera.

Cabe esclarecer que as propostas tiveram como diretriz o conceito do desenvolvimento sustentável e trabalharam em cima de três eixos: o estabelecimento da opção de remoção completa das estruturas, a recuperação ambiental e o monitoramento ambiental. A seguir, a título exemplificativo, delineamos uma tabela comparativa entre os principais referenciais e as propostas.

Tabela 4 - comparação entre as normativas sobre o descomissionamento

Eixos	Regulamentação brasileira		Regulamentação internacional			Propostas da Tese
	Regulamentos ANP	Termo de Referência - IBAMA	UNCLOS	Res. A.672(16) IMO	OSPAR	
<b>Quanto à remoção</b>	Remoção completa ou parcial	O TR só fala em <i>retirada</i> .	O texto fala em remoção. Admite a remoção parcial	Remoção completa ou parcial	Remoção integral	Remoção integral
<b>Quanto à recuperação ambiental</b>	Dispõe	Não dispõe	Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário	Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário	Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário	Dispõe
<b>Quanto ao monitoramento ambiental</b>	Não dispõe	Não dispõe	Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário	Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário	Dispõe. (anexo IV)	Dispõe

A partir dessas comparações temos a oportunidade de identificar a inovação das propostas desta Tese. Identificamos que a regulamentação brasileira ainda possui

lacunas, que este trabalho busca suprir. No tocante à legislação internacional, há especificidades no âmbito dos países signatários, mas que auxiliaram na construção das propostas aqui sugeridas.

O principal objetivo dessas normatizações é assegurar o acesso das presentes e futuras gerações a um meio ambiente sadio, de forma que a atual exploração do recurso do petróleo não inviabilize esse acesso.

## 5 CONCLUSÕES

A indústria do petróleo é uma das mais importantes para a matriz energética brasileira e, pelas projeções apresentadas, esse recurso configurará como um importante elemento ainda durante algumas décadas. Mas, antes de tudo, é imprescindível reconhecer o petróleo como um recurso ambiental e, sendo assim, está sujeito a toda proteção assegurada pela Constituição. Além disso, o processo da sua extração é considerado como potencialmente poluente e, portanto, demanda uma proteção acentuada através dos inúmeros mecanismos que o Estado possui, dentre esses, a legislação.

Verificamos que a indústria do petróleo brasileira passou por uma grande reestruturação com as leis federais 9.478/97, 12.351/10, 12.304/10 e 12.276/10. Contudo, não obstante o petróleo ser um recurso ambiental, a preocupação ambiental não foi estabelecida como uma prioridade dentro da legislação, limitando-se a dispositivos genéricos, tais como 'garantir a proteção do meio ambiente'. Identificamos que a política energética encontra-se dissonante da política ambiental. Nas análises realizadas no Capítulo 1, percebemos que, embora a dimensão ambiental venha sendo inserida nas legislações, ainda não foi suficiente para a construção do desenvolvimento sustentável, que prima pela garantia do meio ambiente saudável para as presentes e futuras gerações.

A fase do descomissionamento da produção do petróleo se mostrou, ao longo desta tese, um momento em que podem ocorrer inúmeros danos ambientais, tais como: o derramamento de óleo no mar; a alteração do *habitat* marinho, com a remoção das plataformas; deposição de resíduos no leito marinho; presença de materiais radioativos; metais pesados e substâncias orgânicas. Entretanto, o Brasil não demonstra ter um suficiente aparato legal que garanta o meio ambiente saudável dentro dessa prática na indústria petrolífera, apesar de o descomissionamento na extração do petróleo já estar sendo praticado.

Atualmente, o Estado (através da ANP e do IBAMA) exerce o controle ambiental dessa fase da atividade petrolífera, fundamentado em dois regulamentos técnicos (Res. ANP 27/06 e Port. ANP 25/02), no âmbito do processo de licenciamento ambiental, no início da extração. Entretanto, esses regulamentos se demonstram

insuficientes para dimensionar a temática ambiental, principalmente no que tange ao monitoramento da etapa de descomissionamento das estruturas, no processo de extração do petróleo *offshore*.

Diante dessa lacuna legislativa e da possibilidade de produção de danos ambientais, realizamos a proposição de dois instrumentos legais. O primeiro, uma proposta de lei ordinária que emenda as atuais leis federais n<sup>os</sup> 9.478/97 e 12.351/10, para incorporar o descomissionamento em seus dispositivos, uma vez que não há uma previsão quanto à destinação final das estruturas que compõem o sistema de produção. Em seguida, por entendermos que o licenciamento ambiental é um instrumento eficaz para a realização do controle e manutenção de atividades exploratórias, sugerimos uma proposta de resolução CONAMA, que disponha sobre o processo de licenciamento de atividades de exploração na fase do descomissionamento. Essa resolução comporia o complexo de normas do processo de licenciamento da atividade petrolífera e, além de trabalhar na dimensão do controle e monitoramento, também tem o intuito de estabelecer alguns critérios para a recuperação ambiental das áreas descomissionadas.

Entendemos e apontamos que ainda existem inúmeros avanços a serem realizados em várias áreas do conhecimento sobre esse assunto, pois o descomissionamento é, essencialmente, um processo multidisciplinar. Esta tese não teve como principal objetivo sanear totalmente todas as questões que envolvem o descomissionamento da exploração de petróleo, pois, é um tema bastante complexo, que demanda muitos outros estudos de outras áreas do conhecimento, tais como a biologia, a oceanografia, a geologia, a engenharia, dentre outras. Assim, o que podemos concluir é que são necessários avanços em termos de engenharia, para que sejam desenvolvidas novas técnicas de desmonte e materiais menos agressivos à saúde humana e ao meio ambiente, dentre outros. Também seria necessário o aprofundamento de estudos relacionados ao monitoramento de espécies e suas interações com o ambiente descomissionado e relações com a dinâmica oceânica, dentre muitos outros estudos.

As propostas de normas realizadas por esta tese são apenas sugestões iniciais que, a partir das premissas dos processos legislativo e normatizador brasileiro, devem

passar por discussões e avaliações com os principais setores envolvidos, quais sejam o Poder Público, as empresas petrolíferas e a sociedade. O ponto importante que identificamos é que essas discussões e concretização da norma, devem ser norteadas pelo desenvolvimento sustentável e baseadas no sistema de direito ambiental brasileiro, a fim de concretizar o direito fundamental para as presentes e futuras gerações ao acesso a um meio ambiente sadio e de qualidade.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAMOVAY, Ricardo. Desenvolvimento sustentável: qual a estratégia para o Brasil? *Novos estud. - CEBRAP*, São Paulo, n. 87, p. 97-113, jul. 2010.

AJAJ, Claudia. *Monopólio do Petróleo e a emenda constitucional nº 9, de 1995*. Dissertação de mestrado submetida ao Curso de Pós-Graduação *stricto sensu* em Direito Político e Econômico da Universidade Presbiteriana Mackenzie, 2007.

ANP, AGÊNCIA NACIONAL DO PETROLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Campos na fase de produção – etapa de produção*. Rio de Janeiro, março 2013. Disponível em: <<http://bit.ly/17YNTW8>>. Acesso em: 04 mar. 2013a.

\_\_\_\_\_. *O regime regulador misto: concessão e partilha*. Rio de Janeiro, abril 2012. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=57842>>. Acesso em: 13 abr. 2012a.

\_\_\_\_\_. *Poços exploratórios em atividade*. Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=58879>>. Acesso em: 21 set. 2012b.

\_\_\_\_\_. *Presença não informada de gás sulfídrico motiva terceira autuação da Chevron*. Disponível em: <<http://bit.ly/180AOKy>>. Acesso em: 18 abr. 2013b.

ANTUNES, Paulo de Bessa. *Direito Ambiental*. 11.ed. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2008.

\_\_\_\_\_. *Dano Ambiental: Uma abordagem conceitual*. Rio de Janeiro: Editora Lumen Juris, 2002.

ARAGÃO, Amanda Pereira. *Estimativa da contribuição do setor petrolífero ao produto interno bruto brasileiro: 1955/2004*. Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia da UFRJ, 2005.

BARBIERI, Jose Carlos ; SILVA, Dirceu da . Desenvolvimento Sustentável e Educação Ambiental: uma trajetória comum com muitos desafios. *RAM - Revista de Administração Mackenzie*, v. 12, p. 51-82, 2011.

BARBOSA JR., Ilques; NOGUEIRA, Paulo Renato Pimentel. O ambiente marinho: uma visão da marinha – a “Amazônia Azul”. *Revista Parceria Estratégica*, v.15, p. 317 – 234, 2010.

BARROS, E. V. A matriz energética mundial e a competitividade das nações: bases de uma nova geopolítica. *ENGEVISTA*, v. 9, n. 1, p. 47-56, 2007.

BENJAMIN, Antonio Herman. Princípio da Proibição de Retrocesso Ambiental. In: SENADO FEDERAL. *O Princípio da Proibição de Retrocesso Ambiental*. Brasília: Senado Federal, 2012. p. 55-72.

BERCOVICI, Gilberto. *Direito Econômico do Petróleo e dos Recursos Minerais*. São Paulo: Quartier Latin, 2011.

BSEE. *Decommissioning and rigs to reefs in the gulf of México*. Disponível em: <<http://1.usa.gov/U6Zhfc>>. Acesso em: 16 jan. 2013.

BUCCI, Maria Paula. A Comissão Brundtland e o Conceito de Desenvolvimento Sustentável. In: DERANI, C. COSTA, J. (orgs). *Direito Ambiental Internacional*. Santos: Leopoldianum, 2001. p. 50-63.

BUREAU VERITAS. *Decommissioning on the UK Continental Shelf – an overview of regulations*. Version 02. January, 2011. 143 p. Relatório Técnico.

CARVALHO, Délton Winter. Regulação constitucional e risco ambiental. *Revista Brasileira de Direito Constitucional*, n.12, p. 13-31, jul./dez. 2008.

CASTRO, Aline Capela Fernandes de. *Determinação dos índices de sensibilidade ambiental ao derramamento de óleo do litoral da ilha de São Tomé* [Dissertação de Mestrado]. Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2010.

CGPEG/IBAMA. *Entrevista concedida a Beatriz Martins Teixeira*. Rio de Janeiro, 07 fev. 2013.

CHATTERJEE, P. *What are the Main Risks Facing a Host State When Designing a Regime for Offshore Decommissioning?* (January 28, 2011). Disponível em: <<http://bit.ly/1aIMx71>>. Acesso em: 26 jun. 2012.

CHEVRON. *Projeto Papa Terra*. Disponível em: <<http://bit.ly/17hiCh2>>. Acesso em: 12 fev. 2013.

COMISSÃO MUNDIAL SOBRE MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO. *Nosso Futuro Comum*. 2.ed. Rio de Janeiro: FGV, 1991.

COSTA, José Augusto Fontoura. Aspectos fundantes da Conferência de Estocolmo. In: DERANI, C. COSTA, J. (orgs). *Direito Ambiental Internacional*. Santos: Leopoldianum, 2001. p. 11-28.

CPA, Climate and Pollution Agency. *Decommissioning of offshore installations*. February, 2011. 50p. Relatório Técnico.

DALY, H. E. *Beyond growth*. Boston: Beacon, 1996.

DECC. *Oil and gas: decommissioning of offshore installations and pipelines*. Disponível em: <<http://bit.ly/12m8tQ8>>. Acesso em: 27 jan. 2013.

DIAS, José Luciano de Mattos; QUAGLINO, Maria Ana. *A questão do Petróleo no Brasil: uma história da PETROBRAS*. Rio de Janeiro: CPDOC: PETROBRAS, 1993.

DOURADO, J. D. A. *Risco e oportunidades na exploração do petróleo no Brasil e Atlântico Sul*. 2007. 150f. Tese (Doutorado em Geologia), Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.2007.

EKINS, P.; VANNER, R.; FIREBRACE, J. Decommissioning of offshore oil and gas facilities: a comparative assessment of different scenarios. *Journal of Environmental Management*, n. 79, p. 420-438, 2006.

FOLADORI, G. *Limites do desenvolvimento sustentável*. Campinas: UNICAMP, 2001.

FREY, K. Políticas públicas: um debate conceitual e reflexões referentes à prática da análise de políticas públicas no Brasil. *Planejamento e Políticas Públicas (IPEA)*, Brasília, v. 21, p. 211-259, 2000.

GE - General Electric. *Um robô em alto mar*. Disponível em: <<http://invent.ge/xQOZvR>>. Acesso em: 18 fev. 2013.

GOLDEMBERG, José; MOREIRA, José Roberto. Política energética no Brasil. *Estud. av.*, São Paulo, v. 19, n. 55, p. 215-228, dez. 2005 .

GOMES, M. V. C. *O Descomissionamento Ambiental*. 2006. 118f. Dissertação (Mestrado em Direito), Centro Universitário Norte Fluminense, Rio de Janeiro. 2006.

HAMZAH, B. A. International rules on decommissioning of offshore installations: some observatios. *Marine Policy*, 27, p. 339-348, 2003.

HAGUENAUER, L.; BAHIA, L.D.; CASTRO, P.F.; RIBEIRO, M.B. Evolução das cadeias produtivas brasileiras na década de 90. *Textos para discussão*. n.796. Brasília: IPEA, 2001.

HUGHES, Thomas. The evolution of large technological systems. In: BIJKER, W.; HUGHES, T.; PINCH, T. *The social construction of technological systems*. Massachusetts: MIT, p. 51-82, 1987.

IBAMA. *Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 525/11*.

\_\_\_\_\_. *Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 548/11*.

\_\_\_\_\_. *Procedimentos para Licenciamento de Atividades Petrolíferas*. Disponível em: <<http://www.ibama.gov.br/licenciamento/index.php>>. Acesso em: 13 abr. 2012.

IMO. *Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone*. Disponível em:

<[http://www.imo.org/blast/mainframe.asp?topic\\_id=1026](http://www.imo.org/blast/mainframe.asp?topic_id=1026)>. Acesso em: 08 mar. 2013. 2013a.

\_\_\_\_\_. *International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL)*. Disponível em: <<http://bit.ly/n2Z5RR>>. Acesso em: 27 jan. 2013. 2013b.

JURAS. Ilíia da Ascensão Garrido Martins. *Ecossistemas costeiros e marinhos: ameaças e legislação nacional aplicável*. Brasília: Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, 2012.

JUSTIÇA GLOBAL. *13 anos de impunidade pelo maior vazamento de óleo em duto da Petrobras na Baía de Guanabara*. Disponível em: <<http://bit.ly/15da7Al>>. Acesso em: 18 abr. 2013.

KEINERT, T. M. M. Sustentabilidade: Caminho ou utopia?. *RAC*, Curitiba, v. 12, n. 2, p. 575-577, abr./jun. 2008.

KOEHLER, P.H.W. *Diagnóstico da Situação Atual dos Resíduos Sólidos das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural nas Bacias Sedimentares Marítimas do Brasil*. Brasília: Ipea, 2012. 40 p. Relatório técnico.

KOLIAN, S.; PORTET S.; SAMMARCO, P. *Ecorigs platform removal brief nº 2*. Louisiana: Ecorigs Nos-Profit Organization, 2011. 20 p. Relatório Técnico

LAKHAL, S.; KHAN, M. I.; ISLAM, M. R. An “Olympic” framework for a green decommissioning of an offshore oil platform. *Ocean & Coastal Management*. n. 52, p. 113-123, 2009.

LEFF, Enrique. *Discursos Sustentáveis*. São Paulo: Cortez, 2010.

LUCZYNSKI, E. *Os condicionantes para o abandono das plataformas offshore após o encerramento da produção*. 2002. 220 f. Tese (Doutorado em Energia) – PIPGE/USP, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2002.

LUSTOSA, M. C.J. *Meio Ambiente, inovação e competitividade na indústria brasileira: a cadeia produtiva do petróleo*. 2002. 246 f. Tese (Doutorado em Economia) – IE/UFRJ, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2002.

MACHADO, C. J. S.; VILANI, R. M.; CHAME, M. Políticas públicas para o desenvolvimento sustentável brasileiro: o papel dos *royalties* do petróleo na institucionalização de uma política de preservação da biodiversidade. *Desenvolvimento e Meio Ambiente*, UFPR, n. 25, p. 11-26, jan./jun. 2012.

MACHADO, C. J. S.; VILANI, R. M. O novo marco regulatório brasileiro para a exploração das reservas petrolíferas brasileiras. *Revista da Faculdade de Direito da Universidade Federal de Minas Gerais (Impresso)*, UFMG, v. 1, p. 101-137, 2010

MACHADO, C. J. S.; VILANI, R. M.; GODINHO, R. S. Royalties do petróleo e política de preservação da biodiversidade, In: MACHADO, C.J.S. (Org.). *Ciências, Políticas Públicas e Sociedade Sustentável*. Rio de Janeiro: E-Papers, 2012, p. 149-189.

MACHADO, Paulo Affonso de Leme. *Direito Ambiental Brasileiro*. 18ª ed. São Paulo: malheiros editores, 2010.

MACHADO, Carlos José Saldanha. *Tecnologia, Meio Ambiente e Sociedade*. Rio de Janeiro: E-papers, 2004.

MARIANO, Jacqueline Barboza. *Proposta de metodologia de avaliação integrada de riscos e impactos ambientais para estudos de avaliação ambiental estratégica do setor de petróleo e gás natural em áreas offshore*. Tese de Doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.

MARTINS, Eliane M. Octaviano. Amazônia Azul: na iminência de expansão do território brasileiro. *Revista eletrônica do Conselho Federal da OAB*, n. 6, p. 407-413, 2009.

MATHIAS, Melissa Cristina Pinto Pires. *A formação da indústria global de gás natural: definição, condicionantes e desafios*. Rio de Janeiro: interciência, 2010.

MEDEIROS, A. R. *Ancoragem e fundação offshore*. 2009. 74f. Trabalho (Mestrado em Engenharia Civil), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2009.

MELLO, C. A. B. *Curso de Direito Administrativo*. São Paulo: Malheiros, 2010.

MENDES, G. F.; FORSTER JÚNIOR, J. *Manual de redação da Presidência da República*. Brasília: Presidência da República, 2002.

MILAN, Pedro; LOZANO, José Antonio; CARAVEO, Luz María. Más allá de la Economía Ecológica, la construcción de nichos de sostenibilidad. *Polis*, Santiago, v. 10, n. 29, agosto 2011 .

MILARÉ, Edis. Princípios fundamentais do direito do ambiente. *Justitia*, n. 59, p. 134-151, 1998.

MIRANDA, Daniel; SILVA, Raniere; ALMEIDA, Leandro. Impactos ambientais da exploração e produção de petróleo na Bacia de Campos-RJ. *Revista de divulgação do Projeto Universidade Petrobras e IFFluminense*, v. 1, p. 133-138, 2010.

MME, Ministério de Minas e Energia. *Matriz Energética Nacional 2030*. Brasília: MME/EPE, 2007.

MME/EPE, Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. Brasília: MME/EPE, 2011.

MONTGOMERY, Jonathan. *Lakeview gusher: a brief history*. Disponível em: <<http://www.counterspill.org/article/lakeview-gusher-brief-history>>. Acesso em: 27 abr. 2013.

MONTIBELLER FILHO, G. *O mito do desenvolvimento sustentável: meio ambiente e custos sociais no moderno sistema produtor de mercadorias*. Florianópolis: UFSC, 2004.

MOTA, Mauricio. Função socioambiental da propriedade: a compensação ambiental decorrente do princípio do usuário pagador na nova interpretação do Supremo Tribunal Federal. In: \_\_\_\_\_. (coord.). *Função Social do Direito Ambiental*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2009.

MOTA, M. Fundamentos teóricos do direito ambiental. Rio de Janeiro: Elsevier, 2008.

NASCIMENTO, Elimar Pinheiro do. Trajetória da sustentabilidade: do ambiental ao social, do social ao econômico. *Estud. av.* São Paulo, v. 26, n. 74, p. 51-64, 2012 .

NOAA. *Gulf Oil Spill*. Disponível em: <[http://www.education.noaa.gov/Ocean\\_and\\_Coasts/Oil\\_Spill.html](http://www.education.noaa.gov/Ocean_and_Coasts/Oil_Spill.html)>. Acesso em: 18 abr. 2013.

ONU. *Declaração do Rio de Janeiro*. Disponível em <<http://www.onu.org.br/rio20/img/2012/01/rio92.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2013.

OSMUNDSSEN, Petter; TVETERÅS, Ragnar; Decommissioning of petroleum installations – major policy issues. *Energy policy* , 31, p. 1579 – 1588, 2003.

PETERSON, C. H. et al. Long-term ecosystem response to the Exxon Valdez oil spill. *Science*. v. 302. p. 2082-2086. dez. 2003.

PETROBRAS. *Exploração e Produção de Petróleo e Gás – Tipos de Plataformas*. Disponível em: <<http://bit.ly/9Udsm1>>. Acesso em: 10 fev. 2013.

PETROBRAS. Projeto de Desativação FPSO P-34. 2011

PIMENTEL, Fernando. *O Fim da Era do Petróleo e a Mudança do Paradigma Energético Mundial: perspectivas e desafios para a atuação diplomática brasileira*. Brasília: Fundação Alexandre de Gusmão, 2011.

PRIEUR, Michel. O Princípio da Proibição de Retrocesso Ambiental. In: SENADO FEDERAL. *O Princípio da Proibição de Retrocesso Ambiental*. Brasília: Senado Federal, 2012. p. 11-54.

REALE, M. *Lições Preliminares de Direito*. 27.ed. São Paulo: Saraiva, 2005.

RODRIGUES, Gilberto Marcos Antonio. De Estocolmo 72 a Mondego Bay 82: o ingresso do meio ambiente na agenda global. In: DERANI, C. COSTA, J. (orgs). *Direito Ambiental Internacional*. Santos: Leopoldianum, 2001. p. 27-49.

ROMEIRO, Ademar Ribeiro. Desenvolvimento sustentável: uma perspectiva econômico-ecológica. *Estud. av.* São Paulo, v. 26, n. 74, p. 65-92, 2012 .

RUIVO, F. M. *Descomissionamento de sistemas de produção*. 2001.185f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo), Universidade Estadual de Campinas, São Paulo. 2001.

SACHS, Ignacy. Desenvolvimento sustentável: desafio do século XXI. *Ambient. soc.*, Campinas, v. 7, n. 2, Dec. 2004.

\_\_\_\_\_. *Caminhos para o desenvolvimento sustentável*. 3. ed. Rio de Janeiro: Garamond, 2002.

\_\_\_\_\_. Da civilização do petróleo a uma nova civilização verde. *Estud. av.* São Paulo, v. 19, n. 55, p. 197-214, dec. 2005 .

\_\_\_\_\_. *Desenvolvimento includente, sustentável, sustentado*. Rio de Janeiro: Garamond, 2008.

SCARPI, Vinicius. Equidade intergeracional: uma leitura republicana. In: MOTA, M. *Fundamentos Teóricos do Direito Ambiental*. Rio de Janeiro: Elsevier; 2008. p. 65-80.

SCHAFFEL, Silvia Blajberg. *A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil* [Dissertação de Mestrado]. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2002.

SHELL. Brent Spar Dossier 2008. Disponível em < <http://bit.ly/16XVQsj>>. Acesso em 18 jan. 2013.

SILVA, Juliana Marsico Correia da. *Petróleo e Gás na Bacia de Campos (RJ): percepção dos impactos ambientais pela população* [Dissertação de Mestrado]. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.

SILVA, R. S. L; MAINIER, F. B. Descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo. In: IV CONGRESSO NACIONAL EM EXCELÊNCIA EM GESTÃO, 2008, Niterói, RJ. *Anais do IV CNEG*. Niterói, Rio de Janeiro: Latec - Universidade Federal Fluminense, 2008. p. 18-39.

TEIXEIRA, Beatriz Martins; MACHADO, Carlos José Saldanha. Marco regulatório brasileiro do processo de descomissionamento ambiental da indústria do petróleo. *Revista de Informação Legislativa*, Brasília, ano 49, n. 196, p. 183-203, out./dez. 2012.

TOLMASQUIM, M. Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil. *Estud. av.* [online]. 2012, vol.26, n.74, pp. 247-260. ISSN 0103-4014.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno; PINTO JÚNIOR, Helder Queiroz. *Marcos Regulatórios da indústria mundial do petróleo*. Rio de Janeiro: Synergia: EPE, 2011.

TOMIYAMA, Solange. *Critérios para identificação dos princípios de direito ambiental* [Tese de Doutorado]. São Paulo: Pontifícia Universidade Católica de São Paulo; 2009.

VILANI, Rodrigo Machado. *Contribuição para o planejamento da exploração de petróleo e gás sob a perspectiva do desenvolvimento sustentável: proposta de um instrumento de regulação intertemporal aplicado às reservas brasileiras* [Tese de Doutorado]. Rio de Janeiro: Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2010.

VILLEY, M. A formação do pensamento jurídico moderno. São Paulo: Martins Fontes, 2005.

WIEGAND, Sandra. *An analysis to the main economic drivers for offshore wells abandonment and facilities decommissioning* [Dissertação de Mestrado]. Texas: University of Texas, 2011.

YERGIN, D. *O petróleo: uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro*. São Paulo: Paz e Terra, 2010.

ZAWAWI, N. A. W. A.; LIEW, M. S.; LUN, N. K. Conceptual Framework of a Sustainable Decommissioning Alternative for Offshore Platforms in Malaysia. In: APSEC-ICCER, Surabaya, Indonesia. 2012, p. 1-7.

**APÊNDICE A – PROPOSTA DE LEI QUE DISPÕE SOBRE O  
DESCOMISSIONAMENTO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO**

Projeto de Lei Nº \_\_\_\_\_

Dispõe sobre a alteração das leis federais nº 9.478/97  
e 12.351/10, para prever a fase do  
descomissionamento da extração do petróleo

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Considerando o ideal de sustentabilidade estabelecido pela Constituição da República Federativa do Brasil, de 10 de outubro de 1988.

Considerando a necessidade de parâmetros específicos para a regulamentação da exploração destes recursos naturais para garantir a qualidade de vida para as presentes e futuras gerações.

DECRETA:

Art. 1º. A Lei nº 9.748, de 06 de agosto de 1997, passa a vigorar com a seguinte redação:

Art. 24. ....

§ 2º A fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento e descomissionamento.

Art. 28. ....

§ 2º. Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário fará, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou a indenizar os danos decorrentes de suas atividades e a praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes.

§ 3º. Na desativação de instalações, estando ou não vigente o contrato de concessão, deverão ser as estruturas removidas, exceto nos casos em que a desativação implique em grave risco para a saúde humana e para o meio ambiente.

§ 4º. A desativação das instalações ficará condicionada à aprovação, caso a caso, pela ANP e pelo IBAMA. A não remoção das estruturas implica em aplicação de multa e no impedimento de participação da empresa concessionária em futuras concessões.

§ 5º. É possível a remoção parcial das instalações *offshore* exclusivamente para a criação de recifes artificiais, mediante aprovação e sob os critérios definidos pelo IBAMA e ANP.

§ 6º. Havendo qualquer indício de dano ambiental em poço e/ou campo desativado(s), será responsável pela recuperação ambiental a empresa concessionária.

§ 7º. Havendo extinção da concessão ou sucessão empresarial ou transferência do contrato de concessão serão solidariamente responsáveis todas as empresas que atuaram no poço e/ou campo pela recuperação ambiental no caso de dano superveniente.

Art. 2º. A lei nº 12.351/10, de 22 de dezembro de 2010, passa a vigorar com a seguinte redação:

Art. 27. ....

II – a de produção, que incluirá as atividades de desenvolvimento e descomissionamento.

[...]

Art. 32. O contrato de partilha de produção extinguir-se-á:

[...]

§ 3º. Na desativação de instalações, estando ou não vigente o contrato de partilha de produção, deverão ser as estruturas removidas, exceto nos casos em que a desativação implique em grave risco para a saúde humana e para o meio ambiente.

§ 4º. A desativação das instalações ficará condicionada à aprovação, caso a caso, pela ANP e pelo IBAMA. A não remoção das estruturas implica em aplicação de multa e no impedimento de participação da empresa concessionária em futuras contratações.

§ 5º. É possível a remoção parcial das instalações *offshore* exclusivamente para a criação de recifes artificiais, mediante aprovação e sob os critérios definidos pelo IBAMA e ANP.

§ 6º. Havendo qualquer indício de dano ambiental em poço e/ou campo desativados, será responsável pela recuperação ambiental a empresa contratada.

§ 7º. Havendo extinção do contrato de partilha de produção ou sucessão empresarial ou transferência do contrato de concessão serão solidariamente responsáveis todas as empresas que atuaram no poço e/ou campo pela recuperação ambiental no caso de dano superveniente.

Art. 3º. Esta lei entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, (data)

PRESIDENTE DA REPÚBLICA

## **APÊNDICE B – PROPOSTA DE RESOLUÇÃO CONAMA SOBRE O LICENCIAMENTO AMBIENTAL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NA FASE DE DESCOMISSIONAMENTO**

### **Resolução CONAMA nº ....., de (data)**

*Institui procedimentos específicos para o licenciamento de atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural, na fase de descomissionamento.*

O CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE – CONAMA, no uso das atribuições que lhe são conferidas pela Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981, regulamentada pelo Decreto nº 99.274, de 6 de junho de 1990, alterado pelo Decreto nº 1.205, de 1º de agosto de 1994 e seu anexo I, e tendo em vista o disposto em seu Regimento Interno, e

Considerando a necessidade de serem estabelecidos critérios específicos para licenciamento ambiental, visando ao melhor controle e gestão ambiental das atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural, na forma da Legislação vigente.

Considerando que a fase do descomissionamento da indústria do petróleo é vulnerável e sensível a impactos ambientais, resolve:

Art. 1º. Instituir procedimentos específicos para o licenciamento das atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural, na fase do descomissionamento.

Art. 2º Considera-se como atividade de descomissionamento o processo de encerramento das atividades de exploração da indústria do petróleo e gás natural, resultando na desativação de todo o sistema de produção, no tamponamento do poço e retirada de todas as estruturas de plataforma, linhas de fluxo, dutos e afins.

Art. 3º. O descomissionamento dependerá de prévio licenciamento ambiental nos termos dessa Resolução.

Art. 4º O IBAMA expedirá a licença de desativação (LD) das atividades de exploração da indústria do petróleo e gás natural.

Art. 5º. Para a expedição da licença de desativação, o órgão ambiental se utilizará dos seguintes documentos:

I – ESTUDO DE VIABILIDADE AMBIENTAL DA DESATIVAÇÃO – EVAD, elaborado pelo empreendedor, contendo o plano de desativação, com avaliação ambiental e indicação das medidas de controle a serem adotadas. Levando em consideração as informações apresentadas no Estudo de Impacto Ambiental (EIA), Estudo de Viabilidade Ambiental (EVA), do Projeto de Controle Ambiental (PCA) e a Ficha de Caracterização da Atividade (FCA)

II – RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO AMBIENTAL DA DESATIVAÇÃO – RAAD, elaborado pelo empreendedor, contendo o diagnóstico ambiental da área, com indicação dos impactos ambientais ocasionados pela desativação, definição de medidas mitigadoras.

III – PROJETO DE DESATIVAÇÃO – PD, elaborado pelo empreendedor, em que deverão constar: a descrição das Instalações de Produção a serem desativadas, os métodos de desativação e a previsão da destinação final dos resíduos.

IV – RELATÓRIO FINAL DE DESATIVAÇÃO – RFD, documento elaborado pelo empreendedor no final da desativação, em que deverão constar: todas as ocorrências do processo de desativação, as medidas de controle e monitoramento implantadas, o relato dos impactos ambientais existentes e a comprovação da destinação final dos resíduos, inclusive com a licença ambiental das empresas onde foram descartados os resíduos.

V – PROJETO DE RECUPERAÇÃO AMBIENTAL – PRA, no qual deverão constar todas as ações a serem executadas para se realizar a recuperação ambiental da área a ser descomissionada.

VI – PROGRAMA DE CONTROLE E MONITORAMENTO AMBIENTAL PÓS-PRODUÇÃO – PCMAPP, em que deverão constar todas as medidas mitigadoras, os fatores e parâmetros a serem considerados na pós-produção, bem como as ações de controle e monitoramento dos poços e da biota.

VII – RELATÓRIO DE CONTROLE E MONITORAMENTO AMBIENTAL PÓS-PRODUÇÃO – RCMAPP, em que deverão constar todos os resultados dos monitoramentos realizados.

Art. 6º. O órgão ambiental solicitará no procedimento de licenciamento de desativação os documentos previstos no artigo anterior, acrescido do requerimento de Licença de Desativação (LD) e da cópia da publicação de pedido de LD;

Art. 7º. O licenciamento ambiental das atividades de desativação de produção de petróleo e gás natural obedecerá às seguintes etapas:

I – encaminhamento do Termo de Requerimento de Licença de Desativação, pelo empreendedor, acompanhado das informações e documentos adicionais estabelecidos no processo de concessão de licenças anteriores, dando-se a devida publicidade;

II – realização de vistorias, quando couber;

III – análise pelo IBAMA da adequação das informações prestadas e do cumprimento das condicionantes das licenças anteriores;

IV – solicitação, justificadamente, de esclarecimentos e complementações pelo IBAMA, uma única vez, quando couber, podendo haver reiteração da solicitação caso os esclarecimentos e complementações não tenham sido satisfatórios;

V – apresentação pelo empreendedor de esclarecimentos e complementações, caso solicitados, no prazo máximo de 4 (quatro) meses, contados do recebimento da respectiva solicitação do IBAMA, o qual somente poderá ser prorrogado mediante requerimento prévio e justificado;

VI – emissão de parecer técnico conclusivo pelo IBAMA;

VII – deferimento ou indeferimento do pedido de licença, dando-se a devida publicidade; e

VIII – acompanhamento das condicionantes pelo IBAMA.

§ 1º. Às exigências apresentadas nas licenças anteriores poderão ser acrescentadas outras, e de forma justificada, caso a análise da documentação apresentada pelo empreendedor ou as contribuições recebidas no processo de licenciamento indiquem tal necessidade.

§ 2º. A critério do IBAMA e de forma justificada poderão ser emitidos pareceres técnicos parciais relativos a análises de questões específicas.

§ 3º. As etapas descritas nos incisos II e III deste artigo podem ser executadas em qualquer ordem cronológica, a critério do IBAMA.

Art. 8º. O prazo máximo para a decisão do IBAMA sobre o deferimento ou indeferimento do pedido de licença é de 6 (seis) meses para a licença de desativação.

§ 1º. A contagem do prazo estipulado no *caput* terá início com a apresentação de toda a documentação solicitada no Termo de Referência ou licenças anteriores e do Termo de Requerimento de Licença.

§ 2º. A contagem do prazo estipulado no *caput* será suspensa durante a elaboração dos estudos ambientais complementares ou a preparação de esclarecimentos solicitados pelo IBAMA ao empreendedor.

§ 3º. Os prazos estipulados no *caput* deste artigo poderão ser alterados, desde que justificados e com a concordância do empreendedor e do IBAMA.

Art. 9º. O prazo máximo de validade da licença de desativação deverá ser compatível com o cronograma apresentado no processo de licenciamento, considerando o prazo máximo de 10 (dez) anos para a licença de desativação.

Art.10. O processo de descomissionamento terá como regra geral a remoção completa de todas as estruturas do sistema de produção, dentre elas a plataforma, os dutos, linhas de fluxo e afins.

§ 1º. Poderá haver a remoção parcial somente nos casos em que houver iminente risco para a saúde humana ou para o meio ambiente.

§ 2º. Na remoção parcial as estruturas restantes poderão ser destinadas para outros usos ou serem transformadas em recifes artificiais.

§ 3º. Na remoção parcial toda e qualquer instalação de produção deverá ser cortada a uma profundidade de, no mínimo, 55 (cinquenta e cinco) metros.

Art. 11. É admitida a possibilidade de desativação temporária das estruturas.

§ 1º. Na desativação temporária as estruturas poderão ser integralmente deixadas no local aguardando destinação futura ou serem removidas parcialmente, onde as partes da estrutura remanescentes poderão ser direcionadas para outros usos ou deixadas no local.

§ 2º. No caso de as estruturas ou suas partes remanescentes serem deixadas no local, o órgão ambiental avaliará o tempo de disposição, não podendo ultrapassar o prazo de 5 (cinco) anos. Após esse período, não havendo a reativação da estrutura, ela deverá ser completamente removida.

§ 3º. O prazo para manifestar o interesse em retornar a ativação da estrutura é de 120 (cento e vinte) dias antes do término do prazo previsto no parágrafo anterior, para que o empreendedor renove o pedido de licenciamento de operação.

Art. 12. Para todo material resultante do desmonte das estruturas deverá ser dada a destinação adequada, nos termos da Política Nacional de Resíduos Sólidos e regulamentos.

Art. 13. A área onde ocorreu a desativação da instalação deverá passar por um processo de recuperação ambiental.

§ 1º. Os parâmetros para a recuperação ambiental da área serão determinados pelo IBAMA, considerando os estudos ambientais anteriores.

§ 2º. O processo de recuperação ambiental deverá ser iniciado imediatamente após o término das operações de desmonte.

§ 3º. O Projeto de Recuperação Ambiental deverá se utilizar dos dados fornecidos por estudos ambientais anteriores e deverá conter, minimamente:

(a) a identificação e inventário das espécies, quanto à conservação e identificação de contaminantes, quanto ao controle da poluição;

(b) a identificação e inventário dos biomas, com a elaboração do mapa ecológico;

(c) a adoção de medidas de controle e erradicação de espécies vegetais exóticas invasoras, de modo a não comprometer a área em recuperação;

§ 4º. O IBAMA poderá determinar outros conteúdos para cada Projeto de Recuperação Ambiental, em função da especificidade de cada área.

Art. 14. Após o desmonte das estruturas, o empreendedor ainda tem a obrigação de realizar o controle do monitoramento ambiental da área, pelo prazo de 10 (dez) anos.

§ 1º. Os critérios mínimos de monitoramento serão determinados pelo órgão ambiental, mas deverão considerar os meios físicos, biológicos e sociais.

§ 2º. Cabe ao empreendedor entregar, no mínimo, anualmente, um Relatório no qual deverão constar todos os dados do monitoramento realizado no local da instalação desativada.

Art. 15. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 16. Revogam-se as disposições em contrário.

PRESIDENTE DO CONSELHO