

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E DESENVOLVIMENTO
SUSTENTÁVEL**



VINÍCIUS DE ALMEIDA DORNELLAS

**DESCOMISSIONAMENTO SUSTENTÁVEL DE EQUIPAMENTOS PARA
EXPLORAÇÃO DE ÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL**

**LINHA DE PESQUISA: LOGÍSTICA SUSTENTÁVEL REVERSA OU DIRETA
ORIENTADOR: ALVIM BORGES DA S. FILHO**

**VITÓRIA – ES
NOVEMBRO/2018**

VINÍCIUS DE ALMEIDA DORNELLAS

DESCOMISSIONAMENTO SUSTENTÁVEL DE EQUIPAMENTOS PARA
EXPLORAÇÃO DE ÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia e Desenvolvimento Sustentável do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia e Desenvolvimento Sustentável, na área de concentração em Sustentabilidade.

Orientador: Prof. Dr. Alvim Borges da Silva Filho.

VITÓRIA – ES
NOVEMBRO/2018

VINÍCIUS DE ALMEIDA DORNELLAS

DESCOMISSIONAMENTO SUSTENTÁVEL DE EQUIPAMENTOS PARA
EXPLORAÇÃO DE ÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia e Desenvolvimento Sustentável do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Sato, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia e Desenvolvimento Sustentável, na área de concentração em Sustentabilidade

Aprovado em de de 2018

COMISSÃO EXAMINADORA:

RESUMO

O petróleo é a principal fonte de energia mundial. É indiscutível os inúmeros benefícios que ele traz para a sociedade moderna. No entanto, essa integração e proximidade com a sociedade, seja na fase de exploração ou até mesmo no consumo final, fez com que o senso de responsabilidade que conduz as operações petrolíferas se tornasse mais latente em todas as partes interessadas. Esse senso de responsabilidade é refletido desde o processo de extração ao descomissionamento dos equipamentos utilizados pela indústria, e exige-se hoje uma atenção e rigorosidade maiores no cumprimento das regras de proteção ao meio ambiente, sejam elas requeridas pelas normas nacionais ou internacionais.

Considerando a importância da sustentabilidade no processo do descomissionamento, seja na parte legal ou prática do processo, essa pesquisa teve por objetivo avaliar a sustentabilidade induzida pela legislação e pela a cadeia logística para o descomissionamento dos equipamentos submarinos utilizados na indústria de petróleo e gás atuais.

Para tanto, concluiu-se que temos um hiato normativo a ser tratado e um desencontro nas legislações vigentes, porém ficou constatado que as recomendações de descomissionamento no Brasil encontram respaldo nas normas internacionais vigentes. O que falta no nosso contexto é uma normatização e padronização dos eventos que tratam do descomissionamento, de forma que fique claro quais regras devem ser aplicadas para cada caso. O avanço da pesquisa também mostrou uma falta de transparência entre os próprios agentes reguladores e que informações que deveriam ser de domínio público, por ora, não são disponibilizadas. O estudo de caso feito ao término da pesquisa, mostrou que é possível reaproveitar os materiais utilizados na fabricação dos equipamentos que serão descomissionados, bem como estimou o potencial valor de venda no mercado dos materiais das 12 plataformas que contemplam o plano de descomissionamento da Petrobras até 2025.

ABSTRACT

Oil is the world's main source of energy. The innumerable benefits it brings to modern society is indisputable. However, this integration and proximity to society, whether in the exploration phase or even in final consumption, has made the sense of responsibility that drives oil operations more latent to all stakeholders. This sense of responsibility is reflected from the extraction process to the decommissioning of the equipment used by the industry, and today we demand greater attention and rigor in complying with the rules of protection to the environment, whether required by national or international standards.

Considering the importance of sustainability in the process of decommissioning, whether in the legal or practical part of the process, this paper had the objective of evaluating the sustainability induced by the legislation and the logistic chain for the decommissioning of submarine equipment used in the current oil and gas industry.

In order to do so, it was concluded that we have a normative gap to be addressed and a lack of control in the current legislation, but it was verified that the recommendations of decommissioning in Brazil are supported by the current international standards. What is lacking in our context is a standardization of the events that deal with decommissioning, so that it is clear which rules should be applied for each case. The research also showed a lack of transparency among regulators themselves. Also, information that should be available for public domain, for the time being, it is not. The case study carried out at the end of the research showed that it is possible to reuse the materials used to manufacture the equipment that will be decommissioned, as well as estimating the potential market value of the materials taken from the 12 platforms that contemplate Petrobras' decommissioning plan until 2025.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANM	Árvore de natal molhada
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CGPEG	Coordenação Geral de Licenciamento de Petróleo e Gás
CNP	Conselho Nacional de Petróleo
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente
E&P	Extração e Produção
FPSO	<i>Floating Production Storage and Offloading</i> (Navio Plataforma)
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
IMO	<i>International Maritime Organization</i>
LR	Logística Reversa
OSPAR	<i>Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic</i>
PLEM	<i>Pipeline End Manifold</i>
PLET	<i>Pipeline End Termination</i>
PNG	Plano de Negócios
SGIP	Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços
SGSS	Sistema de gerenciamento da segurança operacional de sistemas submarinos
UNCLOS	Convenção das Nações Unidas sobre Direito do Mar

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Cronograma de Revisão da Resolução ANP 27/06	27
Figura 2 – Cadeia Produtiva do Petróleo	39
Figura 3 – Fluxo de caixa típico de projeto de E&P.....	40
Figura 4 – Manifold.....	47
Figura 5 – Árvore de natal molhada	48
Figura 6 – PLEM e PLET	49
Figura 7 – Linhas Flexíveis.....	50
Figura 8 – Umbilicais.....	51
Figura 9 – Planejamento de revitalização e descomissionamento 2017-2025	55
Figura 10 – O custo do descomissionamento por fase	57
Figura 11 – Localização das plataformas a serem descomissionadas.....	64

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Quadro de Avaliação Comparativa.....	43
Quadro 2 – Plano de Descomissionamento do Mar do Norte	56
Quadro 3 – Quantitativo de equipamentos para descomissionamento	59
Quadro 4 – Opções e Regras de Descomissionamento	63
Quadro 5 – Material base e sua comercialização.....	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Levantamento das estruturas dos flexíveis	66
Tabela 2 – Levantamento quantitativo do flexível por material.....	66
Tabela 3 – Valor de venda dos flexíveis a serem descomissionados	67
Tabela 4 – Valor de venda das ANMs a serem descomissionadas.....	68
Tabela 5 – Valor de venda dos umbilicais a serem descomissionados.....	68
Tabela 6 – Valor de venda dos manifolds a serem descomissionados	69
Tabela 7 – Valor de venda total dos equipamentos a serem descomissionados	70

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO GERAL	12
2 OBJETIVOS	16
2.1 OBJETIVO GERAL	16
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
3 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	17
4 A REGULAMENTAÇÃO DO DESCOMISSIONAMENTO DAS INSTALAÇÕES OFFSHORE DE PETRÓLEO NO BRASIL – ARTIGO 1	18
4.1 INTRODUÇÃO.....	18
4.2 METODOLOGIA	18
4.3 AS ENTIDADES REGULADORAS NO BRASIL	19
4.3.1 Agência Nacional do Petróleo (ANP)	19
4.3.2 Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA).....	21
4.3.3 Instituto do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) ..	22
4.4 REGULAÇÃO NACIONAL	24
4.4.1 Portaria ANP nº 25/02 - Regulamento de Abandono de Poços perfurados com vistas à exploração ou produção de petróleo e/ou gás.....	25
4.4.2 Portaria ANP nº 27/06 - Regulamento Técnico do Programa de Desativação de Instalações.....	26
4.4.3 Resolução ANP nº 41/15 - Segurança Operacional dos Sistemas de Submarinos.....	29
4.5 REGULAÇÃO INTERNACIONAL.....	30
4.5.1 UNCLOS - Convenção das Nações Unidas sobre Direito do Mar	30
4.5.2 OSPAR - Convenção para a proteção do meio ambiente marinho do Atlântico Norte.....	31
4.5.3 A.672(16) IMO – Diretrizes da Organização Internacional Marítima.....	31
4.6 CONCLUSÃO – ARTIGO 1.....	32
4.7 REFERÊNCIAS – ARTIGO 1	33
5 LOGÍSTICA REVERSA PARA O DESCOMISSIONAMENTO DAS INSTALAÇÕES SUBMARINAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL – ARTIGO 2.....	37
5.1 INTRODUÇÃO.....	37

5.2 METODOLOGIA	37
5.3 O DESCOMISSIONAMENTO	38
5.3.1 Os 5 Pilares do Descomissionamento	42
5.4 OS EQUIPAMENTOS SUBMARINOS NO CENÁRIO DO DESCOMISSIONAMENTO	46
5.4.1 Manifold	46
5.4.2 Árvore de natal molhada	47
5.4.3 PLEM e PLET	48
5.4.4 Linhas Flexíveis	49
5.4.5 Umbilicais	50
5.5 LOGÍSTICA REVERSA.....	51
5.5.1 O descomissionamento no Brasil.....	53
5.5.2 O descomissionamento no Mar do Norte.....	55
5.5.3 O Repetro no descomissionamento.....	60
5.5.4 O NORM no descomissionamento.....	61
5.6 OPÇÕES DE DESCOMISSIONAMENTO.....	62
5.7 DIMENSIONAMENTO LOGÍSTICO	63
5.7.1 Análise de descomissionamento das Plataformas.....	64
5.8 CONCLUSÃO – ARTIGO 2.....	70
5.9 REFERÊNCIAS ARTIGO 2	71
6 CONCLUSÃO GERAL.....	77
REFERÊNCIAS.....	79

1 INTRODUÇÃO GERAL

Desenvolvimento e sustentabilidade são assuntos mundialmente debatidos desde que nos foram apresentados em 1987 pela Comissão de Brundtland, através do relatório “Nosso Futuro Comum”. Conforme Dias (2011), o relatório de Brundtland define duas premissas do que seria Desenvolvimento Sustentável. A primeira está ligada ao conceito de “necessidades”, ou seja, aquele desenvolvimento mandatório para a sobrevivência dos pobres e que deve estar sempre em pauta de discussão. A segunda premissa está ligada aos limites impostos ao meio ambiente pelas organizações sociais e pela tecnologia, limites esses que impedem o atendimento das necessidades futuras. Ainda de acordo com Dias (2011), o relatório de Brundtland abriu as portas para a discussão do que seria de fato Desenvolvimento Sustentável. Para alguns, desenvolvimento sustentável é crescer economicamente utilizando com parcimônia os recursos naturais com apoio de tecnologias mais eficientes e menos poluentes. Para outros, o desenvolvimento sustentável é um projeto social e político para erradicar a pobreza e elevar a qualidade de vida, considerando esse desenvolvimento e o meio ambiente de forma harmônica.

Dentro do viés do que se faz necessário para o desenvolvimento de uma sociedade, podemos destacar a principal fonte de energia mundial, o petróleo. Farah (2012) relata que, desde a sua descoberta na Pensilvânia (E.U.A) em 1859, o petróleo tornou-se indispensável para a civilização, isso porque a sua energia literalmente move o desenvolvimento mundial através de automóveis, aviões, trens e navios, tudo pela energia gerada pela combustão de seus derivados. É do petróleo também que a sociedade moderna obtém inúmeros produtos essenciais para seu desenvolvimento, tais como plásticos, borrachas, fibras e outros.

Diante de um potencial energético sem precedentes, a Petrobras, estatal brasileira criada em 1953 com o intuito de explorar economicamente os reservatórios brasileiros, começou a encomendar em 2001, um grande volume de estudos sísmicos em 3-D, tornando-se então o maior estudo do mundo no que diz respeito a interpretação de dados sísmicos. As interpretações desses estudos, culminou na histórica descoberta da camada de pré-sal no litoral brasileiro, totalizando 73 poços exploratórios descobertos de 2005 a 2012

(MORAIS, 2013). Segundo Morais (2013), a camada do pré-sal pode atingir até 3.000 metros de profundidade e estende-se por 800 quilômetros ao longo da costa brasileira com até 200 quilômetros de largura, compreendendo as faixas do litoral sul do Espírito Santo ao estado de Santa Catarina. Sendo que o maior campo até o momento é o campo de Libra, ainda não explorado, porém com potencial para 10 bilhões de barris (RODRIGUES E SAUER, 2015). Considerando esse cenário pujante, a Petrobras anunciou em seu último plano de negócios e gestão, o PNG 2018-2022, que 81% de seus investimentos (US\$ 60,35 bilhões) de 2018 a 2022 serão exclusivamente destinados ao segmento de exploração e produção com ênfase em águas profundas, isso para que em 2022 ela atinja a marca de 3,5 milhões de barris/dia (PETROBRAS, 2018).

Porém, uma fase importante dentro do processo de produção de óleo e gás vem ganhando notoriedade dentro da indústria de óleo e gás no cenário nacional, a fase de descomissionamento dos sistemas offshore, o que inclui toda a plataforma, equipamentos submarinos e seus periféricos. De acordo com o regulamento técnico do sistema de gerenciamento da segurança operacional de sistemas submarinos (SGSS), elaborado pela ANP, entende-se por descomissionamento o conjunto de todas as ações nos âmbitos legal e técnico, além dos procedimentos integrados de engenharia aplicados a um duto e/ou a um Sistema Submarino, visando ratificar que as desativações ou retiradas de operação respeitem às condições de segurança, preservação do meio ambiente, confiabilidade e rastreabilidade de informações e de documentos (ANP, 2015).

É possível atribuir tal notoriedade à questão do descomissionamento pelo fato do assunto ser relativamente novo no cenário brasileiro, visto que a indústria nacional está começando a lidar agora com o final da vida útil de alguns campos de exploração em lâmina d'água de baixa profundidade. Oportuna ressaltar que esses desafios serão ainda maiores quando os mesmos processos de descomissionamento deverão ser aplicados nas plataformas que estão operando para o pré-sal, ou seja, em lâminas d'água de alta profundidade.

Esta pesquisa analisará o descomissionamento dos principais equipamentos submarinos utilizados na extração de óleo e gás do pré-sal utilizados nas configurações dos projetos

da Petrobras no Brasil, sendo eles: Árvore de Natal Molhada (ANM)¹, Manifold², PLET e PLEM³, Linhas Flexíveis⁴ e Umbilicais⁵ (PETROBRAS, 2015). Nos campos brasileiros de produção existem mais de mil árvores de natal instaladas (PETROBRAS, 2016) dos mais variados pesos e dimensões, que podem ser diferentes devido às características do campo, mas estima-se que o peso médio de uma ANM possa chegar a 90 toneladas (GE, 2016).

Outro equipamento submarino que é representativo na extração de óleo e gás, é o tubo flexível. Baseado na capacidade de oferta do produto no mercado e na demanda da Petrobras, calcula-se que nos campos brasileiros tenhamos aproximadamente 12.000 km de tubos flexíveis instalados⁶, com diâmetros internos variando especialmente de 4 a 16 polegadas, carregando em sua estrutura os mais diversos tipos de materiais, como aço inox, aço carbono e polímeros.

Com toneladas de diferentes materiais submersos nas ANM, nos tubos flexíveis e nos demais equipamentos submarinos aqui apresentados, é importante que a cadeia de óleo e gás no Brasil esteja preparada para tratar e gerir a destinação de cada um deles, visando além da integridade econômica das organizações, uma operação totalmente sustentável e segura para o meio-ambiente e para a sociedade. Como afirmam Parente et al. (2006), as questões ambientais no Brasil têm se tornado mais urgentes, haja vista

¹ Conjunto de válvulas operadas remotamente, que controlam o fluxo dos fluidos produzidos ou injetados no poço.

² Conjunto de válvulas e acessórios que serve para direcionar a produção de vários poços para um duto coletor, o qual conduz a produção total para uma unidade de produção.

³ Equipamentos que possibilitam a interligação submarina entre dutos rígidos e dutos flexíveis ou entre um duto e um equipamento submarino.

⁴ Dutos empregados em todo sistema submarino de coleta e escoamento, que conduzem os fluidos produzidos pelo poço para as unidades de produção.

⁵ Conjuntos de mangueiras e cabos elétricos, utilizados para operar remotamente equipamentos e válvulas submarinas,

injetar produtos químicos e monitorar parâmetros operacionais (temperatura e pressão) de poços.

Informações disponíveis em <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-curiosidades-sobre-equipamentos-de-nossos-sistemas-submarinos.htm>

⁶ Dados obtidos através da atuação do autor desse trabalho como funcionário da indústria de óleo e gás

que mais de 100 instalações produtoras no país estão atingindo o final do seu ciclo de vida.

Sendo assim, chega-se ao problema de pesquisa deste projeto, que é analisar, se o processo de descomissionamento dos equipamentos submarinos utilizados na produção de óleo e gás no Brasil é realmente sustentável.

2 OBJETIVOS

Esse projeto analisou, entre outras questões, a evolução da regulação brasileira e as normas aplicáveis ao descomissionamento das estruturas offshore. Como base comparativa, será traçado um panorama das principais normas e agentes regulatórios do cenário nacional e internacional. Além dessa análise, serão descritos também os processos de operação de descomissionamento e da logística reversa desses equipamentos na indústria de óleo e gás nacional no cenário atual.

Espera-se com isso lançar novas bases para a pesquisa sobre o descomissionamento das instalações petrolíferas offshore, além de alertar as organizações do segmento e as autoridades ambientais e governamentais sobre as lacunas existentes no processo de descomissionamento até a destinação final dos equipamentos submarinos, tanto sob a óptica legal quanto operacional.

2.1 OBJETIVO GERAL

Avaliar a sustentabilidade induzida pela legislação e pela a cadeia logística para o descomissionamento dos equipamentos submarinos utilizados na indústria de petróleo e gás atuais.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Avaliar as principais normas e agentes regulatórios nacionais e internacionais para o descomissionamento de estruturas para exploração de óleo e gás, com relação aos seus efeitos para a sustentabilidade;
- Avaliar a capacidade de processamento das operações da logística reversa nas operações de descomissionamento;
- Realizar um estudo de caso sobre o quantitativo acerca dos equipamentos submarinos a serem descomissionados pela Petrobras de 2017 a 2025 e determinar o seu potencial valor de venda no mercado.

3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Considerando a especificidade e a complexidade do tema, ainda pouco discutido, essa pesquisa foi dividida em dois artigos distintos, porém complementares. Enquanto o primeiro artigo investiga e busca responder as questões legais acerca da temática estudada, o segundo artigo faz uma análise logística do descomissionamento e das informações disponíveis para a indústria.

Para tanto, o primeiro artigo tem por objetivo listar os principais órgãos reguladores nacionais e seus instrumentos de regulação, elencar as principais convenções internacionais e, por fim, fazer um enfrentamento da aderência do cenário nacional ao internacional.

O segundo artigo buscará responder questões acerca da logística reversa propriamente dita dos equipamentos submarinos, avaliando a capacidade de processamento dessas operações e, por fim, realizar um estudo de caso sobre o quantitativo dos equipamentos submarinos a serem descomissionados pela Petrobras de 2017 a 2025 e determinar o seu potencial valor de venda no mercado.

No cenário atual a pesquisa mostra que é impossível dissociar as questões legais das questões logísticas do descomissionamento, isso porque para que se tenha uma logística sustentável é preciso ter uma legislação que a induza a tal processo.

4 A REGULAMENTAÇÃO DO DESCOMISSIONAMENTO DAS INSTALAÇÕES OFFSHORE DE PETRÓLEO NO BRASIL – ARTIGO 1

4.1 INTRODUÇÃO

Sobre a temática descomissionamento, torna-se importante analisar as legislações existentes que buscam de forma direta ou indireta, direcionar as ações acerca desse processo. Em tempo, por ser uma etapa nova para o seguimento, se faz necessário analisar os marcos legislativos internacionais e verificar a sua aderência à regulação nacional, apontando se o rumo da nossa legislação é compatível com o cenário internacional ou até mesmo mais exigente. Para tanto, tem por objetivo listar os principais órgãos reguladores nacionais e seus instrumentos de regulação, elencar as principais convenções internacionais e, por fim, fazer um enfrentamento da aderência do cenário nacional ao internacional.

Insta salientar que o estudo realizado sobre a legislação culminou com a publicação de um artigo no Congresso Brasileiro de Direito do Mar, realizado em Salvador em Maio de 2017. O artigo intitulado “O descomissionamento de equipamentos submarinos de petróleo e gás no Brasil e a sua destinação final ambientalmente adequada” foi publicado no livro do evento no capítulo 21.

Com a abordagem acerca do regulamento jurídico, espera-se contribuir para o fomento da discussão do descomissionamento e da latente urgência de superarmos o hiato normativo existente.

4.2 METODOLOGIA

De acordo com Gil (2002), a primeira parte desse trabalho, apresentada nesse capítulo, é caracterizada como pesquisa exploratória, pois se trata de uma temática ainda pouco abordada no cenário nacional, sendo preciso buscar uma maior familiaridade com o problema através de levantamento bibliográfico e documental. Esses levantamentos serão feitos a partir de análises de trabalhos que abordaram a questão do descomissionamento em outras vertentes da cadeia petrolífera e análises de textos legislativos, como normas, portarias, resoluções, leis e decretos, no intuito de descrever

a evolução da regulação nacional e realizar as comparações das normas nacionais e internacionais vigentes.

O foco principal para pesquisa bibliográfica e documental para o cenário nacional foi direcionado para as portarias e resoluções da ANP e em leis e decretos nacionais, estejam eles dispostos na Constituição Federal ou em entidades fiscalizadoras, como o IBAMA. Para análise das normas internacionais, foram analisados os acordos firmados em convenções realizadas que trataram do tema.

4.3 AS ENTIDADES REGULADORAS NO BRASIL

No Brasil são inúmeras as legislações que interferem na execução da política energética, incluindo a exploração de óleo e gás, sendo a ANP a entidade principal e diretamente ligada ao seguimento. Além da ANP, podemos destacar a participação do CONAMA e IBAMA no que diz respeito à observância dos aspectos ambientais.

Parente et al. (2006) apontam que as entidades reguladoras têm observado que elas precisam de regras flexíveis, uma vez que o excesso de rigidez na regulação pode tornar a atividade de exploração e produção menos competitiva em sua região. Tal falta de competitividade pode representar um risco especialmente para os países em desenvolvimento, a julgar que as atividades petrolíferas representam uma fonte importante para fortalecimento da moeda e equilíbrio da balança comercial de um país.

4.3.1 Agência Nacional do Petróleo (ANP)

A ANP, é uma autarquia reguladora da indústria petrolífera vinculada ao Ministério de Minas e Energia criada a partir da publicação da lei federal nº 9.478/97, que tem como objetivo promover a regulação e a fiscalização das atividades econômicas da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis (BRASIL, 1997).

Para que tais objetivos sejam alcançados é responsabilidade da ANP “[...] 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).

Anterior à ANP, o CNP – Conselho Nacional de Petróleo, criado através do Decreto-Lei nº 395 pelo então Presidente da República Getúlio Vargas, fazia o papel da agência reguladora, pois a entidade tinha praticamente as mesmas incumbências regulatórias exigidas atualmente da ANP.

Um grande desafio encontrado hoje pelas agências reguladoras, como no caso da ANP, é a possibilidade de ocorrer um conflito de competência normativa, visto que, de acordo com a Constituição Federal de 1988, cabe exclusivamente ao Poder Legislativo a função de legislar, ou seja, criar normas de direito de abrangência geral ou individual. Para esse ponto de conflito, Mello (2010) chama a atenção para o fato de que as normas diligenciadas pelas agências reguladoras sejam única e exclusivamente de caráter técnico. O que ocorreu exatamente com a Portaria nº 25/02 (Regulamento de Abandono de Poços perfurados com vistas à exploração ou produção de petróleo e/ou gás)⁷, com a Resolução nº 27/06 (Regulamento Técnico do Programa de Desativação de Instalações) e com a Resolução nº 41/15 (Segurança Operacional dos Sistemas Submarinos), todas expedidas pela ANP.

A importância das Portarias e das Resoluções é indiscutível, bem como alguns avanços obtidos com o SGIP. Todavia, o que também é indiscutível é que as duas normativas são essencialmente técnicas, e por isso não contemplam com a devida relevância os aspectos ambientais.

Sendo assim, observa-se a lacuna existente entre o processo de descomissionamento e as normativas da ANP que regem a questão, pois são normas que não estão pautadas nos princípios mais abrangentes da sustentabilidade, ou seja, essas normas não partem de um planejamento mais robusto e realmente ligados aos aspectos ambientais, econômicos e sociais da atividade de exploração e produção de óleo e gás em todos os aspectos.

⁷Essa Portaria foi substituída pelo SGIP – Resolução nº 46/16 (Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços) em 03 de Novembro de 2016, vale ressaltar que as duas portarias operaram concomitantemente até Maio de 2017.

Cabe mencionar que talvez o SGIP seja o que mais se aproxima da esfera sustentável, mas ainda muito limitado ao descomissionamento do poço de petróleo propriamente dito, deixando uma lacuna para todo um sistema submarino extremamente complexo.

Além disso, de acordo com Mello (2010) as normas da ANP deveriam estar em consonância com as legislações federais, uma vez que, no sistema judiciário brasileiro não é permitido um regulamento com interpretação contrária à lei ou que constranja pessoas, entidades ou organizações a quem o regulamento se aplica.

Como citado anteriormente nessa sessão e agora reforçado por Mello (2010), esse conflito de competências normativas pode causar no exercício da função do descomissionamento uma omissão legislativa sobre o tema, uma vez que as leis federais 9.748/97 e 12.351/12 não fazem quaisquer menções ao tema do descomissionamento, deixando então para o IBAMA a responsabilidade de aplicar os recursos legais da própria ANP, que como dito anteriormente limitam-se a uma visão estritamente técnica da fase de descomissionamento.

4.3.2 Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA)

O CONAMA, presidido pelo Ministro do Meio Ambiente e que está inserida na estrutura do SISNAMA - Sistema Nacional do Meio Ambiente, tem por objetivo propor diretrizes de políticas governamentais para o meio ambiente e deliberar sobre normas e padrões que garantam um meio ambiente equilibrado. Tais competências estão garantidas na PNMA - Política Nacional do Meio Ambiente, estabelecida na Lei nº 6.938/81. Para esse trabalho, insta destacar os incisos I, II e VII do artigo 8º da PNMA e o inciso VIII do artigo 7º do Decreto Federal nº 99.274/90, que também deliberam sobre as responsabilidades atribuídas ao CONAMA.

Os incisos I, II e VII do art. 8º da Lei nº 6.938/81 dispõem:

Art. 8º Compete ao CONAMA: (Redação dada pela Lei nº 8.028, de 1990)

I - estabelecer, mediante proposta do IBAMA, normas e critérios para o licenciamento de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras, a ser concedido pelos Estados e supervisionado pelo IBAMA; (Redação dada pela Lei nº 7.804, de 1989)

II - determinar, quando 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. (Redação dada pela Lei nº 8.028, de 1990)

VII - estabelecer normas, critérios e padrões relativos ao controle e à manutenção da qualidade do meio ambiente com vistas ao uso racional dos recursos ambientais, principalmente os hídricos. (BRASIL, 1981)

O inciso VIII do artigo 7º do Decreto Federal nº 99.274/90 dispõe:

VIII - deliberar, no âmbito de sua competência, sobre normas e padrões compatíveis com o meio ambiente ecologicamente equilibrado e essencial à sadia qualidade de vida; (Redação dada pelo Decreto nº 3.942, de 2001) (BRASIL, 1990)

Como será analisado nos capítulos a seguir, quando será descrita a estruturação dos trâmites de desativação e descomissionamento de uma unidade offshore no Brasil no cenário atual, apesar dos estudos e projetos que devem ser apresentados ao IBAMA, ficará mais claro que mesmo com tantas atribuições, em nenhum momento o tema descomissionamento é tratado de forma direta e objetiva, pois não existe um estudo único e exclusivo, cujo o objetivo seja abordar na esfera ambiental para o segmento de óleo e gás a normatização do descomissionamento através do CONAMA.

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

Finalmente, dentre as três entidades mencionadas no início do capítulo, temos o IBAMA, o qual foi criado em 1989 através da Lei Federal nº 7735 e assim como o CONAMA, pertence ao SISNAMA.

De acordo com Antunes (2008), o IBAMA surgiu com o papel de integrar diversas entidades que não conseguiam trabalhar com sinergia, e por isso pode ser considerado um grande feito administrativo.

O IBAMA pode ser definido como a entidade executora de fato, com poder de fiscalizar, disciplinar e impedir atos que venham causar prejuízos ao meio ambiente, sejam eles da

iniciativa pública ou privada, incluindo as atividades do segmento de óleo e gás. Por isso, além de conceder as licenças ambientais, o IBAMA tem o poder de agente fiscalizador, exercendo o poder de polícia ambiental, como garantido no inciso I do artigo 2º da Lei Federal nº 7735, que assim dispõe:

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. (BRASIL, 1989)

Visando atender o segmento petrolífero no cenário brasileiro, em 1998, o IBAMA criou internamente o ELPN - Escritório de Licenciamento de Petróleo e Nuclear, com o objetivo de organizar o licenciamento ambiental das atividades do segmento. Porém, com o crescimento da demanda, após nova reestruturação interna em 2005, o IBAMA substituiu o ELPN pela CGPEG - Coordenação Geral de Licenciamento de Petróleo e Gás, que passou então a ser responsável por todos os processos de licenciamento ambiental do segmento petrolífero offshore, no exercício do seu poder de polícia ambiental.

No entanto, apesar de parecer um sistema bem estruturado, observa-se que essa estrutura é frágil quando o assunto em questão é o descomissionamento. Recapitulemos o inciso II do artigo 2º da Lei federal nº 7735:

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; (BRASIL, 1989)

Ora, sendo o IBAMA a entidade executora das ações emanadas do Ministério do Meio Ambiente e o mesmo não dispõe de normativas sobre a fase de descomissionamento, temos um hiato normativo na fase de exploração e produção petrolífera no que tange ao descomissionamento, desde os processos de desativação dos equipamentos, passando pelas normatizações ambientais e destinação dos equipamentos até os seus resíduos.

4.4 REGULAÇÃO NACIONAL

Como mencionado anteriormente, a ANP é o principal órgão regulador do país no que diz respeito às atividades da indústria do petróleo, de gás natural e biocombustíveis. A ANP está diretamente vinculada ao Ministério de Minas e Energia e podemos categorizar as suas atribuições em três grupos, sendo eles: regulação, contratação e fiscalização.

Todo o regulamento do segmento petrolífero brasileiro feito pela ANP é diligenciado por meio de regras dispostas em resoluções, portarias e instruções normativas. No entanto, para que todo esse complexo sistema funcione de forma harmoniosa e adequada, a ANP trabalha em parceria com outros órgãos fundamentais, como o IBAMA, por exemplo.

Conforme defendido por Teixeira (2012), a regulação no Brasil no que diz respeito ao descomissionamento não está clara, mesmo estando o término das atividades petrolíferas no Brasil previsto no § 2º, art. 28, da Lei no 9.478/97, que prescreve o seguinte:

“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.”(BRASIL, 1997)

De acordo com Borges, Borges e Dornellas (2017) dentre as normas presentes no cenário nacional, no que concerne à regulação da atividade de descomissionamento, podemos destacar, para além do texto constitucional (em especial, o art. 170, VI; e o art. 225, § 1º, IV, VII; § 2º), a Lei nº 6.938/81 – Política Nacional de Meio Ambiente (art. 2º; art. 4º, VI; art. 9º, IV; art. 10; art. 14, § 1º); a Lei 8.617/93 – Lei do Mar (art. 2º, art. 12;

art. 13, § 2º); a Lei nº 9.478/97 – Política Energética Nacional (art. 28, § 2º), a Lei nº 12.305/10 – Política Nacional de Resíduos Sólidos (art.32, § 2º) e a Lei nº 12.351/10 - Lei de Partilha de Produção de Petróleo do Pré Sal (art. 32, §2º); bem como, em âmbito infralegal, a Resolução Conama nº 237/97 (art.1º, I; art. 3º; art. 4º, I – conforme a aplicação da Lei Complementar n.º 140/11); a Resolução Conama nº 23/94 (art. 5º); a Resolução Conama nº 350/04; a Instrução Normativa IBAMA n.º 22/09 (Instalação de Recifes Artificiais); a Portaria MMA nº 422/11; a Portaria ANP nº 25/02 (Regulamento de Abandono de Poços perfurados com vistas à exploração ou produção de petróleo e/ou gás); a Resolução ANP nº 27/06 (Regulamento Técnico do Programa de Desativação de Instalações); e a Resolução ANP nº 41/15 (Segurança Operacional dos Sistemas Submarinos).

Ainda assim, mesmo com toda essa diversidade normativa, que pode ser até prejudicial ao desenvolvimento de uma fase tão crítica da cadeia petrolífera devido à falta de clareza e objetividade, não se encontra uma sustentação exclusiva voltada para o descomissionamento dos equipamentos submarinos, fazendo vistas à sustentabilidade e seus aspectos legítimos e abrangentes.

Como afirmam Parente et al. (2006), apesar do crescimento da preocupação com a questão do descomissionamento e com os trabalhos que envolvem as regulações, parte devido à opinião pública e parte a questões ambientais, esses novos marcos regulatórios estão longe de serem completos, homogêneos e satisfatórios.

De todas as normas federais ainda vigentes, esse trabalho irá trabalhar 3, todas da ANP, por entender que elas estão mais ligadas ao cerne desse projeto: o descomissionamento.

4.4.1 Portaria ANP nº 25/02 - Regulamento de Abandono de Poços perfurados com vistas à exploração ou produção de petróleo e/ou gás

Essa é uma portaria da ANP de 2002 que esteve vigente até maio de 2017, quando foi integralmente revogada em virtude da Resolução nº 46/16 (SGIP).

O conceito da portaria atualmente é definir e estabelecer os procedimentos a serem adotados no abandono de poços de petróleo e/ou gás no Brasil, visando a garantia da segurança e preservação do meio ambiente onde o campo exploratório está instalado, através da aplicação dos procedimentos que garantam barreiras aos fluxos de fluidos indesejáveis.

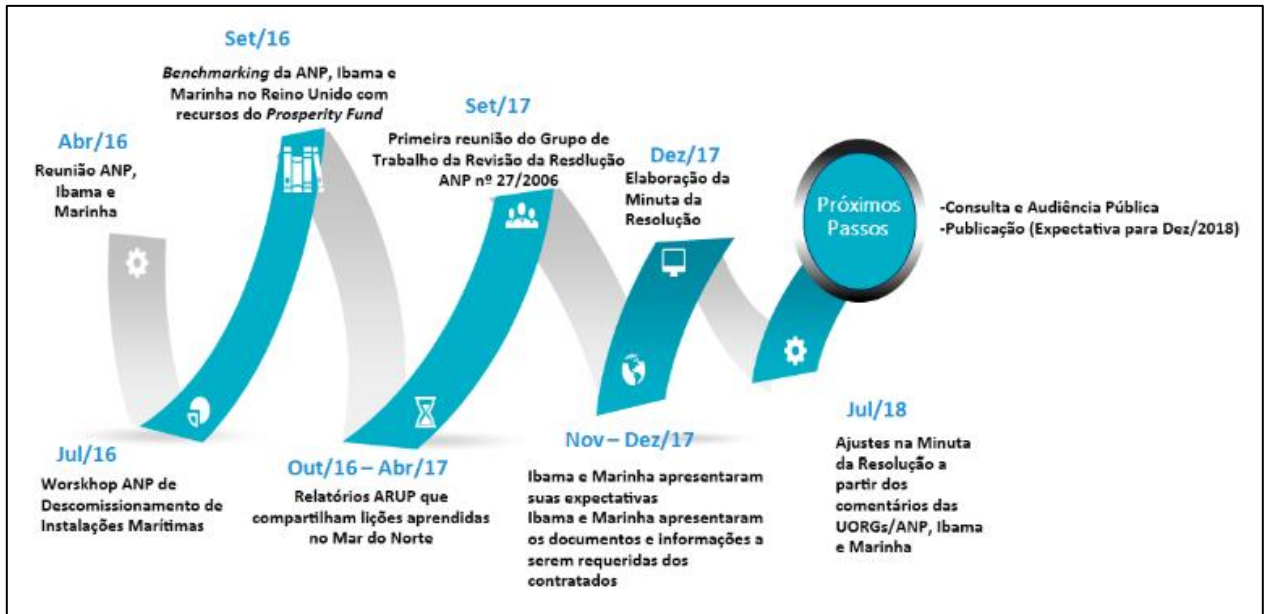
Essa portaria, mesmo após revisão para SGIP, apresenta dois pontos fracos para o descomissionamento dos equipamentos submarinos, o primeiro é que ela está mais voltada para os poços em si. E segundo, e talvez mais evidente, é que podemos praticamente considerá-la obsoleta, visto que está sendo substituída pelo SGIP.

4.4.2 Portaria ANP nº 27/06 - Regulamento Técnico do Programa de Desativação de Instalações

Essa portaria tem como objetivo definir os procedimentos a serem adotados na desativação de instalações e especificar as condições para a devolução de áreas de concessão na fase de produção.

Em tempo, insta salientar que essa portaria se encontra em revisão. Essa revisão está sendo coordenada pela Diretoria Geral (DG), com a participação de representantes das Superintendências de Segurança Operacional e Meio-Ambiente (SSM), de Dados Técnicos (SDT), de Participações Governamentais (SPG), de Desenvolvimento e Produção (SDP) e de Exploração (SEP), do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e da Marinha do Brasil. A previsão da publicação da resolução revisada é dezembro de 2018 (ANP, 2018).

Figura 1 – Cronograma de Revisão da Resolução ANP 27/06



Fonte: ANP, (2018).

De acordo com § 6º que rege a atual desativação das instalações marítimas temos:

6. DESATIVAÇÃO DE INSTALAÇÕES MARÍTIMAS

6.1 Salvo especificação em contrário prevista na legislação aplicável ou expedida pela Autoridade Marítima ou pelo Órgão Ambiental com jurisdição sobre a área, as Instalações de Produção marítimas deverão ser sempre removidas da Área de Concessão, observadas as seguintes condições:

- a) O Abandono de Poços marítimos deve atender à regulamentação específica da ANP, sem prejuízo de outras determinações expedidas por outros órgãos competentes;
- b) A não remoção de instalações ou partes de instalações, quando tecnicamente justificada, deverá ser autorizada pela Autoridade Marítima e os remanescentes deixados na área deverão ser sinalizados de acordo com as normas vigentes;
- c) Qualquer modificação que seja feita em Instalações de Produção ou partes de Instalações de Produção desativadas e não removidas deverá ser comunicada à Autoridade Marítima com antecedência de 180 dias;
- d) As Instalações de Produção pesando até 4.000 toneladas no ar, excluídos o convés e a superestrutura, deverão ser retiradas totalmente em lâmina d'água até 80 metros, devendo ser cortadas a 20 metros abaixo do fundo em áreas sujeitas a processos erosivos. Na ausência

de processos erosivos, as instalações poderão ser cortadas ao nível do fundo;

e) Toda e qualquer Instalação de Produção cuja remoção for tecnicamente desaconselhada deverá ser cortada abaixo de uma profundidade de 55 metros;

f) Qualquer Instalação de Produção ou parte de Instalação de Produção deixada acima da superfície do mar deverá ser mantida adequadamente de forma a prevenir falha estrutural;

g) Após a retirada das Instalações de Produção ou partes de Instalações de Produção, o fundo marinho deve ser limpo de toda e qualquer sucata, em lâminas d'água inferiores a 80 metros;

h) A utilização de Instalações de Produção ou partes delas para criação de recifes artificiais será precedida por sua adequação a este uso específico, pela aprovação da implantação do recife pela Autoridade Marítima e pela aprovação de sua manutenção e monitoramento pelo órgão ao qual couber o controle ambiental da área.

6.2 A adequação e o transporte das Instalações de Produção ou parte delas a serem utilizadas para criação de recifes artificiais devem incluir todas as medidas de segurança e de prevenção de dano ambiental durante a realização destas operações. (ANP, 2006)

Ainda de acordo com essa portaria, deve-se entender instalação de produção como sendo “todo e qualquer equipamento ou tubulação, ou conjunto destes que integre um sistema de produção”, sendo assim, entende-se a abrangência dos equipamentos submarinos nessa portaria.

Entretanto, observa-se nessa portaria uma ausência de diretrizes mais claras do que o órgão espera que seja feito. O plano do que exatamente fazer na fase de descomissionamento está mais nas mãos da empresa exploratória do campo do que da agência que o regulamenta. Isso pode ser comprovado observado os Anexos I e II da portaria, que listam o que deve ser apresentado à Agência.

De modo geral, os anexos pedem que sejam apresentadas:(i) as justificativas da desativação; (ii) um esquema de linhas, poços e outras instalações; (iii) um detalhamento dos procedimentos e justificativas de remoção, operação de limpeza e descarte de substâncias nocivas e perigosas e (iv) recuperação do local explorado.

É pedido também que se apresente um cronograma dessas atividades, o qual deve vir acompanhado de uma cópia anexa do programa de desativação da atividade de

produção apresentado ao órgão ambiental no momento do licenciamento da instalação do sistema de produção e escoamento do campo e/ou de seus componentes e da cópia dos condicionantes referentes à desativação que constem das respectivas licenças. Em outras palavras, é uma portaria que parece se ater mais a questões técnicas que de fato ser proativa a questões da sustentabilidade do descomissionamento.

4.4.3 Resolução ANP nº 41/15 - Segurança Operacional dos Sistemas de Submarinos

Essa resolução da ANP tem como objetivo definir os quesitos “essenciais e os mínimos padrões de segurança operacional e de preservação do meio ambiente a serem atendidos pelos agentes regulados”.

Como descrito pela própria ANP, o SGSS está estruturado em 21 capítulos técnicos que compõe o sistema de gerenciamento de segurança operacional para sistemas submarinos, da fase de projeto à desativação, porém observa-se nessa resolução também a ausência de alguns pontos mais abrangentes no que diz respeito à sustentabilidade.

No entanto, dentre as resoluções vigentes, essa se destaca por estar diretamente relacionada aos sistemas submarinos e não somente aos poços. Outro ponto que chama atenção para essa resolução, são os seus 3 últimos capítulos que abordam as seguintes temáticas: reutilização, extensão de vida útil, descomissionamento e desativação.

Dessa forma, essa resolução pode ser um excelente ponto de partida para novas propostas multidisciplinares, mas ainda carece de mais uma crítica. Apesar de estar relacionada aos sistemas submarinos, no capítulo de exclusão de escopo, essa resolução não abrange, por exemplo, as árvores de natal, um equipamento submarino presente em qualquer arquitetura de exploração marítima.

No geral, o que se percebe na regulação nacional é uma miscelânea de normas técnicas, com uma breve tentativa de fazer alusões à atitudes sustentáveis, mas com dificuldade de compreensão devido à série de exceções cabíveis.

4.5 REGULAÇÃO INTERNACIONAL

Até certo ponto é compreensível que ainda tenhamos dúvidas quanto à nossa legislação no que diz respeito às etapas do descomissionamento, afinal esse é um assunto relativamente novo para o Brasil. Todavia, não é admissível para o país do pré-sal que tais discussões não avancem ou sejam proteladas, esperando o momento do descomissionamento ocorrer para que se pense no que será feito.

Balgos et al. (2015) estima que atualmente 23 países, entre eles o Brasil, trabalham para colocar em prática ações de gerenciamento baseadas no ecossistema marinho, isso mostra que, de certa forma, a nossa legislação acompanha o andamento internacional em busca do desenvolvimento.

Nesse sentido, podemos buscar as regulações internacionais como referência. Obviamente, considerando o contexto nacional, não é possível replicar todas as regras, tal atitude nem seria adequada, mas é sempre importante observarmos as melhores práticas e o que dizem as convenções internacionais, ainda que o Brasil não seja signatário de algumas delas.

4.5.1 UNCLOS - Convenção das Nações Unidas sobre Direito do Mar

Essa convenção foi assinada em 1982, em Mondongo Bay, na Jamaica. A UNCLOS considera como poluição marinha quaisquer substâncias ou energias introduzidas pelo homem no meio marinho que possa causar efeitos nocivos, danos à vida marinha e alterações na qualidade da água (Art. 1º, 4, Convenção sobre Direito do Mar)

A UNCLOS é considerada uma convenção norteadora para as legislações internacionais no que tange ao descomissionamento das instalações offshore que vieram após a sua assinatura, a partir da UNCLOS ficou claro a desestimulação do abandono das estruturas nos oceanos.

Um ponto de atenção observado por Hamzah (2003) a ser feito a respeito da UNCLOS, é que na Convenção de Genebra havia a orientação de que as estruturas offshore fossem

totalmente removidas, e na convenção da UNCLOS de 1982, a palavra totalmente não foi utilizada no texto. Ainda de acordo com Hamzah (2003), tal fato deva-se ao avanço do segmento, onde as estruturas de exploração vêm se tornando cada vez mais pesadas e maiores, o que poderia inviabilizar técnica e economicamente a remoção completa das estruturas.

4.5.2 OSPAR - Convenção para a proteção do meio ambiente marinho do Atlântico Norte

Assinada em 1992, ainda sendo um importante meio regulatório internacional, insta destacar que o Brasil não é um dos países signatários dessa convenção.

De acordo com o anexo III da convenção de OSPAR, que dispõe sobre a prevenção e a eliminação da poluição produzida por fontes offshore, destaca-se no artigo 5ª a norma de que “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”.

Segundo a convenção, nenhuma licença de desativação deve ser concedida se a instalação possuir substâncias que possam colocar em risco a saúde humana, a fauna, a flora e/ou os ecossistemas marinhos. A convenção de OSPAR também rege que ao conceder a licença de desativação, a parte que a receber 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.

4.5.3 A.672(16) IMO – Diretrizes da Organização Internacional Marítima

A Organização Internacional Marítima é uma agência internacional ligada a ONU e que tem como objetivo atuar na segurança das navegações e na prevenção de poluição marinha por navios e similares, diferentemente da OSPAR, o Brasil é membro da IMO desde 1963 e por consequência é signatário das diretrizes aqui dispostas.

A Diretriz A.672(16) foi publicada em 1989 e rege sobre os padrões para a remoção de instalações offshore e estruturas na plataforma continental e na zona econômica

exclusiva, essas diretrizes estão diretamente ligadas à Convenção das Nações Unidas sobre Direito do Mar, pois ela é justamente o regulamento do artigo 60 dessa convenção, dada a sua importância e abrangência.

Assim como na OSPAR, as Diretrizes da Resolução A.672(16) IMO, dispõe que o Estado costeiro deve avaliar caso a caso, sobre a possibilidade de uma instalação ficar no leito marinho após o desuso, isso levando em consideração seis fatores: (I) qualquer potencial ameaça para a navegação ou outros usos do mar; (II) as taxas de deterioração dos materiais e seus efeitos presentes e futuros no ambiente marinho; (III) os potenciais efeitos sobre o ambiente marinho, inclusive sobre a fauna e flora; (IV) os riscos de deslocamento dos materiais e estruturas depositados no solo marinho; (V) os custos, a viabilidade técnica e os riscos de acidentes pessoais sobre os trabalhadores que realizarão a remoção da estrutura; (VI) a determinação de uma nova utilização ou justificativa razoável para permitir a permanência da instalação ou estrutura no fundo do mar (TEIXEIRA, 2013).

Sobre as questões ambientais, a IMO prevê que quaisquer potenciais danos ao ambiente marinho sempre devem estar pautados em evidências científicas, podendo ser utilizados como fatores de comprovação a qualidade da água, as espécies que habitam o ambiente, ou até mesmo questões sociais, como a questão da pesca e o potencial para poluição e contaminação dos produtos dali extraídos.

4.6 CONCLUSÃO – ARTIGO 1

Analisando as normas e convenções internacionais, as normas brasileiras encontram respaldo na Convenção para Prevenção da Poluição Marinha por Alijamento de Resíduos e outras matérias – Convenção de Londres, de 1972 (promulgada pelo Brasil por meio do Decreto n.º 87.588/82), e a Convenção das Nações Unidas sobre Direito do Mar, UNCLOS – 1982 (definitivamente promulgada pelo Decreto n.º 1.530/95), considerando que foram esses instrumentos internacionais que as orientaram na temática das atividades de descomissionamento de instalações offshore, desestimulando assim as práticas de abandono das estruturas nos oceanos (*in situ*).

Por outro lado, esse desestímulo provocado pelas convenções internacionais e logo abraçados pelas normas brasileiras, vai de encontro ao avanço do setor petrolífero mundial, uma vez que as estruturas presentes nas arquiteturas submarinas presentes nos campos de exploração estão se tornando cada vez mais pesadas e maiores, o que pode inviabilizar economicamente a sua remoção completa, como disposto atualmente (HAMZAH, 2003).

Concordando com a ponderação de Hamzah, temos Bim (2017), constatando que a partir da UNCLOS III em 1982, o abandono passou a ser considerado como uma realidade do setor, especialmente pelo fato do segmento ter avançado em poços de exploração em lâminas d'água mais profundas (LDA essas que hoje, em 2018, já são consideradas rasas), cenário diferente de 1958, ano em que foi realizado a 1ª Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar.

A partir dessa observação, notamos que novamente a legislação brasileira encontra respaldo na convenção internacional, como podemos verificar no art. 6º da Portaria ANP nº 27/06 (Regulamento Técnico do Programa de Desativação de Instalações), cujos objetivos foram mencionados na seção 4.4.2 dessa pesquisa.

Diante do exposto, conclui-se que, apesar da diversidade de normas e portarias domésticas com respaldo nas convenções internacionais, ainda temos uma incerteza normativa dentro do segmento de exploração e produção, haja vista a formação do grupo de trabalho composto por membros da Petrobras, ANP e IBAMA.

É sabido que a fase do descomissionamento é necessária e onerosa, isso é certo e indiscutível. O que também deve ser encarado como certo, é o enfretamento célere e hábil dessa discussão, evitando que os riscos da operação ou até mesmo da sua falta, termine em prejuízos para a coletividade.

4.7 REFERÊNCIAS – ARTIGO 1

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2016. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Dez 2016**. Disponível em

<http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/boletim_de_dezembro-2016.pdf> Acesso em 28 jan.

_____, 2018. **Descomissionamento de instalações**. Disponível em < <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/descomissionamento-de-instalacoes>> Acesso em 08 de setembro.

_____, 2017. **Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos**. Disponível em < <http://www.anp.gov.br/>> Acesso em 13 de fevereiro de 2018.

_____, 2015. **Resolução n. 41/2015**. Disponível em < <http://www.anp.gov.br/>> Acesso em 08 de setembro de 2017.

_____, 2006. **Resolução n. 27/2006**. Disponível em < <http://www.anp.gov.br/>> Acesso em 08 de setembro de 2017.

_____, 2002. **Resolução n. 25/2002**. Disponível em < <http://www.anp.gov.br/>> Acesso em 08 de setembro de 2017.

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

BALGOS, Miriam C.; CICIN-SAIN, Biliiana; VANDERZWAAG, David L., 2015. **A Comparative Analysis of Ocean Policies in Fifteen Nations and Four Regions**. Routledge Handbook of National and Regional Ocean Policies. Nova York e Londres: Taylor & Francis Group.

BIM, Eduardo F., 2017. O descomissionamento de instalações offshore de petróleo e gás. In: **Revista do Advogado – AASP**, ano XXXVII, n.º 133, pp. 60-66, mar. 2017.

BORGES, Orlindo; BORGES, Alvim; DORNELLAS, Vinicius, 2017. O descomissionamento de equipamentos submarinos de petróleo e gás no Brasil e a sua destinação final ambientalmente adequada. **Direito do Mar: reflexões, tendências e perspectivas**, v. 1, p. 505-523

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF: Senado Federal: Centro Gráfico, 1988.

_____. Decreto n. 6.759, de 5 de fev. de 2009. **Regulamenta a administração das atividades aduaneiras, e a fiscalização, o controle e a tributação das operações de comércio exterior.**, Brasília, DF, fev 2009.

_____. Decreto n. 99.274, de 6 de junho de 1990. **Da Execução da Política Nacional do Meio Ambiente**, Brasília, DF, jun 1990

_____. Lei n 7.735, de 22 de fevereiro de 1989. **Dispõe sobre a extinção de órgão e de entidade autárquica, cria o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis e dá outras providências**, Brasília, DF, fev 1989.

_____. Lei n. 6.938, de 31 de agosto de 1981. **Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências**, Brasília, DF, ago 1981.

_____. Lei n. 9.478, de 6 de ago. de 1997. **Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências**, Brasília, DF, ago 1997.

BRUNDTLAND, Gru et al. Our common future ('brundtland report'). 1987.

FARAH, Marco Antônio., 2013. **Petróleo e seus derivados**: definição, constituição, aplicação, especificações, características de qualidade. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC.

GIL, Antonio Carlos., 2002. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 4. ed. São Paulo: ATLAS S.A.

HAMZAH, B. A., 2003. International rules on decommissioning of offshore installations: some observations. **Marine Policy**, n. 27, p. 339–348.

IMO. **1989 Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and In the Exclusive Economic Zone (IMO Resolution A.672 (16))**. Disponível em <
[http://www.imo.org/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/Pages/Assembly-\(A\).aspx](http://www.imo.org/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/Pages/Assembly-(A).aspx)> Acesso em 17 de outubro de 2016.

MELLO, Celso Antônio Bandeira., 2010. **Curso de Direito Administrativo**. 27. ed. São Paulo: Malheiros

MORAIS, José Mauro de., 2013. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore**. 1. ed. Brasília: IPEA.

OSPAR. **Annex III - On the prevention and elimination of pollution from offshore sources**. Disponível em <http://www.ospar.org/site/assets/files/1169/pages_from_ospar_convention_a3.pdf> Acesso em 25 jan. 2017.

PARENTE, Virginia, et al., 2006. Offshore decommissioning issues: Deductibility and transferability. *Energy Policy*, v. 34.15, p. 1992-2001.

PETROBRAS. **Plano de Negócios e Gestão 2018-2022**. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia/plano-de-negocios-e-gestao/>> Acesso em: 01 out. 2018.

_____, **Somos a maior operadora mundial de equipamentos submarinos para águas profundas e ultra profundas**. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/somos-a-maior-operadora-mundial-de-equipamentos-submarinos-para-aguas-profundas-e-ultraprofundas.htm>> Acesso em 21 fev. 2017.

TEIXEIRA, B. M., 2013. **Aprimoramento da política pública ambiental da cadeia produtiva de óleo e gás offshore no Brasil: o descomissionamento das tecnologias de exploração**. Tese de Doutorado, Pós-graduação em Meio Ambiente - Universidade do Estado do Rio de Janeiro: Rio de Janeiro.

TEIXEIRA, B. M.; MACHADO, C. J. S, 2012. Marco regulatório brasileiro do processo de descomissionamento ambiental da indústria do petróleo. **Revista de Informação Legislativa** - Brasília, a. 49, n. 196, p. 183-203.

UNCLOS. **United Nations Convention on the Law of the Sea**. Disponível em <http://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/unclos_e.pdf> Acesso em 25 jan. 2017.

5 LOGÍSTICA REVERSA PARA O DESCOMISSIONAMENTO DAS INSTALAÇÕES SUBMARINAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL – ARTIGO 2

5.1 INTRODUÇÃO

Atualmente, o Brasil tem em produção mais de 9.000 poços de petróleo, dos quais aproximadamente 800 são marítimos, sendo que 68 desses poços já são de produções provenientes do pré-sal (ANP, 2016). As estruturas construídas para exploração desses campos são construídas de acordo com o ambiente em que serão inseridas, esperando uma vida útil do poço e equipamentos de 25 anos em média, logo, em algum momento, a fase de descomissionamento é inevitável.

De acordo com um estudo do IHS Markit (2016), o montante gasto com o descomissionamento deve ser 4 vezes maior até 2040, atingindo a marca de USD 210 bilhões. Ainda de acordo com o levantamento feito, o aumento do dispêndio não está relacionado somente ao volume a ser descomissionado, mas também à complexidade dos projetos, que passam de lâminas d'água rasas para lâminas mais profundas, esse último, sendo a realidade dos projetos no Brasil.

Isto posto, essa segunda parte da pesquisa buscará responder questões acerca da logística reversa propriamente dita dos equipamentos submarinos, avaliando a capacidade de processamento dessas operações e, por fim, realizar um estudo de caso sobre o quantitativo dos equipamentos submarinos a serem descomissionados pela Petrobras de 2017 a 2025 e determinar o seu potencial valor de venda no mercado.

5.2 METODOLOGIA

De acordo com Gil (2002), essa seção da pesquisa também se caracteriza como exploratória, pois se trata de uma temática ainda pouco abordada no cenário nacional, sendo preciso buscar uma maior familiaridade com o problema através de levantamento bibliográfico e documental.

Essa busca de familiaridade e de um maior conhecimento do problema é realizada através de uma pesquisa bibliográfica a partir de trabalhos que abordaram a temática do

descomissionamento, bem como de análises documentais específicas sobre descomissionamento de estruturas submarinas, especialmente para o Mar do Norte. No intuito de levantar informações nacionais do mesmo nível existente para o cenário internacional, foram feitas entrevistas com entidades e organizações que regulam e/ou estão trabalhando para regular a questão do descomissionamento no Brasil.

Concluindo a pesquisa, um estudo de caso foi feito com base na experiência/vivência profissional do autor, onde foram levantados os principais materiais utilizados nos equipamentos submarinos, seus possíveis reaproveitamentos, seu quantitativo a ser descomissionado, e, por fim, seu preço de venda, caso sejam removidos em sua totalidade.

Esse estudo de caso vem para corroborar com os objetivos anteriormente levantados, pois, de acordo com Yin (2001), busca-se responder questionamentos especialmente quando o pesquisador tem pouco controle do meio e o foco do trabalho está em um fenômeno contemporâneo inserido em algum contexto da vida real.

Ainda segundo Yin (2001), através do estudo de caso é possível ter uma visão holística e significativa dos fatos reais, apresentando-se como uma metodologia que pode ser complementada com estudos exploratórios, que é exatamente a classificação metodológica desse trabalho, tanto no âmbito regulatório quanto no operacional.

5.3 O DESCOMISSIONAMENTO

Ruivo (2001) define descomissionamento como sendo o processo que ocorre ao final da vida útil das instalações que exploram e produzem óleo e gás. Ainda de acordo com o autor, o processo de descomissionamento refere-se à desconstrução ou remoção dos equipamentos utilizados. Wiegand (2011) traz uma definição mais conservadora no que diz respeito à preocupação com o ambiente, pois defende que o objetivo é devolver a propriedade livre de danos ambientais e restaurada nas condições originais.

Porém, é Gomes (2006) quem traz a definição do descomissionamento para mais próximo do conceito da sustentabilidade, constatando que a realização desse processo

deve garantir a preservação de uma qualidade ambiental para as gerações atuais e futuras.

Independentemente da definição teórica acerca do processo de descomissionamento, é importante entender que ele é dinâmico e intersetorial, pois além das engenharias internas da organização, ele demanda também a participação de agentes externos à organização, como agentes ambientais e regulatórios.

A cadeia produtiva do petróleo está subdividida em duas categorias, *upstream* e *downstream*. De acordo com Lustosa (2002) a base *upstream* está relacionada às indústrias de extração e produção de óleo e gás natural (E&P), onde estão inseridos os equipamentos submarinos, foco desse trabalho, enquanto a base *downstream* está relacionada às indústrias de refino e distribuição, conforme pode-se observar na Figura 2:

Figura 2 – Cadeia Produtiva do Petróleo



Fonte: Lustosa, (2002, adaptada pelo autor)

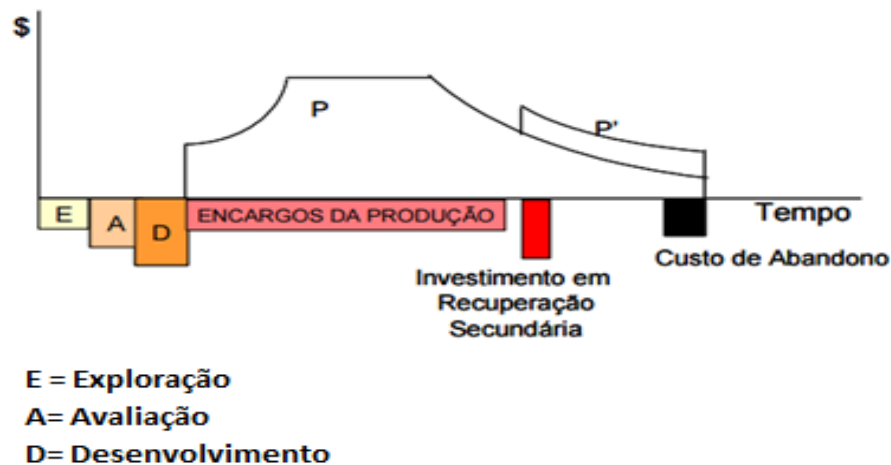
Segundo Dourado (2007), inseridos na fase *upstream* do processo, estão as fases de avaliação, desenvolvimento, exploração, produção e abandono. Essas atividades de exploração e produção são inerentes ao processo petrolífero e por ser invasiva ao meio ambiente, pode ter aspectos negativos para os ecossistemas, a cultura local e saúde do homem (DE MOURA, 2012).

No Brasil, as concessões para exploração e produção são feitas através de blocos, distribuídos geograficamente e permitindo a existência de um cronograma de atividades para o setor (RUFINO; DIAS, 2010).

Segundo Lima e Silva (2012), o segmento *upstream* vivenciou um crescimento notável ao longo das décadas passadas no que diz respeito à produção, número de empresas no segmento e empregos.

Considerando que o descomissionamento é parte integrante do processo de abandono, devemos considerá-lo um momento crucial no processo, pois como podemos observar a partir da Figura 3, mencionada por Pereira (2004), no momento de descomissionamento de um campo exploratório, a empresa não está mais obtendo retorno financeiro, o que pode deixar a atividade mais vulnerável e propensa a causar algum dano ambiental.

Figura 3 – Fluxo de caixa típico de projeto de E&P



Fonte: Pereira, (2004).

De acordo com Parente et al. (2006) tal ponto de atenção e vulnerabilidade exige do governo uma obrigação extra no que tange à regulação do setor, sendo indispensável que os órgãos reguladores garantam que a produção das empresas do segmento não irá causar nenhum dano ambiental proveniente do mau gerenciamento das licenças concedidas.

Parente et al. (2006) apontam que a criação de um fundo dedicado ao descomissionamento para cada projeto que tenha sua licença concedida, possa ser uma

forma de buscar mais efetivamente o conceito de projeto autossuficiente, sugerindo que eles tenham reserva financeira para essa parte do processo.

Para Ruivo (2001) existem pelo menos três razões principais que levam o interesse no descomissionamento de um projeto de E&P: (i) amadurecimento dos campos produtores, o que significa que esses campos economicamente já não se justificam; (ii) a relevância do fator ambiental, o que vem ao encontro da crescente relação desse aspecto com as transações internacionais, ou seja, é cada vez mais comum observar a presença da questão ambiental para a liberação de financiamentos de projetos e empreendimentos do setor petrolífero; (iii) montante dos custos totais, isto é, quando o custo de manter a plataforma operando é maior do que a receita que ela traz.

O descomissionamento offshore tem custos mais elevados do que o descomissionamento de estruturas *onshore*, isso porque fatores como a logística, a profundidade da lâmina d'água, a rigurosidade regulatória, a complexidade e as incertezas da operação são variáveis inerentes a esse processo (KAISER e LIU, 2015). Estudos feitos para o descomissionamento de estruturas e equipamentos submarinos no Golfo do México estima que o custo dessa operação possa variar entre \$ 20 e \$ 250 milhões de dólares, dependendo do tipo de plataforma, peso da jaqueta, profundidade da lâmina d'água, tempo de operação e outros fatores (KAISER e LIU, 2014).

Baseado nas estimativas de custos do processo de descomissionamento, Parente et al. (2006) mencionam que a fase do descomissionamento pode ser tornar um dos maiores problemas enfrentados pelo seguimento em um futuro próximo. Os autores ainda sugerem que em futuros compromissos financeiros das organizações inseridas no seguimento de exploração e produção de óleo e gás, sejam considerados os custos de atendimento às obrigações do descomissionamento no seu balancete.

Apesar dos fatores acima, Ruivo (2001) explica que a metodologia mais adequada para decidir sobre o descomissionamento é a análise da curva de produção *versus* a estimativa de fluxo de caixa, que dependem de outras variáveis como: preço do barril de petróleo e taxas de retorno. Essa análise, meramente econômica, observa a relação

custo de operação e rendimento econômico, deixando às margens da decisão os aspectos ambientais e sociais.

5.3.1 Os 5 Pilares do Descomissionamento

Dentro da temática descomissionamento, de acordo com o *Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998* (em tradução livre: Decreto do Petróleo de 1998 - Descomissionamento de Instalações e Dutos de Petróleo e Gás em alto mar), existem 5 pilares dentro de uma análise comparativa que devem sustentar a metodologia do descomissionamento, esses 5 pilares são: Segurança, Ambiental, Técnico, Social e Econômico.

Apesar dessa proposição ser do departamento de Energia Britânico, o seguimento adotou esses 5 pilares como sendo primordiais para outras metodologias e ferramentas de análises comparativas usadas em outros países.

No Quadro 1 é apresentado um modelo proposto no decreto para análise de descomissionamento. Nessa análise são considerados os tipos de descomissionamento versus os subcritérios estabelecidos em cada pilar.

O guia proposto no Decreto Britânico reforça que, apesar do envolvimento das partes interessadas, é importante que os estudos e a avaliação do processo que suporta as opções de descomissionamento escolhidas após a análise, estejam sujeitos à verificação de especialistas.

O objetivo desta verificação é confirmar que as avaliações são confiáveis e que não há a necessidade de verificar os meios finais de ponderação e balanceamento das opções. Todavia, esse processo de verificação deve ser transparente.

Pode ser que seja estabelecido um processo de revisão independente para avaliar o escopo, a qualidade e a aplicação do trabalho realizado, ou seja, especialistas em campos específicos podem ser contratados para avaliar e confirmar aspectos do projeto.

Quadro 1 – Quadro de Avaliação Comparativa

ASSESSMENT CRITERIA	Matters to be considered	DECOMMISSIONING OPTIONS											
		Complete removal to land			Partial removal to land			Leave wholly in place			Disposal at sea *		
		Red	Yellow	Green	Red	Yellow	Green	Red	Yellow	Green	Red	Yellow	Green
Safety	risk to personnel												
	risk to other users of the sea												
	risk to those on land												
Environmental	marine impacts												
	other environmental compartments (including emissions to the atmosphere)												
	energy/resource consumption												
	other environmental consequences (including cumulative effects)												
Technical	risk of major project failure												
Societal	fisheries impacts												
	amenities												
	communities												
Economic													
		Red	Yellow	Green									
		HIGH	MEDIUM	LOW									

Fonte: Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998, (2018)

5.3.1.1 Segurança

De acordo com o decreto, ao avaliar e comparar os riscos de segurança de diferentes opções de descomissionamento, os princípios gerais de gestão de risco utilizados na indústria devem ser aplicados, bem como, se possível, fazer uso de técnicas quantitativas de avaliação de risco. Mecanismos típicos incluem o uso de perda potencial de vida, risco individual por ano, e critérios de taxa de acidentes fatais.

A análise deve ser feita com os níveis de risco geralmente apoiados pelo departamento de Segurança da organização, que provavelmente define o nível máximo tolerável de risco individual de fatalidade.

Os riscos também devem ser colocados em contexto, por comparação com os riscos que foram julgados como aceitáveis durante a fase de instalação e desenvolvimento e os riscos que existem em outras indústrias.

5.3.1.2 Ambiental

Segundo o Decreto, a avaliação e comparação dos impactos ambientais de diferentes opções deve basear-se numa avaliação ambiental realizada em conformidade com as técnicas amplamente reconhecidas e metodologias padrão para tais avaliações.

É aconselhável que esta análise inclua considerações de possíveis mudanças climáticas.

Uma avaliação do impacto de todas as atividades no local offshore e também no local de desmantelamento e eliminação em terra deve ser realizado. Se o local de descarte ainda for desconhecido ou caso não tenha sido definido, uma avaliação genérica dos impactos ambientais em um local de disposição deve ser realizada.

Na avaliação do consumo de energia e recursos, bem como quaisquer descargas ou emissões para os compartimentos ambientais, os princípios acordados internacionalmente devem ser seguidos.

5.3.1.3 Técnico

Técnicas reconhecidas de Avaliação Quantitativa de Riscos, análises de engenharia e operações devem ser usadas de maneira combinada para fornecer informações abrangentes e robustas, sejam elas qualitativas ou quantitativas.

A consideração dos riscos associados ao trabalho incluirá avaliação da probabilidade máxima aceitável de um acidente grave e, sempre que possível, seguir os critérios adotados durante a fase de instalação.

A avaliação da viabilidade técnica de diferentes opções de descomissionamento deve basear-se na experiência existente na indústria e nos equipamentos disponíveis, mas sempre que possível deve também ser levado em conta o cronograma previsto para o trabalho e os custos previsíveis.

5.3.1.4 Social

O envolvimento de partes interessadas será importante para avaliar e ter em conta as opiniões de diferentes grupos de interesse.

Os impactos na atividade pesqueira, tanto os ocorridos no passado como os riscos potenciais no futuro, devem ser considerados de importância primordial. Esse ponto deve ser avaliado em relação ao nível de atividade na área e os impactos a longo prazo, a segurança dos pescadores e as medidas de mitigação devem ser as diretrizes.

No aspecto social, devem ser consideradas também as oportunidades de emprego e desenvolvimento regional.

5.3.1.5 Econômico

De acordo com o Decreto, estabelecer estimativas precisas de custos é extremamente importante não apenas do ponto de vista da empresa, mas para também para o órgão regulador, dado que a Lei Britânica de 1998 foi alterada pela Lei da Energia de 2016, e nela há a inclusão para o agente regulador trabalhar com a equipe de desativação do operador para garantir que os custos sejam minimizados no programa de descomissionamento.

Também deve ser observado que, no regime fiscal do Reino Unido, uma proporção significativa dos custos de descomissionamento recaem sobre o Tesouro Britânico.

Ao avaliar alternativas de descomissionamento, a proporcionalidade deve ser considerada e os custos devem ser equilibrados com os outros critérios de avaliação. No entanto, é improvável que apenas os custos sejam aceites como o fator decisivo para

chegar a opção preferida, a menos que todas as outras questões não apresentem diferenças significativas.

5.4 OS EQUIPAMENTOS SUBMARINOS NO CENÁRIO DO DESCOMISSIONAMENTO

Um sistema submarino é configurado para conduzir o óleo e o gás produzido em um poço até a unidade de armazenamento ou tratamento (BRUSCHI et al, 2015). Os projetos submarinos utilizados para Exploração e Produção de óleo e gás têm como características uma tecnologia extremamente avançada, assim como custo e riscos altamente elevados (CHEN, 2011).

De acordo com Bai e Bai (2016), um sistema de produção é composto por poço submarino completado, sistema de cabeça de poço submarino, árvore de natal molhada (ANM), interligação submarina com o sistema de escoamento, equipamentos submarinos e facilidades de controle para operação do poço.

Um sistema submarino pode incluir ou não todos os equipamentos disponíveis. A arquitetura utilizada será determinada de acordo com o ambiente marinho em que o campo está inserido, de tal forma que a segurança, proteção do ambiente, garantia de escoamento e confiabilidade sejam levados em consideração, além claro da busca da maximização financeira, utilizando da solução mais confiável e segura, mas sem perder a relação custo-benefício.

5.4.1 Manifold

Tecnicamente há uma limitação quanto ao número de dutos que podem ser conectados à uma plataforma ou a uma FPSO (navio plataforma), isso porque os dutos poderiam pesar tanto a estrutura ao ponto de causar o afundamento de todo o sistema. Nesse sentido, para evitar que esse problema ocorra, a indústria faz uso de um equipamento chamado Manifold, mostrado na Figura 4.

Os manifolds funcionam como *hubs* ou subestações que concentram no fundo do mar a produção de petróleo proveniente de diferentes poços, permitindo então que a produção proveniente de vários poços seja enviada para a plataforma através de um único

duto/tubulação, o que minimiza consideravelmente o peso ligado às mesmas (STORVOLD, 2012; SILVA et al, 2015).

Figura 4 – Manifold



Fonte: Petrobras, (2015).

5.4.2 Árvore de natal molhada

A árvore de natal, mostrada na Figura 5, é um equipamento submarino composto de válvulas que podem ser operadas remotamente e que têm como objetivo controlar o fluxo dos fluídos dos poços de produção e injeção (FILHO, 2016).

As árvores de natal molhada são instaladas na cabeça do poço e são equipamentos submarinos complexos, pois, além das válvulas pertencentes ao seu próprio sistema, estão conectados a ela: os dutos, conectores e acessórios que vão conduzir o fluído da produção até a plataforma (LUO et al, 2013).

Figura 5 – Árvore de natal molhada



Fonte: Petrobras, (2015).

5.4.3 PLEM e PLET

Considerando uma malha submarina de dutos extensa, pode ser vantajoso para os sistemas de produção e exportação a interligação de um duto com o outro, para tanto, a indústria faz uso das tecnologias dos PLEMs e dos PLETs.

O PLET é um equipamento submarino utilizado para conectar a extremidade de um duto a outros equipamentos submarinos, como aos manifolds e as árvores de natal, por exemplo (BAI E BAI, 2016). Ainda segundo o mesmo autor, ele é chamado de PLEM quando sua função for “servir de suporte para uma válvula e outras conexões de dutos”. A Figura 6 apresenta uma foto desse equipamento.

Figura 6 – PLEM e PLET



Fonte: Petrobras, (2015).

5.4.4 Linhas Flexíveis

As linhas flexíveis utilizadas nas configurações submarinas têm a finalidade de transportar o fluido do poço até a unidade de produção, seja ela uma plataforma ou uma FPSO.

Além da utilização para o transporte da produção, os dutos flexíveis podem ser utilizados para interligar uma unidade a outra, para injeção de água ou gás nos poços ou até mesmo para o transporte da unidade de produção offshore até a terra (PETROBRAS, 2015).

Os dutos flexíveis são, em sua maioria, constituídos por camadas de aço e camadas poliméricas que vão se intercalando entre si, conforme pode ser observado na Figura 7. As camadas que são feitas de aço garantem a flexibilidade dos dutos, ao passo que as camadas poliméricas garantem a estanqueidade e a proteção contra corrosão das camadas de aço (FILHO, 2016).

Uma das grandes vantagens da utilização dos dutos flexíveis na fase de extração é a facilidade do lançamento das linhas e a sua acomodação no leito marinho (AQUINO et

al, 2010). Além disso, depois de instalados, os dutos flexíveis podem ser realocados em outros poços de acordo com a necessidade da empresa exploradora do campo.

Figura 7 – Linhas Flexíveis



Fonte: Petrobras, (2015).

5.4.5 Umbilicais

As linhas umbilicais podem conter conjuntos de cabos elétricos, cabos ópticos, mangueiras de água e gás, conforme pode ser visto na Figura 8, e têm como função a operacionalização remota dos equipamentos e válvulas submarinas integrantes do sistema (YAN, 2013). Além de comandar as válvulas das árvores de natal, por exemplo, os umbilicais podem injetar produtos químicos e monitorar parâmetros de operação, como temperatura e pressão dos poços (PETROBRAS, 2015).

Figura 8 – Umbilicais



Fonte: Petrobras, (2015).

5.5 LOGÍSTICA REVERSA

De acordo com o *Council of Supply Chain Management Professionals*, o gerenciamento da cadeia de suprimentos (SCM), “engloba o planejamento e gerenciamento de todas as atividades envolvendo o fornecimento e aquisição, beneficiamento e todas as atividades de gerenciamento de logística.” (CSCMP, 2016)

Observando o cenário global, onde as organizações são cada vez mais pressionadas a buscar atitudes mais sustentáveis com impactos ambientais cada vez menores, Hsu e Tan (2012) sugere que essas atitudes sejam adotadas tanto no sentido direto como no sentido reverso da cadeia logística.

A logística reversa lida com produtos, processos ou recursos que fluem no sentido oposto ao da corrente normal da logística, que seria da aquisição da matéria-prima ao consumo final (ABBASI E NILSSON, 2011; ALSHAMSI E DIABAT, 2017).

Como a logística reversa visa a reinserção dos materiais no fluxo produtivo direto, seja para reaproveitamento, reparo ou descarte, estes sistemas são usualmente chamados de “ciclo fechado”, ou em inglês, *closed-loop supply chain*. O ciclo fechado é composto por ambos os fluxos, diretos e reversos, desenhando “ciclos” que reintegram os materiais, usados ou não, a pontos anteriores da cadeia de suprimento para reutilização ou reprocessamento para nova utilização (XAVIER e CORRÊA, 2013).

Nesse projeto busca-se compreender como as organizações que produzem equipamentos submarinos estão abordando essa temática, uma vez que o descomissionamento dos seus equipamentos é algo relativamente novo no Brasil. Para isso, o estudo de caso será fundamental para a obtenção de informações práticas que são aplicadas no contexto atual e fazer projeções para o cenário futuro.

No cenário atual, não é garantido que as empresas do segmento de óleo e gás trabalham com o sistema de ciclo fechado. As possíveis causas que limitam as empresas a atuarem nessa logística reversa podem estar relacionados aos desafios para o gerenciamento da cadeia de suprimentos (SCM) em transformar os seus processos e atividades em operações sustentáveis.

Segundo Abbasi e Nilsson (2012), existem 5 desafios principais que a cadeia de suprimentos enfrenta no seu caminho à sustentabilidade: custos, complexidade, operacionalização, incertezas e mentalidade e mudanças culturais.

É preciso estar atento também para os fatores apontados por Silvestre (2015), como a falta de infraestrutura, corrupção, problemas sociais urgentes e a economia informal, pois eles podem impedir a aplicação das boas práticas na gestão da cadeia de suprimentos de óleo e gás no Brasil.

Porém, com a revisão da ISO 14001 em 2015, temos a inserção do escopo do sistema de gestão ambiental (WONG et al, 2017), que poderia ser de grande valia para os pontos relacionados ao descomissionamento, pois as empresas que possuem essa certificação passam a ser responsáveis pelos seus produtos por todo o ciclo de vida.

A nova atualização da norma é clara ao dizer que a responsabilidade das organizações não se finda na entrega do produto. Na revisão, as organizações devem controlar ou influenciar os aspectos de transporte e entrega, uso, tratamento pós uso e disposição final de seus produtos e serviços. Ao fazer uso da ISO 14000, uma norma padronizada, as organizações minimizam os riscos e melhoram o controle ambiental já existente (RINO E SALVADOR, 2016).

Essa mudança de paradigma tem movimentado o segmento petrolífero nacional, uma vez que possuir essa certificação é uma das exigências para se tornar um fornecedor da Petrobras, por exemplo. Nesse sentido, a indústria precisará explorar e gerenciar uma cadeia de suprimentos mais sustentável e precisará fechar o ciclo logístico, buscando o gerenciamento de uma cadeia de suprimentos mais verde (ZHU et al, 2008).

Para Carter e Dresner (2001) e Zhu, Sarkis e Lai (2007), quando decisões gerenciais são tomadas no que diz respeito à cadeia de suprimentos, é preciso levar em consideração o impacto que ela terá no ambiente. Logo, o entendimento preciso do funcionamento regulatório e prático dessa cadeia é essencial para a continuidade do segmento, pois é importante lembrar que a indústria do petróleo não compete somente com outras indústrias do mesmo segmento, mas também com empresas do segmento de energia alternativa, cada vez mais em evidência (AHMAD et al, 2017).

5.5.1 O descomissionamento no Brasil

Em uma análise feita por Delesposte (2016), após o seminário sobre o Plano de Negócios e Gestão da Petrobras 2017-2025, realizado em 05 de Dezembro de 2016 em Macaé - RJ, um dos cenários analisados foi o descomissionamento ao longo dos próximos anos. Segundo Delesposte (2016), a Petrobras criou recentemente uma gerência dedicada aos assuntos de descomissionamento da companhia.

Como mencionado em sua análise, na ocasião, a representante da Petrobras, Solange Guedes, Diretora Executiva de Exploração e Produção da Petrobras, informou que a estatal brasileira ainda não tem uma diretriz formulada no que tange aos descomissionamentos necessários, também não chegaram a uma conclusão de como será feita esse tipo de contratação de seus fornecedores. Solange ainda mencionou que há uma discussão com o IBAMA e ANP sobre o assunto.

O infográfico da Figura 9 foi apresentado durante a realização desse seminário e mostra o plano de revitalização e descomissionamento da companhia para o período de 2017 a 2025.

Alguns trabalhos de descomissionamento já foram iniciados pela Petrobras, como o caso do campo de Cação no Espírito Santo, porém esse descomissionamento ainda lida com plataformas em lâminas d'água de baixa profundidade, situação diferente do que será enfrentado em anos vindouros, quando se começar a discutir os descomissionamentos para o pré-sal, ou seja, em lâminas d'água ultra profundas.

Como se pode observar na Figura 9, 12 plataformas serão totalmente descomissionadas até 2025, representando um custo de 2 bilhões de dólares para a Petrobras, porém, a literatura encontrada até o momento é muito focada no trabalho do descomissionamento da estrutura das plataformas em si.

Em seu plano de descomissionamento, a Petrobras fez uma tímida divulgação das plataformas que serão descomissionadas, e tão somente isso. Entretanto, para que a sociedade possa participar do processo, para que a logística desse projeto se organize, e para que se verifique a existência ou não de condições de absorver a logística reversa desses equipamentos, o plano de descomissionamento da Petrobras e seu *forecast*, carece de muitas outras informações.

Figura 9 – Planejamento de revitalização e descomissionamento 2017-2025



Fonte: Petrobras, (2016).

5.5.2 O descomissionamento no Mar do Norte

Quando se analisa o plano de descomissionamento do Mar do Norte, que abrange basicamente o mesmo período do plano da Petrobras, divulgado no anuário Insight de Descomissionamento 2017 feito pela *Oil and Gas UK*, pode-se notar que a separação das fases do descomissionamento permite que a indústria se prepare para essa atividade. O Quadro 2 apresenta, de forma mais detalhada as etapas desse Plano.

Quadro 2 – Plano de Descomissionamento do Mar do Norte

	Northern North Sea and West of Shetland	Central North Sea	Southern North Sea and Irish Sea	Total UKCS	Norwegian Continental Shelf	Danish Continental Shelf	Dutch Continental Shelf	Total
Number of fields with decommissioning activity	45	77	92	214	23	6	106	349
Number of wells for P&A	568	604	452	1,624	300	113	410	2,447
Proportion of wells that are platform wells	70% (399)	49% (297)	76% (345)	64% (1,041)	85% (254)	98% (111)	84% (345)	72% (1,751)
Number of platforms for removal	12	19	67	98	14	17	77	206
Topside weight to be removed	238,110 tonnes	224,458 tonnes	78,760 tonnes	541,328 tonnes	123,205 tonnes	75,602 tonnes	119,665 tonnes	859,800 tonnes
Substructure weight to be removed	52,655 tonnes	128,024 tonnes	68,979 tonnes	249,658 tonnes	115,176 tonnes	58,602 tonnes	84,502 tonnes	507,938 tonnes
Subsea infrastructure to be removed	13,586 tonnes	31,015 tonnes	4,772 tonnes	49,373 tonnes	2,555 tonnes	590 tonnes	1,385 tonnes	53,903 tonnes
Length of pipelines to be decommissioned	778 kilometres	2,624 kilometres	2,112 kilometres	5,514 kilometres	222 kilometres	217 kilometres	1,827 kilometres	7,780 kilometres
Total tonnage coming onshore	304,351 tonnes	383,497 tonnes	152,511 tonnes	840,359 tonnes	240,936 tonnes	134,794 tonnes	205,552 tonnes	1,421,641 tonnes

Fonte: Oil and Gas UK, (2017).

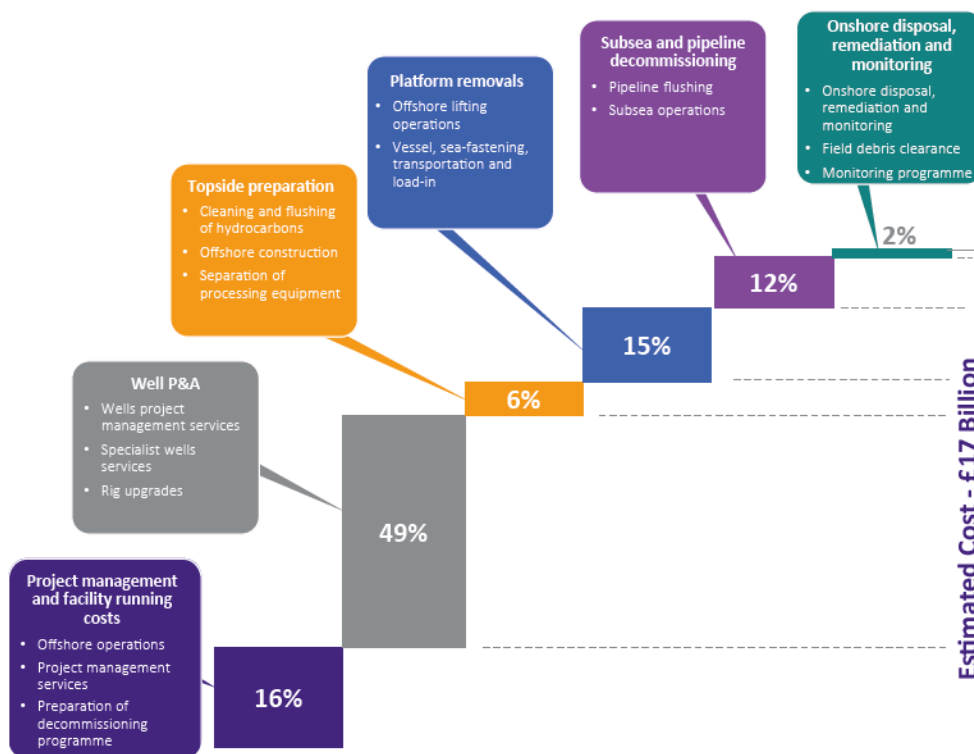
Como observado, esse é um plano mais robusto que o divulgado pela Petrobras. O plano do Mar do Norte levanta tonelagem, quantidade e quilometragem de equipamentos descomissionados, dados esses, divulgados pelo próprio órgão regulador. De posse dessas informações, a indústria do descomissionamento que está em fase de ascensão no Reino Unido, crescendo de 2% em 2010 para 11% em 2017, pode se preparar e se dimensionar para atender o setor.

De acordo com o plano divulgado pela *Oil and Gas UK*, nos próximos 5 anos espera-se que seja gasto em descomissionamento no Mar do Norte o valor aproximado de 3.6 bilhões de Libras, o equivalente a 18 bilhões de Reais.

Como um dos objetivos de antever o crescimento do descomissionamento é diminuir os custos da desativação, o relatório e os dados divulgados têm como propósito fazer com que as empresas de suprimentos na Europa sejam capazes de competir com qualidade, eficiência e custo nos contratos de descomissionamento.

Conforme pode ser visto na Figura 10, o custo estimado de descomissionamento das estruturas submarinas, de acordo com o apontamento do plano de descomissionamento apresentado pela *Oil and Gas UK* em 2017 é de aproximadamente 12% (quadro em lilás) do total geral.

Figura 10 – O custo do descomissionamento por fase



Fonte: Oil and Gas UK, (2017).

Com o propósito de direcionar o setor nacional com as mesmas informações, ao longo dessa pesquisa procuramos a Petrobras para que mais informações do plano de descomissionamento fossem divulgadas, mais especificamente foi solicitado através do canal de transparência da empresa a disponibilização de forma quantitativa e detalhada do que está no plano para ser descomissionado, solicitação essa que gerou o seguinte retorno da estatal:

“Em atenção ao pedido de acesso à informação protocolado no SIC da Petrobras sob o nº 2455/2018, a Petrobras esclarece que se encontra impossibilitada de fornecer as informações solicitadas considerando que estas fazem parte dos processos de desativação das Plataformas P-12, P-07, P-15, P-33, P-65, P-32, P-19, P-35, P-26, P-20, P-47 e P-18, que ainda se encontram em andamento, subsumindo-se na hipótese de negativa de acesso do art. 7º, § 3º, da LAI, uma vez que o direito de obter a informação sofre restrição quando o ato decisório respectivo ainda não foi editado. Nesse contexto, considerando que o Plano de Descomissionamento da Petrobras de 2017 a 2025 ainda não foi aprovado pela ANP, estando em fase de análise pela agência, nesse momento, as informações nele constantes são parte integrante do referido processo de descomissionamento, configurando-se como ato preparatório, nos termos do art. 3º, do Decreto nº 7.724/2012.”

Através do mesmo canal, pedido idêntico foi feito ao IBAMA, órgão responsável por validar os projetos de descomissionamento, gerando o seguinte retorno:

“Informamos que não consta de nossos registros informações a respeito da oficialização de um Plano de Descomissionamento da Petrobras de 2017 a 2025. Informação desse tipo já foi solicitada, porém ainda não se conseguiu obter do operador.”

Na tentativa de obter junto à ANP as informações do descomissionamento para aumentar a robustez dessa pesquisa, a solicitação do plano de descomissionamento foi replicado à agência através do mesmo canal de comunicação, a qual se manifestou com a seguinte resposta:

“Os processos que tratam dos Planos de Desativação de instalações citados na solicitação encontram-se sob análise da ANP e, portanto, as informações neles contidas são tratadas com sigilo. Nos termos da Lei nº 12.527/2011, Art. 7º § 3º, e Resolução ANP nº 27/2006, esses processos possuem informações que, se forem disponibilizadas antes do encerramento dos processos, podem afetar a atividade regulatória, uma vez que são utilizadas para fundamento de tomada de decisão.”

Sendo assim, verifica-se a ausência de um levantamento oficial disponível do inventário dos equipamentos submarinos que serão descomissionados. A partir das respostas dos

principais envolvidos (Petrobras, IBAMA e ANP), percebe-se a falta de transparência entre os agentes, embora, a princípio, o IBAMA tem se preocupado em cumprir o seu papel fiscalizador e cobrar da operadora o plano detalhado.

Embora não se tenha alcançado êxito na obtenção de dados oficiais através dos agentes públicos envolvidos no processo, dados extraoficiais foram tabulados a partir de informações disponibilizadas no curso sobre Desmonte de Navios e Descomissionamento de Plataformas ministrado pela IPETEC – Instituto de Pesquisa, Educação de Tecnologia da Universidade Católica de Petrópolis, no período de 05 de maio a 19 de maio de 2018. O Quadro 3 apresenta de forma resumida esses dados⁸:

Quadro 3 – Quantitativo de equipamentos para descomissionamento

Equipamento	Quantidade
Linhas Flexíveis	3.500 km
Umbilicais	1.750 km
Manifolds	27 unidades
Árvores de Natal Molhada	274 unidades

Fonte: IPETEC, (2018).

De posse das informações disponibilizadas no Quadro 3, este artigo buscará responder questões logísticas no que diz respeito ao descomissionamento, pois como descrito até esse momento, o segmento de óleo e gás carece de diretrizes mais claras quanto à disposição final dos equipamentos submarinos e a sociedade carece do conhecimento do plano oficial de descomissionamento.

É correto afirmar que existem no Brasil muitas leis, decretos, resoluções e portarias acerca do tema, mas todas se mostram muito técnicas e abordam a sustentabilidade com pouca profundidade, além de ter uma lacuna significativa em relação ao inventário a ser descomissionado, o que impossibilita estudos mais elaborados.

⁸ Informação fornecida por Mauro Destri no curso sobre Desmonte de Navios e Descomissionamento de Plataformas ministrado pela IPETEC, no Rio de Janeiro, em maio de 2018.

5.5.3 O Repetro no descomissionamento

O regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados às atividades de petróleo e gás no Brasil foi criado em 1999 com o nome de Repetro. O Repetro suspende os impostos de importação e outros tributos federais (Imposto de Importação, PIS, Confins e IPI) além do estadual (ICMS) em regime de admissão temporária de bens trazidos para as atividades do setor, sendo importante lembrar que o Repetro pode se beneficiar de instrumentos como exportação ficta⁹, regime de *drawback* e o regime de concessão.

Quando criado em 1999, o regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens destinados às atividades de petróleo e de gás natural, estabelecia sua vigência até 31 de dezembro de 2005. Então, no ano de 2001, a vigência do regime foi estendida até 31 de dezembro de 2007.

No ano de 2004, o regime especial teve sua vigência estendida novamente até 31 de dezembro de 2020, e, por fim, em 18 de Agosto de 2017 foi publicado no Diário Oficial da União mais uma prorrogação, validando o Repetro até 31 de dezembro de 2040.

De acordo com as normas da Receita Federal, os bens importados sob o regime do Repetro têm um tempo limitado para permanecer dentro do território nacional, sendo esse prazo igual ao tempo de concessão ou à vigência do contrato firmado.

Ao final do período, os bens devem ser: (i) reexportados; (ii) entregues à Fazenda Nacional; (iii) destruídos; (iv) transferidos para outro regime aduaneiro especial; ou (v) despachados para consumo.

São nessas normas de término de concessão que estão ligados os principais problemas para o descomissionamento, uma vez que, se não respeitados os cenários acima, os bens trazidos nesse regime temporário deveriam ser finalmente nacionalizados e todos

⁹Exportação Ficta entende-se a operação de venda de produtos nacionais a empresas sediadas no exterior ou entidade de governo estrangeiro ou organismo internacional, sem que ocorra sua saída do território brasileiro, contra pagamento em moeda estrangeira de livre conversibilidade. Essa operação comercial produz todos os efeitos fiscais e cambiais de uma exportação (Silva, 2011).

os impostos federais dos quais foram suspensos (não isentos), devem ser recolhidos retroativamente, gerando assim um custo extra para a empresa operadora, no caso, a Petrobras.

5.5.4 O NORM no descomissionamento

O termo NORM (*Naturally Occurring Radioactive Materials*) é um acrônimo utilizado para materiais radioativos que ocorrem naturalmente em gases, líquidos e sólidos causados por processo meramente natural (NABHANI et. Al, 2016).

Na indústria do petróleo ele é encontrado na água injetável nos poços de produção de óleo e gás. É uma prática corriqueira no setor injetar água do mar nos poços para aumento da pressão, o que facilita o processo de extração. É justamente essa água injetada nos poços que traz o NORM para a superfície (COOPER, 2005). Nele, podem ser trazidos à superfície elementos de Silício, Ferro, Alumínio, Sódio, Magnésio, Cálcio, Estrôncio e Bário, assim como também vestígios de metais pesados como Manganês, Ferro, Zinco, Cobre e Chumbo (EL AFIFI e AWWAD, 2005).

A atual regulação para o NORM não está bem estabelecida ou consistente, em particular às questões que afetam e ameaçam à segurança da saúde humana, meio ambiente e interesse público como resultado de poluições radiológicas do enorme volume de resíduos da TENORM, gerados a partir da produção de petróleo e gás e seus processos de descarte (NABHANI et. Al, 2016).

No Brasil a regulação do NORM é feita pela CNEN, Comissão Nacional de Energia Nuclear, instituição responsável por regular e fiscalizar o uso da energia nuclear no Brasil, a qual é uma autarquia federal vinculada ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), tendo sido criada em 1956.

De acordo com a CNEN, os principais riscos associados ao trabalho com NORM acima dos limites estabelecidos estão ligados à forma de contato, sendo possível ter contato com material radioativo de cinco maneiras: ingestão, absorção pela pele, inalação, incorporação interna e exposição.

Para que o descomissionamento não seja inviabilizado, é preciso que tratativas acerca do NORM sejam tomadas, garantindo a segurança daqueles que operam a atividade e do meio que eventualmente receberá os equipamentos.

5.6 OPÇÕES DE DESCOMISSIONAMENTO

É consenso no segmento de óleo e gás que as práticas para abandono das estruturas de plataformas está consolidada e possui diretrizes e opções claras. Isso porque, não só o cenário internacional, mas o Brasil tem experiência na desmobilização de tais estruturas.

Para realizar o descomissionamento das estruturas fixas das plataformas, atualmente existem três opções comumente utilizadas, (i) *tow-and-place* – rebocar e posicionar a estrutura em um outro local previamente definido, (ii) remoção parcial – geralmente retirando a parte superior da estrutura e (iii) tombamento total da estrutura no leito marinho (*toppling*).

Entretanto, como já foi reforçado nesse trabalho, ainda são poucos os estudos com ênfase nas estruturas submarinas, talvez justificados pelo alto custo ou até mesmo pelo fato dos campos exploratórios, em nível mundial, não terem atingido o ápice do descomissionamento até a presente data.

Embora os diferentes cenários possíveis para o descomissionamento das estruturas fixas e dos equipamentos submarinos estejam de certa forma interligados, isso é, apesar de se poder considerar que os equipamentos submarinos também podem ser removidos totalmente, parcialmente ou abandonados em leito marinho, nenhuma opção de descomissionamento pode ser vista como melhor ou superior a outra do ponto de vista ambiental (EKINS et al, 2006). O assunto precisa ser discutido de forma coordenada, organizada e, acima de tudo, transparente com a partes envolvidas; caso contrário, a discussão permanecerá superficial e não trará soluções eficazes e discussões enriquecedoras sobre o tema.

O Quadro 4 foi elaborado com base nas diretrizes de países que realizaram atividades de descomissionamento e considerou as decisões tomadas exclusivamente para as estruturas submarinas.

Quadro 4 – Opções e Regras de Descomissionamento

Local	Regras de descomissionamento dos equipamentos submarinos
Mar do Norte	Não há uma regra quanto aos equipamentos submarinos, cada caso é analisado individualmente, podendo ser considerada a remoção parcial ou o abandono
EUA	Podem ser deixados no local caso não apresentem risco à navegação, pesca ou outros usos do oceano. Os dutos devem ser lavados, enchidos com água do mar e as extremidades enterradas a 1,5 metros de profundidade
Austrália	O agente regulador prevê a remoção total de todos os equipamentos, porém dispositivos legais autorizam a remoção parcial ou o abandono quando as remoções não são as melhores opções
Brasil	Não há uma definição clara, embora a instrução inicial do IBAMA seja pela remoção total dos equipamentos

Fonte: Próprio autor, (2018).

5.7 DIMENSIONAMENTO LOGÍSTICO

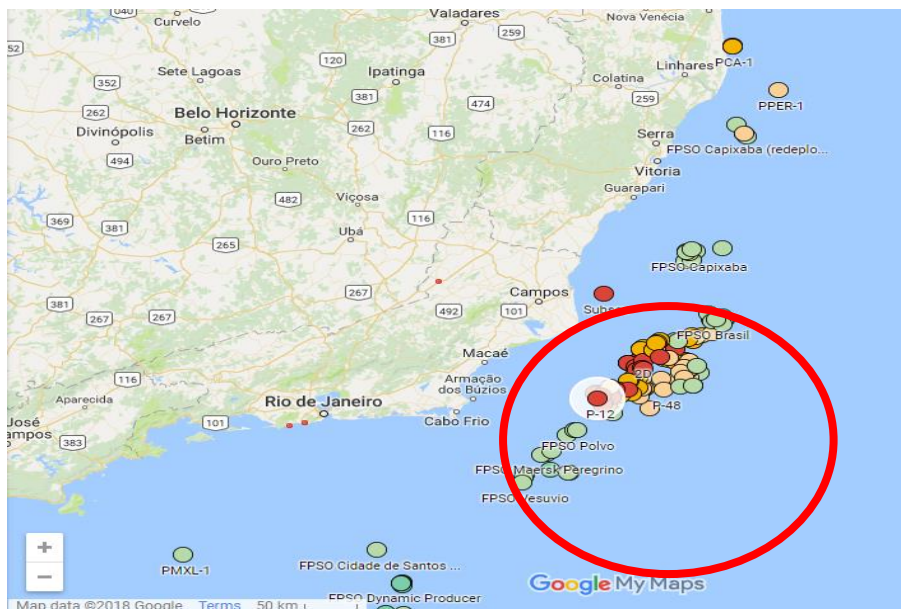
Ao realizar o mapeamento geográfico das plataformas contidas no plano de descomissionamento da Petrobras de 2017 a 2025, nota-se uma concentração na bacia de Campos e, por consequência, uma grande proximidade com a região Sudeste do país.

Sendo assim, para esse artigo, o trabalho realizado teve como objetivo encontrar maneiras de comercializar os equipamentos descomissionados, sabendo que a Petrobras tem a seu favor a maior infraestrutura de serviços de Exploração e Produção disponível no Brasil, cobrindo quase toda a costa nacional, com bases de apoio logístico próximas aos principais campos de produção offshore (PETROBRAS, 2017).

Para as plataformas no plano de descomissionamento, por exemplo, a Petrobras poderia contar com as bases logísticas de Vitória (ES) e Macaé (RJ), considerando o posicionamento geográfico das plataformas a serem descomissionadas (Figura 11),

sabendo ainda que há uma licitação em andamento para a construção de uma superbase logística no Porto de Açu, no Rio de Janeiro.

Figura 11 – Localização das plataformas a serem descomissionadas



Fonte: My Maps – Elaborado pelo Professor Doutor Jean-David Caprace – UFRJ, (2017).

5.7.1 Análise de descomissionamento das Plataformas

Devido à ausência de inventário detalhado sobre os materiais que serão descomissionados, se faz necessária a consideração de algumas premissas na análise do descomissionamento de cada equipamento submarino, as quais são apresentadas ao longo dessa seção.

Como pré análise, os materiais utilizados na fabricação dos equipamentos submarinos foram separados em três famílias. Essa classificação permitirá precificar o valor médio de venda de cada família e apontar as suas possíveis utilizações após o reaproveitamento dos materiais.

O Quadro 5 mostra um levantamento de dados feito com a Biopetro, uma empresa capixaba, especializada em gerenciar resíduos contaminados, inclusive aqueles oriundos da indústria de óleo e gás, que atua há 24 anos no mercado. O preço de venda (R\$/kg) apresentado já considera todos os custos relativos ao processo necessário à sua

comercialização, ou seja, custos com possíveis lavagens, picoteamentos, separação, embalagem, entre outros.

Quadro 5 – Material base e sua comercialização

Material base (família)	Preço Médio de Venda R\$ / kg	Aplicações pós reaproveitamento	Exemplos
Plásticos/Polímeros	R\$ 4,70	Indústria Automotiva Indústria Esportiva Indústria Bélica	Mangueira para condução de fluidos Pastilha de Freios Capacetes e Tênis Coletes a prova de bala
Aço Inoxidável	R\$ 4,50	Siderurgia (Chapas Novas)	Fabricação de Elevadores e Linha Branca
Aço Carbono	R\$ 0,75	Siderurgia (Chapas Novas)	Fabricação de painéis, aquecedores, torçadores de calor Equipamentos para produção de alimentos.

Fonte: Próprio autor, (2018).

Tubos Flexíveis

Como a arquitetura do tubo flexível não varia muito, sendo em sua maioria constituídos por camadas de aço e camadas poliméricas que vão sendo intercaladas entre si (FILHO, 2016), para mapeamento das estruturas que serão descomissionadas, é possível identificar uma correlação com as linhas futuras, ou seja, que ainda serão instaladas, estabelecendo o percentual utilizado em cada família de material (aço carbono, aço inoxidável e polímeros) para fabricação do flexível.

Para tanto, foram analisadas, nesse trabalho, 115 estruturas comumente utilizadas pela Petrobras, totalizando aproximadamente 160 km de tubo fabricado, conforme pode ser visto na Tabela 1. Essas estruturas são pré-definidas em um rol de possibilidades de acordo com as características do campo, porém, com descrito acima, a arquitetura do flexível varia pouco em relação às camadas, o que não compromete as informações, a análise e nem as conclusões do estudo aqui apresentado. É importante salientar que os dados aqui apresentados foram obtidos a partir do dia a dia profissional do autor e, devido a questões de confidencialidade, não é possível citar a fonte dos mesmos.

Tabela 1 – Levantamento das estruturas dos flexíveis

	Comprimento (m)	Número de Estruturas
<i>Aplicação 1</i>	87.302	53
<i>Aplicação 2</i>	41.638	24
<i>Aplicação 3</i>	12.815	14
<i>Aplicação 4</i>	19.080	24
TOTAL	160.835	115

Fonte: Próprio autor, (2018).

Por questões de confidencialidade de informações que possam ser consideradas estratégicas por parte das empresas e dos órgãos envolvidos na cadeia de exploração e produção de óleo e gás brasileira; preocupação essa que se demonstrou de forma explícita nas respostas obtidas junto a esses mesmos órgãos acerca de informações para a realização desse trabalho (vide seção 5.5.2), os quatro tipos de aplicação possíveis tiveram seus nomes ocultados, sendo identificadas apenas pelo termo “Aplicação” na Tabela 1. Nessa tabela, esse termo indica se as linhas são *Riser* ou *Flow* e se são do tipo Fundo, Intermediário ou Topo.

Conhecendo a cadeia produtiva de tubos flexíveis e o quantitativo de material necessário para a produção dos 160 km de linhas analisados, chega-se aos valores mostrados na Tabela 2. Nela, é possível observar que o comprimento das camadas de aço carbono e poliméricas tendem a ser maiores do que a camada de aço inox, uma vez que as primeiras se sobrepõem inúmeras vezes, o que não acontece com a camada de aço inox, a qual é feita uma única vez e, portanto, possui o mesmo comprimento total do tubo flexível.

Tabela 2 – Levantamento quantitativo do flexível por material

Família	Comprimento (m)	Quantidade (kg)	Percentual sobre total	Kg gasto por metro
ACO CARBONO	365.690	14.014.978,29	69%	87
ACO INOX	160.835	2.773.707,60	14%	17
PLASTICO	1.668.001	3.496.464	17%	22

Fonte: Próprio autor, (2018).

A partir das informações da Tabela 2, é possível observar que, em geral, 69% de um tubo flexível é composto de aço carbono, 14% é composto de aço inoxidável e 17% é composto de polímeros diversos. A partir das composições mostradas na Tabela 2 e do preço médio de venda de cada um desses materiais mostrado no quadro 5, é possível extrapolar os resultados obtidos nessa análise e estimar o valor de venda que seria arrecadado caso seja possível reaproveitar 100% dos 3.500 km de tubo flexível que deverão ser descomissionados, de acordo com os dados extraoficiais apresentados no Quadro 3. A Tabela 3 apresenta o esse resultado.

Tabela 3 – Valor de venda dos flexíveis a serem descomissionados

	Aço Carbono	Aço Inox	Plástico
Composição percentual	14%	69%	17%
kg/m	87	17	22
R\$/kg	0,75	4,50	4,70
Valor de venda (R\$/m)	65,25	76,50	103,40
Comprimento total (m)	3.500.000		
Valor de venda (R\$)	228.375.000,00	267.750.000,00	361.900.000,00
VALOR TOTAL DE VENDA (R\$)	858.025.000,00		

Fonte: Próprio autor, (2018).

Árvores de Natal Molhada

Para as árvores de natal, serão consideradas as premissas de peso médio, portanto estima-se um peso aproximado de 30 tons por equipamento. Com relação aos materiais, essa análise considera que 61% da sua composição, seja de bloco ou estrutural, é composta de Aço, em especial aço-liga com presença de níquel para resistência à corrosão. O percentual restante seria de miscelâneas, atuadores, interfaces de válvula, compensadores, linha hidráulica e outros, que, infelizmente, pela falta de informação não é possível mensurar e/ou classificar.

A partir dos dados apurados no Quadro 5 é possível calcular o valor estimado de venda do material, considerando o descomissionamento das 274 árvores de natal mencionadas no Quadro 3. A Tabela 4 apresenta o resultado.

Tabela 4 – Valor de venda das ANMs a serem descomissionadas

Composição percentual em Aço		61%
Peso médio total (ton)		30
Peso médio de Aço (ton)		18,3
Peso médio de Aço (kg)		18300
R\$/kg	R\$	0,75
Valor de venda por ANM (R\$)	R\$	13.725,00
Total de ANM em descomissionamento		274
Valor de venda (R\$)	R\$	3.760.650,00

Fonte: Próprio autor, (2018).

Umbilicais

De acordo com informações cedidas pela Petrobras, a composição percentual em massa do umbilical mais utilizado é de 68% em aço e 32% em polímeros, tendo seu peso médio calculado em 35 kg/m.

A partir dos dados apurados no Quadro 5 é possível calcular o valor estimado de venda do material, considerando o descomissionamento dos 1.750 km de umbilicais mencionados no Quadro 3. A Tabela 5 apresenta esse resultado.

Tabela 5 – Valor de venda dos umbilicais a serem descomissionados

	Aço	Plástico
Percentual Médio (%)	68	32
kg/m (geral)	35	
kg/m (por material)	24	11
R\$ kg/m	18	53
Descomissionamento (m)	1.750.000	1.750.000
Total (R\$)	31.237.500	92.120.000
	R\$	123.357.500,00

Fonte: Próprio autor, (2018).

Manifolds

Apesar de representarem quantitativos em menores proporções, os manifolds têm peso considerável na arquitetura submarina, de acordo com informações cedidas pela Petrobras, cada manifold pesa em média 200 toneladas. Esses equipamentos mais

robustos são feitos de aço de alta temperabilidade que atinge alta resistência mecânica após tratamento.

A partir dos dados apurados no Quadro 5 é possível calcular o valor estimado de venda do material, considerando o descomissionamento dos 27 manifolds mencionados no Quadro 3. A Tabela 6 apresenta o resultado.

Tabela 6 – Valor de venda dos manifolds a serem descomissionados

Composição percentual		90%
Peso médio total (ton)		200
Peso médio de Aço (ton)		180
Peso médio de Aço (kg)		180000
R\$/kg	R\$	0,75
Valor de venda por Manifold (R\$)	R\$	135.000,00
Total de Manifold em descomissionamento		27
Valor de venda (R\$)	R\$	3.645.000,00

Fonte: Próprio autor, (2018).

Equipamentos Submarinos a serem descomissionados

Após a análise individual de cada equipamento, respeitando algumas particularidades e premissas para cada caso, é possível realizar o somatório do valor da venda de toda arquitetura submarina a ser descomissionada. Como explicado anteriormente, para que esse valor seja verdadeiro, a pesquisa considera que a opção a ser imposta pelos órgãos reguladores seja de remoção total dos equipamentos e que em sua retirada seja possível 100% do seu aproveitamento.

Isto posto, a tabela 7 apresenta o resultado do somatório do possível valor de venda de toda arquitetura submarina a ser descomissionada.

Tabela 7 – Valor de venda total dos equipamentos a serem descomissionados

Linhas Flexíveis	R\$	858.025.000,00
Árvores de Natal Molhada	R\$	3.760.650,00
Umbilicais	R\$	123.357.500,00
Manifolds	R\$	3.645.000,00
	R\$	988.788.150,00

Fonte: Próprio autor, (2018).

5.8 CONCLUSÃO – ARTIGO 2

Considerando o plano de descomissionamento da Petrobras, é sabido que até o ano de 2025, 12 (doze) plataformas serão totalmente descomissionadas, no entanto, é possível concluir a partir dessa pesquisa que não há qualquer plano de descomissionamento aprovado em nenhuma esfera, seja ela de cunho regulatório ou fiscalizador. Tal fato se torna preocupante quando consideramos que um plano de descomissionamento deve começar a ser analisado anos antes de sua execução, pois não pode ser regido apenas por uma variável, e talvez a mais preponderante do ponto de vista exploratório, que é a econômica. Além desse pilar, é preciso que um plano bem fundamentado contemple questões ambientais, técnicas, sociais e de seguridade.

Os equipamentos submarinos a serem descomissionados são conhecidos, todavia, a falta de um inventário faz com que a indústria brasileira não tenha condições de se preparar para uma possível demanda, nem sequer saber se é capaz de atendê-la. É lamentável concluir que o país do pré-sal está indo na contramão do praticado no cenário internacional, vide o plano de descomissionamento divulgado para o Mar do Norte. Plano esse que contempla praticamente o mesmo período do plano da Petrobras, porém com informações claras e objetivas com relação a quantidade, tipos de materiais e quando será feito, em outras palavras, informações mínimas para que empresas envolvidas no processo de descomissionamento se preparem para isso.

A falta de transparência entre os próprios agentes talvez seja a conclusão mais sensível que esse capítulo nos trouxe. Um ponto para chamar atenção, é que o plano de descomissionamento da Petrobras compreende os períodos de 2017 a 2025, sendo que

no ano de 2018, a pesquisa através do IBAMA, apura que não consta nos registros do órgão a oficialização de um Plano de Descomissionamento da Petrobras de 2017 a 2025 e que informações desse tipo já foram solicitadas, porém ainda não se conseguiu obter do operador.

Por fim, no intuito de levantar dados para um potencial mercado de descomissionamento no Brasil, é possível concluir que os principais materiais utilizados na fabricação de equipamentos submarinos (aço inoxidável, aço carbono e plásticos) podem ser reaproveitados em diferentes seguimentos após a sua desmobilização, e considerando o plano de descomissionamento da Petrobras para as 12 plataformas, o eventual valor de vendas desses equipamentos poderia atingir a marca de R\$ 988.788.150,00 (novecentos e oitenta e oito milhões setecentos e oitenta e oito mil cento e cinquenta reais).

5.9 REFERÊNCIAS ARTIGO 2

ABBASI, Maisam; NILSSON, Fredrik., 2012. Themes and challenges in making supply chains environmentally sustainable. **Supply Chain Management: An International Journal**, v. 17, n. 5, p. 517-530.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, 2016. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Dez 2016**. Disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/boletim_de_dezembro-2016.pdf> Acesso em 28 jan.

AHMAD, Wan Nurul Karimah Wan, et al., Mar. 2017. Evaluation of the external forces affecting the sustainability of oil and gas supply chain using Best Worst Method. **Journal of Cleaner Production**. v. 153, p. 242-252.

ALSHAMSI, Ahmed; DIABAT, Ali., Fev. 2017. A Genetic Algorithm for Reverse Logistics network design: A case study from the GCC. **Journal of Cleaner Production**, v. 151, p. 652-669.

AQUINO, Fabio G. et al., 2010. Estudo do envelhecimento de poliuretanos aplicados na indústria de petróleo. **Polímeros**. v. 20, n.1, p.33-38.

BAI, Yong; BAI, Qiang., 2016. **Sistemas marítimos de produção de petróleo: processos, tecnologias e equipamentos offshore** [tradução Bob Idiomas]. 1. ed. Rio de Janeiro: Elsevier.

BIRKIN, Frank; POLESIE, Thomas., Mar. 2013. The relevance of epistemic analysis to sustainability economics and the capability approach. **Ecological Economics**, v. 89, p. 144-152.

BRUSCHI, R., et al., Set. 2015. Pipe technology and installation equipment for frontier deep water projects. **Ocean Engineering**. n. 108, p. 369-392.

CARTER, Craig R.; ROGERS, Dale S., Abr. 2008. A framework of sustainable supply chain management: moving toward new theory. **International journal of physical distribution & logistics management**. v. 38, n. 5, p. 360-387.

CHEN, Wei., 2011. Status and challenges of Chinese deep water oil and gas development. **Petroleum Science**, v. 8, n. 4, p. 477-484.

COUNCIL OF SUPPLY CHAIN MANAGEMENT PROFESSIONALS. **CSCMP Supply Chain Management Definitions and Glossary**. Disponível em <<https://cscmp.org/supply-chain-management-definitions>> Acesso em: 22 mai. 2016.

DE MOURA, JP., 2012. Elaboração de um estudo ambiental mostrando os prováveis impactos ambientais de exploração e produção de petróleo onshore para o poço moça bonita 4 (MB4). **Revista Monografias Ambientais**. n. 7, p. 1582-1590.

DELESPOSTE, Jamile., 2016. **Seminário Plano de Negócios e Gestão da Petrobras 2017-2021 (Dez/16)**. Disponível em <<http://dynamusconsultoria.com.br/?p=231>> Acesso em 07 mai. 2017

DIAS, Reinaldo., 2011. **Gestão ambiental: responsabilidade social e sustentabilidade**. 2. ed. São Paulo: ATLAS S.A.

DOURADO, J. D. A., 2007. **Risco e oportunidades na exploração do petróleo no Brasil e Atlântico Sul**. Tese de Doutorado, Geologia - Universidade do Estado do Rio de Janeiro: Rio de Janeiro.

EKINS, Paul, et al., 2006. Decommissioning of offshore oil and gas facilities: A comparative assessment of different scenarios. **Journal of environmental management**, v. 79.4, p. 420-438.

EL AFIFI, E. M.; AWWAD, N. S. Characterization of the TE-NORM waste associated with oil and natural gas production in Abu Rudeis, Egypt. **Journal of environmental radioactivity**, v. 82, n. 1, p. 7-19, 2005.

GE. **Conheça as árvores de natal, super equipamentos para a extração de petróleo e gás.** Disponível em

<<http://www.gereportsbrasil.com.br/post/137626023924/conhe%C3%A7a-as-%C3%A1rvores-de-natal-superequipamentos>> Acesso em 21 fev. 2017.

GIL, Antonio Carlos., 2002. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 4. ed. São Paulo: ATLAS S.A.

GOMES, M. V. C., 2006. **O Descomissionamento Ambiental**. Dissertação de Mestrado, Direito - Centro Universitário Norte Fluminense: Rio de Janeiro.

HSU, Chin-Chun; TAN, Keah Choon., 2013. Supply chain drivers that foster the development of green initiatives in an emerging economy. **International Journal of Operations & Production Management**, v. 33, n. 6, p. 656-688.

IHS MARKIT, 2016. **Decommissioning of Aging Offshore Oil and Gas Facilities Increasing Significantly, with Annual Spending Rising to \$13 Billion by 2040, IHS Markit Says**. Disponível em < <https://news.ihsmarkit.com/press-release/energy-power-media/decommissioning-aging-offshore-oil-and-gas-facilities-increasing-si> > Acesso em 16 de agosto de 2018.

KAISER, Mark J.; LIU, Mingming., 2014. Decommissioning cost estimation in the deep water US Gulf of Mexico—Fixed platforms and compliant towers. **Marine Structures**. v. 37, p. 1-32.

_____. 2015. Quantifying Decommissioning Risk in the Deepwater Gulf of Mexico. **The Engineering Economist**. v. 60, n. 1, p. 40-74.

LIMA, Marcos Ferreira da Costa; SILVA, Marconi Aurélio., 2012. Inovação em petróleo e gás no Brasil: a parceria Cenpes-Petrobras e Coppe-UFRJ. **Sociedade e Estado**. v. 27, p. 97-115.

LUO, Xiao-Lan et al., 2014. Strength Design Method for Tubing Hanger of Subsea Christmas Tree Against Big Temperature Difference. **China Ocean Engineering**. Vol. 28, p. 659-670.

LUSTOSA, M. C.J., 2002. **Meio Ambiente, inovação e competitividade na indústria brasileira: a cadeia produtiva do petróleo**. Tese de Doutorado, Economia – Universidade Federal do Rio de Janeiro: Rio de Janeiro.

NABHANI, Khalid AL; KHAN, Faisal; YANG, Ming. Technologically enhanced naturally occurring radioactive materials in oil and gas production: a silent killer. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 99, p. 237-247, 2016.

OIL AND GAS UK, 2017. **Decommissioning Insight 2017**. The UK Oil and Gas Industry Association Limited, trading as Oil & Gas UK. Disponível em <<https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2017/11/Decommissioning-Report-2017-27-Nov-final.pdf>> Acesso em 15 de abril de 2018.

PARENTE, Virginia, et al., 2006. Offshore decommissioning issues: Deductibility and transferability. *Energy Policy*, v. 34.15, p. 1992-2001.

PEREIRA, F. A. P., 2004. **Metodologia de análise econômica de projetos de óleo e gás**. Monografia, Engenharia de Produção - Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro: Rio de Janeiro.

PETROBRAS, **Conheça curiosidades sobre equipamentos de nossos sistemas submarinos**. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-curiosidades-sobre-equipamentos-de-nossos-sistemas-submarinos.htm>> Acesso em 14 jan. 2017.

_____. **Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2017 e 2016 e relatório dos auditores independentes**. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A19357663A91CD E0163DFE905312F62>> Acesso em: 01 out. 2018.

REINO UNIDO, 1998. **Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998**. Disponível em <<http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1998/17/contents>> Acesso em 18 de agosto de 2018.

RINO, Carlos Alberto Ferreira; SALVADOR, Nemesio NB., 2016. ISO 14001 certification process and reduction of environmental penalties in organizations in Sao Paulo State, Brazil. **Journal of Cleaner Production**, v. 142, p. 3627-3633.

RODRIGUES, Larissa Araujo; SAUER, Ildo Luís., 2015. Exploratory assessment of the economic gains of a pre-salt oil field in Brazil. **Energy Policy**, v. 87, p. 486-495.

RUFINO da Costa, Antonio; DIAS Lopes, Fernando., 2010. Participação de Empresas Estrangeiras e Consórcios em Leilões de Blocos Exploratórios de Petróleo e Gás no Brasil. **Revista de Administração Contemporânea - RAC**, Vol.14, p.798-818.

RUIVO, F. M., 2001. **Descomissionamento de sistemas de produção offshore**. Dissertação de mestrado, Ciências e Engenharia de Petróleo - UNICAMP: Campinas.

SILVA SANTANA, Janaina, 2011. **O que é Exportação Ficta?**. Disponível em <<https://becomex.com.br/news/o-que-e-exportacao-ficta/>> Acesso em 18 de agosto de 2018.

SILVA, Thiago Lima, et al., 2015. Modeling of flow splitting for production optimization in offshore gas-lifted oil fields: Simulation validation and applications. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 128, p. 86-97.

SILVESTRE, Bruno S., 2015. Sustainable supply chain management in emerging economies: Environmental turbulence, institutional voids and sustainability trajectories. **International Journal of Production Economics**, v. 167, p. 156-169.

STORVOLD, Vegard Svarlien, 2012. **Optimization of investment decisions and production planning in aging offshore petroleum fields**. Norwegian University of Science and Technology – Noruega.

WIEGAND, S., 2011. **An analysis to the main economic drivers for offshore wells abandonment and facilities decommissioning**. Dissertação de Mestrado. Universidade do Texas: Texas.

WONG, Jor Jee, et al., 2017. Performance monitoring: A study on ISO 14001 certified power plant in Malaysia. **Journal of Cleaner Production**, v. 147, p. 165-174.

XAVIER, Lúcia Helena; CORRÊA, Henrique Luiz., 2013. **Sistemas de logística reversa**: criando cadeias de suprimento sustentáveis. 1. ed. São Paulo: Atlas.

YAN, Shu-wang, et al., 2013. Umbilical cable recovery load analysis. **China Ocean Engineering**, v. 2, n. 3, p. 351-358.

YIN, Robert K., 2001. **Estudo de caso**: planejamento e métodos. Tradução: Daniel Grassi. 2.ed. Porto Alegre: Bookman.

ZHU, Qinghua; SARKIS, Joseph; LAI, Kee-hung., 2007. Confirmation of a measurement model for green supply chain management practices implementation. **International journal of production economics**. v. 111, n. 2, p. 261-273.

_____. 2008. Green supply chain management implications for “closing the loop”. **Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review**. v. 44, n. 1, p. 1-18.

6 CONCLUSÃO GERAL

O primeiro objetivo específico da pesquisa foi avaliar as principais normas e agentes regulatórios nacionais e internacionais para o descomissionamento de estruturas para exploração de óleo e gás, com relação aos seus efeitos para a sustentabilidade. Para atingi-lo foi realizado uma pesquisa bibliográfica e documental, elencando os principais agentes que atuam na temática, tanto no âmbito nacional quanto no âmbito internacional. Após esse levantamento foi feito o enfrentamento das normas internacionais com as normas nacionais, mesmo sabendo que temos um hiato normativo a ser tratado e um desencontro nas legislações vigentes, onde ficou constatado que as recomendações de descomissionamento no Brasil encontram respaldo nas normas internacionais. O que falta no nosso contexto é uma normatização e padronização dos eventos, de forma que fique claro quais regras devem ser aplicadas para cada caso.

O segundo objetivo específico da pesquisa buscava avaliar a capacidade de processamento das operações da logística reversa nas operações de descomissionamento, para esse objetivo também foram feitas pesquisas bibliográficas, além de entrevistas, que culminou no ponto sensível da falta de transparência e integração entre os agentes que trabalham na regulação do descomissionamento, mais precisamente, Petrobras, ANP e IBAMA. Para avaliar a capacidade de processamento, era preciso obter dados quantitativos do inventário a ser descomissionado, o que deveria ser de conhecimento público, uma vez que a Petrobras já tem o seu plano de descomissionamento de 2017 a 2025 teoricamente mapeado, no entanto, não foi que essa pesquisa concluiu na prática. Esse mesmo objetivo mostra um contrassenso também evidenciado nessa pesquisa, mais precisamente na seção 4.4.2, quando tratamos do grupo de trabalho que está revisando a portaria 27/06 da ANP, considere que a informação divulgada pela ANP contempla a participação de órgãos como o próprio IBAMA, que alega não ter registros do plano de descomissionamento da Petrobras apesar de já ter solicitado, até o momento sem sucesso.

O terceiro objetivo da pesquisa era realizar um estudo de caso sobre o quantitativo acerca dos equipamentos submarinos a serem descomissionados pela Petrobras de 2017 a

2025 e determinar o seu potencial valor de venda no mercado. Porém, cabe ressaltar que esse objetivo é interdependente do segundo e sua realização só foi possível porque conseguimos informações de fontes paralelas às oficiais para o levantamento do inventário a ser descomissionado. Nesse sentido, concluímos que apesar do contratempo, a falta de transparência com uma informação que deveria ser de domínio público, não prejudicou o andamento da pesquisa, que foi concluída com êxito após informações obtidas no curso sobre Desmonte de Navios e Descomissionamento de Plataformas ministrado pela IPETEC – Instituto de Pesquisa, Educação de Tecnologia da Universidade Católica de Petrópolis.

Com os resultados da pesquisa podemos concluir que os materiais descomissionados podem sim ser reaproveitados por outros seguimentos e pela posição geográfica das plataformas, a Petrobras pode fazer uso de suas bases logísticas para esse serviço, uma vez que a demanda também está escalonada em 8 anos (2017-2025).

Como sugestão de pesquisa futura, pode-se propor:

- A aplicação da lei do Repetro e seu impacto financeiro caso a Petrobras seja obrigada a recolher os impostos retroativos desde o lançamento dos seus campos.

REFERÊNCIAS

ABBASI, Maisam; NILSSON, Fredrik., 2012. Themes and challenges in making supply chains environmentally sustainable. **Supply Chain Management: An International Journal**, v. 17, n. 5, p. 517-530.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2016. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Dez 2016**. Disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/boletim_de_dezembro-2016.pdf> Acesso em 28 jan.

_____. 2018. **Descomissionamento de instalações**. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/descomissionamento-de-instalacoes>> Acesso em 08 de setembro.

_____. 2002. **Resolução n. 25/2002**. Disponível em < <http://www.anp.gov.br/>> Acesso em 08 de setembro de 2017.

_____. 2006. **Resolução n. 27/2006**. Disponível em < <http://www.anp.gov.br/>> Acesso em 08 de setembro de 2017.

_____. 2015. **Resolução n. 41/2015**. Disponível em < <http://www.anp.gov.br/>> Acesso em 08 de setembro de 2017.

_____. 2017. **Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos**. Disponível em < <http://www.anp.gov.br/>> Acesso em 13 de fevereiro de 2018.

AHMAD, Wan Nurul Karimah Wan, et al., Mar. 2017. Evaluation of the external forces affecting the sustainability of oil and gas supply chain using Best Worst Method. **Journal of Cleaner Production**. v. 153, p. 242-252.

ALSHAMSI, Ahmed; DIABAT, Ali., Fev. 2017. A Genetic Algorithm for Reverse Logistics network design: A case study from the GCC. **Journal of Cleaner Production**, v. 151, p. 652-669.

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

AQUINO, Fabio G. et al., 2010. Estudo do envelhecimento de poliuretanos aplicados na indústria de petróleo. **Polímeros**. v. 20, n.1, p.33-38.

BAI, Yong; BAI, Qiang., 2016. **Sistemas marítimos de produção de petróleo: processos, tecnologias e equipamentos offshore** [tradução Bob Idiomas]. 1. ed. Rio de Janeiro: Elsevier.

BALGOS, Miriam C.; CICIN-SAIN, Biliانا; VANDERZWAAG, David L., 2015. **A Comparative Analysis of Ocean Policies in Fifteen Nations and Four Regions**. Routledge Handbook of National and Regional Ocean Policies. Nova York e Londres: Taylor & Francis Group.

BIM, Eduardo F., 2017. O descomissionamento de instalações offshore de petróleo e gás. In: **Revista do Advogado – AASP**, ano XXXVII, n.º 133, pp. 60-66, mar. 2017.

BIRKIN, Frank; POLESIE, Thomas., Mar. 2013. The relevance of epistemic analysis to sustainability economics and the capability approach. **Ecological Economics**, v. 89, p. 144-152.

BORGES, Orlindo; BORGES, Alvim; DORNELLAS, Vinicius, 2017. O descomissionamento de equipamentos submarinos de petróleo e gás no Brasil e a sua destinação final ambientalmente adequada. **Direito do Mar: reflexões, tendências e perspectivas**, v. 1, p. 505-523

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF: Senado Federal: Centro Gráfico, 1988.

_____. Decreto n. 6.759, de 5 de fev. de 2009. **Regulamenta a administração das atividades aduaneiras, e a fiscalização, o controle e a tributação das operações de comércio exterior.**, Brasília, DF, fev 2009.

_____. Decreto n. 99.274, de 6 de junho de 1990. **Da Execução da Política Nacional do Meio Ambiente**, Brasília, DF, jun 1990

_____. Lei n 7.735, de 22 de fevereiro de 1989. **Dispõe sobre a extinção de órgão e de entidade autárquica, cria o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis e dá outras providências**, Brasília, DF, fev 1989.

_____. Lei n. 6.938, de 31 de agosto de 1981. **Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências**, Brasília, DF, ago 1981.

_____. Lei n. 9.478, de 6 de ago. de 1997. **Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências**, Brasília, DF, ago 1997.

BRUNDTLAND, Gru et al. Our common future ('brundtland report'). 1987.

BRUSCHI, R., et al., Set. 2015. Pipe technology and installation equipment for frontier deep water projects. **Ocean Engineering**. n. 108, p. 369-392.

CARTER, Craig R.; ROGERS, Dale S., Abr. 2008. A framework of sustainable supply chain management: moving toward new theory. **International journal of physical distribution & logistics management**. v. 38, n. 5, p. 360-387.

CHEN, Wei., 2011. Status and challenges of Chinese deep water oil and gas development. **Petroleum Science**, v. 8, n. 4, p. 477-484.

COUNCIL OF SUPPLY CHAIN MANAGEMENT PROFESSIONALS. **CSCMP Supply Chain Management Definitions and Glossary**. Disponível em <<https://cscmp.org/supply-chain-management-definitions>> Acesso em: 22 mai. 2016.

DE MOURA, JP., 2012. Elaboração de um estudo ambiental mostrando os prováveis impactos ambientais de exploração e produção de petróleo onshore para o poço moça bonita 4 (MB4). **Revista Monografias Ambientais**. n. 7, p. 1582-1590.

DELESPOSTE, Jamile., 2016. **Seminário Plano de Negócios e Gestão da Petrobras 2017-2021 (Dez/16)**. Disponível em <<http://dynamusconsultoria.com.br/?p=231>> Acesso em 07 mai. 2017

DIAS, Reinaldo., 2011. **Gestão ambiental: responsabilidade social e sustentabilidade**. 2. ed. São Paulo: ATLAS S.A.

DOURADO, J. D. A., 2007. **Risco e oportunidades na exploração do petróleo no Brasil e Atlântico Sul**. Tese de Doutorado, Geologia - Universidade do Estado do Rio de Janeiro: Rio de Janeiro.

EKINS, Paul, et al., 2006. Decommissioning of offshore oil and gas facilities: A comparative assessment of different scenarios. **Journal of environmental management**, v. 79.4, p. 420-438.

EL AFIFI, E. M.; AWWAD, N. S. Characterization of the TE-NORM waste associated with oil and natural gas production in Abu Rudeis, Egypt. **Journal of environmental radioactivity**, v. 82, n. 1, p. 7-19, 2005.

FARAH, Marco Antônio., 2013. **Petróleo e seus derivados: definição, constituição, aplicação, especificações, características de qualidade**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC.

GE. **Conheça as árvores de natal, super equipamentos para a extração de petróleo e gás**. Disponível em <<http://www.gereportsbrasil.com.br/post/137626023924/conhe%C3%A7a-as-%C3%A1rvores-de-natal-superequipamentos>> Acesso em 21 fev. 2017.

GIL, Antonio Carlos., 2002. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 4. ed. São Paulo: ATLAS S.A.

GOMES, M. V. C., 2006. **O Descomissionamento Ambiental**. Dissertação de Mestrado, Direito - Centro Universitário Norte Fluminense: Rio de Janeiro.

HAMZAH, B. A., 2003. International rules on decommissioning of offshore installations: some observations. **Marine Policy**, n. 27, p. 339–348.

HSU, Chin-Chun; TAN, Keah Choon., 2013. Supply chain drivers that foster the development of green initiatives in an emerging economy. **International Journal of Operations & Production Management**, v. 33, n. 6, p. 656-688.

IHS MARKIT, 2016. **Decommissioning of Aging Offshore Oil and Gas Facilities Increasing Significantly, with Annual Spending Rising to \$13 Billion by 2040, IHS Markit Says**. Disponível em <<https://news.ihsmarket.com/press-release/energy-power-media/decommissioning-aging-offshore-oil-and-gas-facilities-increasing-si>> Acesso em 16 de agosto de 2018.

IMO. **1989 Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and In the Exclusive Economic Zone (IMO Resolution A.672 (16))**. Disponível em <[http://www.imo.org/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/Pages/Assembly-\(A\).aspx](http://www.imo.org/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/Pages/Assembly-(A).aspx)> Acesso em 17 de outubro de 2016.

KAISER, Mark J.; LIU, Mingming., 2014. Decommissioning cost estimation in the deep water US Gulf of Mexico—Fixed platforms and compliant towers. **Marine Structures**. v. 37, p. 1-32.

_____. 2015. Quantifying Decommissioning Risk in the Deepwater Gulf of Mexico. **The Engineering Economist**. v. 60, n. 1, p. 40-74.

LIMA, Marcos Ferreira da Costa; SILVA, Marconi Aurélio., 2012. Inovação em petróleo e gás no Brasil: a parceria Cenpes-Petrobras e Coppe-UFRJ. **Sociedade e Estado**. v. 27, p. 97-115.

LUO, Xiao-Lan et al., 2014. Strength Design Method for Tubing Hanger of Subsea Christmas Tree Against Big Temperature Difference. **China Ocean Engineering**. Vol. 28, p. 659-670.

LUSTOSA, M. C.J., 2002. **Meio Ambiente, inovação e competitividade na indústria brasileira: a cadeia produtiva do petróleo**. Tese de Doutorado, Economia – Universidade Federal do Rio de Janeiro: Rio de Janeiro.

MELLO, Celso Antônio Bandeira., 2010. **Curso de Direito Administrativo**. 27. ed. São Paulo: Malheiros

MORAIS, José Mauro de., 2013. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore**. 1. ed. Brasília: IPEA.

NABHANI, Khalid AL; KHAN, Faisal; YANG, Ming. Technologically enhanced naturally occurring radioactive materials in oil and gas production: a silent killer. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 99, p. 237-247, 2016.

OIL AND GAS UK, 2017. **Decommissioning Insight 2017**. The UK Oil and Gas Industry Association Limited, trading as Oil & Gas UK. Disponível em <<https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2017/11/Decommissioning-Report-2017-27-Nov-final.pdf>> Acesso em 15 de abril de 2018.

OSPAR. **Annex III - On the prevention and elimination of pollution from offshore sources**. Disponível em <http://www.ospar.org/site/assets/files/1169/pages_from_ospar_convention_a3.pdf> Acesso em 25 jan. 2017.

PARENTE, Virginia, et al., 2006. Offshore decommissioning issues: Deductibility and transferability. *Energy Policy*, v. 34.15, p. 1992-2001.

PEREIRA, F. A. P., 2004. **Metodologia de análise econômica de projetos de óleo e gás**. Monografia, Engenharia de Produção - Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro: Rio de Janeiro.

PETROBRAS, **Conheça curiosidades sobre equipamentos de nossos sistemas submarinos**. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-curiosidades-sobre-equipamentos-de-nossos-sistemas-submarinos.htm>> Acesso em 14 jan. 2017.

_____. **Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2017 e 2016 e relatório dos auditores independentes**. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A19357663A91CD E0163DFE905312F62>> Acesso em: 01 out. 2018.

_____. **Plano de Negócios e Gestão 2018-2022**. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia/plano-de-negocios-e-gestao/>> Acesso em: 01 out. 2018.

_____. **Somos a maior operadora mundial de equipamentos submarinos para águas profundas e ultra profundas**. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/somos-a-maior-operadora-mundial-de-equipamentos-submarinos-para-aguas-profundas-e-ultraprofundas.htm>> Acesso em 21 fev. 2017.

REINO UNIDO, 1998. **Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998**. Disponível em <<http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1998/17/contents>> Acesso em 18 de agosto de 2018.

RINO, Carlos Alberto Ferreira; SALVADOR, Nemesio NB., 2016. ISO 14001 certification process and reduction of environmental penalties in organizations in Sao Paulo State, Brazil. *Journal of Cleaner Production*, v. 142, p. 3627-3633.

RODRIGUES, Larissa Araujo; SAUER, Ildo Luís., 2015. Exploratory assessment of the economic gains of a pre-salt oil field in Brazil. *Energy Policy*, v. 87, p. 486-495.

RUFINO da Costa, Antonio; DIAS Lopes, Fernando., 2010. Participação de Empresas Estrangeiras e Consórcios em Leilões de Blocos Exploratórios de Petróleo e Gás no Brasil. **Revista de Administração Contemporânea - RAC**, Vol.14, p.798-818.

RUIVO, F. M., 2001. **Descomissionamento de sistemas de produção offshore**. Dissertação de mestrado, Ciências e Engenharia de Petróleo - UNICAMP: Campinas.

SILVA SANTANA, Janaina, 2011. **O que é Exportação Ficta?**. Disponível em <<https://becomex.com.br/news/o-que-e-exportacao-ficta/>> Acesso em 18 de agosto de 2018.

SILVA, Thiago Lima, et al., 2015. Modeling of flow splitting for production optimization in offshore gas-lifted oil fields: Simulation validation and applications. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 128, p. 86-97.

SILVESTRE, Bruno S., 2015. Sustainable supply chain management in emerging economies: Environmental turbulence, institutional voids and sustainability trajectories. **International Journal of Production Economics**, v. 167, p. 156-169.

STORVOLD, Vegard Svarlien, 2012. **Optimization of investment decisions and production planning in aging offshore petroleum fields**. Norwegian University of Science and Technology – Noruega.

TEIXEIRA, B. M., 2013. **Aprimoramento da política pública ambiental da cadeia produtiva de óleo e gás offshore no Brasil: o descomissionamento das tecnologias de exploração**. Tese de Doutorado, Pós graduação em Meio Ambiente - Universidade do Estado do Rio de Janeiro: Rio de Janeiro.

TEIXEIRA, B. M.; MACHADO, C. J. S, 2012. Marco regulatório brasileiro do processo de descomissionamento ambiental da indústria do petróleo. **Revista de Informação Legislativa** - Brasília, a. 49, n. 196, p. 183-203.

UNCLOS. **United Nations Convention on the Law of the Sea**. Disponível em <http://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/unclos_e.pdf> Acesso em 25 jan. 2017.

WIEGAND, S., 2011. **An analysis to the main economic drivers for offshore wells abandonment and facilities decommissioning**. Dissertação de Mestrado. Universidade do Texas: Texas.

WONG, Jor Jee, et al., 2017. Performance monitoring: A study on ISO 14001 certified power plant in Malaysia. **Journal of Cleaner Production**, v. 147, p. 165-174.

XAVIER, Lúcia Helena; CORRÊA, Henrique Luiz., 2013. **Sistemas de logística reversa**: criando cadeias de suprimento sustentáveis. 1. ed. São Paulo: Atlas.

YAN, Shu-wang, et al., 2013. Umbilical cable recovery load analysis. **China Ocean Engineering**, v. 2, n. 3, p. 351-358.

YIN, Robert K., 2001. **Estudo de caso**: planejamento e métodos. Tradução: Daniel Grassi. 2.ed. Porto Alegre: Bookman.

ZHU, Qinghua; SARKIS, Joseph; LAI, Kee-hung., 2007. Confirmation of a measurement model for green supply chain management practices implementation. **International journal of production economics**. v. 111, n. 2, p. 261-273.

_____. 2008. Green supply chain management implications for “closing the loop”. **Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review**. v. 44, n. 1, p. 1-18.