

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**ARCABOUÇO LEGAL DO DESCOMISSIONAMENTO NA  
INDÚSTRIA DO PETRÓLEO, EXPERIÊNCIAS  
ESTRANGEIRAS E DESAFIOS PARA O FUTURO**

RENATA CARVALHO FERREIRA  
Matrícula nº 096224066

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

SETEMBRO 2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**ARCABOUÇO LEGAL DO DESCOMISSIONAMENTO NA  
INDÚSTRIA DO PETRÓLEO, EXPERIÊNCIAS  
ESTRANGEIRAS E DESAFIOS PARA O FUTURO**

---

RENATA CARVALHO FERREIRA  
Matrícula nº 096224066

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

SETEMBRO 2019

*As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade da autora*

*“Recria tua vida, sempre, sempre.  
Remove pedras e planta roseiras e  
faz doces. Recomeça.”*

***Cora Coralina***

Dedico esse trabalho ao meu avô Antonio que nos ensinou sobre o poder transformador da educação e que infelizmente não está mais aqui para ver seus descendentes colhendo os frutos que ele plantou.

## AGRADECIMENTOS

À minha família, em especial a minha mãe Rosa por todo amor, amizade, paciência especialmente durante o processo de escrita desse trabalho, sempre presente para ouvir meus questionamentos, foi graças ao seu apoio que essa monografia finalmente se materializou.

À minha irmã Carla que foi parte importante desse processo de retomada e sempre acreditou no resultado final mesmo quando eu ainda duvidava. Cada palavra, cada abraço, cada pequeno gesto tornou essa jornada mais leve.

Ao meu orientador Professor Edmar de Almeida que generosamente aceitou me orientar e que muito me ajudou nesse período em que o meu trabalho foi elaborado me guiando e aconselhando e me trazendo um pouco de paz quando tudo parecia muito caótico.

À Anna Lucia e Camila, mais do que servidoras da Secretaria de Graduação do Instituto de Economia, incansáveis apoiadoras dos alunos, agradeço por toda a ajuda e orientação que contribuíram para esse desfecho feliz.

Aos meus queridos amigos que me apoiaram durante esse périplo e que colaboraram para que esse resultado fosse finalmente alcançado.

À Universidade Federal do Rio de Janeiro, em especial ao Instituto de Economia, seus professores, servidores e todos os colaboradores que fazem com que essa grande engrenagem não pare.

A todos aqueles que mesmo sendo como pedras no caminho fizeram com que eu me esforçasse mais para encontrar outras saídas e também tornaram essa conclusão possível.

## RESUMO

O descomissionamento é o processo que ocorre no final da vida útil das instalações de exploração e produção de petróleo e gás e pode ser descrito como a melhor maneira de encerrar a operação de produção no final da vida produtiva de um campo petrolífero.

O interesse pelo tema está motivado por uma série de fatores que concorrem para que nos próximos anos haja um número crescente de programas de desativação de instalações no Brasil, como por exemplo o amadurecimento de um número expressivo de campos marítimos; o declínio da produção nesses campos; o plano de desinvestimento da Petrobras, dentre outros.

O abandono de poços de petróleo representa alto custo e ausência de retorno financeiro. Os custos variam de acordo com complexidade dos poços, lâmina d'água, integridade do poço e regulamentação.

Ainda que alguma atividade de descomissionamento tenha acontecido no passado, o Brasil encontra-se num estágio inicial quando comparado a outras regiões do mundo.

O objetivo desse trabalho de monografia é analisar o arcabouço regulatório brasileiro no que concerne aos programas de desativação de instalações, analisar a regulamentação internacional que tem servido de balizadora e entender os gargalos criados pela falta de uma legislação que abranja os diferentes aspectos relativos ao descomissionamento.

Foi realizada uma análise da legislação vigente e das principais tendências internacionais referentes a uma abordagem mais holística do que é descomissionamento, incluindo incentivo à extensão da vida útil do campos e usos alternativos das instalações a serem desativadas.

Foi possível concluir que assim como em outros países, os avanços na legislação são impulsionados a partir da vivência de casos reais. São os desafios concretos que contribuem para o aperfeiçoamento do arcabouço regulatório.

Foi identificada também que a falta de coordenação entre os diferentes entes regulatórios e o vácuo criado pela falta de uma legislação mais robusta, impacta a segurança jurídica e previsibilidade em diferentes nichos de negócios. A necessidade de apresentar documentos com formatação e exigências diferentes à ANP, IBAMA e Marinha, que são os três principais órgãos envolvidos no processo regulatório do descomissionamento no Brasil, tem se mostrado ineficiente com impacto negativo nos prazos e custos no processo.

A lacuna deixada pela regulamentação incompleta dificulta o estabelecimento de uma cadeia de fornecedores direcionada para os projetos de descomissionamento. Sem uma cadeia estabelecida, cada projeto de descomissionamento se torna um projeto único em que há a

necessidade de contratar fornecedores de maneira pontual, onerando todo o processo e impactando ainda mais o processo decisório.

Palavras-chave: descomissionamento, regulação, custos, petróleo e gás, *offshore*

## LISTA DE ABREVIATURAS

AC – Avaliação Comparativa

ACV – Avaliação do Ciclo de Vida

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BEIS – Department for Business, Energy and Industrial Strategy

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente

E&P – Exploração e Produção

FPO – *Floating Production and Offloading* (Unidade de Produção e Descarga de Óleo)

FPSO – *Floating Production Storage and Offloading* (Unidade de Armazenamento, Produção e Descarga de Óleo)

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Renováveis

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

II – Imposto sobre Importação

IMO – International Maritime Organization (Organização Marítima Internacional)

IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados

LDA – Lâmina d'água

MARPOL – Marine Pollution (Poluição Marinha)

MB – Marinha do Brasil

MCDM – Multiple Criteria Decision Making (Avaliação Multicritério de Apoio à Decisão)

MMA – Ministério do Meio Ambiente

NORMAM – Norma da Autoridade Marítima

OPEX – Custo Operacional

OSPAR – *Oslo and Paris Convention* (Convenção de Oslo e Paris)

P&A – *Wells Plug and Abandonment* (Tamponamento e Abandono de Poços)

PDI – Projeto de Desativação da Instalação

PIS – Programa de Integração Social

REPETRO – Regime Aduaneiro Especial da Indústria do Petróleo e Gás Natural RF –  
Receita Federal

ROV – *Remotely Operated underwater Vehicle* (Veículo de Operação Remota Submersa)

SISNAMA – Sistema Nacional do Meio Ambiente

SGIP – Sistema de Gestão de Integridade de Poços

SGSO – Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional

SGSS – Sistema de Gestão de Sistemas Submarinos

TLP – *Tension-Leg Platform* (Plataforma ancorada verticalmente)

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1:Etapas PDI após a revisão da Resolução ANP no 27/2006 .....	34
Figura 2:Etapas do plano de descomissionamento a serem seguidas no Reino Unido .....	34
Figura 3:Posicionamento dos países com relação à UNCLOS III .....	41

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1:Tempo de Operação das Unidades Marítimas de Produção.....	17
Gráfico 2:Tipos de Unidades Marítimas de Produção .....	17
Gráfico 3:Estrutura dos custos de descomissionamento .....	53

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1:Cronograma Agenda Regulatória 2017-2018 em sua primeira atualização .....	26
Tabela 2:Cronograma Agenda Regulatória 2017-2018 – atualização mais recente.....	26
Tabela 3:Comparação entre as normativas brasileiras e internacionais .....	46

# ÍNDICE

<b>I</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
I.1	OBJETIVO .....	14
I.2	MOTIVAÇÃO .....	15
I.3	METODOLOGIA .....	16
I.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	16
<b>II</b>	<b>CONTEXTUALIZAÇÃO DO DESCOMISSIONAMENTO .....</b>	<b>17</b>
<b>III</b>	<b>ARCABOUÇO REGULATÓRIO DO DESCOMISSIONAMENTO NO BRASIL 21</b>	
III.1	MARINHA DO BRASIL .....	22
III.2	ANP .....	23
III.2.1	<i>Resolução ANP nº 27/2006</i> .....	25
III.2.2	<i>Resolução ANP nº 43/2007</i> .....	27
III.2.3	<i>Resolução ANP nº 41/2015</i> .....	28
III.2.4	<i>Resolução ANP nº 17/2015</i> .....	28
III.2.5	<i>Resolução ANP nº 46/2016</i> .....	29
III.3	IBAMA/CONAMA .....	29
III.4	SECRETARIA DA RECEITA FEDERAL DO BRASIL .....	31
III.5	ALTERAÇÕES EM CURSO NA LEGISLAÇÃO VIGENTE E OS POSSÍVEIS IMPACTOS ECONÔMICOS .....	31
<b>IV</b>	<b>REGULAÇÃO INTERNACIONAL .....</b>	<b>37</b>
IV.1	CONVENÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS SOBRE A PLATAFORMA CONTINENTAL DE 1958 OU CONVENÇÃO DE GENEBRA DE 1958 – UNCLOS I .....	38
IV.2	CONVENÇÃO DE LONDRES DE 1972 (LONDON DUMPING CONVENTION 1972 ) .....	39
IV.3	INTERNATIONAL CONVENTION FOR THE PREVENTION OF POLLUTION FROM SHIPS (MARPOL, 1973/78) .....	40
IV.4	CONVENÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS SOBRE O DIREITO DO MAR (UNITED NATIONS CONVENTION ON THE LAW OF THE SEA – UNCLOS III, 1982) .....	40
IV.5	UK PETROLEUM ACT 1998 (PART IV - ABANDONMENT OF OFFSHORE INSTALLATIONS) .....	41
IV.6	CONVENÇÃO OSLO-PARIS (OSPAR) 1992 .....	42
IV.7	DECISÃO OSPAR 1998/3 .....	43
IV.8	DIRETRIZES E NORMAS DA ORGANIZAÇÃO MARÍTIMA INTERNACIONAL (IMO) PARA A REMOÇÃO DE ESTRUTURAS E INSTALAÇÕES OFFSHORE NA PLATAFORMA CONTINENTAL (1989) .....	44
<b>V</b>	<b>DESAFIOS DO DESCOMISSIONAMENTO NO BRASIL .....</b>	<b>47</b>
V.1	CENÁRIO DO DESCOMISSIONAMENTO NO BRASIL .....	51
<b>VI</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>54</b>
<b>VII</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>58</b>

## I Introdução

A produção de petróleo e gás natural em campos marítimos no Brasil iniciou-se no final da década de 1960 de maneira que muitos campos, especialmente na Bacia de Sergipe-Alagoas, Bacia Potiguar e na Bacia de Campos já atingiram um estágio de amadurecimento e envelhecimento das plataformas que torna urgente a discussão dos processos de descomissionamento.

A Convenção das Nações Unidas sobre a Plataforma Continental de 1958 também conhecida como a Convenção de Genebra, é o primeiro tratado internacional que aborda a questão do abandono ou desativação de instalações de petróleo e gás em alto-mar.

No entanto, até fevereiro de 1995, quando a Shell optou pelo abandono de Brent Spar no leito marinho no Mar do Norte, a organização de defesa ambiental Greepeace promoveu uma ruidosa campanha contra o abandono da instalação. A partir desse caso emblemático, o descomissionamento de instalações *offshore* de petróleo e gás deixou de ser considerado apenas mais um projeto de construção e trouxe à luz a necessidade de uma abordagem multidisciplinar em que aspectos ambientais e de segurança, entre outros, também deveriam ser considerados (GRIFFIN *et al*, 1998).

Cumprе ressaltar que o uso da palavra descomissionamento em relação a instalações *offshore* só foi adotado após a controvérsia de Brent Spar. Até então o conceito de remoção de uma plataforma *offshore* era chamado de "abandono". O uso do termo descomissionamento ajudou a refletir a aplicação mais abrangente do que o termo abandono comumente encontrado nos principais tratados internacionais até aquele momento (HAMZAH, 2003). Cabe ainda esclarecer que o termo desativação é utilizado nas resoluções da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

O descomissionamento é o último passo em um projeto de exploração e produção de petróleo e gás e envolve a remoção total ou parcial de instalações e a recuperação ambiental da área. Esse processo é iniciado quando já não há mais interesse da empresa exploradora em produzir em determinado poço ou campo, seja por motivos econômicos, tecnológicos ou pelo próprio exaurimento do recurso (TEIXEIRA E VILANI, 2013).

### I.1 Objetivo

O objetivo desse trabalho de monografia é analisar o arcabouço regulatório brasileiro no que concerne aos programas de desativação de instalações que envolve uma miríade de

autoridades especializadas que regulam o assunto; prioritariamente a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Renováveis (IBAMA), Marinha do Brasil (MB) e Secretaria de Receita Federal do Brasil (RF).

Os diferentes tipos de plataformas marítimas, as diferentes profundidades de lâmina d'água e conseqüentemente os diferentes requisitos relativos ao descomissionamento das instalações serão abordados levando em consideração os principais tratados internacionais e regulações adotadas por outras regiões, como por exemplo o Mar do Norte, visto que estas encontram-se em estágio mais avançado no desenvolvimento de suas legislações e apresentam características mais próximas ao ambiente *offshore* brasileiro.

## I.2 Motivação

O amadurecimento de um número expressivo de campos marítimos, o declínio da produção nesses campos, o plano da Petrobras de otimizar a produção e adequar seu portfólio aos projetos de maior retorno através da concentração de seus investimentos no desenvolvimento da produção de novos campos no pré-sal da Bacia de Santos, bem como a venda de campos maduros para empresas de menor porte apresentam novas oportunidades de investimento que naturalmente requerem maior previsibilidade e segurança jurídica para os todos os atores.

A Resolução ANP nº 749/2018 que reduz os royalties para operações de exploração e produção em campos maduros apresenta um estímulo à continuidade das operações nesses campos e deverá facilitar as negociações entre empresas interessadas.

É importante esclarecer que a continuidade de operações em um determinado campo pode motivar o descomissionamento de plataformas existentes e ensejar a instalação de unidades mais eficientes como é o caso de Marlim.

A revisão da Resolução ANP nº 27/2006 que define os procedimentos a serem adotados para a desativação de instalações, devolução de áreas, alienação e reversão de bens e o conteúdo do programa e do relatório final de desativação de instalações, representará um avanço para o processo de descomissionamento uma vez que tem por objetivo estabelecer regras mais claras e atualizadas alinhadas com as melhores práticas internacionais.

É importante lembrar que sem o estabelecimento pelo órgão regulador de um cronograma obrigatório com uma linha do tempo mínima definida, as operadoras precisam decidir sobre o destino de projetos e instalações desenvolvidos décadas atrás, quando o

descomissionamento não era uma realidade e, portanto, não foi antecipado em todos os seus detalhes e custos.

### I.3 Metodologia

Este trabalho foi realizado a partir de pesquisas em produções científicas, periódicos, textos para discussão, apresentações, revistas e outras publicações especializadas além de legislações e normas vigentes referentes ao descomissionamento de estruturas de produção *offshore*.

Adicionalmente à pesquisa da regulamentação nacional, tratados e acordos internacionais e diretrizes normativas que regem as atividades relacionadas ao processo de descomissionamento foram incluídas.

### I.4 Organização do Trabalho

O trabalho está organizado em 4 capítulos além da introdução e conclusão.

Na introdução é abordado o conceito de descomissionamento, assim como uma breve apresentação das características do mercado brasileiro e o porquê do descomissionamento ser um tema tão importante atualmente.

No primeiro capítulo é retomada uma breve contextualização do mercado brasileiro. No segundo capítulo é apresentada a regulação vigente dos principais órgãos envolvidos no processo de descomissionamento.

No terceiro capítulo as principais legislações internacionais que tem servido de inspiração para a revisão da Resolução ANP nº 27/2006 são apresentadas.

No capítulo quatro os desafios do descomissionamento e alguns casos sob análise da ANP são abordados juntamente com algumas oportunidades de negócios.

A conclusão traz as considerações finais e a necessidade do amadurecimento do arcabouço legal nacional para que as oportunidades existentes se concretizem.

## II Contextualização do Descomissionamento

A produção de petróleo e gás natural em campos marítimos no Brasil iniciou-se no final da década de 1960 de maneira que muitos campos, especialmente na Bacia de Sergipe-Alagoas, Bacia Potiguar e na Bacia de Campos já atingiram um estágio de amadurecimento e envelhecimento das plataformas que torna urgente a discussão dos processos de descomissionamento.

Existem atualmente 158 plataformas de produção fixas instaladas na costa brasileira, das quais 66 unidades, cerca de 42% (66), com mais de 25 anos de operação, 14% (23) que apresentam entre 15 e 25 anos de operação e 44% (29) com menos de 15 anos. (ANP 2019e)

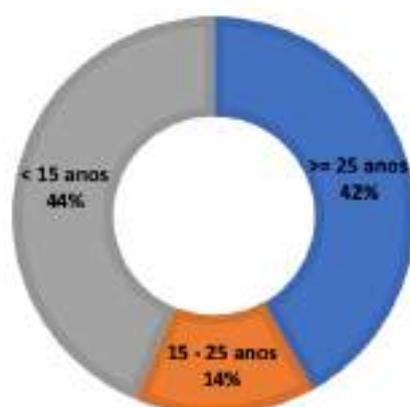


Gráfico 1: Tempo de Operação das Unidades Marítimas de Produção

Elaboração própria a partir de dados da ANP

No que concerne aos tipos de plataformas no atual cenário de produção *offshore* podemos destacar que 56% são plataformas fixas (88), 30% são FPSOs (48), 10% são semissubmersíveis (16) e 4% de outros tipos (1 FPU, 1TLP, 4 FPOs).



Gráfico 2: Tipos de Unidades Marítimas de Produção

Elaboração própria a partir de dados da ANP

É interessante notar que embora o número de poços marítimos em produção (654 poços) seja cerca de 10% do número total de poços terrestres (6458 poços), a produção brasileira de petróleo, 96,1%, e gás natural, 80,2%, está concentrada nos campos marítimos (ANP 2019d).

Cabe ainda observar que, a despeito da entrada de novos operadores no mercado brasileiro, a Petrobras mantém uma posição dominante como a maior produtora com 92,8% do mercado. No Mar do Norte é possível observar um número muito maior de empresas menores do setor privado. O panorama do operador no Brasil atualmente é análogo aos estágios iniciais das operações do Mar do Norte. O cenário brasileiro tende a se alterar conforme a implementação do plano de recuperação da Petrobras que prevê o desinvestimento de alguns de seus ativos mais maduros.

As operadoras possuem diferentes opções de remoção e de disposição para cada tipo de instalação *offshore*. A melhor opção a ser escolhida dependerá primeiramente das legislações pertinentes, e também de fatores como configuração e tipo da estrutura, peso, tamanho, distância até a costa, consistência do solo marinho, condições climáticas, custos, complexidade na execução das operações e tecnologias disponíveis, etc.

As opções básicas de descomissionamento segundo OSMUNDSEN e TVETERÅS (2003) são as seguintes:

- Deixar a estrutura no lugar;
- Remoção parcial, com alternativas: tombamento no local; transporte para terra para reciclagem ou descarte como resíduo; descarte em águas profundas; recifes artificiais; reutilização/outros usos.
- Remoção total, com alternativas: levar para terra para reciclagem ou descarte como resíduo; descarte em águas profundas; recifes artificiais; reutilização/outros usos

Para facilitar a compreensão, HAMZAH (2013) propõe que o processo de seja dividido em três fases práticas:

- A primeira fase consiste em tornar a estrutura livre de hidrocarbonetos, realizar o abandono dos poços, a remoção de condutores e *risers*, a lavagem e limpeza dos sistemas de processamento, assegurando que todos os vasos e tubulações estejam livres de gás e óleo, e preparar os componentes para as operações de elevação, quando submersos, e remoção;

- A segunda fase envolve a desconstrução e remoção da instalação e dos componentes associados;
- A terceira fase envolve a restauração do local e o monitoramento e inspeção regulares do local.

A configuração do sistema submarino de uma unidade de produção pode variar bastante, contendo de um a muitos poços, manifolds, templates, *risers*, linhas, árvores-de-natal molhada, amarras de ancoragem, etc. Na prática, o que se observa é que em lâminas d'água rasas e médias, a remoção completa desses elementos pode ser obtida utilizando-se tecnologias de corte amplamente difundidas na indústria, aliadas a pequenas embarcações. Apesar da aparente facilidade decorrente das águas rasas, os riscos ainda são muito altos e o tempo da atividade elevado, dependendo do tipo de duto (por exemplo, os rígidos) (MADI, 2018)

Já em lâminas d'água maiores (acima do limite possível de intervenção direta de mergulhadores), tal como ocorre em grande parte da Bacia de Campos os equipamentos existentes são, geralmente, de operação remota. Nestes casos, a solução de descomissionamento encontra-se no equilíbrio entre a opção de remoção completa e a de abandonar no local (SILVA e MAINER, 2008).

Uma alternativa ao descomissionamento ocorre quando o reservatório ainda possui óleo e gás recuperáveis e o contrato de concessão celebrado entre a União e o operador está próximo do término, tornando a extensão dos contratos de concessão uma alternativa para a maior exploração de petróleo.

Com o passar do tempo, locais economicamente mais viáveis são esgotados, locais sub-ótimos são desenvolvidos, com menor produtividade e exploração mais difícil. Esses sites são geralmente operados por empresas de menor porte, especializadas nesse nicho de atividade, que são capazes de obter retornos razoáveis para si e para a região onde atuam. A exploração desses locais esgotados torna-se economicamente inviável para empresas maiores, que exigem a entrada de empresas menores com custos mais baixos, representando uma outra opção para os reguladores que é estimular essas empresas a entrarem na concorrência.

O abandono de poços de petróleo representa alto custo e ausência de retorno financeiro. Os custos variam de acordo com complexidade dos poços, lâmina d'água, integridade do poço e regulamentação. Embora não haja divulgação do custo de abandono de um poço de petróleo do Brasil, estima-se que o custo seja superior a 24 milhões de dólares, visto que as operações *offshore* tem duração de cerca de dois meses com custo diário médio

de sondas de 400 mil dólares. Deve-se adicionar a esta estimativa custo com mão de obra, prestação de serviços e materiais por exemplo.

### III Arcabouço Regulatório do Descomissionamento no Brasil

Atualmente encontram-se em águas jurisdicionais brasileiras um total de 190 plataformas fixas e móveis sendo que 158 estão em operação. No entanto, nem todas as plataformas que estão fora de operação encontram-se prontas para descomissionamento, podendo estar apenas aguardando um novo contrato. Cerca de 42% das plataformas em operação apresentam mais de 25 anos de uso e 14% apresentam entre 15 e 25 anos de operação.

A natureza das bacias brasileiras é diferente da natureza de outras bacias no resto do mundo. A maior parte dos recursos brasileiros estão em águas muito mais profundas, entre 300 a 2.500 metros, comparado a uma profundidade máxima de aproximadamente 725 metros no Mar do Norte (Noruega). As profundidades médias da água no Mar do Norte são muito mais baixas, cerca de 127 metros. No Golfo do México (EUA) a maior parte das operações se desenvolvem em profundidades entre 120 a 305 metros.

Desta maneira, a infraestrutura brasileira é predominantemente voltada para instalações flutuantes, em vez de instalações de aço fixo como no Mar do Norte e Golfo do México.

Ainda que alguns processos de descomissionamento tenham acontecido no passado, o Brasil encontra-se num estágio inicial quando comparado a outras regiões do mundo, de modo que a experiência nacional em projetos de descomissionamento bem como a atualização de seu arcabouço legal, está se desenvolvendo conjuntamente com os primeiros casos mais robustos.

Segundo RUIVO (2001) o descomissionamento pode ser definido como um processo que ocorre no final da vida útil das instalações de exploração e produção de petróleo e gás. Refere-se ao desmantelamento e, na maioria dos casos, na remoção dos equipamentos. Pode ser descrito como a melhor maneira de encerrar a operação de produção no final da vida produtiva de um campo petrolífero. É essencialmente multidisciplinar, pois requer um método detalhado e ponderado com diversas áreas da engenharia ambiental, financeira e de segurança do trabalho bem como política e bem-estar social.

A princípio, o principal objetivo do descomissionamento é entregar toda a propriedade livre de riscos para o meio ambiente e restaurar a área às condições originais, conforme as regulamentações aplicáveis e as expectativas da empresa. (WIEGAND, 2011) Entretanto, após 25 a 30 anos de operação um novo ambiente marinho foi formado, em que a

biota marinha se desenvolveu incluindo as estruturas instaladas e a remoção completa dessas estruturas pode produzir resultados negativos sob a ótica ambiental.

Por tratar-se de um processo reconhecidamente multidisciplinar, o Brasil dispõe de uma gama de órgãos governamentais federais, estaduais e municipais responsáveis pelo licenciamento, fiscalização, gerenciamento, monitoramento e orientação das atividades relacionadas ao processo de descomissionamento, como por exemplo, o Ministério do Meio Ambiente (MMA), o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Renováveis (IBAMA), o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), a Marinha do Brasil (M'PUSA, 2017).

No entanto, na indústria do petróleo, dentro do exercício da União, o IBAMA e a ANP é que são os dois grandes atores que acabam por exercer o poder de polícia (TEIXEIRA *et al*, 2012).

A necessidade de apresentar documentos com formatação e exigências diferentes à ANP, IBAMA e Marinha, que são os três principais órgãos envolvidos no processo regulatório do descomissionamento no Brasil, tem se mostrado ineficiente com impacto negativo nos prazos e custos no processo.

### III.1 Marinha do Brasil

Dentre as atribuições da Marinha do Brasil é possível elencar a segurança da navegação, a prevenção contra poluição hídrica e a salvaguarda da vida humana no mar, todas passíveis de serem impactadas pelas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Com base nessas atribuições as plataformas fixas, por estarem instaladas no ambiente marinho, também estão sujeitas a inspeções pela Marinha.

A Marinha do Brasil também é responsável por fazer vigorar as diretrizes de acordos e convenções internacionais às quais o país é signatário e que tenham sido ratificadas pelo Brasil. Para tanto, estabelece as Normas da Autoridade Marítima (NORMAMs) tem por finalidade assegurar a proteção do meio ambiente e a segurança da navegação. Cumpre esclarecer que nem todas as NORMAMs referem-se a convenções internacionais, mas muitas correspondem ao que foi pactuado no âmbito internacional. (PEREIRA, 2012)

A seguir as principais NORMAMs relacionadas à atividade de exploração e produção de petróleo (E&P).

- NORMAM – 01/DPC – Embarcações Empregadas na Navegação em Mar Aberto
- NORMAM – 04/DPC – Operação de Embarcações Estrangeiras em Águas Jurisdicionais Brasileiras
- NORMAM – 07/DPC – Atividades de Inspeção Naval
- NORMAM – 08/DPC – Tráfego e Permanência de Embarcações em Águas Jurisdicionais Brasileiras
- NORMAM – 11/DPC<sup>1</sup> – Obras, Dragagem, Pesquisa e Lavra de Minerais Sob, Sobre e às Margens das Águas sob Jurisdição Brasileira
- NORMAM – 15/DPC – Atividades Subaquáticas

Sendo o Brasil um dos países membros da Organização das Nações Unidas (ONU) e um Estado Membro da Organização Marítima Internacional (IMO - International Maritime Organization) tendo ratificado as suas Convenções, possui compromissos e obrigações com a comunidade marítima internacional. Dentre os compromissos assumidos junto à IMO é possível citar: (i) promover mecanismos de cooperação; (ii) segurança marítima e a prevenção da poluição; (iii) remoção dos óbices ao tráfego marítimo.

O descomissionamento de plataformas requer a aprovação da Marinha do Brasil, a qual exige a comunicação ao Capitão dos Portos da jurisdição sobre a intenção de descomissionamento da unidade. No caso das plataformas fixas é necessário submeter um memorial descritivo sobre o desmonte contendo: i) planejamento, cronograma e fases do desmonte; ii) informações quanto à retirada de resíduos ou sobras resultantes; iii) destinação final pretendida; iv) local do desmonte, se for o caso; e v) possíveis efeitos de redução/aumento da profundidade local. Ademais, toda e qualquer estrutura remanescente de plataforma fixa deverá sofrer avaliação para determinar se há necessidade de estar representada em carta náutica e/ou sinalizada (ALMEIDA *et al*, 2017).

### III.2 ANP

A Lei nº 9.478/1997 também conhecida como Lei do Petróleo, estabeleceu um novo marco regulatório para as atividades de petróleo e gás e instituiu duas novas agências reguladoras, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, responsável

---

<sup>1</sup> A Marinha sinalizou a provável revisão da NORMAM 11 após a conclusão do processo de revisão da Resolução ANP nº 27/2006.

pela regulação do setor de petróleo e gás e pela promoção do desenvolvimento de petróleo e gás por meio de licitação competitiva e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), cujo objetivo é fomentar o uso racional dos recursos energéticos do Brasil.

A ANP tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe entre outras atribuições: promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão ou contratação sob o regime de partilha de produção das atividades de exploração, desenvolvimento e produção (inciso II), fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente (inciso IX); estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento (inciso X).

Note-se que o § 2º do artigo 28 estipula que “em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário fará, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes apresentando diretrizes para quando do encerramento das atividades”, explicitando que as questões ambientais deverão ser reguladas pelo respectivo órgão ambiental. No caso de campos marítimos o órgão regulador é o IBAMA.

O Art. 29 que permite a “transferência do contrato de concessão, preservando-se seu objeto e as condições contratuais, desde que o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP” é um importante instrumento balizador para negociações envolvendo a cessão de campos maduros.

Dentre a regulamentação atinente à questão do descomissionamento é possível destacar cinco resoluções da ANP, quais sejam:

- Resolução ANP nº 27/2006 - Regulamento Técnico de Desativação de Instalações na Fase de Produção;
- Resolução ANP nº 43/2007 - Regime de Segurança Operacional, Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO);
- Resolução ANP nº 41/2015 - Regime de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos e o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS)

- Resolução ANP nº 17/2015 - Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos e o Regulamento Técnico da Revisão do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção - Item 19: Desativação das Instalações;
- Resolução ANP nº 46/2016 - Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP) em substituição a Portaria 25/2002 que foi revogada.

### III.2.1 Resolução ANP nº 27/2006

A Resolução ANP nº 27/2006 instituiu o Regulamento Técnico de Desativação de Instalações na Fase de Produção que estabelece os procedimentos a serem adotados na desativação de instalações e especifica condições para devolução de áreas de concessão na fase de produção. Define ainda os conteúdos do Programa de Desativação de Instalações e do Relatório Final de Desativação de Instalações (PDI), assim como algumas condicionantes para a Devolução de Áreas.

No término da Fase de Produção, o Concessionário fica obrigado a entregar à ANP o Programa de Desativação de Instalações. O PDI aplica-se à desativação de qualquer Instalação de Produção e prevê a retirada definitiva de operação e a remoção de Instalações de Produção, dando-lhes destinação final adequada, e a Recuperação Ambiental das áreas em que estas instalações se situam. Essa retirada definitiva de operação de qualquer Instalação de Produção de um campo deve ser previamente comunicada à ANP, através das atualizações do Programa Anual de Trabalho e Orçamento – PAT – da concessão. A concessionária deverá ainda promover a remoção dos bens inservíveis, de toda e qualquer sucata, fios, materiais plásticos, lixo, produtos químicos e outros rejeitos produzidos pelas atividades de desativação e descarte dos entulhos em locais apropriados para disposição final.

No entanto, a resolução determina que se a remoção de uma Instalação de Produção não for recomendada por razões de segurança ou de proteção ambiental, conforme justificativa técnica ou conforme determinado pelo órgão ao qual compete o controle ambiental na área e, quando couber, pela Autoridade Marítima, as instalações deverão estar livres de produtos que possam causar poluição ou trazer riscos à saúde humana.

Cumpra ainda ressaltar que em caso de conflito entre o que determina o regulamento e o conteúdo do programa de desativação apresentado ao órgão ambiental ou as condicionantes referentes à desativação contidos nas licenças ambientais respectivas, prevalecem as determinações do órgão ambiental.

A Resolução ANP nº 27/2006 encontra-se em revisão. O objetivo da ANP é atualizar a regulamentação técnica para a desativação de instalações e devolução de áreas na fase de produção, adequando-a à Lei da Partilha (Lei nº 12.351/2010) e aos demais regulamentos de segurança operacional e meio ambiente, editados posteriormente à sua publicação.

Esse processo de revisão foi iniciado em janeiro de 2016 e tinha previsão de conclusão em maio de 2018, no entanto a mais recente previsão é de que os trabalhos sejam concluídos em outubro de 2019.

Nas tabelas 1 e 2 abaixo é possível observar a evolução do cronograma da Agenda Regulatória 2017-2018 da ANP.



Tabela 1: Cronograma Agenda Regulatória 2017-2018 em sua primeira atualização

Fonte: ANP 2019a



Tabela 2: Cronograma Agenda Regulatória 2017-2018 – atualização mais recente.

Fonte: ANP 2019a

A Agenda Regulatória é o documento que indica as ações de regulamentação que a ANP pretende conduzir e é um importante instrumento voltado para a garantia da

previsibilidade nas ações da agência. Tem como objetivo estabelecer as diretrizes para a regulação e apresenta o cronograma de cada ação.

Ao analisar a evolução da agenda e os atrasos apresentados no processo de revisão da regulamentação, é possível inferir a dificuldade de pacificar os objetivos de diferentes *stakeholders* em um processo tão complexo como o de descomissionamento. O trâmite do processo acaba agravado pela falta de experiência nacional no tema, cujo debate foi iniciado de maneira tardia, ou seja, quando grande parte dos campos já encontra-se na fase mais madura das suas atividades.

### III.2.2 Resolução ANP n° 43/2007

A Resolução ANP n° 43/2007 estabeleceu o Regime de Segurança Operacional com a publicação do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional. Este Regulamento estabelece requisitos e diretrizes para implementação e operação de um Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO), visando a preservação da segurança das atividades desenvolvidas nas instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural, através da proteção da segurança dos trabalhadores deste setor bem como salvaguardar o meio ambiente.

O Regulamento Técnico estabelece 17 práticas orientadas ao desempenho e à gestão de risco, incentivando o processo de melhoria contínua na operação das instalações.

A “Prática de Gestão no 10: Projeto, Construção, Instalação e Desativação”, se destina a descrever os requisitos que devem ser considerados pelo sistema de gerenciamento de segurança operacional para promover a segurança nas fases de projeto, construção, instalação e desativação.

A “Prática de Gestão no 12: Identificação e Análises de Riscos” estabelece que deverá ser evidenciado que os riscos foram sistematicamente avaliados durante as fases de projeto, construção, comissionamento e operação, assim como antes da desativação.

Já a “Prática de Gestão no 15: Procedimentos Operacionais” define que o operador da instalação deverá estabelecer e implementará procedimentos para operações de partida e desativação e que mecanismos de atualização das informações relativas à pré-operação, quando aplicáveis, deverão ser assegurados.

A presente resolução encontra-se também em revisão a fim de adequar o Regulamento Técnico à atual realidade da indústria e da ANP, considerando dentre outros aspectos, as etapas do ciclo de vida das instalações, extensão de vida útil, mudanças de

operadores e benchmarking regulatório de alguns países membros do International Regulators' Forum for Offshore Safety (IRF).

### III.2.3 Resolução ANP nº 41/2015

Esta resolução institui o Regime de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos e o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS) que definem os requisitos essenciais e os mínimos padrões de segurança operacional e de preservação do meio ambiente a serem atendidos pelos agentes regulados e tem como objetivo a garantia da segurança operacional, consideradas as responsabilidades dos detentores de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural ou titulares de Autorização.

No que concerne ao Programa de Desativação Permanente, o documento apresentado pelo Operador do Sistema Submarino deverá conter, no mínimo, a identificação do sistema submarino, com descrição da parte a ser desativada; a justificativa da desativação; o cronograma das atividades; a identificação dos órgãos competentes a autorizar a execução dos serviços; os procedimentos para o descomissionamento; e destinação final aos sistemas de proteção catódica e estruturas submarinas.

A desativação permanente deve considerar os aspectos legais, técnicos, econômicos, de segurança, de proteção ao meio ambiente bem como as melhores práticas da indústria e deve ser comunicada à ANP pelo operador do sistema submarino com no mínimo cento e oitenta dias de antecedência da data prevista para o início dos serviços de campo.

Cabe ainda ressaltar que o descomissionamento deve estar adequado às normas, padrões e melhores práticas da indústria e que o operador do sistema submarino é responsável por elaborar análise de riscos antes do efetivo descomissionamento. Independentemente do método escolhido, deverá haver um programa de desativação permanente a ser aprovado pelas instituições competentes, ANP, IBAMA e Marinha.

### III.2.4 Resolução ANP nº 17/2015

A Resolução ANP nº 17/2015 aprovou o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção e de Pequena Produção e o Regulamento Técnico da Revisão do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção.

A resolução cita o processo de desativação, indicando que a descrição da desativação das instalações do campo deve ter como foco o planejamento das operações de abandono de

poços, remoção ou desativação de instalações de produção e reabilitação de áreas terrestres, bem como prever os mecanismos para disponibilização de fundos necessários à desativação.

No tocante ao descomissionamento o Item 19 que trata da “Desativação das Instalações” define que a descrição da desativação das instalações do Campo deve priorizar o planejamento das operações de abandono de poços, remoção ou desativação de Instalações de Produção e reabilitação de áreas terrestres, bem como prever os mecanismos para disponibilização de fundos necessários à desativação; que os critérios de projeto adotados que facilitam a futura Desativação das instalações devem ser apontados; a previsão de custo das atividades de Desativação de instalações e Recuperação de Áreas deve ser apresentada e os critérios para provisionamento de recursos necessários à Desativação das instalações do Campo precisam ser definidos.

### III.2.5 Resolução ANP nº 46/2016

A Resolução ANP no 46/2016 aprovou o Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP) que estabeleceu diretrizes e requisitos de segurança operacional e de preservação do meio ambiente para perfuração, completação, avaliação, intervenção, produção e abandono de poços de petróleo e gás natural.

A partir do estabelecimento de práticas de gestão, a referida Resolução apresenta requisitos mínimos que devem ser atendidos para garantir que a vida humana, o meio ambiente, o patrimônio e as atividades econômicas do Operador do Contrato e de terceiros tenham seus riscos minimizados nas atividades de E&P relacionadas a poços exploratórios e de produção.

Adicionalmente o Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços dispensa especial atenção à prevenção dos incidentes, gestão de riscos, fatores humanos e na melhoria contínua da gestão da integridade de poços.

A publicação desta resolução revogou a Portaria ANP nº 25/2002.

### III.3 IBAMA/CONAMA

O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, criado pela Lei no 7.735/89, é uma autarquia federal vinculada ao Ministério do Meio Ambiente (MMA) e tem como suas principais atribuições: (i) exercer o poder de polícia ambiental; (ii) executar ações das políticas nacionais de meio ambiente, referentes às atribuições federais, relativas ao licenciamento ambiental, ao controle da qualidade ambiental, à autorização de

uso dos recursos naturais e à fiscalização, monitoramento e controle ambiental, observadas as diretrizes emanadas do Ministério do Meio Ambiente; e (iii) executar as ações supletivas de competência da União, de conformidade com a legislação ambiental vigente.

O IBAMA é o órgão executor da Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA). Sua atuação se dá principalmente no exercício desse poder de fiscalização e autorização das atividades. No caso específico do petróleo, dentro da Diretoria de Licenciamento Ambiental há a Coordenação Geral de Licenciamento de Petróleo e Gás, que cuida de todo o processo relativo ao licenciamento ambiental da indústria petrolífera, no exercício do seu poder de polícia ambiental. Com relação ao processo de licenciamento ambiental de empreendimentos desta natureza, percebemos em consulta a alguns Estudos Prévios de Impactos Ambientais (EIA) de campos de produção que há a previsão da Desativação das estruturas e o IBAMA tem estabelecido como prática exigir como uma das condicionantes para o licenciamento a apresentação do Projeto de Desativação, muito embora não haja nenhuma norma que estabeleça essa exigência no processo de licenciamento (TEIXEIRA e MACHADO, 2012).

O Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA) é um órgão do Sistema Nacional de Meio Ambiente (SISNAMA) instituído pela PNMA. Dentre suas competências deve estabelecer, mediante proposta do IBAMA, dos demais órgãos integrantes do SISNAMA e de Conselheiros do CONAMA, normas e critérios para o licenciamento de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras, a ser concedido pela União, pelos Estados, pelo Distrito Federal e Municípios.

As Resoluções CONAMA nº23/94 (institui procedimentos específicos para o licenciamento de atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural), nº237/97 (regulamenta os aspectos de licenciamento ambiental estabelecidos na PNMA) e nº 350/04 (dispõe sobre o licenciamento ambiental específico das atividades de aquisição de dados sísmicos marítimos e em zonas de transição), apresentam cinco tipos de licenças ambientais das atividades relacionadas às fases de exploração e produção de hidrocarbonetos quais sejam: Licença de Pesquisa Sísmica (LPS), Licença Previa para Perfuração (LPper), Licença Previa de Produção para Pesquisa (LPpro), Licença de Instalação (LI) e Licença de Operação (LO).

No entanto, não há qualquer normativa desse órgão sobre o descomissionamento ambiental na indústria do petróleo (TEIXEIRA *et al*, 2012).

### III.4 Secretaria da Receita Federal do Brasil

O REPETRO e REPETRO-SPED, são regimes aduaneiros especiais para a exportação e importação de bens que são utilizados para a exploração e produção de petróleo e gás natural, que permitem a importação de estruturas *offshore* com suspensão de todos os impostos federais (II, IPI, PIS e COFINS). Adicionalmente, acordos fiscais estaduais podem reduzir a alíquota do ICMS.

No momento do descomissionamento, as empresas devem observar os procedimentos estipulados na Instrução Normativa 1415/2013, caso contrário os benefícios fiscais são revogados e as empresas devem se submeter ao regime tributário originalmente estabelecido.

Os regulamentos exigem que o equipamento seja reexportado, destruído ou receba um novo destino. A destruição é possível na hipótese da remoção do local de uso não ser viável por razões regulatórias ou ambientais, no entanto, esse processo de reexportação ou destruição dos equipamentos precisa ser aprovado também pela Receita Federal para que a isenção fiscal não seja perdida

Note-se que os gastos com descomissionamento são incorridos apenas na vida útil final dos projetos quando eles não geram mais lucros a serem compensados com a despesa, então ainda que os gastos com descomissionamento futuro tenham sido provisionados, não é autorizada a dedutibilidade no cálculo do Imposto de Renda da empresa.

### III.5 Alterações em Curso na Legislação Vigente e os Possíveis Impactos Econômicos

A crítica que é feita ao atual arcabouço legal do descomissionamento é que apenas regulamentos técnicos o estruturam, quando na verdade o assunto deveria ser tratado em um outro tipo de norma federal que se aprofundasse e que fosse além do aspecto técnico e abordasse as dimensões política, administrativa, social e ambiental (TEIXEIRA *et al*, 2012).

Conforme apresentado pela ANP em consultas públicas e nos debates com a indústria e a academia, há uma mudança na abordagem da regulamentação que engloba diferentes aspectos, a saber: sociais, econômicos, técnicos, de segurança e meio ambiente. Na esteira da revisão dos procedimentos de descomissionamento, outras medidas também estão sendo implementadas pela ANP a fim de melhorar sua atividade regulatória.

Medidas como a Resolução ANP nº 749/2018, tem como objetivo regulamentar o procedimento para conceder redução de royalties para até 5% sobre a produção incremental de campos maduros. Desta forma, as operações em campos que estão em produção há pelo

menos 25 anos, ou cuja produção acumulada corresponda a pelo menos 70% do volume a ser produzido previsto das reservas provadas e que tenham sua produção incrementada a partir da realização de novos investimentos, serão beneficiadas. (ANP 2018c)

Com base nos dados do Boletim Anual de Reservas (BAR 2017), aproximadamente 241 campos (53% dos campos brasileiros) se classificam como maduros nos termos do regulamento, sendo, portanto, elegíveis ao incentivo (ANP 2018d).

A Resolução ANP nº 785/2019 regulamenta os procedimentos a serem adotados nos processos de cessão de direitos em contratos de exploração e produção, nas mudanças de operador, nas isenções e substituições de garantias de performance, nas alterações de controle societário e na constituição de garantias sobre direitos emergentes de contratos de E&P.

A nova resolução aumenta o rol de garantias permitidas sobre direitos emergentes de contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural. Destaca-se a garantia sobre os direitos creditórios decorrentes dos contratos de E&P. Por meio desta inovação o financiamento no setor de E&P, deverá ser incentivado e ficará mais próximo da regulamentação de práticas de mercado internacionais de *Reserve Based Lending* (RBL).

Esta resolução introduziu um sistema pelo qual se permite criação de garantias sobre os direitos oriundos dos contratos de E&P, e até sobre o próprio contrato, disciplinando-se também a execução de tais garantias pelo credor.

Note-se que à exceção das atividades de exploração e produção no pré-sal, todos os outros ambientes de exploração e produção tem apresentado declínio, isso acaba por impulsionar os investimentos das grandes empresas petrolíferas para essa área de grandes retornos e também abre um cenário de oportunidades para um nicho de empresas de menor porte que podem desenvolver suas atividades em campos maduros do chamado pós-sal.

Desde janeiro de 2016 a Resolução ANP nº 27/2006 encontra-se em revisão, e há esforço da Agência para que haja uma unificação dos documentos a serem apresentados à ANP, IBAMA e Marinha do Brasil, que são os principais órgão reguladores do descomissionamento. De acordo com a ANP os três principais objetivos a serem alcançados com a implementação da nova resolução são, a saber:

1. Maximizar a recuperação dos reservatórios e evitar descomissionamento prematuro;
2. Fomentar negócios entre futuro e atual operador e desenvolver novos mercados;
3. Conferir previsibilidade e simplificação regulatória.

O primeiro objetivo inclui um Estudo de Justificativas de Descomissionamento que aborda os aspectos de custo da atividade. Esse estudo permitirá que a ANP possa avaliar em conjunto com o concessionário as possibilidades de cessão direitos e obrigações do campo, de modo que seja avaliada a extensão da vida útil do campo a partir da possibilidade de haver um novo operador.

A extensão da vida útil de um campo traz a possibilidade de atrair novos investimentos, um exemplo é a revitalização de Marlim (PETROBRAS 2019a) em que 8 plataformas serão descomissionadas e duas novas unidades serão instaladas.

Cumprir destacar que de acordo com dados da ANP, um aumento de 1% no fator de recuperação na Bacia de Campos acrescentaria aproximadamente 1 bilhão de barris de óleo equivalente nas reservas da bacia. Atualmente o fator de recuperação na Bacia de Campos é de 14% podendo alcançar um índice de 23%, enquanto que a média mundial de recuperação chega a atingir 35%. (ANP 2018a)

Com relação ao segundo objetivo, de fomento, a revisão dessa resolução vai também parametrizar a passagem de serviço entre o operador do campo e o futuro operador, em questões atinentes ao descomissionamento como a questão ambiental, segurança operacional e o aproveitamento das instalações. A devolução de áreas exploratórias também está incluída no âmbito da revisão.

No terceiro ponto, é adotada uma simplificação do estoque regulatório, em que o mesmo Plano de Desativação das Instalações (PDI) será adotado pela ANP, IBAMA e Marinha do Brasil, diferente do modelo atual em que três documentos diferentes precisam ser submetidos às três instituições.

No Reino Unido e na Noruega (NPD) em suas operações no Mar do Norte e em outros países da Europa (HAMZAH, 2003) as empresas petrolíferas precisam apresentar seu programa de descomissionamento com antecedência de dois a cinco anos do término da produção.

De acordo com informações preliminares divulgadas pela ANP, ao invés da empresa petrolífera apresentar seu plano de descomissionamento com cento e oitenta dias de antecedência como é estipulado na legislação vigente, quando da conclusão da revisão, as empresas terão que apresentar seus Planos de Desativação de Instalações cinco anos antes da data prevista para o término da produção.

O cronograma abaixo divulgado pela ANP apresenta as etapas a serem seguidas, com prazos estipulados para cada etapa e contempla também os prazos a serem seguidos pela ANP após o recebimento da documentação das empresas.

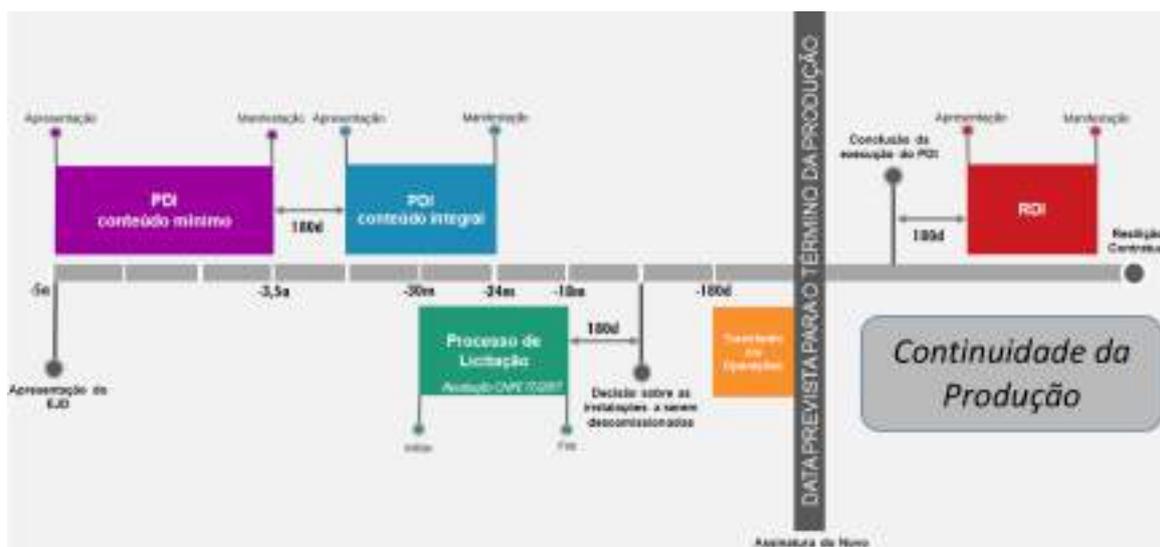


Figura 1: Etapas PDI após a revisão da Resolução ANP no 27/2006

Fonte: ANP

Ao analisarmos o cronograma adotado no Reino Unido podemos observar que o agente regulatório nacional está buscando um alinhamento com as práticas internacionais com o objetivo de apresentar uma regulamentação mais robusta que deverá trazer maior previsibilidade para o processo de descomissionamento.

Abaixo o cronograma com prazos e etapas do plano de descomissionamento adotado no Reino Unido:

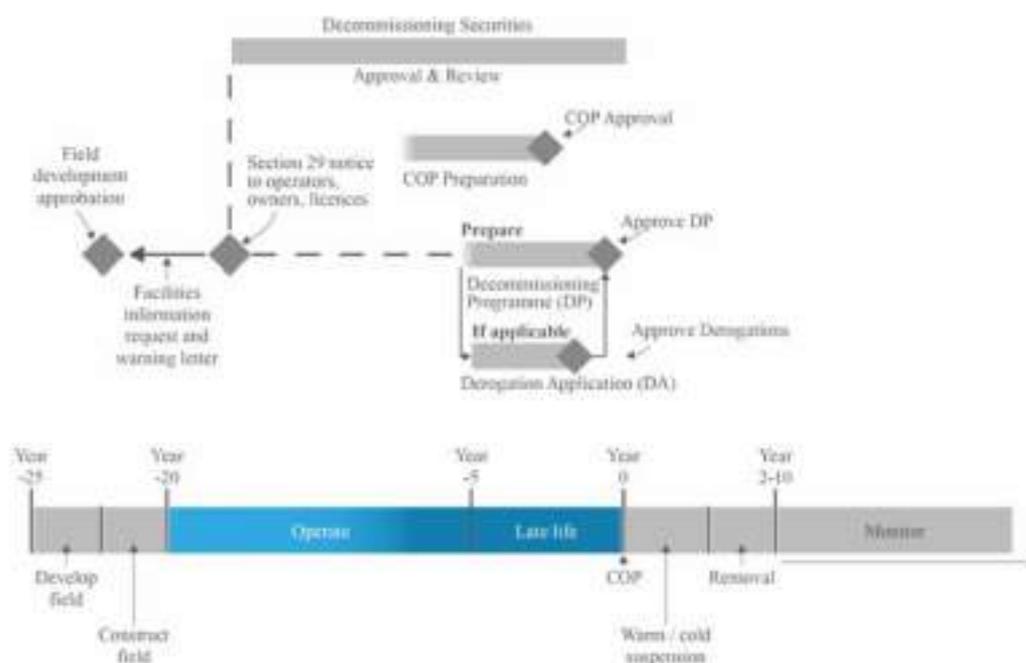


Figura 2: Etapas do plano de descomissionamento a serem seguidas no Reino Unido

Fonte: ANP

Mais uma vez, com o intuito de garantir a previsibilidade, são estipulados não apenas os prazos que as operadoras têm de cumprir, mas também prazos de respostas a serem cumpridos pelos entes regulatórios envolvidos na apreciação dos documentos apresentados.

O estabelecimento de prazos claros tem como objetivo evitar que as instalações tenham a produção interrompida por um prazo longo o suficiente a ponto de gerar problemas de manutenção, de integridade estrutural e também para permitir que haja um destino adequado para as instalações e que estas possam ser aproveitadas para a indústria do petróleo ou para outros usos.

Já são adotados em outros países a possibilidade de reaproveitamento das instalações *offshore* para usos diversos de sua finalidade original, como por exemplo para a geração de energia eólica. A possibilidade de reaproveitamento também está contemplada na revisão.

A adoção do modelo de avaliação comparativa em que 5 principais critérios: segurança, meio ambiente, social, econômico e técnicos, são empregados para avaliação do descomissionamento tem como objetivo facilitar a avaliação caso a caso de cada programa de descomissionamento.

A princípio toda instalação dever ser removida da área de contrato e restituir o ambiente marinho à condição original. Entretanto, a adoção da avaliação comparativa em cada caso permitirá uma análise mais apurada para subsidiar a tomada de decisão acerca da remoção parcial ou não remoção da infraestrutura instalada. Adicionalmente, o reaproveitamento das estruturas também deve ser considerado. A administração pública junto com o concessionário irá avaliar se eventualmente algumas estruturas poderão ser deixadas na locação.

O alijamento, que é a retirada da instalação e seu consequente descarte em outro ponto, seja no mar ou em terra, continua não sendo permitido sem a autorização do órgão ambiental competente e da Marinha.

No aspecto técnico foram introduzidas algumas alterações com relação à abordagem em lâmina d'água inferior a 100 metros. Atualmente o corte da estrutura precisa ser feito a 20 metros de profundidade e o proposto na revisão é que o corte seja a 3 metros.

Sob a ótica ambiental a remoção total de dutos pode trazer perturbação à espécies ameaçadas, como no caso de desova de tartarugas, ou dutos que chegam em praias. O monitoramento da biota, da água e sedimentos, inspeção de estruturas não removidas, sucatas e resíduos no leito marinho, todas essas atividades deverão fazer parte do plano de monitoramento pós descomissionamento. Ressalte-se que ainda não há um consenso sobre quanto tempo um determinado ambiente precisa ser monitorado após o descomissionamento.

Um ponto importante é a análise conjunta e simultânea pelos órgãos da administração pública, ANP, IBAMA e Marinha. Esta medida visa imprimir maior celeridade e eficiência ao processo, minimizando a incidência de entraves burocráticos.

Além das resoluções da ANP, a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 17/2017, autoriza a ANP a licitar campos no final da sua vida útil mesmo ele estando sob contrato o que abriu a possibilidade de transferir esses campos para um outro operador.

## IV Regulação Internacional

As regulações e diretrizes internacionais foram desenvolvidas inicialmente com o intuito de salvaguardar o meio ambiente, a navegação, a pesca e os outros usuários do mar. Desta maneira, a legislação internacional relativa ao processo de descomissionamento é regida por uma série de regulamentos e normas estabelecidas por organismos, convenções, tratados e acordos internacionais e regionais.

Note-se que uma vez que um país é signatário das convenções, as leis nacionais são modificadas para incluir o que foi pactuado nos acordos internacionais. Nas últimas décadas, a política regulatória evoluiu buscando estabelecer o equilíbrio entre a necessidade de proteger o meio ambiente, a navegação, a pesca e outros usuários do mar e a necessidade considerar a segurança, a viabilidade técnica e o custo do descomissionamento.

De maneira geral os regulamentos internacionais são o resultado de iniciativas da Organização das Nações Unidas (ONU) mas a partir do desenvolvimento das convenções, novas comissões ou agências especializadas como a IMO ou a Comissão OSPAR assumiram o protagonismo no estabelecimento de diretrizes.

A apresentação das principais normas e regulamentos internacionais concernentes ao processo de descomissionamento tem como objetivo entender como as soluções evoluíram ao longo do tempo.

Hamzah (2003) destaca que a alta densidade de rede de dutos deixada no fundo do mar não foi totalmente resolvida por regulamentações domésticas ou internacionais. Outro aspecto destacado por FAM *et al* (2018) refere-se à lacuna regulatória que concerne ao reaproveitamento de estruturas *offshore* para uso como recifes artificiais. É ainda destacada a iniciativa norueguesa de criação de uma Lei para Subvenção de Remoção<sup>2</sup> (Removal Grants Act) a fim de financiar a remoção de partes de dutos com elevado risco que já haviam sido deixados in-situ (anos depois do processo de descomissionamento) que poderia ser uma solução para remoções de risco.

As leis internacionais e regionais a seguir, serviram para estabelecer o plano de fundo de algumas das políticas que influenciaram as regulamentações atinentes ao processo de descomissionamento em países com maior experiência nessa área e podem trazer maior clareza sobre as melhores práticas a serem adotadas pelos países menos experientes e que ainda estão desenvolvendo seu arcabouço legal.

---

<sup>2</sup> Tradução livre da autora

#### IV.1 Convenção das Nações Unidas sobre a Plataforma Continental de 1958 ou Convenção de Genebra de 1958 – UNCLOS I

A Convenção das Nações Unidas sobre a Plataforma Continental de 1958, ou também conhecida como Convenção de Genebra, é o primeiro tratado internacional que aborda o abandono e desativação das instalações *offshore* de petróleo e gás e serve de referência para regulamentações e tratados internacionais posteriores (WIEGAND, 2011)

O envolvimento jurídico internacional a respeito da implantação de instalações ou plataformas nas bacias continentais e a posterior remoção iniciaram-se a partir dessa Convenção. Ela concede aos países membros, direitos soberanos de explorar recursos naturais e desenvolver instalações *offshore* ou plataformas para fins de proceder à produção de óleo e gás. (M'PUSA, 2017)

A Convenção, no seu artigo 5(5) determina que: “Qualquer instalação abandonada ou desativada deve ser totalmente removida”.

É interessante notar que as produções *offshore* de petróleo e gás se mudaram para ambientes mais profundos e hostis a partir das décadas de 1960 e 1970, tornando a remoção completa de qualquer instalação *offshore* uma operação muito mais complicada, em termos de viabilidade técnica e preocupações ambientais, e trazendo o questionamento sobre a determinação da remoção completa. No entanto, em 1958, quando as operações *offshore* eram em sua maioria em águas relativamente próximas da costa, a remoção total apresentava-se como a alternativa mais indicada.

A Convenção de 1958 propôs ainda a prevenção de poluição marinha resultando das operações *offshore*, com as seguintes diretrizes:

- Instou os países signatários tomarem medidas adequadas para a proteção da biota que pode ser afetada por essas operações;
- Determinou o estabelecimento de zonas de segurança, de aproximadamente 500 metros, ao redor de todas as plataformas;
- Estabeleceu a remoção total de qualquer instalação em abandono ou em desativação;
- Especificou que a exploração da plataforma continental e a exploração de seus recursos naturais não devem resultar em interferência injustificável na navegação, pesca ou conservação dos recursos vivos do mar, nem em interferências com pesquisas oceanográficas ou outras pesquisas científicas fundamentais.

A Convenção contém um amplo artigo instituindo que os Estados redijam regulamentações que previnam a poluição dos mares por óleo proveniente de oleodutos ou de operações de exploração e de exploração (MADI, 2018).

A maioria dos países produtores de petróleo e membros das Nações Unidas é signatária da Convenção de 1958, cujas diretrizes permanecem vigentes.

#### IV.2 Convenção de Londres de 1972 (London Dumping Convention 1972)

Uma das tentativas para a proteção ambiental das atividades petrolíferas *offshore* foi a Convenção de Londres sobre Prevenção da Poluição Marinha por Despejo de Resíduos e Outras Matérias de 1972, que abrange apenas o Nordeste Atlântico, o Mar do Norte e porções do Oceano Ártico. O principal objetivo da Convenção de Londres é evitar a eliminação indiscriminada no mar de resíduos que possam ser responsáveis pela criação de riscos para a saúde humana, prejudicando recursos vivos e vida marinha ou por interferir com outros usos legítimos do mar.

De acordo com a Convenção de Londres de 1972, o *dumping* consiste em descartar deliberadamente no leito ou subsolo do mar de resíduos gerados em terra ou por navios ou aeronaves ou ainda instalações *offshore* e também o despejo do próprio navio obsoleto, aeronave e plataforma em desuso.

Nesta convenção, o descarte (*dumping*) é definido como: qualquer descarte deliberado de resíduos ou outros materiais oriundos de navios, aeronaves, plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no mar ou qualquer disposição deliberada de navios, aeronaves, plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no mar.

As atividades *offshore* da indústria de petróleo e gás são consideradas pelas normas desta convenção e, principalmente, o descarte de instalações e estruturas *offshore*.

Em 1996, em uma reunião especial do *Contracting Parties to the London Dumping Convention*, foi adotado o Protocolo à Convenção sobre a Prevenção da Poluição Marinha por Dumping de Resíduos e Outras Matérias, que entrou em vigor em 2006 e que tem por objetivo esclarecer a posição do tratado sobre o descomissionamento de equipamentos e instalações de petróleo. Desta maneira, a definição de descarte nesta convenção foi atualizada e passou a incluir explicitamente “qualquer forma de abandono no local de plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no oceano, com o propósito deliberado de disposição” (MADI, 2018).

A Convenção de Londres é uma das primeiras convenções globais para proteger o meio marinho das atividades humanas e está em vigor desde 1975.

#### IV.3 International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL, 1973/78)

A Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios foi criada em 1973 e alterada pelo Protocolo de 1978, cabe esclarecer que “MARPOL” é uma abreviação para *marine pollution* (poluição marinha). (M’PUSA)

A MARPOL 73/78 é uma das mais importantes convenções ambientais internacionais, que apesar de ser dirigida à indústria de marinha mercante, tem implicações diretas nas operações offshore de petróleo. Foi criada com o intuito de minimizar a poluição dos mares, incluindo o descarte de óleo e qualquer poluição proveniente de escapamento.

A definição de “descarga” dada pela MARPOL é “a liberação de substâncias danosas provenientes diretamente da exploração, exploração ou associadas a processos offshore de recursos minerais no fundo do mar.” Desta forma, a convenção inclui em sua aplicação e jurisdição a poluição causada por atividades, tais como: *blowout*, falhas estruturais das instalações, colisões com a estrutura, ou acidentes em oleodutos.

A MARPOL estabelece em seu Anexo I que equipamentos fixos ou flutuantes, quando utilizados em operações de exploração ou exploração de recursos no fundo do mar, devem estar submetidos as mesmas regras referentes aos navios de peso igual ou superior a 400 toneladas, O efeito disso é a proibição da descarga de óleo e misturas de óleo no ambiente marinho, excetuando-se algumas condições especiais (RUIVO, 2001).

Como as plataformas flutuantes são consideradas embarcações, as exigências estabelecidas pela MARPOL também se aplicam para unidades estacionárias de produção, de modo que a Marinha do Brasil implementou a NORMAM – 01/DPC para regular essa questão.

#### IV.4 Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (United Nations Convention on the Law of the Sea – UNCLOS III, 1982)

Devido ao caráter obrigatório de remoção completa das estruturas *offshore*, a qual não avaliava caso a caso o projeto de desativação, a Convenção de 1958 foi revista, o que foi modificado pelo artigo 60(3) da UNCLOS 1982: “Qualquer instalação ou estrutura abandonada ou desativada deve ser removida para garantir a segurança da navegação,

levando em consideração as normas internacionais geralmente aceitas, estabelecidas a este respeito pela organização internacional competente. Essa remoção deve também ter em conta a pesca, a proteção do meio marinho e os direitos e deveres de outros Estados. Deve ser dada publicidade adequada à profundidade, posição e dimensões de quaisquer instalações ou estruturas não totalmente removidas”. (M’PUSA, 2017)

Enfim, a nova posição jurídica internacional aceita a ideia de que as instalações *offshore* podem ser deixadas total ou parcialmente no lugar, refletindo muito os argumentos apresentados pela indústria do Reino Unido. A organização internacional competente referida no artigo 60 é a Organização Marítima Internacional por intermédio do Comitê de Segurança Marítima da IMO.

De acordo com o relatório *Overview of International Offshore Decommissioning Regulations* do IOGP (International Association of Oil & Gas Producers) publicado em 2017 a figura abaixo apresenta o posicionamento dos países com relação à UNCLOS III.

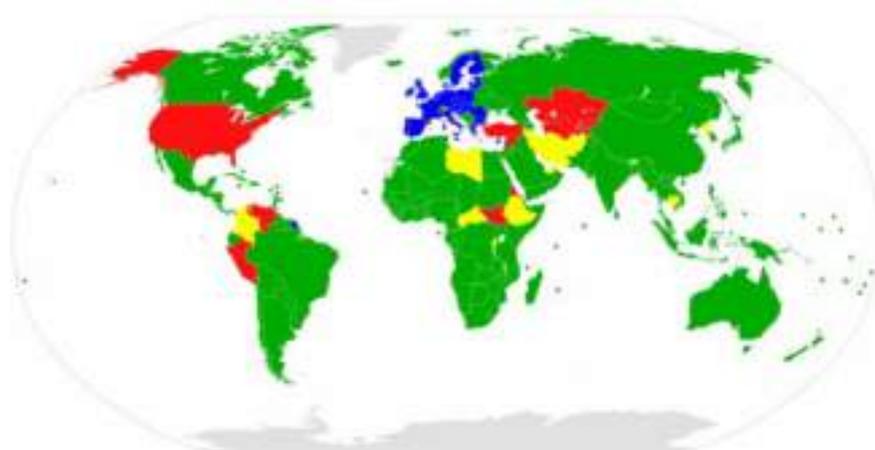


Figura 3: Posicionamento dos países com relação à UNCLOS III

Fonte: IOGP

Em verde temos os países que ratificaram o acordo, em azul os países que são também representados pela União Europeia e que ratificaram o acordo, em vermelho os países signatários que ainda não ratificaram e finalmente em amarelo os países não-membros.

#### IV.5 UK Petroleum Act 1998 (Part IV - Abandonment of Offshore Installations)

A Lei do Petróleo de 1998 concede todos os direitos sobre os recursos petrolíferos do Reino Unido à Coroa, porém, o governo por intermédio dos órgãos habilitados, pode conceder licenças ou contratos, que conferem direitos exclusivos para atividades de exploração e produção de petróleo às partes contratantes durante um tempo determinado.

O descomissionamento das instalações *offshore* desativadas e dos dutos é o foco da Parte IV da Lei de Petróleo de 1998.

A Lei de Petróleo de 1998 e as Regulamentações de Segurança dos Oleodutos de 1996 descrevem pormenorizadamente os requisitos para o descomissionamento seguro de dutos.

No Reino Unido, toda a atividade de descomissionamento deve ser precedida por um programa detalhado apresentado e discutido com os diferentes *stakeholders* impactados pela atividade. Uma vez que a discussão sobre o programa de descomissionamento adequado esteja suficientemente madura, uma proposta é submetida a aprovação do Departamento de Negócios, Energia e Estratégia Industrial (BEIS – Department for Business, Energy & Industrial Strategy) que é o órgão responsável pela regulação efetiva da atividade de descomissionamento, segundo a Lei do petróleo de 1998.

Autoridade de Óleo e Gás (OGA – Oil and Gas Authority) é o órgão responsável por garantir que a atividade de descomissionamento seja executada de forma sustentável em termos operacionais, ambientais e econômico.

A parte IV da Lei do Petróleo aborda especificamente a questão do abandono de instalações *offshore*. E em seu artigo 29(4) destaca que um programa de abandono deve:

- Conter uma estimativa do custo das medidas nele propostas;
- Especificar o cronograma em que ou dentro do qual as medidas propostas devem ser tomadas ou prever a forma como esse cronograma será seguido;
- Prever a manutenção que seja necessária caso proponha que uma instalação ou duto seja mantido ou não totalmente removido.

#### IV.6 Convenção Oslo-Paris (OSPAR) 1992

A Convenção para a Proteção do Meio Marinho do Atlântico Nordeste de 1992, usualmente denominada Convenção de OSPAR, tem como objetivo abordar a aceleração da degradação dos oceanos e das zonas costeiras no cenário internacional por meio da gestão e utilização do meio marinho e costeiro de forma sustentável.

Note-se que apesar da OSPAR ser um mecanismo de cooperação de 15 governos e União Europeia para proteger o ambiente marinho do Atlântico Nordeste, suas convenções tem servido de balizadores para o desenvolvimento do marco regulatório de outros países além desses quinze (Bélgica, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Islândia, Irlanda, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Portugal, Espanha, Suécia, Suíça e Reino Unido).

No que concerne à retirada de instalações *offshore*, o artigo 5(1) do anexo III da Convenção prevê que “*nenhuma instalação offshore em desuso ou um gasoduto offshore em desuso deve ser despejada e nenhuma instalação offshore em desuso será deixada total ou parcialmente no local da área marítima sem autorização emitida pela autoridade competente da Parte Contratante em questão caso a caso*”.

O artigo 5(3) da Convenção também prevê que “*quando uma Parte Contratante pretende emitir tal licença de despejo após 1o de janeiro de 1998, deve, através da Comissão [OSPAR], informar as outras Partes Contratantes dos motivos que justificam a aceitação desse despejo, para tornar possível a consulta*”

Cumprе ressaltar que a Convenção também prevê certas exceções às regras gerais impostas. Em primeiro lugar, retirada de instalações *offshore* não se aplicam em caso de força maior, devido à rigidez do clima ou a qualquer outra causa, quando a segurança da vida humana ou de uma instalação *offshore* está ameaçada. Em segundo lugar, há possibilidade de deixar as instalações no local ou de colocá-las para fins diferentes daqueles para os quais foram originalmente destinados como a reutilização como recifes artificiais. No entanto, isso só será possível onde é especificamente autorizado pela autoridade competente da Parte Contratante e de acordo com as diretrizes a serem elaboradas pela Comissão OSPAR (M’PUSA)

#### IV.7 Decisão OSPAR 1998/3

A Decisão OSPAR 98/3 foi elaborada levando em consideração a controvérsia em torno do descomissionamento da instalação Brent Spar. Apesar do governo do Reino Unido ter aprovado o plano de descomissionamento, houve grande publicidade em torno desse incidente que envolveu a ocupação da instalação pelos manifestantes do Greenpeace e o boicote geral dos postos de gasolina Shell. Essa decisão foi então formatada de forma que permitia o desmantelamento in-situ apenas para determinados cenários, resultando na criação do princípio de “derrogação”.

O princípio da derrogação permite a exceção ainda que em geral seja proibido despejar e abandonar total ou parcialmente as unidades *offshore* no local onde estão instaladas.

Desta maneira, a Decisão OSPAR 98/3 reconhece que pode haver dificuldades em remover as bases de grandes jaquetas de aço com peso superior a 10.000 toneladas e na remoção de instalações com subestrutura de concreto. Importante ressaltar que a Decisão

entrou em vigor em 9 de fevereiro de 1999, então após essa data, toda e qualquer estrutura de aço deve ser completamente removida.

Apenas em circunstâncias excepcionais e imprevistas, como por exemplo danos ou deterioração de uma estrutura, ou por qualquer outro caso que apresenta dificuldades de remoção comprovadas, a instalação poderá ser abandonada no local total ou parcialmente.

Todavia, a elegibilidade para uma derrogação não significa que esta será concedida automaticamente. É necessário que o operador requerente da isenção apresente os motivos para uma disposição alternativa por meio de uma avaliação comparativa que será validada caso a caso pelo órgão competente.

As disposições da Decisão OSPAR 98/3 não se aplicam aos dutos e outros equipamentos submarinos de aço, como por exemplo, coletores (*manifolds*). (M'PUSA, 2017)

#### IV.8 Diretrizes e Normas da Organização Marítima Internacional (IMO) para a remoção de estruturas e instalações offshore na plataforma continental (1989)

Em 1989, a Organização Marítima Internacional (IMO) estabeleceu os padrões globais mínimos aplicáveis à remoção de instalações e estruturas offshore denominadas "Diretrizes e Padrões para a Remoção de Instalações e Estruturas Offshore na Plataforma Continental e na Zona Econômica Exclusiva" (ZEE), ainda que as diretrizes em geral possam ser vistas apenas como uma recomendação, os países que ratificaram a UNCLOS III 1982 (que determina que as instalações abandonadas ou em desuso devem ser removidas, levando em consideração os padrões geralmente aceitos) têm a obrigação de seguir as diretrizes.

Note-se que a Diretriz da IMO apresenta ainda algumas exceções à remoção completa (MADI, 2018). O requisito geral de remoção é que todas as instalações *offshore* abandonadas ou em desuso precisam ser removidas, exceto se a não remoção ou remoção parcial for consistente com as diretrizes. A instalação *offshore* pode permanecer no fundo do mar, numa avaliação caso a caso conduzida pela autoridade de cada país, levando em consideração os custos, a viabilidade técnica, riscos à saúde e à segurança humana, a reutilização da estrutura, o potencial efeito no ambiente marinho, dentre outras questões. Quando comparadas às convenções anteriores, as Diretrizes demonstram maior relevância para as instalações *offshore*. (FAM, 2018)

É importante destacar que o direito internacional público regula as políticas de remoção e descarte de instalações de petróleo e gás no mar. No entanto, os estados gozam de certa discricionariedade ao projetar e implementar a legislação nacional sobre instalações *offshore*. De modo que essas diretrizes não são juridicamente vinculativas na legislação nacional dos Estados membros, a menos que elas sejam incorporadas no arcabouço legal de cada país membro. Podemos ainda observar que o desenvolvimento de novas tecnologias terá um impacto nos processos a serem adotados e o arcabouço legal deverá se ajustar de acordo para refletir esse desenvolvimento (HAMZAH, 2003).

As diretrizes listam os padrões que devem ser levados em consideração quando uma decisão é tomada sobre a remoção de uma instalação ou estrutura *offshore*. (M'PUSA, 2017). Os elementos destas diretrizes que merecem especial atenção são:

- Todas as estruturas em desuso que permaneçam em menos de 75 metros de lâmina d'água e pesando menos de 4.000 toneladas, excluindo o convés, devem ser completamente removidas;
- Todas as estruturas em desuso instaladas no fundo do mar a partir de 1º de janeiro de 1998, situadas em menos de 100 metros d'água e pesando menos de 4.000 toneladas, devem ser completamente removidas;
- A remoção deve ser realizada de forma a não causar efeitos adversos significativos na navegação ou no ambiente marinho. Os detalhes da posição e das dimensões de todas as instalações que permanecem após as operações de remoção devem ser imediatamente transmitidos aos órgãos e autoridades competentes;
- Quando a remoção total não é tecnicamente viável ou envolve custos extremos ou apresenta risco operacional para o pessoal ou o meio marinho.
- Qualquer instalação ou estrutura abandonada ou em desuso, que se projeta acima da superfície do mar, deve ser adequadamente mantida para evitar falhas estruturais.
- As espécies marinhas podem ser aprimoradas pela colocação no fundo do mar de material de instalações ou estruturas removidas (por exemplo, para criar um recife artificial), esse material deve estar localizado bem longe das vias de tráfego usuais, levando em consideração essas Diretrizes e Padrões e outros padrões relevantes para a manutenção da segurança marítima.
- A partir de 1º de janeiro de 1998, nenhuma instalação ou estrutura deve ser colocada em qualquer plataforma continental ou em qualquer ZEE, a menos que sua concepção

e construção sejam tais que a remoção total após o abandono ou o desuso permanente seja viável.

As diretrizes da IMO abrangem a remoção, mas principalmente do ponto de vista da segurança na navegação, em termos de oleodutos, as diretrizes estabelecem a autoridade de cada país deve conceder uma autorização oficial específica, explicando a condição de que qualquer instalação, suas partes, possa permanecer no fundo do mar.

A tabela 3 modificada de Teixeira (2013), apresenta a comparação entre a regulamentação nacional e algumas normas internacionais quanto ao descomissionamento de estruturas *offshore*. Teixeira (2013) conclui que, em países como Reino Unido, Noruega e Estados Unidos, há um eficiente arcabouço legal que regulamenta as atividades de descomissionamento, enquanto no Brasil essa decisão ainda se concentra no explorador. Pode ser interessante para o Brasil se apropriar de algumas determinações internacionais, na busca da garantia do desenvolvimento sustentável, uma vez que é alta a possibilidade de produção de riscos ambientais nesta fase. (M'PUSA, 2017)

Eixos	Regulamentação brasileira		Regulamentação internacional		
	Regulamentos ANP	Termo de Referência - IBAMA	UNCLOS	Res. A.672(16) IMO	OSPAR
Quanto à remoção	Remoção completa ou parcial	O TR só fala em retirada.	O texto fala em remoção. Admite a remoção parcial	Remoção completa ou parcial	Remoção integral
Quanto à recuperação ambiental	Dispõe	Não dispõe	Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário	Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário	Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário
Quanto ao monitoramento ambiental	Não dispõe	O TR indica que o Projeto de Monitoramento Ambiental do empreendimento deve ser previsto para todas as etapas: instalação, operação e desativação.	Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário	Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário	Dispõe. (anexo IV)

Tabela 3: Comparação entre as normativas brasileiras e internacionais

Fonte: MARTINS, 2015

## V Desafios do Descomissionamento no Brasil

São muitos os desafios associados ao processo de descomissionamento no Brasil, o arcabouço regulatório ainda em aberto com muitas questões a serem pacificadas, a dificuldade de estimar os custos a serem incorridos, aspectos tecnológicos que contemplem as boas práticas internacionalmente difundidas, aspectos ambientais e ainda a necessidade de maior transparência e previsibilidade do processo em si.

As operações no Brasil se caracterizam pela adoção de estruturas complexas com maior participação de projetos em águas profundas e ultra profundas, o que representa um desafio tecnológico e econômico específico uma vez que os custos aumentam em função da profundidade dos projetos. (ALMEIDA *et al*, 2017)

O amadurecimento da principal bacia sedimentar produtora de petróleo do país, a Bacia de Campos, o declínio da produção nesses campos, o plano de desinvestimento da Petrobras, que ainda detém mais de 90% da produção de petróleo, e o maior retorno apresentado nas campanhas exploratórias em campos no polígono do pré-sal na Bacia de Santos, são eventos que contribuem para a urgência de se tratar de maneira detalhada a questão do descomissionamento. A previsão do mercado e da ANP é que aproximadamente 100 campos serão descomissionados nos próximos anos.

A atividade de descomissionamento no Brasil encontra-se ainda em seus estágios iniciais quando comparada a outras regiões com projetos mais maduros de E&P, como o Reino Unido e Estados Unidos. Nesses países, o descomissionamento envolve todos os atores interessados: operadoras de produção, órgãos dos governos centrais e locais e a ainda a comunidade.

Ressalte-se que o grande boom da indústria de exploração e produção (E&P) de petróleo offshore ocorreu nas décadas de 1970 e 1980 e que, no caso brasileiro, as grandes campanhas foram iniciadas por uma empresa estatal em um mercado fechado, sendo portanto um braço do governo. Todavia, ainda que fosse concebível que em algum momento no futuro as atividades deveriam ser encerradas, essa questão ainda se apresentava muito distante, razão pela qual o conhecimento e esforço tecnológico foi integralmente direcionado para o desenvolvimento dos campos sem que a ideia de encerrar as atividades fosse corretamente contemplada e precificada no plano de desenvolvimento dos campos.

Importante notar que o ordenamento jurídico do setor de petróleo começou a ser aprimorado com a Lei do Petróleo de 1997 em que houve a quebra do monopólio das atividades de E&P. A questão do descomissionamento, ou ainda a desocupação e devolução

das áreas após o fim da atividade exploratória, ainda que não esteja claramente delimitado já estava previsto na Lei do Petróleo em seu Artigo 43: “O contrato de concessão deverá refletir fielmente as condições do edital e da proposta vencedora e terá como cláusulas essenciais: VI - a especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive”.

Foi justamente a partir da década de 1990 que a atenção da indústria foi chamada para o caráter multidisciplinar da questão do descomissionamento. A tomada de decisão deveria incluir não apenas critérios técnicos de engenharia, mas também os impactos ambientais, sociais, econômicos e de segurança das atividades.

Trazendo de volta a discussão para os tempos atuais, foi apenas a partir da necessidade de começar a descomissionar, desativar instalações que alcançaram o fim de sua vida útil, que a discussão do descomissionamento se tornou uma questão real a ser debatida no Brasil. Entendeu-se então que o ordenamento regulatório brasileiro não estava em sintonia com as situações apresentadas e não conseguia responder aos questionamentos levantados.

A existência de três principais órgãos regulamentando esse processo: ANP, IBAMA e Marinha do Brasil, com requerimentos, modelos de documentação e prazos distintos deixa clara a falta de coordenação do processo.

Nesse sentido, é preciso reconhecer o esforço de atualização das resoluções vigentes que buscam melhor parametrizar e unificar a documentação a ser apresentada pelas operadoras bem como a estipulação de prazos a serem cumpridos pelos três entes regulatórios.

A fim de exemplificar o quanto o processo de descomissionamento pode ser complexo, podemos mencionar o caso de desativação do campo de Brent em que em função do alto nível de complexidade requereu 10 anos de estudos para avaliação das melhores opções. Desta maneira é possível entender o quanto pode ser custosa a retirada completa de todo sistema subsea especialmente em campos de elevada profundidade. (ALMEIDA *et al*, 2017)

Uma atualização em resoluções da ANP ainda que seja um passo importante no sentido de trazer maior segurança jurídica e previsibilidade não resolve sozinha a questão, haja vista que uma resolução da ANP não tem ingerência em atividades da Marinha e do IBAMA. Desta maneira será necessária também uma iniciativa numa esfera superior, uma lei ou ordenamento interministerial que concorra para que ANP, IBAMA e Marinha ajam de fato coordenadamente.

A partir do debate iniciado com a revisão da Resolução ANP nº 27/2006, percebeu-se a necessidade de ampliar a abordagem de como o descomissionamento deve ser conduzido,

apontou a necessidade de incluir a questão da extensão da vida útil dos campos no debate, assinalou a necessidade da implementação de um sistema de análise comparativa (*comparative assessment* - já adotado internacionalmente) e ainda trouxe a discussão acerca de quais subcritérios devem ser abordados, se devem ser utilizados os subcritérios comumente adotados internacionalmente ou se há a necessidade de desenvolver melhor subcritérios consoantes com as atividades no Brasil, tendo em vista a biodiversidade marinha e a complexidade das atividades ditadas pela profundidade das operações que exigem um arranjo submarino com mais equipamentos e dutos no leito marinho.

No que concerne à questão da extensão de vida útil dos campos, um nicho de negócios que pode ser melhor desenvolvido por empresas petrolíferas especializadas e de menor porte, para que essa atividade se torne viável é preciso entender a questão de como o passivo do descomissionamento será tratado. Sabe-se que um campo maduro poderia ter sua operação estendida por mais 5 a 10 anos, dependendo de cada caso, e esse é um universo de investimento em que entender como os custos de descomissionamento serão absorvidos e as responsabilidades ambientais pós-descomissionamento, e seus custos associados, impactarão os projetos, é primordial para o processo decisório.

Existem diversos métodos que podem ser adotados para a extensão da vida útil de um campo, como a injeção de hidrocarbonetos, CO<sub>2</sub>, térmicos e químicos. A escolha do método mais adequado depende, majoritariamente, das características do petróleo e do reservatório.

Outro desafio relacionado aos custos do descomissionamento é que muitos dos campos a serem descomissionados agora não tiveram esses custos internalizados no projeto desde o começo então esses gastos “aparecem” apenas depois que as atividades foram encerradas ou no final do seu ciclo. É preciso pensar como esses custos serão pagos, se haverá algum tipo de financiamento ou benefício fiscal como já é adotado em outros países ou se cada operador arcará com os custos diretamente. No caso brasileiro, neste momento, a Petrobras seria o principal pagador do descomissionamento, haja vista sua posição ainda dominante no mercado.

Cumprir lembrar que a lacuna deixada pela regulamentação incompleta também dificulta o estabelecimento de uma cadeia de fornecedores direcionada para os projetos de descomissionamento. Esse vazio impacta as estimativas de custos uma vez que sem uma cadeia estabelecida, cada projeto de descomissionamento se torna um projeto único em que há a necessidade de contratar fornecedores de maneira pontual, onerando todo o processo.

O abandono de poços de petróleo representa alto custo e ausência de retorno financeiro. Os custos variam de acordo com complexidade dos poços, lâmina d'água,

integridade do poço e regulamentação. Embora não haja divulgação do custo de abandono de um poço de petróleo do Brasil, estima-se que o custo seja superior a 24 milhões de dólares, visto que as operações offshore tem duração de cerca de dois meses com custo diário médio de sondas de 400 mil dólares. Deve-se adicionar a esta estimativa custo com mão de obra, prestação de serviços e materiais por exemplo.

A fim de contextualizar o nível de investimento que as atividades de descomissionamento podem gerar no mercado brasileiro, pode-se verificar o exemplo da Escócia no Mar do Norte em que com a queda no preço do petróleo em 2014, houve uma decisão estratégica de retirada de bacias maduras.

Segundo MCCAULEY (2018), a infraestrutura existente a ser desativada inclui 302 instalações de petróleo e gás, 373 instalações submarinas, 16.000 km de dutos e mais de 5.000 poços. A atividade de desativação na Escócia está avaliada em cerca de 10 bilhões de libras nos próximos 10 anos, podendo potencialmente alcançar o valor de 40 bilhões de libras em 2040. Aliado a isto, estima-se que essas atividades possam criar cerca de 20.000 empregos adicionais.

Ressalte-se que no Mar do Norte as atividades encontram-se em declínio enquanto no Brasil, com as novas fronteiras exploratórias, bem como o grande desenvolvimento com retornos crescentes na área do pré-sal, o mercado de descomissionamento fomentaria a criação de novos postos de emprego além do que já é gerado pelas atividades tradicionais da indústria.

Questões sobre a necessidade de remoção total ou parcial das estruturas, trazem desafios no âmbito ambiental, tecnológico e de segurança das operações que também impactam diretamente os custos.

Dentre as questões com maiores impactos ambientais está o risco de disseminar espécies invasoras e exóticas, como o coral sol, com a movimentação das estruturas para outros locais. Não podemos também deixar de considerar que após a instalação de uma estrutura offshore um novo meio ambiente marinho se desenvolve no seu entorno muitas vezes incorporando as instalações existentes ao ecossistema que se forma. A retirada de dutos pode trazer também riscos de vazamentos de óleo. Todas essas questões impactam diretamente outras atividades econômicas como pesca e turismo.

A questão sobre a criação de recifes artificiais que tem se apresentado como uma alternativa considerada internacionalmente não está pacificada pelo IBAMA.

## V.1 Cenário do Descomissionamento no Brasil

Atualmente 5 programas de descomissionamento já constam como aprovados pela ANP, quais sejam: FPSO Brasil no campo de Roncador; FPSO Marlim Sul no campo de mesmo nome, FPSO Cidade do Rio de Janeiro em Espadarte, FPSO Cidade Rio das Ostras em Tartaruga Verde, FPSO Piranema Spirit em Piranema e 3 plataformas fixas em Cação (PCA-1, PCA-2 e PCA-3).

Dentre os programas em análise podem-se citar as semi-submersíveis P-7, P-12 e P-15, O FPSO P-33 e a plataforma fixa PARB-3.

Ainda estão previstos os programas de descomissionamento das semi-submersíveis P-18, P-19, P-20, P-26 dos FPSOs P-32, P-35, P-37 e P-47, estes todos em Marlim e ainda o FPSO Capixaba e os sistemas de produção instalados no Nordeste.

De acordo com informações divulgadas pela Petrobras o descomissionamento de 10 plataformas será executado até 2020.

Cação, localizado na Bacia do Espírito Santo, acabou sendo uma grande cobaia no processo de descomissionamento no Brasil. O caso trouxe à luz a dificuldade dos projetos de descomissionamento em mercados em que a legislação ainda está em desenvolvimento. A descoberta ocorreu em 1977, a produção foi iniciada em 1978 sendo encerrada em 2010, e o descomissionamento foi efetivamente iniciado em 2015 e tem o término previsto para 2020 (PETROBRAS 2019b).

Foi a partir desse caso que se observou que os prazos vigentes para elaboração do plano de descomissionamento estavam desconectados da real necessidade. Foi também a partir desse caso que se começou a detalhar toda a documentação que seria necessária, os modelos de documentos e a interação com os três principais órgãos responsáveis pelo descomissionamento.

As três plataformas fixas de Cação, instaladas próximas à costa e em águas rasas (19m), apresentam quase 1.800 toneladas de aço a serem removidas e 57 km de dutos que deverão permanecer no ambiente marinho. Nesse caso os dutos precisarão ser tratados, inertizados, descontaminados, entre outros serviços que precisarão ser contratados.

Um dos desafios apresentados nesse programa foi o movimento da comunidade local no Espírito Santo que solicitou junto ao Ministério Público que as estruturas permanecessem no local por entenderem que a manutenção desta estrutura serviria para a criação de um parque marinho atraindo atividades de mergulho e turismo.

Outro desafio que surgiu durante o programa de Cação foi a necessidade de encontrar provedores dos serviços requeridos no processo de descomissionamento. Por ser um dos primeiros casos, não há ainda uma cadeia de fornecedores estabelecida. Foi identificada a necessidade de se ter um cronograma mais claro por parte dos reguladores que permita um planejamento estratégico com o objetivo de sistematizar os programas e desta maneira contribuir para a previsibilidade da demanda. O fato desta demanda ser ainda muito oscilante não estimula o desenvolvimento de uma cadeia de fornecedores.

Muito embora inicialmente o descomissionamento de unidades flutuantes pareça um processo mais simples, haja vista que os FPSOs em atividade no Brasil estão bem mais distantes da costa e são todos de bandeira estrangeira e bastaria que a embarcação retornasse ao seu país de origem no final do contrato, o uso de unidades flutuantes traz outros desafios para o descomissionamento. Dentre eles é possível citar todo o arranjo submarino instalado no leito marinho. Dependendo de cada caso, são mais de 100km de dutos flexíveis além de dutos rígidos, umbilicais e cabos elétricos, PLEMs, PLETs e Manifolds, sem contar com o número de poços a serem abandonados (ANP 2019e).

A permanência dessas estruturas impacta a segurança da navegação uma vez que a depender do tamanho e profundidade das estruturas haverá a necessidade de sinalização e representação em carta náutica.

O projeto de descomissionamento de plataformas semi-submersíveis P-7, P-12 e P-15 da Petrobras, cuja operação foi iniciada entre o final da década de 1970 e o começo da década de 1980 na Bacia de Campos, que operam em lâmina d'água inferior a 150 metros mas possuem sistemas submarinos complexos, contando com cerca de 460km de dutos flexíveis, 53km de dutos rígidos e 290km de umbilicais e cabos elétricos e 14 manifolds (ANP 2019e / PETROBRAS 2019b).

No que concerne à estrutura dos custos, cerca de 46% destes custos são relacionadas à atividade de abandono de poços. Esses números divulgados pela ANP foram estimados com base nas atividades de descomissionamento no Mar do Norte.



Gráfico 3: Estrutura dos custos de descomissionamento

Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Essa estrutura de custos, leva em consideração não apenas os custos incorridos durante o processo de descomissionamento, mas também custos pós-descomissionamento, como por exemplo o monitoramento. Essa atividade deverá garantir que o ambiente marinho seja mantido o mais preservado possível após a conclusão do processo de descomissionamento.

O descomissionamento apresenta um leque de serviços especializados a serem contratados entre os quais:

- Projetos de engenharia;
- Análise de riscos e avaliação socioambiental;
- Desconexão de dutos e umbilicais;
- Inspeção submarina;
- Limpeza e inertização;
- Gerenciamento de resíduos;
- Serviços de corte e solda;
- Serviços de mergulho e ROVs, entre outros.

O cenário brasileiro aponta para a necessidade de descomissionamento de cerca de 100 plataformas no período de 2020 a 2040 e a ANP, numa estimativa conservadora, aponta que serão necessários investimentos de cerca de R\$ 50 bilhões nesses 20 anos.

Contudo, para que essas estimativas se traduzam em investimentos reais, os *stakeholders* necessitam de um ambiente regulatório estável e previsível que traga segurança jurídica principalmente porque o descomissionamento é uma fase da produção com altos custos.

## VI Conclusão

O amadurecimento dos campos marítimos especialmente na Bacia de Sergipe-Alagoas, Bacia Potiguar e na Bacia de Campos e o envelhecimento das plataformas em operação torna premente a discussão dos projetos de descomissionamento.

No capítulo que apresenta a Contextualização do Descomissionamento no Brasil o panorama apresentado explicita que mais da metade das plataformas já estão em sua fase final ou a caminho de alcançar a fase final de suas operações.

Discussões ainda em curso sobre as melhores abordagens para o descomissionamento de plataformas fixas e flutuantes trazem incerteza acerca do procedimento a ser seguido e é possível observar que o tema encontra-se em seus estágios iniciais quando comparados às operações em outras regiões como o Mar do Norte ou Golfo do México.

Como os casos de descomissionamento são ainda pontuais, a estimativa dos custos fica prejudicada, pois cada programa de desativação se torna um caso único e o que acaba por não encorajar o estabelecimento de uma cadeia de fornecedores de produtos e serviços voltada para esse nicho de atividade.

No capítulo dedicado à análise do arcabouço legal do descomissionamento no Brasil, fica clara a necessidade dos processos de revisão da regulação que estão em curso. A normatização vigente mostrou-se insuficiente quando os casos mais robustos de descomissionamento se apresentaram.

Outro ponto a ser destacado é a característica das operações *offshore* no país, que se dá em águas profundas e ultra profundas diferentemente de outras regiões com maior experiência em descomissionamento.

A elaboração do novo marco regulatório, com previsão de conclusão ainda em 2019, tem mobilizado todos os atores envolvidos, quais sejam, ANP, IBAMA, Marinha do Brasil e indústria e academia para, de forma colaborativa, avaliar e identificar as principais questões que geram incerteza no processo.

A sucessiva atualização da Agenda Regulatória da ANP e a postergação do resultado final da revisão da Resolução ANP nº 27/2006 demonstram como a regulação atual não acolhe todos os aspectos necessários para que a atividade de descomissionamento transcorra de maneira previsível.

Questões como a extensão da vida útil dos campos e reaproveitamento das instalações, de acordo com informações divulgadas pela ANP, também serão contempladas pela revisão.

É importante também destacar a necessidade de melhor coordenação entre os principais entes regulatórios, ANP, IBAMA e Marinha do Brasil, a fim de que o processo se torne mais claro e menos intrincado.

Medidas como a Resolução ANP nº 749/2018, tem como objetivo regulamentar o procedimento para conceder redução de royalties para até 5% sobre a produção incremental de campos maduros e como a Resolução ANP nº 785/2019 que regulamenta os procedimentos a serem adotados nos processos de cessão de direitos em contratos de exploração e produção, nas mudanças de operador, nas isenções e substituições de garantias de performance, nas alterações de controle societário e na constituição de garantias sobre direitos emergentes de contratos de E&P, aumenta o rol de garantias permitidas e ficará mais próximo da regulamentação de práticas de mercado internacionais de *Reserve Based Lending* (RBL), são avanços regulatórios que precisam ser reconhecidos e celebrados.

No capítulo atinente à regulação internacional, são apresentadas as principais regulações e diretrizes internacionais elaboradas por organismos, convenções, tratados e acordos. Inicialmente o principal motivador do estabelecimento das diretrizes foi a salvaguarda da segurança da navegação, do meio ambiente, a pesca e demais usuários do mar. Podemos notar que nas últimas décadas a política regulatória evoluiu bastante para além de contemplar os objetivos iniciais supra citados acolher e trazer equilíbrio para questões como a viabilidade técnica e o custo do descomissionamento.

Se nas primeiras regulações a remoção total era uma obrigação, ao longo do tempo o entendimento de que uma abordagem com uma análise caso a caso foi ganhando força e a remoção apenas parcial das estruturas passou a ser admitida.

Importante destacar a Lei de Petróleo do Reino Unido de 1998 que foi estabelecida na esteira do caso controverso de Brent Spar. Num paralelo com a legislação brasileira é possível entender que, apenas quando casos mais complexos de descomissionamento surgem, é que os reguladores são instados a estabelecer diretrizes que abranjam todos os aspectos que um caso real de descomissionamento apresenta.

Num comparativo entre a regulamentação brasileira e a internacional vemos ainda que a questão do monitoramento ambiental e os requerimentos pós-descomissionamento não estão pacificados, ficando este tema a critério de cada país.

Quando este trabalho volta sua atenção para os desafios do descomissionamento observamos que é imperativo que o novo arcabouço legal para o descomissionamento, em sua elaboração, contemple uma estratégia de mitigação de riscos regulatórios.

Importante notar que o processo de descomissionamento tem demonstrado a necessidade de um estudo de caráter multidisciplinar complexo que analise as possíveis alternativas de destinação para cada componente do sistema, considerando um balanço que envolva critérios econômicos, técnicos, ambientais, de segurança, sociais e de regulação, de forma a minimizar impactos e seguir procedimentos seguros e de custo reduzido.

As operações em águas profundas e ultra profundas que são características no Brasil acabam por imprimir maior complexidade tecnológica ao processo do descomissionamento e acabam por tornar ainda mais premente a necessidade de evolução do arcabouço regulatório vigente. É fundamental que o marco legal brasileiro, ainda que use os exemplos internacionais como balizadores, seja adequado ao cenário brasileiro por meio de um enfoque envolvendo métodos e critérios apropriados.

À exceção das atividades de E&P no pré-sal, todos os outros ambientes de exploração e produção tem apresentado declínio, isso acaba por impulsionar os investimentos das grandes empresas petrolíferas para essa área de grandes retornos e também abre um cenário de oportunidades para um nicho de empresas de menor porte que podem desenvolver suas atividades em campos maduros do chamado pós-sal.

Podemos concluir então que a descoordenação entre os principais órgãos regulatórios precisa ser vencida e parece haver um novo entendimento sobre o que é o descomissionamento e como este tema precisa ser atacado. Nesse cenário o descomissionamento seria melhor definido como o conjunto de atividades associadas à interrupção definitiva da operação das instalações, ao abandono permanente e arrasamento de poços, à remoção de instalações, à destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos, e à recuperação ambiental da área.

A atualização da regulação vai trazer maior previsibilidade para a contratação de serviços de descomissionamento para um conjunto de plataformas, pode gerar economia de escala, tornando o processo mais competitivo resultando em redução de custos para a operadora. Desta forma o processo de contratação deixa de ser um evento pontual e mais custoso.

A abordagem acerca do descomissionamento deve ser analisada caso a caso, em que deve-se fazer uma avaliação criteriosa de custo/benefício a fim de determinar a forma mais adequada para cada projeto sem necessariamente reduzir exigências ambientais. Caberá à operadora, estudar e avaliar as diferentes opções de descomissionamento para demonstrar que a opção escolhida também minimiza os impactos ambientais e sociais em sintonia com o

que é preconizado pela agência reguladora de modo que seu programa de desativação seja aprovado.

A alternativa da extensão da vida útil dos campos é também uma solução que pode permitir ganhos na eficiência e ainda desenvolver outros nichos de mercado para empresas de menor porte.

Em resumo, a partir de um marco regulatório consoante com as melhores práticas internacionais, que incorpore as características específicas das atividades locais, será possível caminhar para um ambiente de negócios com maior clareza para estimativa de custos e desenvolvimento de uma cadeia de serviços para atender às demandas do descomissionamento e também possibilitará o desenvolvimento de novos nichos de negócios.

Finalmente, apenas após a divulgação da atualização da Resolução ANP nº 27/2006, prevista para 2019, permitirá o estudo de como os novos casos de descomissionamento serão conduzidos e se o planejamento do ciclo de vida completo dos projetos, incluindo o descomissionamento envolverão de fato a avaliação de novas tecnologias, matérias-primas, e assim permitirão reduzir o custo global do projeto minimizando os riscos e os impactos ambientais.

## VII Referências Bibliográficas

ALMEIDA, E. et al. Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil. Texto para Discussão GEE-IBP, Rio de Janeiro, setembro 2017. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/10/TD-Regulacao-do-Descomissionamento-site2.pdf> Acessado em 17/06/2019.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2002. Resolução ANP nº 25 de 06 de fevereiro de 2002. ANP. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br>. Acessado em 05/08/2019.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2006. Resolução ANP nº 27 de 18 de outubro de 2006. ANP. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br>. Acessado em 05/08/2019.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2015. Resolução ANP nº 17 de 13 de março de 2015. ANP. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acessado em 05/08/2019.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2015. Resolução ANP nº 41 de 09 de outubro de 2015. ANP. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acessado em 05/08/2019.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2016. Resolução ANP nº 46 de 1º de novembro de 2016. ANP. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br>. Acessado em 05/08/2019.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2018a. Brasil Pré-Sal 5: 5ª Rodada de Partilha de Produção, III CONEPETRO, Salvador, 2018. Apresentação ppt. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/Palestras/conepetro-08082018.pdf>. Acessado em 13/08/2019.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2018b. *Resolution ANP nº 27/2006 Revision*. Apresentação ppt. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/Palestras/sobena\\_29\\_08\\_2018.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Palestras/sobena_29_08_2018.pdf). Acessado em 19/03/2019.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2018c. Resolução ANP nº 749 de 21 de setembro de 2018. ANP. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br>. Acessado em 05/08/2019.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2018d. *Increasing Recovery Factor in Brazil – Mature Offshore Fields*, Rio Oil and Gas 2018, Apresentação ppt. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/Palestras/marcelo-castilho-rog2018.pdf>. Acessado em 13/08/2019.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2019a. Agenda Regulatória. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/acoes-e-programas/agenda-regulatoria> Acessado em 19/08/2019.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, 2019b. Resolução ANP nº 785 de 16 de maio de 2019. ANP. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br>. Acessado em 05/08/2019.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, 2019c. A indústria de Petróleo e Gás no Brasil – Principais Temas, 7º Forum Lide 2019. Apresentação ppt. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/arquivos/palestras/2019.06.14\\_Decio-Oddone.pdf](http://www.anp.gov.br/arquivos/palestras/2019.06.14_Decio-Oddone.pdf). Acessado em 21/07/2019.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, 2019d. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, Junho 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/publicacoes/boletins-anp/producao/2019-06-boletim.pdf>. Acessado em 12/08/2019.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, 2019e. Extensão de vida útil e Descomissionamento no Brasil – Desafios, Oportunidades e a Regulação do Setor. Rio de Janeiro. Apresentação ppt. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/palestras/apresentacao-descomissionamento-oportunidades-desafios.pdf>. Acessado em 15/08/2019.

BRASIL 1997. Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L9478.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm) Acessado em 25/08/2019.

BRASIL. 1997a. Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente no 237 de 19 de dezembro de 1997. Ministério do Meio Ambiente. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res97/res23797.html> Acessado em 25/08/2019.

BRIGITTE, Sommer et al. Decommissioning of offshore oil and gas structures– Environmental opportunities and challenges. Science of the total environment, 2018.

BULL, Ann Scarborough; LOVE, Milton S. Worldwide oil and gas platform decommissioning: A review of practices and reefing options. Ocean & coastal management, v. 168, p. 274-306, 2019.

CHANDLER, John et al. Engineering and legal considerations for decommissioning of offshore oil and gas infrastructure in Australia. Ocean Engineering, v. 131, p. 338-347, 2017.

CONAMA. Resolução CONAMA nº 23 de 07 de dezembro de 1994. Disponível em: <http://www2.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=164> Acessado em: 20/08/2019.

CONAMA. Resolução CONAMA nº 237 de 19 de dezembro de 1997. Disponível em: <http://www2.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=237> Acessado em 20/08/2019.

CONAMA. Resolução CONAMA nº 350 de 6 de julho de 2004. Disponível em: <http://www2.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=451> Acessado em 20/08/2019.

EKINS, Paul; VANNER, Robin; FIREBRACE, James. Decommissioning of offshore oil and gas facilities: A comparative assessment of different scenarios. Journal of environmental management, v. 79, n. 4, p. 420-438, 2006.

FAM, Mei Ling et al. A review of offshore decommissioning regulations in five countries—Strengths and weaknesses. *Ocean engineering*, v. 160, p. 244-263, 2018.

FOWLER, A. M. et al. A multi-criteria decision approach to decommissioning of offshore oil and gas infrastructure. *Ocean & coastal management*, v. 87, p. 20-29, 2014.

GRIFFIN, William S. et al. Managing the platform decommissioning process. In: SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. Society of Petroleum Engineers, 1998.

HAMZAH, B. A. International rules on decommissioning of offshore installations: some observations. *Marine Policy*, v. 27, n. 4, p. 339-348, 2003.

IBAMA. 1989. Disponível em: <http://ibama.gov.br/institucional/sobre-o-ibama#historico>  
Acessado em 20/08/2019.

IEA. Offshore Energy Outlook. 2018. Disponível em: [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2017Special\\_Report\\_OffshoreEnergyOutlook.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2017Special_Report_OffshoreEnergyOutlook.pdf). Acessado em 30/06/2019

IMO, The International Maritime Organization. Disponível em: <http://www.imo.org>.  
Acessado em 30/06/2019.

IOGP. Overview of International Offshore Decommissioning Regulations - Facilities. Londres: INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS, v. 1, 2017.

KAISER, Mark J.; LIU, Mingming. A scenario-based deepwater decommissioning forecast in the US Gulf of Mexico. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 165, p. 913-945, 2018.

MADI, J. F. F. Descomissionamento de Sistemas de Produção Offshore de Petróleo e Gás – Critérios Ambientais para Avaliação de Alternativas. Rio de Janeiro: Escola Politécnica e Escola de Química da UFRJ, 2018.

MARINHA DO BRASIL. O Papel da Marinha no descomissionamento de plataformas de petróleo. Descomissionamento no Brasil: oportunidades e desafios. Rio de Janeiro, 2019. Apresentação ppt. Disponível em: [https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/atilafgv\\_energia\\_versao\\_final.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/atilafgv_energia_versao_final.pdf) Acessado em: 07/08/2019

MARTINS, C. F. O descomissionamento de estruturas de produção offshore no Brasil. Monografia-Curso de Pós Graduação em Engenharia Ambiental, Universidade Federal do Espírito Santo. Vitória, 2015.

MCCAULEY, Darren. Reframing decommissioning as energy infrastructural investment: a comparative analysis of motivational frames in Scotland and Germany. *Energy research & social science*, v. 41, p. 32-38, 2018

MORAES, F., NEVES, P. Descomissionamento de Unidades Inservíveis no Brasil: Discutindo Fantasmas não Nascidos. Caderno Opinião, FGV Energia, outubro 2018. Disponível em: [https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna\\_opinioao\\_-\\_descomissionamento\\_-\\_fernanda\\_e\\_pedro.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opinioao_-_descomissionamento_-_fernanda_e_pedro.pdf). Acessado em 29 de junho de 2019.

M'PUSA, J. B. Descomissionamento de plataformas marítimas – Estudo comparativo dos casos Reino Unido e Brasil. Monografia em Engenharia de Petróleo. UFF. 2017

NPD. NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE LOVDATA. Disponível em: [https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1996-11-29-72#KAPITTEL\\_5](https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1996-11-29-72#KAPITTEL_5) Acessado em 01/08/2019.

ONU. – Convention on the Continental Shelf 1958 (Convenção da Plataforma continental) Disponível em: [http://legal.un.org/ilc/texts/instruments/english/conventions/8\\_1\\_1958\\_continental\\_shelf.pdf](http://legal.un.org/ilc/texts/instruments/english/conventions/8_1_1958_continental_shelf.pdf) Acessado em 19/08/2019.

ONU – United Nations Convention on the Law of the Sea (Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar -UNCLOS III). Disponível em: [https://www.un.org/Depts/los/convention\\_agreements/texts/unclos/unclos\\_e.pdf](https://www.un.org/Depts/los/convention_agreements/texts/unclos/unclos_e.pdf). Acessado em 19/08/2019

OSMUNDTSEN, Petter; TVETERÅS, Ragnar. Decommissioning of petroleum installations—major policy issues. Energy policy, v. 31, n. 15, p. 1579-1588, 2003.

OUDENOT, E. et al. Preparing for the Next Wave of Offshore Decommissioning Disponível em: <https://www.bcg.com/en-br/publications/2018/preparing-for-next-wave-offshore-decommissioning.aspx>. Acessado em 29/06/2019

PARENTE, Virginia et al. Offshore decommissioning issues: Deductibility and transferability. Energy Policy, v. 34, n. 15, p. 1992-2001, 2006.

PEREIRA, F. S. Autoridade Marítima no Brasil: Sua Atuação na Segurança da Navegação e Preservação do Meio Ambiente. Monografia de Bacharelado. EFOMM, Rio de Janeiro, 2012.

PETROBRAS. 2019a. Resultados 2º Trimestre 2019. Apresentação ppt. Disponível em: [https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/15307/9512\\_703292..pdf](https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/15307/9512_703292..pdf). Acessado em 14/08/2019.

PETROBRAS. 2019b. Visão Geral do Descomissionamento na Petrobras. Descomissionamento no Brasil: oportunidades e desafios. Rio de Janeiro, 2019. Apresentação ppt. Disponível em: [https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/eduardo\\_zacaron\\_petrobras.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/eduardo_zacaron_petrobras.pdf) Acessado em 07/08/2019.

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

SILVA, R.; MAINIER, F. Descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo. IV CONGRESSO NACIONAL EM EXCELÊNCIA EM GESTÃO, 2008, Rio de Janeiro. Anais do IV CNEG. Rio de Janeiro: Universidade Federal Fluminense, 2008.

SOUZA, M. I. L. APOIO À DECISÃO PARA O DESCOMISSIONAMENTO DE SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS. Descomissionamento no Brasil: oportunidades e desafios. Rio de Janeiro, 2019. Apresentação ppt. Disponível em: [https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/fgv\\_-\\_marcelo\\_igor\\_final.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/fgv_-_marcelo_igor_final.pdf) Acessado em: 07/08/2019/

TECHERA, Erika J.; CHANDLER, John. Offshore installations, decommissioning and artificial reefs: Do current legal frameworks best serve the marine environment?. *Marine Policy*, v. 59, p. 53-60, 2015.

TEIXEIRA, Beatriz Martins et al. Marco regulatório brasileiro do processo de descomissionamento ambiental da indústria do petróleo. *Revista de Informação Legislativa*, v. 196, p. 183-203, 2012.

TEIXEIRA, Beatriz Martins; VILANI, Rodrigo Machado. O Processo de Licenciamento Ambiental e a Fase do Descomissionamento da Indústria do Petróleo no Brasil, IX CONGRESSO NACIONAL DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO, Rio de Janeiro, 2013.

TNPetróleo Ano XX • 2018 • No 122. Disponível em: [https://www.tnpetroleo.com.br/media/revista/TN\\_122\\_2.pdf](https://www.tnpetroleo.com.br/media/revista/TN_122_2.pdf). Acessado em 25/06/2019.

UK Petroleum Act 1998. Disponível em: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1998/17/enacted>. Acessado em 19/08/2019

WIEGAND, Sandra Milena. An analysis to the main economic drivers for offshore wells abandonment and facilities decommissioning. Tese de Doutorado. Austin, 2011.