

MICHELLE MAXIMIANO STEENHAGEN

**A REGULAÇÃO DO DESCOMISSIONAMENTO DE  
INSTALAÇÕES MARÍTIMAS DE PRODUÇÃO DE  
PETRÓLEO E GÁS E SUA RELAÇÃO COM A  
VIABILIDADE DOS CAMPOS MADUROS NO  
BRASIL**

Trabalho de Conclusão de Curso -  
Monografia apresentada ao Departamento  
de Estudos da Escola Superior de Guerra  
como requisito à obtenção do diploma do  
Curso de Altos Estudos de Política e  
Estratégia.

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Kostin.

Rio de Janeiro  
2020

Este trabalho, nos termos de legislação que resguarda os direitos autorais, é considerado propriedade da ESCOLA SUPERIOR DE GUERRA (ESG). É permitida a transcrição parcial de textos do trabalho, ou mencioná-los, para comentários e citações, desde que sem propósitos comerciais e que seja feita a referência bibliográfica completa. Os conceitos expressos neste trabalho são de responsabilidade do autor e não expressam qualquer orientação institucional da ESG.

---

Michelle Maximiano Steenhagen

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

S814r Steenhagen, Michelle Maximiano

A regulação do descomissionamento de instalações marítimas de produção de petróleo e gás e sua relação com a viabilidade dos campos maduros no Brasil / Michelle Maximiano Steenhagen. – Rio de Janeiro: ESG, 2020.

68 f.

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Kostin.

Trabalho de conclusão de curso – Monografia apresentada ao Departamento de Estudos da Escola Superior de Guerra como requisito à obtenção do Curso de Altos Estudos de Política e Estratégia (CAEPE), 2020.

1. Produção Offshore de Petróleo. 2. Regulação - Brasil. 3. Óleo e gás. 4. Descomissionamento. 5. Petrobras. I. Título.

CDD - 665.5

Elaborada por Patricia Imbroizi Ajus - CRB-7/3716

Aos meus pais Marizi e Roberto, por me ensinarem a importância da família e o caminho da honestidade, da dedicação, da humildade e da responsabilidade. Todo amor e apoio incondicional que vocês me deram durante toda a vida, fazem das conquistas momentos muito especiais.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus, por ter sido minha base durante toda vida na realização de todos os meus sonhos.

Meu maior agradecimento às minhas filhas Yasmin e Gabriela e ao meu esposo Pedro Henrique, por todo amor, amizade, apoio e incentivo em todos os momentos, principalmente aqueles de desafios e conquistas.

Registro meu agradecimento à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP pela oportunidade e incentivo à minha qualificação profissional.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Sérgio Kostin, pela disponibilidade e confiança.

Da mesma forma, agradeço ao Prof. Capitão de Mar e Guerra (Ref<sup>o</sup>) Caetano Tepedino Martins pela disponibilidade de seu tempo e pelo grande apoio na normatização deste trabalho.

Meu reconhecimento à Doutora Fernanda Delgado pelo incentivo para que eu desenvolvesse este tema de estudo.

Aos meus amigos da ANP, meus sinceros agradecimentos por todo apoio e amizade durante todo esse trajeto de convivência profissional e durante o desenvolvimento deste estudo.

Aos estagiários da melhor Turma CAEPE de todos os tempos, “Turma Antártica, Novos Horizontes”, minha gratidão pelo convívio de todas as horas, mesmo que durante meses, de forma virtual.

Ao Corpo Permanente da ESG, obrigada pelos ensinamentos e orientações que me fizeram refletir, cada vez mais, sobre a importância de se estudar o Brasil e o orgulho de ser brasileira.

Por fim, agradeço aos meus amigos e aos meus familiares que me apoiaram durante todo esse trajeto e me incentivaram a seguir em frente, em tempos difíceis de isolamento social.

*“Don’t be afraid to give up the good in  
order to go for the great.”*

John D. Rockefeller

## RESUMO

O estudo objetivou compreender como as atividades de descomissionamento de instalações marítimas de petróleo e gás e sua correspondente regulamentação impactam na atratividade de investimentos em projetos de extensão da vida útil dos campos maduros *offshore* no Brasil. A indústria brasileira tem pouca experiência nas atividades e na regulação do descomissionamento *offshore*. Em um momento, onde o principal objetivo da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural é a atração de investimentos e o aumento das reservas e da produção nacional, é necessário conhecer as incertezas regulatórias, a fim de evitar impactos na viabilidade econômica dos campos maduros. Para tal, foram destacados os conceitos e características gerais dos campos maduros e do descomissionamento no Brasil e apresentadas as oportunidades criadas a partir da venda de campos marítimos pela Petróleo Brasileiro S.A. O arcabouço regulatório nacional foi explorado nas diversas instituições que regulam e/ou fiscalizam o tema, e suas semelhanças e diferenças foram confrontadas com a experiência internacional do Reino Unido. Os resultados mostram a necessidade de uma gestão de governo integrada, que compreenda todas as instituições com poder decisório, de forma que as normas regulatórias expressem de forma clara e transparente as atribuições e as exigências relacionadas às atividades de descomissionamento de instalações produtoras de petróleo e gás para todos os *stakeholders* do setor.

**Palavras-chave:** Petróleo. Descomissionamento. *Offshore*. Regulação – Brasil. Campos maduros.

## **ABSTRACT**

*The study aimed to understand how the offshore decommissioning activities for oil and gas installations and their corresponding regulations impact the investments attractiveness in projects to extend the useful life of mature offshore fields in Brazil. The Brazilian industry has little experience in offshore decommissioning activities and regulation. At this time, when the Oil and Natural Gas Exploration and Production Policy's main objective is to attract investments and increase national reserves and production, it is necessary to know the regulatory uncertainties in order to avoid impacts on the economic viability of the fields mature. To this end, the general concepts and characteristics of mature fields and decommissioning in Brazil were highlighted and the opportunities created from the sale of offshore fields by Petróleo Brasileiro S.A. were also presented. The national regulatory framework was explored in the various institutions that regulate and / or supervise the topic, and their similarities and differences were compared with the international experience of the United Kingdom. The results show the necessity for an integrated government management, which includes all institutions with decision-making power, so that the regulatory rules clearly and transparently express the attributions and requirements related to the decommissioning activities of oil and gas production facilities for all stakeholders.*

**Keywords:** *Petroleum. Decommissioning. Offshore. Regulation - Brazil. Mature fields.*

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Histórico da produção de petróleo no Brasil por localização (milhões bbl) .....	19
Figura 2 – Histórico de produção das bacias do pós-sal (mil bbl) .....	20
Figura 3 – Idade das unidades de produção por bacia .....	28
Figura 4 – Fluxo de caixa, linha do tempo e curva de produção de um projeto O&G. .....	30
Figura 5 – Resumo das principais atividades dos órgãos reguladores .....	48
Figura 6 – Detalhamento da legislação internacional e nacional aplicáveis ao descomissionamento de instalações de O&G no Reino Unido. ....	49
Figura 7 – Principais fases e aprovações na vida útil de um campo no Reino Unido. .....	50



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Ativos de exploração e produção à venda pela Petrobras em 2017 .....	23
Quadro 2 – Transações envolvendo concessões marítimas concluídas pela Petrobras entre 2018 e 2019.....	24
Quadro 3 – Contratos assinados relativos às transações envolvendo concessões marítimas que ainda não foram concluídas.....	24
Quadro 4 – Anúncios ao mercado – Carteira de Desinvestimentos de concessões marítimas da Petrobras .....	26
Quadro 5- Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI) marítimas aprovados pela ANP .....	31

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Plataformas localizadas em águas jurisdicionais brasileiras .....	29
--	----

## LISTA DE SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BBL	<i>Barrels of Oil</i> (Barris de óleo)
BEIS	<i>Business, Energy &amp; Industrial Strategy</i>
BOE	<i>Barrels of Oil Equivalent</i> (Barris de óleo equivalente)
CNEN	Comissão Nacional de Energia Nuclear
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
DPC	Diretoria de Portos e Costas
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
E&P	Exploração e Produção
HMT/HMRC	<i>The Treasury and Revenue and Customs</i>
HSE	<i>Health and Safety Executive</i>
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IMO	<i>International Maritime Organization</i>
MD	Ministério da Defesa
MMA	Ministério do Meio Ambiente
NORMAM	Normas da Autoridade Marítima
OGA	<i>Oil and Gas Authority</i>
OSPAR	<i>OSPAR Convention</i>
O&G	Óleo e Gás
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A.
PETRONAS	<i>Petroliam Nasional Berhad</i>
PNMA	Política Nacional de Meio Ambiente
SISNAMA	Sistema Nacional do Meio Ambiente
UNCLOS	<i>United Nations Convention on the Law of the Sea</i>
ZEE	Zona Econômica Exclusiva

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>12</b>
<b>2</b>	<b>OS CAMPOS MADUROS NO BRASIL</b> .....	<b>16</b>
<b>2.1</b>	<b>Breve histórico da produção de petróleo e gás <i>offshore</i> no Brasil</b> .....	<b>16</b>
<b>2.2</b>	<b>Aspectos gerais</b> .....	<b>19</b>
<b>2.3</b>	<b>O plano de desinvestimento da Petrobras</b> .....	<b>22</b>
<b>3</b>	<b>O DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES <i>OFFSHORE</i></b> .....	<b>28</b>
<b>3.1</b>	<b>As características das atividades de descomissionamento no Brasil</b> ..	<b>28</b>
<b>3.2</b>	<b>O marco regulatório brasileiro</b> .....	<b>32</b>
<b>3.2.1</b>	A regulação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.....	34
<b>3.2.2</b>	A regulação do órgão ambiental.....	39
<b>3.2.3</b>	A regulação da Marinha.....	44
<b>3.3</b>	<b>A experiência do descomissionamento no Reino Unido</b> .....	<b>46</b>
<b>3.4</b>	<b>Uma visão crítica do descomissionamento</b> .....	<b>53</b>
<b>4</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>58</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>61</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Decorridos mais de 50 anos do início da produção marítima de petróleo no Brasil, muitas bacias já atingiram sua maturidade produtiva, apresentando declínio em sua produção, como é o caso da Bacia de Campos, considerada a principal área sedimentar explorada na costa brasileira<sup>1</sup>.

Ainda que muitos campos tenham atingido a sua fase de “maturidade”<sup>2</sup>, o fator de recuperação<sup>3</sup> médio brasileiro ainda é baixo (cerca de 20%) quando comparado à média mundial, que varia entre 30 % a 45%. Este fato indica que, nos casos em que a obsolescência das instalações não for um impedimento à continuidade das atividades de produção, existe a possibilidade de realização de investimentos que melhorem a eficiência e a capacidade produtiva das instalações e/ou façam o desenvolvimento complementar dos campos, com utilização de métodos de recuperação de produção, novas perfurações, intervenções em poços produtores, dentre outras técnicas utilizadas no mercado. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2017a).

Dentro de suas competências, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), seguindo o objetivo precípua de ampliar a atração de investimentos para o setor petrolífero nacional, publicou a Resolução CNPE nº 17, de 8 de julho de 2017, por meio da qual incentiva a maximização dos recursos localizados nas reservas de petróleo e gás natural no subsolo brasileiro, definindo como uma de suas diretrizes o estímulo a extensão da vida útil dos reservatórios, especialmente para os campos maduros<sup>4</sup>.

Nesse sentido, destacaram-se como importantes ações: a modernização, a desburocratização, a simplificação, a agilidade regulatória e a garantia do adequado descomissionamento das instalações ao final da vida útil dos campos, evitando sua

---

<sup>1</sup> A Bacia de Campos se estende da cidade de Vitória (ES) até Arraial do Cabo (RJ). Foi nessa bacia que a Petrobras testou as principais tecnologias *offshore* que permitiram mais tarde ao Brasil, o pioneirismo da extração de petróleo em águas profundas e ultraprofundas. (PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., 2020b).

<sup>2</sup> A fase de maturidade do campo é caracterizada pelo declínio da produção e menor retorno financeiro. (nota nossa).

<sup>3</sup> Fator de recuperação é razão entre o volume que se espera produzir do reservatório e o volume contido originalmente no reservatório. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2018a).

<sup>4</sup> Conforme Glossário, disponibilizado na página da Agência Nacional do Petróleo, resumidamente, campos maduros, são campos de petróleo cuja produção se encontra em declínio. (nota nossa).

ocorrência de forma prematura.

Estabelece-se assim uma relação direta entre o descomissionamento, sua regulamentação e a maximização da produção de campos maduros.

Pelo lado da indústria brasileira, a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) divulgou em seu Plano Estratégico 2020-2024, seu objetivo em focar seu crescimento econômico em ativos de óleo e gás, em águas profundas e ultraprofundas<sup>5</sup>, otimizando seu portfólio e melhorando a alocação de capital da companhia. Esta estratégia significa a redução dos investimentos da empresa nas áreas fora do pré-sal brasileiro<sup>6</sup>, o que já está sendo refletido em algumas ações implementadas, como a venda de ativos de exploração e produção (E&P)<sup>7</sup> nas bacias marítimas do pós-sal<sup>8</sup>, nas quais não têm interesse em continuar operando. (PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., 2020d).

Todas essas ações apontam para um melhor aproveitamento dos recursos de petróleo e gás, e trazem em si, a ampliação de investimentos para o setor petrolífero nacional, por meio da inserção de uma maior pluralidade de agentes econômicos no segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural, objetivos almejados na atual Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural.

De forma convencional, o desenvolvimento de um campo de petróleo e gás natural é analisado em seis etapas: a) identificação do potencial geológico da área; b) exploração; c) avaliação; d) desenvolvimento; e) produção; e f) abandono ou descomissionamento. (PAPATERRA, 2019).

É no final da etapa de produção, antes do descomissionamento, que se deve tentar incrementar a produção em declínio por meio de técnicas que aumentem o fator de recuperação dos campos.

Portanto, o descomissionamento só deve ocorrer quando o declínio da produção impacta a viabilidade econômica do campo ou as instalações de produção chegam ao final da sua vida útil.

---

<sup>5</sup> Águas profundas são as águas oceânicas situadas em áreas com lâmina d'água entre 300 m e 1.500 m. e águas ultraprofundas são aquelas situadas em lâmina d'água superior a 1.500m. (nota nossa).

<sup>6</sup> O Polígono do pré-sal brasileiro possui uma extensão de aproximadamente 149 mil quilômetros quadrados no mar territorial brasileiro, entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo, sendo uma das mais importantes descobertas de petróleo e gás natural dos últimos anos. Suas coordenadas geográficas estão estabelecidas no Anexo da Lei nº 12.351 de 22 de dezembro de 2010. (nota nossa).

<sup>7</sup> E&P é a abreviação usual no setor de petróleo e gás da expressão inglesa *Exploration and Production*, que em português é traduzido para Exploração e Produção. (nota nossa).

<sup>8</sup> Região marítima produtora de petróleo e gás fora do polígono do pré-sal. (nota nossa).

Considerando que o descomissionamento *offshore*<sup>9</sup> é uma atividade de grandes custos, e que, em razão da incipiente experiência nacional, é considerado um desafio para a indústria do petróleo, compreender o atual marco regulatório brasileiro, e seus possíveis impactos na implementação das diretrizes da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (Brasil), 2017), apresenta-se como um estudo de relevância para a estratégia energética nacional, e conseqüentemente, para o desenvolvimento do País.

Dessa forma, a questão do descomissionamento é fundamental para a efetivação das vendas dos campos maduros, na medida que as negociações destes ativos podem ser impactadas pela existência de incertezas regulatórias sobre o tema. (ALMEIDA *et al.*, 2017).

Diante do exposto, o trabalho terá como objetivo principal examinar a regulação brasileira para o descomissionamento de instalações marítimas de produção de petróleo, a fim de verificar os impactos relacionados à viabilidade da produção em campos maduros no Brasil.

O estudo ficará restrito à análise das atividades de descomissionamento de instalações marítimas de produção de petróleo e gás no Brasil, uma vez que pela complexidade de sua infraestrutura, e, e de sua localização, em lâminas d'água que variam de 100 metros a mais de 1.500 metros de profundidade, a remoção destas instalações torna-se mais difícil, envolve grandes custos e, desafios tecnológicos, além de acarretar uma potencial geração de impactos relacionados à segurança das atividades e ao meio ambiente.

Na questão da legislação, serão avaliadas as regulamentações brasileiras vigentes, relacionadas às atividades de descomissionamento, e as diretrizes da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (Brasil), 2017), no que tange às ações de incentivo à extensão da vida útil dos campos maduros.

Para fins de comparação, foi analisado o arcabouço regulatório do Reino Unido, país reconhecido por sua vasta experiência nas atividades de descomissionamento de instalações marítimas.

O desenvolvimento do estudo teve como base a pesquisa, seleção e avaliação de trabalhos técnicos publicados e das legislações nacionais e internacionais

---

<sup>9</sup> *Offshore* significa área localizada no mar. (nota nossa).

relacionadas ao tema. Além da análise bibliográfica, foram avaliados dados relativos ao setor de petróleo, como por exemplo, volumes de produção, situação dos campos e informações das unidades marítimas de produção.

Quanto aos fins é considerada uma pesquisa exploratória, e quanto aos meios, é uma pesquisa documental e bibliográfica, pois envolve a análise de legislações e documentos nacionais, normas e estudos internacionais e exame de artigos em periódicos nacionais e internacionais. (VERGARA, 2016).

Para entender a relação entre campos maduros e o descomissionamento é preciso definir seus conceitos e suas características.

Neste contexto, a segunda seção apresenta, preliminarmente, a definição do termo “campo maduro”, para o setor de petróleo e gás. Em seguida, é relatado um breve histórico da produção marítima de petróleo e gás no Brasil, correlacionando com o surgimento e a significância dos atuais campos maduros *offshore*. Nessa seção, também são destacados os aspectos gerais dos campos maduros, demonstrando o declínio de sua produção ao longo dos anos e seus atuais fatores de recuperação da produção, evidenciando assim, a necessidade de incentivar a maximização de suas produções.

A segunda seção encerra com a apresentação do Plano de Desinvestimento da Petrobras, e as conseqüentes oportunidades que surgiram, e poderão surgir, com a venda de campos marítimos na área do pós-sal.

Na terceira seção é abordado o conceito de descomissionamento de instalações *offshore* e a situação atual das atividades no Brasil. Na questão regulatória são detalhados os processos e as normas dos três órgãos reguladores e fiscalizadores do tema no Brasil: a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e a Marinha do Brasil.

Finalizando a terceira seção, são apresentados o processo e o arcabouço regulatório do Reino Unido, permitindo realizar uma visão crítica comparativa entre a regulação brasileira e a regulação britânica para o descomissionamento de instalações de exploração e produção de petróleo e gás *offshore*.

Por fim, na quarta seção são apresentadas a conclusão, sintetizando os principais resultados da pesquisa.



## 2 OS CAMPOS MADUROS NO BRASIL

De acordo com a Resolução ANP nº 749, de 21 de setembro de 2018 (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2018b), um campo de produção de petróleo ou gás natural é considerado um campo maduro quando suas instalações encontram-se em produção efetiva<sup>10</sup> há mais de 25 anos ou quando sua produção acumulada é igual ou superior a 70% do volume de produção previsto, considerando as reservas provadas<sup>11</sup>.

Em linhas gerais um campo maduro é aquele cuja produção está em declínio e/ou suas instalações estão perto do término da sua vida útil. É na fase de maturidade do campo que são necessários novos investimentos para buscar reduzir o declínio de sua produção.

### 2.1 Breve histórico da produção de petróleo e gás *offshore* no Brasil

Em 21 de janeiro de 1939, foi descoberto o primeiro poço de petróleo, localizado em Lobato, na Bahia, considerado um marco nas prospecções de petróleo no Brasil.

A essa época, Getúlio Vargas já havia promulgado o Decreto-Lei nº 366, de 11 de abril de 1938 (BRASIL, 1938a), que declarou o Governo Federal como proprietário de todos os campos petrolíferos a serem descobertos no território nacional, não reconhecendo, portanto, o domínio privado de particulares sobre as jazidas de petróleo e gás natural, mesmo aquelas já instituídas. Nesse mesmo ano, foi criado o Conselho Nacional do Petróleo (BRASIL, 1938b), que intensificou a busca por novos campos de prospecção no Brasil.

Firmava-se a intenção intervencionista e regulatória do Estado, iniciando um projeto com características nacionalistas para o setor petrolífero, representado pela campanha – *O Petróleo é Nosso* –, que exigia o monopólio estatal para todas as fases da indústria petrolífera<sup>12</sup>.

---

<sup>10</sup> Não são computados os períodos de interrupção da produção. (nota nossa).

<sup>11</sup> A fórmula de cálculo estabelecida pela ANP (2018) para Barril de Óleo Equivalente (Boe) é: Produção Acumulada (boe) / Produção Acumulada (boe) + Reservas 1P(boe). (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2018).

<sup>12</sup> As fases da indústria petrolífera referem-se a pesquisa, lavra, refino, transporte e distribuição. (nota nossa).

Nesse contexto, em 3 de outubro de 1953, é criada a Petrobras, empresa estatal de economia mista, com participação majoritária da União, detentora do monopólio de todas as etapas da indústria petrolífera, exceto a distribuição (BRASIL, 1953).

O início da exploração *offshore* no Brasil ocorreu em 1958, no Campo de Guaricema, na Bacia do Sergipe, onde foram testadas as primeiras tecnologias direcionadas para campos marítimos. Embora tenha havido a descoberta de novos campos, a atividade *offshore* nessa época não tinha grande relevância, uma vez que a importação do petróleo representava um melhor custo-benefício. (NETO; SHIMA, 2008 apud MADI, 2018, p. 21).

Em decorrência da primeira crise do petróleo (1973), e o consequente aumento do preço do barril, as atividades de exploração e produção marítimas passam a ser direcionadas para os projetos e investimentos da Petrobras.

É na década de 1970 que surge a Bacia de Campos, considerada pela Petrobras a principal área sedimentar já explorada na costa brasileira, com a descoberta de seu primeiro campo com volume comercial, em 1974, o Campo de Garoupa, a 124 metros de profundidade. Logo após, em 1976, são descobertos os campos de Namorado e o de Enchova. Em 13 de agosto de 1977, o Campo de Enchova dá início à produção comercial da Bacia de Campos.

Para reduzir os custos de produção de petróleo no Brasil e desenvolver a exploração de campos distantes da costa, localizados em águas cada vez mais profundas foi instalado nessa década o primeiro Sistema de Produção Antecipada (SPA).

O sistema consistia na utilização de plataformas de produção<sup>13</sup>, que em caráter temporário, tinha o intuito de conhecer melhor o reservatório e reduzir o risco de explorar um campo sem condições comerciais de prospecção. Os ganhos com agilidade, flexibilidade operacional e economia em investimentos, permitiu já iniciar a produção de petróleo, enquanto as plataformas definitivas eram construídas. Foi o desenvolvimento desse sistema que tornou possível anos mais tarde extrair petróleo em águas profundas e ultraprofundas. (MADI, 2018).

---

<sup>13</sup> Plataformas de produção de petróleo são grandes estruturas utilizadas para abrigar trabalhadores e equipamentos necessários para a realização das atividades de extração de petróleo e/ou gás natural do leito do oceano, e efetuar a separação do óleo, água e gás. (PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., 2020f).

Nesse contexto, é que no início dos anos 80 a produção marítima de petróleo supera a produção terrestre. São descobertas nessa década, os chamados campos gigantes de Albacora (1984), Marlim (1985) e Albacora Leste (1986), todos localizados em águas profundas, com mais de 400 metros de profundidade, e em seguida, o Campo de Barracuda (1989), em águas profundas de 600 a 1100 metros. Em outras palavras, as descobertas na Bacia de Campos motivaram avanços tecnológicos para a exploração em águas profundas, e posteriormente, em águas ultraprofundas, com desenvolvimento de projetos de produção a profundidades d'água nunca testadas no mundo.

Em continuação à abertura de mercado iniciada pelo presidente Fernando Collor de Mello, iniciada em 1991, e dentro do processo de redefinição do papel do Estado na economia brasileira, que ganhou força com as ideias de desregulamentação, privatização e flexibilização implementadas no Governo Fernando Henrique Cardoso, em 6 de agosto de 1997, é publicada a Lei nº 9.478, denominada Lei do Petróleo.

A Lei do Petróleo pôs fim ao monopólio da Petrobras nas atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural, refino de petróleo nacional e estrangeiro, importação e exportação dos produtos petrolíferos e seus derivados básicos e o transporte marítimo e dutoviário do petróleo e gás. Também instituiu o CNPE e a ANP. (BRASIL, 1997a).

Conforme determinação da Lei do Petróleo, a ANP celebrou com a Petrobras, em 1998, os primeiros contratos de concessão, ato denominado Rodada Zero, ratificando os direitos da empresa sobre os campos que se encontravam em efetiva produção, na data de início de vigência desta lei e sobre os blocos exploratórios com descobertas comerciais ou nos quais a empresa promoveu investimentos. (BRASIL, 1997a).

Dos cerca de 230 contratos de concessão assinados entre a ANP e a Petrobras, cerca de 78 contratos eram relacionados aos campos marítimos de produção de petróleo, correspondendo aos primeiros campos maduros *offshore*.

Do total de campos localizados no mar, 88% encontram-se atualmente em fase de produção, sendo uma parcela significativa pertencente à Bacia de Campos<sup>14</sup>, com destaque para o Campo de Marlim, cujo plano de revitalização foi inserido no

---

<sup>14</sup> Dados elaborados pelo Autor, em consulta a diversos dados inseridos no Sistema de Gestão da Exploração e Produção (SIGEP), da ANP. (nota nossa).

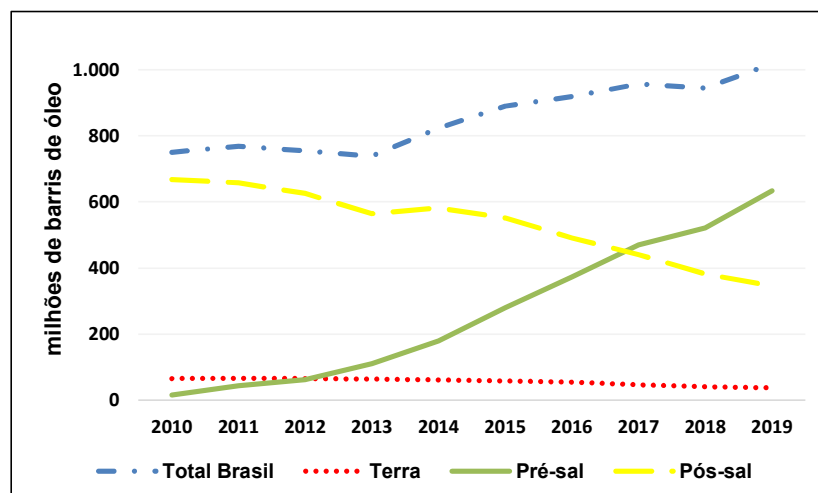
planejamento estratégico da Petrobras e prevê a implantação de dois novos sistemas de produção na área. Os demais campos, ou foram devolvidos, ou encontram-se em processo de venda de ativos pela empresa.

A partir de 1999, o direito para a realização das atividades do *upstream*<sup>15</sup> no Brasil passou a ser concedido pela União por meio de leilões, assim chamadas de Rodadas de Licitações. Até o ano de 2019 foram realizadas 16 rodadas de licitações de blocos exploratórios e quatro de campos maduros, sob o regime de concessão, além de cinco rodadas do pré-sal, sob o regime de partilha da produção, com a participação de mais de 100 empresas, nacionais e estrangeiras. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2017b).

## 2.2 Aspectos gerais

Como mostra a Figura 1, a produção do pós-sal apresenta uma queda acentuada ao longo dos últimos 10 anos, principalmente relacionada aos campos maduros da Bacia de Campos. São os campos da área do pré-sal que tornaram a curva de produção brasileira ascendente.

Figura 1 – Histórico da produção de petróleo no Brasil por localização (milhões bbl)

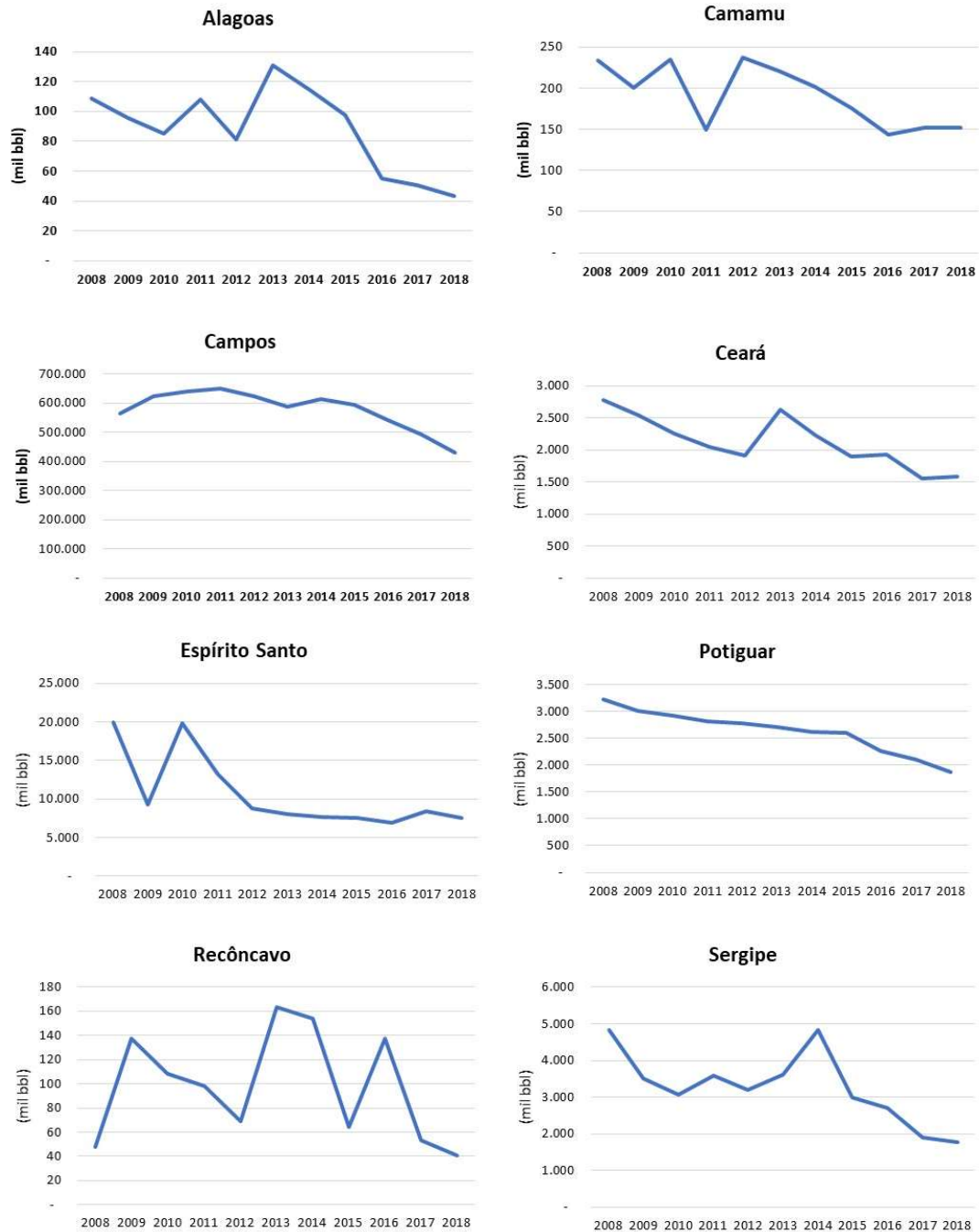


**Fonte:** AUTOR, 2020, com base nos dados apresentados pela ANP (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2020g).

<sup>15</sup> As atividades do *upstream* são exploração, desenvolvimento, produção e o transporte do petróleo até as refinarias. (nota nossa).

Inseridos nas bacias do pós-sal que se encontram em declínio de sua produção estão cerca de 61 campos maduros<sup>16</sup>, no segmento *offshore* (Figura 2).

Figura 2 – Histórico de produção das bacias do pós-sal (mil bbl<sup>17</sup>)



Fonte: AUTOR, 2020, com base nos dados de produção do SIGEP/ANP<sup>18</sup>

<sup>16</sup> Deste total, 52 campos marítimos são oriundos da Rodada Zero. (nota nossa).

<sup>17</sup> Barril de óleo ou bbl é uma medida-padrão de volume de petróleo, correspondente a cerca de 159 litros. (nota nossa)

<sup>18</sup> Dados elaborados pelo Autor, em consulta a diversos dados inseridos no Sistema de Gestão da Exploração e Produção (SIGEP), da ANP. (nota nossa).

Analisando somente os volumes de produção da Bacia de Campos, nos últimos cinco anos houve um declínio de cerca de 30%. Ademais, sem contabilizar os volumes do pré-sal, 70% das reservas brasileiras já foram produzidas. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2018a).

Percebe-se que um percentual significativo de campos maduros se encontra na Bacia de Campos, que até o ano de 2017, era a maior bacia produtora no Brasil<sup>19</sup>.

Segundo os dados de produção publicados pela ANP, a Bacia de Campos ocupava em 2019 a segunda posição, atrás somente por quatro pontos percentuais, da Bacia de Santos, com 57% da produção de petróleo e gás brasileira. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2020f).

Importante ressaltar que, mesmo com uma quantidade significativa de campos na fase de maturidade, o fator de recuperação médio dos campos brasileiros é baixo, quando comparado com a média de produção mundial de 35% e com o valor dos campos de petróleo e gás do Reino Unido no Mar do Norte, estimado em 46% (UNITED KINGDOM, 2017). Consta no Relatório do Seminário sobre Aumento do Fator de Recuperação, que o fator de recuperação brasileiro para todas as jazidas de petróleo e gás natural era de aproximadamente 15%, considerando as reservas provadas (1P) e 20% para as reservas previstas (3P). (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2017a).

Estes dados indicam a necessidade de maximização dos recursos localizados nas reservas de petróleo e gás natural. Portanto, ainda existem grandes oportunidades de investimentos nos campos maduros brasileiros.

Cabe destacar, que os campos maduros já possuem infraestrutura instalada e seus reservatórios já foram descobertos, o que reduz o custo e o tempo para que sejam acessados seus volumes remanescentes de óleo e gás. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2018a).

Sendo assim, os grandes campos maduros são alvos das políticas de incentivo que fomentam investimentos no aumento de sua taxa de recuperação e almejam a extensão de suas vidas úteis, pelo aumento da taxa de recuperação da produção, garantindo assim a manutenção de empregos e arrecadação de *royalties*.

Objetivando o aumento do fator de recuperação de campos maduros, são práticas comuns adotadas em outros países produtores, a aplicação de incentivos por

---

<sup>19</sup> Até 2017, a Bacia de Campos representava 50% de toda produção nacional. Calculado pelo autor, com base nos dados de produção do SIGEP/ANP. (nota nossa).

parte do governo, como por exemplo, a transferências de operações para empresas especializadas em recuperação de campos maduros, a redução de tributos e as adaptações regulatórias, que buscam a simplificação e otimização das exigências nesta fase. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2018a).

Com relação ao descomissionamento, o encaminhamento das regras estabelecidas pela sua regulamentação pode afetar diretamente a atratividade de capital neste mercado. Neste aspecto, o amadurecimento dos campos produtores de petróleo, traz à discussão quais são as melhores práticas a serem adotadas para a remoção e a destinação das várias estruturas que foram utilizadas nas operações de exploração e produção, inserindo a avaliação das questões relacionadas a custos, segurança, saúde e meio ambiente. (RUIVO, 2001).

### **2.3 O plano de desinvestimento da Petrobras**

A Petrobras é atualmente a controladora majoritária dos campos maduros e a maior operadora produtora de petróleo e gás no Brasil. Contudo, como parte de seu realinhamento estratégico e reestruturação econômica, a empresa tomou a decisão de vender um grande número de campos maduros. (ALMEIDA *et al.*, 2017).

Conforme explicitado no Plano Estratégico 2020-2024, aprovado em novembro de 2019, a Petrobras decidiu focar seus investimentos e suas atividades nas áreas consideradas estratégicas para empresa, como a produção *offshore* em águas profundas e ultraprofundas, em especial no polígono do pré-sal brasileiro<sup>20</sup>. Seus principais objetivos são: maximizar o valor de seu portfólio, buscando eficiência operacional, otimização do fator de recuperação e parcerias, e crescer economicamente, sustentada em ativos de óleo e gás de classe mundial. (PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., 2020d).

Essa nova estratégia envolve a venda de ativos em diversas atividades, incluindo a venda de campos terrestres e marítimos do pós-sal, o que significará a redução do seu nível de endividamento e proporcionará a realização de novos

---

<sup>20</sup> O Pré-sal é uma região onde existem grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e com alto valor comercial. É desta área que são provenientes 60% (sessenta por cento) da produção de óleo equivalente da Petrobrás, fazendo com que esta empresa seja reconhecida internacionalmente por sua liderança, capacidade técnica e tecnologia desenvolvida no setor de exploração e produção de petróleo. (nota nossa).

investimentos nas áreas consideradas estratégicas pela empresa.

Segundo o anúncio feito na Assembleia Geral Ordinária, de 27 de abril de 2020 (PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., 2020a), a venda de ativos em 2019 permitiu a Petrobras gerar recursos para a realização de novos investimentos num montante total de US\$ 27,4 bilhões nas áreas estratégicas.

Deste montante, US\$16,7 bilhões foram utilizados para a obtenção de direitos de exploração e produção de petróleo, em especial na aquisição do bloco de Búzios, na Bacia de Santos, o maior campo de petróleo *offshore* de águas profundas do mundo, que foi arrematado na Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa<sup>21</sup>, pelo consórcio composto pela Petrobras e as empresas chinesas CNOOC Brasil e *CNODC Petroleum*. (PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., 2019b).

Quanto à venda de ativos de exploração e produção de petróleo e gás, em 2017, a Petrobras já divulgava oportunidades em 30 campos de águas rasas, conforme Quadro 1 abaixo.

Quadro 1 – Ativos de exploração e produção à venda pela Petrobras em 2017

Estado	Polos	Concessões
Ceará	Polo Ceará Mar	Curimã, Espada, Atum e Xaréu
Rio Grande do Norte	Polo Rio Grande do Norte Mar	Agulha, Cioba, Ubarana, Oeste de Ubarana, Pescada e Arabaiana
Sergipe	Polo Sergipe Mar	Caioba, Camorim, Dourado, Guaricema e Tatuí
Rio de Janeiro	Polo Pargo	Carapeba, Vermelho e Pargo
Rio de Janeiro	Polo Enchova	Bicudo, Bonito, Enchova, Enchova Oeste, Marimbá e Piraúna
	Polo Pampo	Badelo, Linguado, Pampo e Trilha
São Paulo	Polo Merluza	Merluza e Lagosta

**Fonte:** AUTOR, 2020, com base nos comunicados pela Petrobras aos investidores em 2017<sup>22</sup>.

Algumas dessas transações foram concluídas em 2018 e 2019, e outras,

<sup>21</sup> A Rodada de Licitações de Excedente da Cessão Onerosa, foi realizada pela ANP, em 06 de novembro de 2019, onde foram arrematados 2 blocos – Búzios e Itapu —, com arrecadação total de R\$ 69.960.000.000,00 de bônus de assinatura. A Petrobras, que já tem direito a produzir na área, tem 90% do consórcio. As duas empresas chinesas dividem igualmente os 10% restantes. O Bônus de Assinatura pago foi de 68,2 bilhões de reais e o lucro mínimo foi de 23,24%, o mínimo exigido pela área no processo licitatório. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2020e).

<sup>22</sup> Informações disponíveis na página da Petrobras S.A. – Relações com investidores. (PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., 2020e).



tiveram seus contratos assinados em 2019, mas aguardam o cumprimento de condições contratuais e legais para sua conclusão, conforme detalhes apresentados nos Quadros 2 e Quadro 3

Quadro 2 – Transações envolvendo concessões marítimas concluídas pela Petrobras entre 2018 e 2019

Data de Assinatura	Data de Fechamento	Transação	Valor Nominal (U\$ bilhões)
08/03/2019	10/09/2019	Cessão total da participação da Petrobras no Campo Maromba	0,09
28/11/2018	08/10/2019	Cessão da participação total nos campos de Pargo, Carapeba e Vermelho, o chamado Polo Nordeste, localizados em águas rasas na costa do estado do Rio de Janeiro	0,37
25/04/2019	27/12/2019	Cessão de 50% dos direitos de exploração e produção do Campo de Tartaruga Verde e Módulo III do Campo de Espardate	1,29
<b>Total</b>			<b>1,75</b>

Fonte: AUTOR, 2020, com base nos dados apresentados na Assembléia Geral Ordinária da Petrobras, de 27/04/2020. (PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., 2020a).

Quadro 3 – Contratos assinados relativos às transações envolvendo concessões marítimas que ainda não foram concluídas<sup>23</sup>

Data de Assinatura	Transação	Valor Nominal (U\$ bilhões)
24/07/2019 <sup>24</sup>	Venda de 100% de participação nos Polos Pampo e Enchova, localizados em águas rasas na Bacia de Campos	0,851
24/07/2019	Venda de 100% de participação no Campo de Baúna (área de concessão BM-S-40), localizado em águas rasas na Bacia de Santos	0,665
28/11/2019	Venda de 30% da concessão de Frade, localizada na Bacia de Campos, litoral norte do estado do Rio de Janeiro	0,100
<b>Total</b>		<b>3,366</b>

Fonte: AUTOR, 2020, com base nos dados apresentados na Assembléia Geral Ordinária da Petrobras, de 27/04/2020. (PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., 2020a).

Essas transações significaram a chance de continuidade das atividades de produção dos campos maduros, nos quais a empresa não demonstrava mais interesse, viabilizando a entrada neste mercado de pelo menos quatro empresas de

<sup>23</sup> Aguardam o cumprimento de condições precedentes contratuais e legais. (nota nossa).

<sup>24</sup> Transação concluída em 15 de julho de 2020. (PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., 2020c).

petróleo, conforme mostrado a seguir.

A *Petroliam Nasional Berhad* (PETRONAS), uma empresa de energia malasiana, com presença em 65 países, classificada entre as maiores empresas do *Fortune Global 500*<sup>®</sup>, adquiriu 50% dos direitos a exploração e produção do campo de Espadarte e do bloco BM-C-36 (Tartaruga Verde), na Bacia de Campos. Pode-se perceber o tamanho desta empresa pela sua produção média de petróleo e gás de 2,4 milhões Boe<sup>25</sup>/dia, para o ano de 2019, ligeiramente abaixo da produção média de 2,7 milhões Boe/dia da Petrobras, para o mesmo ano.

A experiente empresa de modernização de campos maduros, *Trident Energy*<sup>26</sup>, e a petroleira australiana *Karooon Energy*, assinaram o contrato de compra dos campos pertencentes aos polos de Pampo e Enchova e do Campo de Baúna, respectivamente.

A Perenco Petróleo e Gás do Brasil Ltda., empresa franco-britânica, comprou em outubro de 2018, 100% dos ativos relativos aos campos de Pargo, Carapeba e Vermelho – um conjunto de campos maduros localizados em águas rasas, na costa do estado do Rio de Janeiro – e possui planos de perfurar 50 poços para revitalizar a produção, enxergando a possibilidade de estender por mais 20 anos suas produções. Com essa aquisição a empresa passou da posição concessionária<sup>27</sup> para a de operadora da concessão<sup>28</sup> de petróleo.

Dando continuidade ao seu programa de desinvestimentos, a Petrobras divulgou em 2020 novos anúncios de ativos a serem disponibilizados ao mercado, conforme apresentado no Quadro 4.

Os exemplos de aquisições de campos maduros por novas empresas interessadas em operar no mercado de exploração e produção de petróleo *offshore*, evidenciam uma oportunidade para investimentos direcionados ao aumento da taxa

---

<sup>25</sup> Segundo ANP, 2013 é a “[...] unidade utilizada Unidade utilizada pela Indústria do Petróleo para quantificar e comparar a energia relativa a volumes de diferentes combustíveis, onde 1 bbl de Petróleo = 1 Boe = 5.800.000 BTU = 1.700 KWh” (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS (Brasil), 2013, p. 2).

<sup>26</sup> Segundo consta como informação do site da empresa, a *Trident Energy* é uma companhia internacional de petróleo e gás, com grande experiência na operação e modernização de ativos maduros de petróleo e gás. (TRIDENT ENERGY, 2020).

<sup>27</sup> Empresa constituída sob as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil, com a qual a ANP celebra contrato de concessão para exploração e produção de petróleo ou gás natural em bacia sedimentar localizada no território nacional. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS (Brasil), 2005).

<sup>28</sup> Empresa legalmente designada pelo concessionário para conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão celebrado entre o órgão regulador da indústria do petróleo e o concessionário. (nota nossa)

de recuperação de petróleo e à formação de uma nova indústria do petróleo brasileira, composta por uma maior pluralidade de empresas petrolíferas operando em território nacional.

Quadro 4 – Anúncios ao mercado – Carteira de Desinvestimentos de concessões marítimas da Petrobras

Fases	Escopo Resumido das Transações
TEASER <sup>29</sup>	Venda da totalidade de participação no Campo Papa-Terra, localizado em águas profundas na Bacia de Campos
	Venda da totalidade da participação nos campos de Merluza e Lagosta, localizados em águas rasas, na Bacia de Santos
	Venda da totalidade da participação em dois conjuntos de concessões marítimas em águas profundas no pós-sal, denominados Polo Golfinho e Polo Camarupim, localizados na Bacia do Espírito Santo.
VINCULANTE <sup>30</sup>	Venda da totalidade de participações nos campos de produção de Peroá e na concessão BM-ES-21, localizados na Bacia do Espírito Santo
	Venda de participação parcial de até quatro blocos de exploração e produção em águas profundas, localizados na Bacia de Sergipe - Alagoas
	Venda de 30% da concessão de Frade, localizada na Bacia de Campos, litoral norte do estado do Rio de Janeiro

Fonte: AUTOR, 2020, com base nas informações da Petrobras (PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., 2019b).

Entretanto, para o aproveitamento deste potencial é preciso haver condições para atrair e manter investimentos, e nesse sentido, faz-se mister a definição de diretrizes políticas eficazes e efetivas, de forma a minimizar as incertezas no campo regulatório que possam criar dificuldades para o processo.

Do ponto de vista de Almeida *et al.* (2017) existem três questões que representam riscos regulatórios e que precisam ser adequadamente endereçadas, caso contrário, poderão impactar o interesse de novos agentes pelos ativos ofertados pela Petrobras:

a) a necessidade de renegociação com a ANP para extensão da validade dos contratos de concessão que expirará no curto e médio prazo, exigindo contrapartidas de investimentos nos campos;

<sup>29</sup> Divulgação da oportunidade: Etapa em que é tornada pública a intenção do desinvestimento e os potenciais interessados são convidados a participar do processo competitivo. (nota nossa).

<sup>30</sup> Etapa em que ocorre a competição para seleção da melhor oferta por parte dos potenciais interessados, de modo a maximizar o valor das vendas. (PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., 2019a).

b) a regulamentação de descomissionamento dos campos, que poderá criar passivos importantes para os futuros compradores dos campos; e

c) as incertezas quanto ao licenciamento ambiental, principalmente relacionadas ao tipo de tecnologia de estimulação da produção que será utilizada pelo novo operador.

Assim, considerando que o custo do descomissionamento é um fator de impacto no sucesso da venda de ativos *offshore* pela Petrobras, é preciso buscar celeridade nos processos administrativos e regras claras na regulamentação, para aumentar a atratividade dos campos com alto nível de maturidade, especialmente oriundos da Rodada Zero, de maneira que possam ser competitivos em uma carteira global de investimentos.

### 3 O DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES OFFSHORE

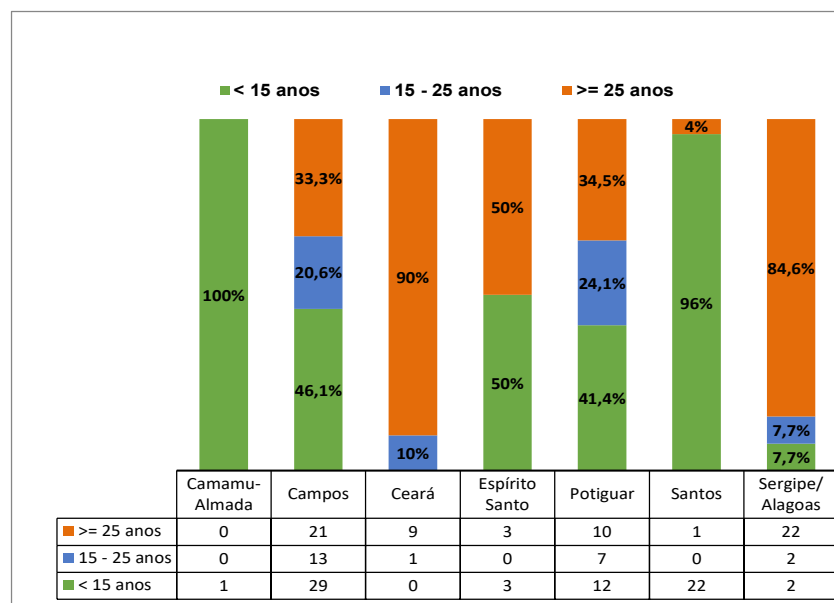
Em resumo, descomissionamento é o processo de retirada da locação e destinação final das instalações de exploração e produção, executadas de forma segura<sup>31</sup>, sendo a execução e os custos associados a estas atividades de responsabilidade exclusiva dos concessionários.

O descomissionamento é a fase final da vida do campo de petróleo podendo ocorrer em três situações: quando o campo atinge sua maturidade e passa a ser antieconômico para os concessionários; ao término dos contratos de concessão e/ou quando as instalações de produção chegam à final da sua vida útil.

#### 3.1 As características das atividades de descomissionamento no Brasil

Uma questão relevante para estudos relacionados ao descomissionamento de instalações *offshore* é o mapeamento da idade das unidades de produção. Em levantamento feito pela ANP, foi identificado que 41% das unidades marítimas de produção possuem mais de 25 anos de existência (Figura 3).

Figura 3 – Idade das unidades de produção por bacia



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS (Brasil), 2019.

<sup>31</sup> Toda as operações devem prever a mitigação dos riscos relacionados à vida humana e ao meio ambiente (nota nossa).

Adicionalmente, embora o percentual dessas unidades antigas localizadas na Bacia de Campos seja menor, quando comparado com as unidades antigas nas demais bacias, seus sistemas de produção são acentuadamente mais complexos, pois estão instalados em águas profundas e ultraprofundas, além de empregarem um número expressivo de dutos e equipamentos submarinos, agregando assim desafios para a remoção integral destas estruturas do fundo do mar.

Segundo a Diretoria de Portos e Costas (DPC), existem hoje em águas jurisdicionais brasileiras 183 plataformas<sup>32</sup>, estando 103 em operação e 80 fora de operação e a elas associadas existem cerca de 26.000 poços de produção, classificadas segund os seguintes tipos apresentados no Tabela 1. (MARINHA DO BRASIL, 2020f).

Tabela 1 – Plataformas localizadas em águas jurisdicionais brasileiras

Tipos de Plataformas	Em Operação	Fora de Operação
Fixas	18	68
Móveis	64	07

Fonte: AUTOR, 2020, com dados do site da Diretoria de Portos e Costas (MARINHA DO BRASIL, 2020f).

O número expressivo de unidades de produção fora de operação exige uma preocupação das entidades reguladoras. Embora a maioria destas unidades seja composta de plataformas fixas, localizadas em águas rasas, a característica atual das operações brasileiras é possuir grande parte dos campos de petróleo *offshore* em águas profundas e ultraprofundas<sup>33</sup>, empregando sistemas submarinos maiores e mais complexos quando comparados com as operações em outras partes do mundo.

Esses sistemas empregam intensivamente equipamentos *subsea*<sup>34</sup> e uma grande quantidade de dutos que compõem os sistemas de coleta e escoamento da produção, que, a depender do projeto, podem chegar a atingir centenas de

<sup>32</sup> Não foram contabilizadas as plataformas tipo navio-sonda e de exploração, pois são plataformas de emprego temporário. (nota nossa).

<sup>33</sup> Segundo dados retirados do banco de dados SIGEP/ANP, 40% das plataformas classificadas como ativas estão localizadas em águas profundas e ultraprofundas. (nota nossa).

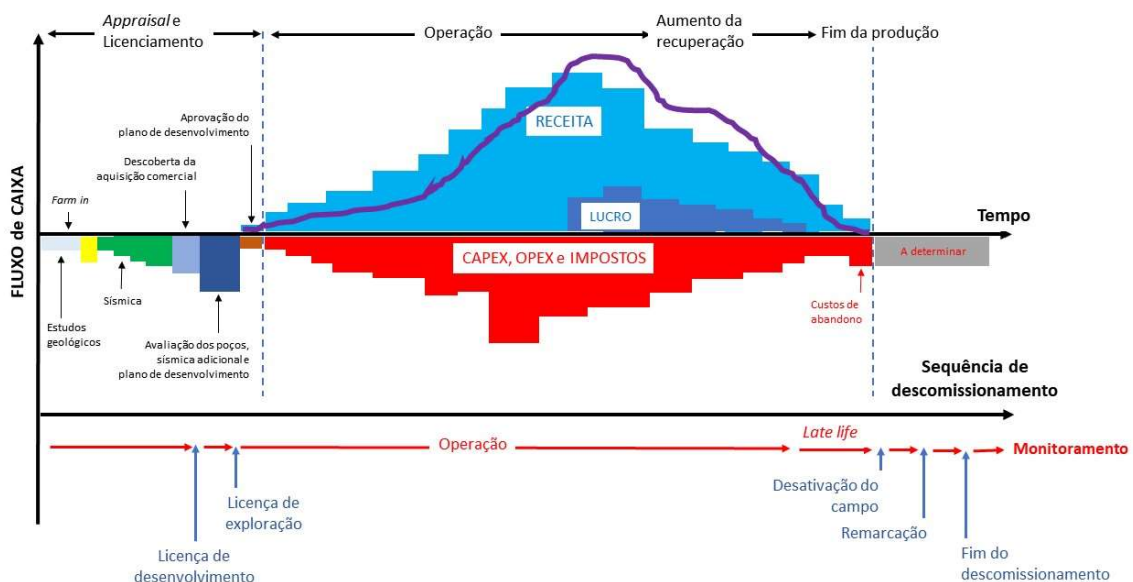
<sup>34</sup> Equipamentos *subsea* são equipamentos submarinos específicos e de tecnologia sofisticada, que permitem levar o petróleo e o gás natural do fundo do mar até as unidades de produção, tendo sido um fator decisivo na viabilização da produção de campos localizados em águas profundas e ultraprofundas. (nota nossa).

quilômetros de extensão, resultando em custos de descomissionamento extremamente altos. (ALMEIDA *et al.*, 2017).

A ANP estima que, entre 2020 a 2024, os investimentos<sup>35</sup> necessários para o desenvolvimento das atividades de descomissionamento atinjam cerca de R\$ 26 bilhões, envolvendo atividades de arrasamento e abandono de poços, recuperação de áreas, retirada de equipamentos, entre outras. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2020a).

Os gastos futuros com descomissionamento não são significativos no momento da avaliação da viabilidade econômica para o desenvolvimento do campo. Pois, embora os custos com descomissionamento sejam significativos, eles acontecem em momento distante no fluxo de caixa do projeto, normalmente 20 a 30 anos do início do primeiro óleo. Contudo, os custos do descomissionamento tornam-se relevantes conforme os campos atingem sua maturidade, etapa em que o projeto já não gera mais receitas, conforme demonstrado na Figura 4. (ALMEIDA *et al.*, 2017).

Figura 4 – Fluxo de caixa, linha do tempo e curva de produção de um projeto O&G<sup>36</sup>.



Fonte: SUSLICK *et al.*, 2009 apud DELGADO, 2019, p. 17

<sup>35</sup> Entende-se por investimento em descomissionamento o montante a ser gastos pelas empresas de petróleo com as atividades de descomissionamento de instalações de exploração e produção de campos marítimos e terrestres. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2020a).

<sup>36</sup> O&G abreviação de óleo e gás. (nota nossa)

Em termos de projetos de descomissionamento de instalações marítimas, até agosto de 2020, a ANP analisou um total de 20 processos em ambiente marítimo, conforme detalhes apresentados na Quadro 5.

Quadro 5- Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI) marítimas aprovados pela ANP.

PDI	BACIA	CAMPO	AMBIENTE	EMPRESA
Bauna Sul	Santos	Bauna Sul	Marítimo	Petrobras
Cação	Espírito Santo	Cação	Marítimo	Petrobras
Camarão Norte	Camamu	Camarão Norte	Marítimo	Petrobras
Carapiá	Santos	Carapiá	Marítimo	Petrobras
FPSO Brasil	Campos	Roncador	Marítimo	Petrobras
FPSO Cidade de Rio das Ostras	Campos	Tartaruga Verde	Marítimo	Petrobras
FPSO Cidade do Rio de Janeiro	Campos	Espadarte	Marítimo	Petrobras
FPSO Piranema Spirit	Sergipe-Alagoas	Piranema	Marítimo	Petrobras
Guaiuba	Potiguar	Guaiuba	Marítimo	Petrobras
Guajá	Potiguar	Guajá	Marítimo	Petrobras
Marlim Sul	Campos	Marlim Sul	Marítimo	Petrobras
Mexilhão (Cedro)	Santos	Mexilhão	Marítimo	Petrobras
P-07	Campos	Bicudo	Marítimo	Petrobras
P-12	Campos	Linguado	Marítimo	Petrobras
P-15	Campos	Piraúna	Marítimo	Petrobras
P-27	Campos	Voador	Marítimo	Petrobras
Pirapitanga	Santos	Pirapitanga	Marítimo	Petrobras
Salema Branca	Potiguar	Salema Branca	Marítimo	Petrobras
Tambuatá	Santos	Tambuatá	Marítimo	Petrobras
Tubarão Azul	Campos	Tubarão Azul	Marítimo	Dommo

**Fonte:** AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2020b.

Constata-se que poucos são os projetos de descomissionamento aprovados pela ANP. Esta inexperiência brasileira na realização de atividades de descomissionamento de instalações de exploração e produção de petróleo e gás, trazem consigo incertezas relacionadas: à capacidade da cadeia de prestação de serviços; ao gerenciamento de resíduos; ao impacto em áreas ambientalmente sensíveis; à existência de espécies exóticas invasoras no sistema de produção (coral-sol)<sup>37</sup>; à infraestrutura portuária e logística; e, principalmente, aos reais custos decorrentes das atividades de descomissionamento.

<sup>37</sup> Segundo Delgado (2019), coral-sol é uma das espécies invasora de corais do gênero Tubastraea spp, encontrados em mais de 20 municípios, ao longo de mais de três mil quilômetros da costa brasileira, desde Santa Catarina até Sergipe, que vem causando sérios impactos ecológicos, econômicos e sociais. (DELGADO, 2019).



### 3.2 O marco regulatório brasileiro

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), cumprindo o que estabelece o art. 1º, inciso I, alíneas "a", "j" e "l", do Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000 (BRASIL, 2000), publicou a Resolução CNPE nº 17 (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICAS ENERGÉTICAS (Brasil), 2017), por meio da qual incentiva a promoção do aproveitamento pleno dos recursos petrolíferos e a ampliação da diversificação dos atores participantes no setor de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Para tanto, determinou à Agência Nacional do Petróleo (ANP) observar a seguintes diretrizes:

[...]

VII - incentivar o aumento da participação das empresas de pequeno e médio portes nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural;

VIII - estimular a extensão de vida útil dos campos, promovendo, simultaneamente, a cultura de preservação das condições de segurança e respeito ao meio ambiente;

IX - garantir o adequado descomissionamento das instalações ao final da vida útil dos campos, evitando que ocorra de forma prematura;

X - estimular a cessão parcial ou total de contratos, em vez de sua devolução, pelos detentores de direitos e obrigações que não estejam implementando os investimentos necessários ao pleno aproveitamento dos recursos descobertos;

XI - incentivar a plena utilização da capacidade da infraestrutura instalada, por meio do seu compartilhamento; e

XII - conceder, com base em critérios preestabelecidos e desde que comprovado o benefício econômico para a União, no âmbito das prorrogações dos prazos de vigência dos contratos existentes, uma redução de royalties, para até 5% (cinco por cento), sobre a produção incremental gerada pelo novo plano de investimentos a ser executado, de modo a viabilizar a extensão da vida útil, maximizando o fator de recuperação dos campos. (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (Brasil), 2017, art. 3º).

Da leitura das diretrizes apresentadas, percebe-se como estratégia da Política de Exploração e Produção de Petróleo a necessidade de atrair investimentos em projetos de extensão da vida útil de campos maduros, a fim de que ganhem competitividade numa carteira global de investimentos e incluam a participação de mais empresas no setor.

Nesta linha, considerando que o descomissionamento das instalações se dá no final da vida útil do campo, e que esta atividade acarreta custos incertos, é preciso entender em que medida a regulamentação existente compromete a rentabilidade da

atividade de produção em campos maduros, e, conseqüentemente, pode afastar os investimentos desejáveis.

A responsabilidade pela regulamentação e fiscalização das atividades de descomissionamento *offshore* são compartilhadas por três instituições: a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e a Marinha do Brasil, dentro das competências legais de cada uma.

Em termos de regulamentação setorial, a Resolução ANP nº 817/2020, é a principal orientação sobre o tema, existindo ainda a Resolução ANP nº 46/2016, que aprova o Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural e, a Resolução nº 41/2015, que orienta o descomissionamento de dutos e sistemas submarinos. No âmbito da ANP, o tema também consta de cláusulas dos contratos de E&P. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2015, 2016, 2020d).

De acordo com o apresentado por Madi (2018), o IBAMA exige como condicionante da licença ambiental (Licença de Operação) de um campo de petróleo, a entrega de um Projeto de Desativação, um dos projetos ambientais que compõem o Estudo de Impacto Ambiental (EIA). Além disso, inúmeras são as leis, decretos e resoluções que são utilizadas pelo órgão ambiental, como base em suas análises e aprovações das atividades de descomissionamento.

A Marinha do Brasil também participa da aprovação do descomissionamento, exigindo a apresentação pelas empresas, de memoriais descritivos sobre o desmonte e os planos de reboque das plataformas *offshore*. Outrossim, para as estruturas remanescentes no fundo do mar é necessária a avaliação da Marinha para determinar se elas deverão ser cartografadas e/ou sinalizadas.

Ainda que o IBAMA e a Marinha do Brasil tenham colaborado com a ANP na construção da Resolução ANP nº 817/2020, é necessário ratificar que ainda permanecem independentes as atribuições e competências destinadas a cada uma das instituições, gerando então, vários consentimentos administrativos para a mesma atividade. Inquestionavelmente, a norma setorial da ANP não pode obrigar aos órgãos reguladores/fiscalizadores das atividades de descomissionamento a cumprirem suas determinações e respeitarem seus prazos de análise.

Sendo assim, embora tenha havido uma evolução regulatória com a publicação da Resolução ANP nº 817/2020, ainda se percebe um regime regulatório

disperso entre diferentes órgãos, os quais são vinculados a diferentes ministérios, resultando em uma regulamentação fragmentada em diversas e numerosas normas, que por vezes não são específicas para o tema descomissionamento, com processos decisórios independentes e respectivas tramitações e prazos distintos.

### 3.2.1 A regulação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

O primeiro controle do descomissionamento de instalações produtivas de petróleo foi feito por meio dos primeiros contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás, em 1998 (DELGADO, 2019). Em tais contratos há a previsão da regulação da desativação por normas específicas e de que o processo deve ser orientado por um Programa de Desativação<sup>38</sup> de Instalações a ser apresentado à ANP no início da concessão.

Também são previstas medidas a serem adotadas quanto à reversão de bens, quando cabível, ou a remoção, quando inservíveis, designando o concessionário como responsável por todas as atividades de descomissionamento, incluindo aquelas relacionadas à recuperação do meio ambiente.

Interessante pontuar que, a partir da 4ª Rodada de Licitações, em 2002, foram inseridas nas cláusulas contratuais a possibilidade de se exigir a apresentação de garantia de desativação e abandono, na forma de seguro, carta de crédito ou fundo de provisionamento.

A regulamentação das atividades de descomissionamento de instalações de produção de petróleo e gás natural, só teve início com a publicação da Resolução ANP nº 27, de 19 de outubro de 2006, cujas regras para esta atividade deveriam ser cumpridas e apresentadas por meio de um Programa de Desativação de Instalações (PDI), entregue à Agência quando da finalização da fase de produção, encerramento do contrato de concessão ou por solicitação específica da ANP. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS (Brasil), 2006a).

Com relação às regras básicas para a condução das atividades de desativação de instalações marítimas, essa regulamentação possuía poucos detalhes quanto aos procedimentos a serem apresentados no referido programa. Somente

---

<sup>38</sup> O termo desativação foi alterado na Resolução ANP nº 817/2020 para descomissionamento, termo amplamente utilizado pela indústria nacional e internacional. (nota nossa).

estabelecia que as instalações marítimas deveriam ser sempre removidas da área em concessão, salvo disposição em contrário ou decisão da autoridade marítima ou órgão ambiental competente.

Para a regulamentação das atividades relacionadas ao abandono de poços a Resolução nº 27/2006 exigia o cumprimento das diretrizes da Resolução nº 46/2016. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2016).

Em um processo de atualização da regulamentação de descomissionamento, em 27 de abril de 2020, foi publicada a Resolução ANP nº 817/2020, que também revisou e agregou as diretrizes inseridas na Resolução ANP nº 28/2006 e na Resolução ANP nº 25/2014<sup>39</sup>, passando assim a tratar da regulação do descomissionamento de instalações de exploração e produção de petróleo e gás natural, do procedimento de devolução de áreas e da alienação e reversão de bens. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2006b, 2014, 2020d).

Na visão da ANP, a nova resolução é um marco na indústria, pois proporcionou a modernização e a simplificação dos procedimentos que terão impactos positivos na geração de oportunidades de novos negócios, e conseqüentemente, representarão mais investimentos no país. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2020a).

Percebe a ANP, como uma de suas inovações e destaques da revisão da resolução, a introdução de metodologias modernas, com a aplicação do documento auxiliar de análise para os casos em que a remoção total das instalações marítimas não seja recomendável. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2020a).

Outro aspecto destacado como importante inovação foi o estabelecimento de prazos antecipados para a submissão dos documentos para pelo menos cinco anos antes do encerramento da produção para a apresentação do Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) marítimas, que refletiram em uma maior previsibilidade para os agentes do setor de petróleo e gás, principalmente quanto ao planejamento e disponibilização dos recursos de infraestrutura necessários e serviços

---

<sup>39</sup> A Resolução ANP 817/2020 revogou as resoluções ANP nº 27/2006, 28/2006 e 25/2014. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2006a; 2006b; 2014; 2020d).

associados. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2020a).

Os requisitos e diretrizes para o descomissionamento de instalações em áreas sob contrato nas fases de exploração e de produção de petróleo e gás natural estão estabelecidos no Regulamento Técnico anexado à citada resolução.

Como destaques das regras a serem aplicadas no descomissionamento de instalações marítimas, esse regulamento define, precipuamente, que todas as instalações devem ser removidas do fundo do mar<sup>40</sup>. Contudo, permite a hipótese em caráter de exceção de remoções parciais ou permanência definitiva *in situ* de instalações, desde que sejam devidamente justificada e atendam aos requisitos normativos aplicáveis.

A justificativa deve ser apresentada por meio de uma avaliação comparativa de alternativas de descomissionamento que adotem no mínimo os critérios técnico, ambiental, social, de segurança e econômico, não podendo nenhum dos critérios isoladamente, ser considerado decisivo para a definição da alternativa.

Este documento deve ser elaborado na forma de uma avaliação comparativa das alternativas de descomissionamento e apresentar a definição dos requisitos e do escopo das ações de recuperação ambiental, o memorial descritivo do projeto de auxílios à navegação e o plano de monitoramento da área após o descomissionamento.

A inserção da análise comparativa foi uma solução identificada pela Agência, em regulamentos internacionais de grande relevância<sup>41</sup>, que já empregam métodos de suporte à tomada de decisão, utilizando-se de formulários de avaliações, contendo análises técnicas com critérios bem definidos, para comparar as similaridades e as diferenças entre a alternativa propostas e as demais técnicas possíveis para a remoção das instalações no fundo do mar.

Contudo, as regras estabelecidas na Resolução ANP nº 817/2020 não prescrevem os detalhes da metodologia a ser utilizada pelos concessionários nos casos de exceção, prevendo somente a possibilidade da análise de remoções parciais ou permanência *in situ* de instalações, quando devidamente justificadas, segundo

---

<sup>40</sup> Também não são permitidos os alijamentos de sucatas e materiais do fundo marinho. (nota nossa).

<sup>41</sup> Foi consultada a *International Maritime Organization (IMO) a – Resolution A.672(16), adopted on 19 October 1989. Guidelines and standards for the removal of offshore installations and structures on the continental shelf and in the exclusive economic zone.* (INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, 1989).

critérios técnico, ambiental, social, econômico e de segurança. Essa decisão de manter regras mais genéricas foi justificada pela Agência como uma forma de garantir “[...] flexibilidade para o contratado exercitar e apresentar aos reguladores a sua percepção sobre a importância de seus critérios, tendo em vista as principais características do projeto de descomissionamento [...]” (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2019, p. 24).

Em termos gerais, a Resolução ANP nº 817/2020 exige a apresentação do contratado<sup>42</sup> dos seguintes documentos:

- a) Estudo de Justificativas para o Descomissionamento (EJD) – documento a ser entregue juntamente com Programa de Descomissionamento de Instalações conceitual (PDI conceitual), devendo conter a descrição da área a ser devolvida considerando aspectos de reservatório, poços e instalações, acompanhada das justificativas sobre a decisão pelo descomissionamento de instalações;
- b) Programa de Descomissionamento de Instalações conceitual (PDI conceitual) – para instalações marítimas, o prazo para entrega é de cinco anos antes da data prevista para o término da produção. O seu conteúdo é uma parte do escopo completo do Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI). A ANP terá dezoito meses, contados da data de sua apresentação para concluir sua análise;
- c) Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) – para instalações marítimas, o prazo para a entrega é de seis meses contados da aprovação do PDI conceitual. O documento deve conter as informações, os projetos e os estudos necessários ao planejamento e à execução do descomissionamento de instalações<sup>43</sup>. A execução do PDI não poderá ser iniciada antes da aprovação da Agência e demais autoridades competentes;
- d) Relatório de Descomissionamento de Instalações (RDI) – documento apresentado pelo contratado que descreve todas as atividades executadas durante o descomissionamento de instalações<sup>44</sup>. A ANP quem definirá, no ato

---

<sup>42</sup> Contratado é o “[...] agente econômico que tenha celebrado qualquer tipo de contrato com a União que lhe permita explorar, desenvolver e produzir petróleo e gás natural.” (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil), 2020d, art. 2º, inciso V).

<sup>43</sup> O modelo do Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) está estabelecido no Anexo III - Roteiro do Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas, da Resolução ANP nº 817/2020. (nota nossa).

<sup>44</sup> O modelo do Relatório de Descomissionamento de Instalações (RDI) está estabelecido no Anexo V

de aprovação do PDI executivo, a obrigação do envio de relatórios parciais, a serem entregues em um prazo máximo de 180 dias.

Também foi adotada como uma forma de dar transparência do processo de descomissionamento a todos os *stakeholders*, a divulgação no sítio eletrônico da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2020c), de uma lista contendo informações sobre os programas de descomissionamento, e suas situações, quanto ao andamento das análises e aprovações dentro da Agência.

Destaca-se que foram mantidas na resolução ANP algumas determinações que são de competência de outros órgãos reguladores, como a Marinha do Brasil<sup>45</sup>.

Como exemplo, temos a exigência de sinalização e representação em cartas náuticas de instalações parcialmente removidas ou que permaneceram *in situ*; a apresentação do – Memorial descritivo do projeto de auxílios à navegação –; a realização de levantamentos hidrográficos específicos, após a conclusão do descomissionamento das instalações; entre outras, todas exigências relacionadas às competências da Marinha do Brasil.

Na questão ambiental, ainda que a ANP aplique a determinação do inciso IX, do art. 8º, da Lei nº 9.478/1997 (BRASIL, 1997a), algumas informações exigidas no Programa de Descomissionamento, como por exemplo, as informações sobre monitoramento ambiental pós-descomissionamento, podem gerar dúvidas para o operador sobre as competências de cada órgão (IBAMA e ANP) e quais regras serão utilizadas nos processos decisórios.

Neste contexto, conforme observa Teixeira (2013, p. 78), que a resolução ANP para o descomissionamento é um regulamento técnico, e, portanto, não é suficiente para garantir a proteção ambiental nos moldes da Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA) e do modelo de desenvolvimento sustentável, necessitando de uma construção legislativa que contemple de forma ampliada os cuidados que se deve ter com o meio ambiente.

A inserção de alguns requisitos impostos pela Resolução ANP nº 817/2020, relativos às atribuições de outras instituições, podem suscitar questionamentos sobre a sua legalidade e a extrapolação de competências.

---

- Roteiro do Relatório de Descomissionamento de Instalações, da Resolução ANP nº 817/2020. (nota nossa).

<sup>45</sup> Por solicitação do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), durante o período de Consulta Pública, foram retiradas do texto da resolução as exigências de sua competência. (nota nossa).

Por fim, complementando a Resolução ANP nº 817/2020, tem-se a Resolução ANP nº 46/2016, que define os requisitos essenciais e os padrões mínimos de segurança operacional e de preservação do meio ambiente aplicável especificamente ao processo de abandono de poços, atividade inserida no descomissionamento de instalações de produção de petróleo e gás.

E como principal instrumento para orientar as atividades de descomissionamento de dutos e sistemas submarinos, tem-se a Resolução nº 41/2015, que não aborda em detalhes e de forma elucidativa os procedimentos a serem adotados em tal processo. (DELGADO, 2019).

### 3.2.2 A regulação do órgão ambiental

Em primeiro lugar, cabe esclarecer quais são os órgãos governamentais envolvidos na regulação ambiental relacionada às atividades de descomissionamento das instalações marítimas de exploração e produção de petróleo e gás.

Como órgãos componentes do Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA), tem-se: o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).

O CONAMA é um órgão consultivo e deliberativo, cuja principal finalidade é assessorar o Conselho do Governo e propor diretrizes de políticas governamentais para o meio ambiente e estabelecer normas e critérios para o licenciamento de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras. O IBAMA é órgão executor da política e das diretrizes governamentais fixadas para o meio ambiente e responsável pela condução dos processos de licenciamento ambiental de empreendimentos de exploração de hidrocarbonetos no ambiente marinho e zona de transição terra-mar. (BRASIL, 1981).

Como órgão executor da política ambiental, e, entendendo a importância e a evolução do descomissionamento de instalações *offshore* no âmbito das questões ambientais, o IBAMA emitiu, em 18/01/2019, a Informação Técnica nº 3/2019-COPROD/CGMAC/DILIC, apresentando as principais referências legais aplicadas ao processo de descomissionamento e ressaltando os elementos críticos desse quadro normativo.

O referido documento, apresenta como primeira base legal o artigo 225, da Carta Magna brasileira, que estabelece em seu *caput* a imposição ao poder público e



à coletividade de defender e preservar o meio ambiente para as presentes e futuras gerações, estabelecendo assim uma relação de responsabilidade da sociedade para com o meio ambiente.

Para assegurar a efetividade desse direito, com relação ao setor de petróleo e gás, ressalta-se os seguintes parágrafos e incisos:

- § 1º Para assegurar a efetividade desse direito, incumbe ao poder público:
- I - preservar e restaurar os processos ecológicos essenciais e prover o manejo ecológico das espécies e ecossistemas;  
[...]
  - IV - exigir, na forma da lei, para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente, estudo prévio de impacto ambiental, a que se dará publicidade  
[...]
- § 2º Aquele que explorar recursos minerais fica obrigado a recuperar o meio ambiente degradado, de acordo com solução técnica exigida pelo órgão público competente, na forma da lei.
- § 3º As condutas e atividades consideradas lesivas ao meio ambiente sujeitarão os infratores, pessoas físicas ou jurídicas, a sanções penais e administrativas, independentemente da obrigação de reparar os danos causados. [...] (BRASIL, 1988, art. 225).

Logo em seguida, o documento do IBAMA menciona a Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA), instituída através da Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981, e regulamentada pelo Decreto nº 99.274, de 6 de junho de 1990, tendo por objetivo “[...] a preservação, melhoria e recuperação da qualidade ambiental propícia à vida, visando assegurar, no País, condições ao desenvolvimento socioeconômico, aos interesses da segurança nacional e à proteção da dignidade da vida humana [...]”. (BRASIL, 1981, art. 2º).

No âmbito do tema do presente estudo, aplica-se diretamente o estabelecido pelo inciso VIII, do artigo 2º, da referida lei, que exige como princípio a recuperação das áreas degradadas.

Esse inciso foi regulamentado pelo Decreto nº 97.632/1989, que estabeleceu em seu art. 1º a exigência da submissão à aprovação do órgão ambiental competente de um plano de recuperação de área degradada, a ser incluído no Estudo de Impacto Ambiental (EIA), para os empreendimentos que se destinam à exploração de recursos minerais. Nesse tipo estão inclusas as atividades de exploração e produção de petróleo e gás.

Ainda com relação à Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA), devem as atividades empresariais públicas ou privadas serem exercidas segundo suas

diretrizes, as quais são formuladas em normas e planos.

A Informação Técnica nº 3/2019-COPROD/CGMAC/DILIC cita ainda as seguintes legislações que compõem as principais referências aplicadas ao tema ambiental nas atividades de descomissionamento:

- a) Resolução do CONAMA nº 1, de 23 de janeiro de 1986, que dispõe sobre critérios básicos e diretrizes gerais para a avaliação de impacto ambiental, realçando a definição do art. 1º do que se considera como impacto ambiental;
- b) Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, que dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente;
- c) Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, que fixa normas para a cooperação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios nas ações administrativas decorrentes do exercício da competência comum relativas à proteção do meio ambiente, entre outras questões correlatas;
- d) Portaria MMA nº 422 de 26 de outubro de 2011, que dispõe sobre procedimentos para o licenciamento ambiental federal de atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar;
- e) Resolução nº 237 do CONAMA, de 19 de dezembro de 1997, que regulamenta aspectos do licenciamento ambiental estabelecidos na Política Nacional de Meio Ambiente;
- f) Decreto 2.519, de 16 de março de 1998 e peças relacionadas, que promulgou a Convenção Internacional sobre Diversidade Biológica e estabeleceu o Plano Estratégico da Biodiversidade;
- g) Decreto nº 52.493, de 30 de setembro de 1963, que promulgou a Convenção sobre a Organização Marítima Consultiva Intergovernamental, sendo o Brasil, país com Representação Permanente junto à Organização Marítima Internacional – IMO, conforme o Decreto nº 3402/2000, representado pela Marinha do Brasil;
- h) Resolução IMO A.672(16), 19 de outubro de 1989, que trata de guias e padrões para a remoção de instalações e estruturas *offshore* da plataforma continental e da Zona Econômica Exclusiva (ZEE);

- i) Instrução Normativa Interministerial MD/MMA nº 2, de 7 de julho de 2016, que trata da exportação de cascos de navios para desmonte;
- j) Política Nacional de Resíduos Sólidos, tratada na Lei nº 12305/2010 e no Decreto nº 7.404/2010;
- k) Normas do Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) sobre gerenciamento de rejeitos radioativos<sup>46</sup>;
- l) Lei nº 9.966, de 28 de abril de 2000, que dispõe sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional e dá outras providências; e
- m) Decreto nº 4.136, de 20 de fevereiro de 2002, que dispõe sobre a especificação das sanções aplicáveis às infrações às regras de prevenção, controle e fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional. (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS, 2019).

Além de todo arcabouço legal apresentado pelo IBAMA, os quais são tomados como critérios que norteiam seus trabalhos na condução do licenciamento ambiental, este órgão têm como prática a exigência, para as empresas petroleiras, da inclusão de um versão preliminar do Projeto de Desativação das instalações dos campos de produção, nos Estudos de Impacto Ambiental (EIA), e, posteriormente, como condicionante para a obtenção da Licença de Operação, a apresentação da versão atualizada do referido projeto.

Segundo aborda Delgado (2019), essa exigência não encontra previsão legal ou normativa no âmbito do IBAMA e seriam feitas com base somente no poder de polícia ambiental que ao órgão compete. Também é fato, que o referido Projeto de Desativação, na verdade é o documento nominado – Programa de Descomissionamento –, com formato e conteúdo fundamentados na legislação ANP

---

<sup>46</sup> Ainda que regulação, licenciamento e fiscalização do gerenciamento de rejeitos radioativos seja de responsabilidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN, pelo fato de a geração de resíduos de NORM/TENORM, serem uma possibilidade real no descomissionamento de instalações marítimas de produção de hidrocarbonetos, e de seu possível impacto ambiental, o IBAMA considera importante citar as normas correlatas ao tema em seu documento orientativo. (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS, 2019)

que normatizam as atividades de descomissionamento<sup>47</sup>.

Importante elucidar que o licenciamento ambiental é uma obrigação legal prévia à instalação de qualquer empreendimento ou atividade potencialmente poluidora ou degradadora do meio ambiente, conforme determina a Resolução CONAMA nº 237/97, e que, incluídas nas atividades ou nos empreendimentos elencados no Anexo I da referida resolução, estão a perfuração de poços e a produção de petróleo e gás, que contemplam a fase de descomissionamento de suas instalações e equipamentos. (MADI, 2018).

A avaliação dos projetos de descomissionamento, apresentam alguns desafios para as empresas que realizam a exploração e produção de petróleo e gás natural, identificados pelo IBAMA desde 2016, mas que ainda se encontram em fase de estudo, merecendo destaque: o passivo ambiental já existente nas locações petrolíferas; a ausência de normatização específica; a existência de espécies exóticas bioinvasoras nas estruturas produtoras (coral-sol); a geração e destinação de resíduos especiais (NORM)<sup>48</sup>; a destinação de sucatas e inservíveis; a recuperação/restauração ambiental e o monitoramento pós descomissionamento. (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS, 2016).

Em termos gerais, as principais preocupações ambientais inerentes ao descomissionamento *offshore* são: o abandono indevido de instalações e equipamentos, ou parte deles, no fundo marinho e a ocorrência de poluição durante a realização dessas atividades. Por tais ocorrências, as empresas petrolíferas podem ser responsabilizadas juridicamente nas esferas civil, administrativa e penal na proteção ambiental. (DELGADO, 2019).

Mediante o exposto, observa-se que a regulação ambiental aplicada ao tema descomissionamento, não é específica, mas aborda de forma ampla diversos temas associados ao tema, dispersos em inúmeras regulamentações.

Conforme conclui Almeida *et al.* (2017, p. 50):

[...] a regulação é pouco detalhada e cabe às empresas avaliarem e proporem ao IBAMA suas estratégias de descomissionamento. Estas devem sustentar suas propostas de descomissionamento através de estudos de Avaliação de

---

<sup>47</sup> A Resolução ANP nº 27, de 19 de outubro de 2006, exigia a apresentação de um Programa de Desativação de Instalações (PDI). A partir 27 de abril de 2020, com a publicação da Resolução ANP nº 817, é exigido o Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI). (nota nossa)

<sup>48</sup> NORM: Material Radioativo de Ocorrência Natural.

Impactos Ambientais, considerando não apenas os aspectos estritamente ambientais, mas também fatores econômicos, técnicos e sociais.

Nesse entendimento, Martins (2015, p. 9) também destaca que “[...] apesar de existirem diversas opções para o descomissionamento, cada um com diferentes potenciais de geração de impactos ambientais, no país não existem normas ambientais que regulamente esta atividade.”

Dessa forma, ainda que a experiência com as atividades de descomissionamento seja recente, e sua regulamentação esteja em evolução e consolidação, faz-se necessário o estabelecimento, pelo órgão ambiental, de normas e procedimentos mais claros e objetivos do que ambientalmente é considerado aceitável, de forma a reduzir as incertezas regulatórias nos projetos apresentados pelas empresas petroleiras.

### 3.2.3 A regulação da Marinha

Nas questões relacionadas à segurança da navegação, salvaguarda da vida humana e prevenção da poluição do mar, é a Diretoria de Portos e Costas (DPC), organização militar da Marinha do Brasil, é quem autoriza os projetos de descomissionamento de plataformas marítimas de produção de petróleo e gás natural.

Para a avaliação dos projetos de descomissionamento a DPC observa as regras estabelecidas nas resoluções e regulamentações da *International Maritime Organization* (IMO), a qual o Brasil é signatário, e, em termos de legislação brasileira, aplicam as diretrizes da Lei nº 9.537, de 11 de dezembro de 1997, Lei de Segurança do Tráfego Aquaviário (BRASIL, 1997b), as Normas da Autoridade Marítima (NORMAM) (MARINHA DO BRASIL, 2020a) e as Normas e Procedimentos para as Capitânicas (NPCP/NPCF) (MARINHA DO BRASIL, 2020e), as quais serão detalhadas nos parágrafos seguintes. (WEBINAR: [...], 2020).

De acordo com o apresentado na (WEBINAR: [...], 2020), existem duas regulações internacionais que têm relação direta com o tema descomissionamento. A primeira delas é a Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (UNITED NATIONS, 1982), que em seu artigo 60, define que a fim de garantir a segurança da navegação as instalações ou estruturas desativadas devem preferencialmente serem retiradas do mar, mas para os casos de estruturas que não tenham sido removidas

completamente (ilhas artificiais e outras estruturas), desde que justificada a inviabilidade técnica deste processo, estas deverão ser formalmente sinalizadas, dando assim publicidade de sua localização, dimensão e profundidade.

A segunda regulação internacional diretamente relacionada ao descomissionamento é a Resolução A-672, que apresenta normas para remoção de instalações e estruturas *offshore* localizadas na plataforma continental e na Zona Econômica Exclusiva (INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, 1989). Com relação a esta norma cabe destacar como principais orientações seguidas pela DPC, para a autorização da remoção parcial ou total das plataformas marítimas:

- a) verificar qualquer efeito potencial sobre a segurança da navegação superficial, subterrânea ou de outros usos do mar;
- b) exigir que as instalações e estruturas que permaneceram no mar, ou as ilhas artificiais criadas, sejam devidamente justificadas, notificadas e sinalizadas; e
- c) tratar caso a caso cada projeto de descomissionamento, reconhecendo a diversidade de estruturas e suas respectivas condições.

A Lei de Segurança do Tráfego Aquaviário (Lei nº 9.537/1997), dispõe sobre a segurança do tráfego aquaviário em águas sob jurisdição nacional, concedendo à autoridade marítima o poder para elaborar e implementar normas com o propósito de salvaguardar a vida humana e a segurança da navegação, bem como prevenir a poluição ambiental, por parte de embarcações, plataformas e instalações de apoio. (BRASIL, 1997b). No contexto da autorização do descomissionamento, cabe salientar as competências da autoridade marítima sobre os assuntos relacionados ao tráfego, permanência, inscrição e fiscalização de plataformas de petróleo, bem como à execução de obras, dragagens, pesquisa e lavra de minerais.

Neste contexto, a DPC emite normas específicas chamadas Normas da Autoridade Marítima (NORMAM), sendo relevantes: a NORMAM-01/DPC, que define os procedimentos para operações de embarcações em mar aberto; a NORMAM-04/DPC, especial para operações de embarcações estrangeiras em águas brasileiras; a NORMAM-07/DPC, que estabelece regras para a inspeção naval; a NORMAM-08/DPC para tráfego e permanência de embarcações em águas jurisdicionais brasileiras; a NORMAM-011/DPC, com foco à execução de obras<sup>49</sup>, dragagens,

---

<sup>49</sup> Para a autoridade marítima, uma plataforma é considerada uma obra em águas jurisdicionais brasileiras, instalada em um ponto fixo e definido, plotada em uma carta náutica, devendo seguir as exigências da NORMAM-011/DPC. (MARINHA DO BRASIL, 2020c).

pesquisa e lavra de minerais. (MARINHA DO BRASIL, 2019a, 2019b, 2020b, 2020c, 2020d).

Como se pode observar, não existe no âmbito da Marinha do Brasil uma norma específica para tratar de descomissionamento de plataformas de petróleo. As bases legais utilizadas nas suas análises estão inseridas nas diversas normas que regem as atribuições da instituição.

A DPC justifica que suas normas tratam das diversas atribuições legais da autoridade marítima, que não se encerram, mas incluem também as plataformas de petróleo. Entretanto, já está em estudo pela instituição a possibilidade de agregar todas as exigências sobre o tema uma única norma.

Mediante o exposto, cita Delgado (2019) que, ainda que a regulamentação da Marinha aponte questões relevantes, sua normativa não fornece orientações capazes de satisfazer a todas as especificidades e aos riscos envolvidos no descomissionamento, sendo necessário o desenvolvimento de um marco regulatório em rede que trate de questões complexas e interdependentes relacionados à segurança da navegação.

### **3.3 A experiência do descomissionamento no Reino Unido**

A bacia sedimentar do Mar do Norte é muito mais antiga que a bacia brasileira, sendo considerada uma bacia “super madura”<sup>50</sup>, cujas operações tiveram início em 1967.

Em 2014, foram registradas cerca de 715 unidades produtoras<sup>51</sup>, que em sua maioria, são plataformas fixas, com mais de sua metade localizada na plataforma continental do Reino Unido, contando com uma média de vida útil de 25 anos<sup>52</sup>. (OVE ARUP, 2017). Logo, o Reino Unido possui uma significativa experiência com as atividades de descomissionamento de instalações *offshore*, sendo considerado o maior mercado do Mar do Norte para esta atividade.

O arcabouço regulatório do descomissionamento *offshore* do Reino Unido já

---

<sup>50</sup> O pico da produção do Mar do Norte ocorreu em 1999, atingindo a produção diária de 6,5 milhões de boe/dia. (OVE ARUP, 2017).

<sup>51</sup> Não foram considerados os sistemas *subsea*, somente as unidades produtoras. (OVE ARUP, 2017).

<sup>52</sup> Das 715 instalações registradas em 2014, 83% são plataformas fixas e 53% dessas estavam localizadas na plataforma continental do Reino Unido. (OVE ARUP, 2017).

demonstrou em números sinais de sua evolução e maturidade. As indústrias já desenvolveram habilidades para enfrentar os desafios e já se preparam para as oportunidades do mercado global.

De acordo com *Oil & Gas UK* (2019), a média anual com despesas relacionadas ao descomissionamento no Reino Unido atingiu £1,5 bilhão<sup>53</sup>, e até o final de 2019, 9% do total de sistemas de produção instalados em sua plataforma continental haviam sido descomissionadas.

O mesmo relatório prevê para a próxima década gastos em torno de £ 15,2 bilhões em atividades de descomissionamento na plataforma continental do Reino Unido e estimam que em outras partes do mundo sejam gastos U\$ 85 bilhões (£ 67 bilhões), o que consideram uma oportunidade de negócio em mercados globais emergentes.

Em termos de instalações de produção no Mar do Norte, são previstas para a próxima década a desativação de 1.630 poços e mais de 6.000 km de dutos e a manutenção de uma média de 12 plataformas a serem descomissionadas por ano até 2025. (OIL & GAS UK, 2019).

Apesar do montante expressivo de gastos com descomissionamento, o citado relatório revelou que em 2019 a indústria apresentou uma melhoria constante de sua eficiência, representada pela redução de 17% nos custos gerais com descomissionamento nos últimos dois anos. Essa eficiência foi fruto de uma forte colaboração entre a indústria e o governo, em busca de atingir a meta de redução de 35% dos custos nos próximos anos, atendendo ao que estabelece a política de Maximização da Recuperação Econômica (*Maximizing Economic Recovery - MER UK*)<sup>54</sup>.

Os principais órgãos reguladores britânicos são o *Department for Business, Energy & Industrial Strategy* (BEIS) e a *Oil and Gas Authority* (OGA), responsáveis pela execução da legislação de forma sustentável em termos operacionais, ambientais e econômicos. Também fazem parte da estrutura regulatória o *The Treasury and*

---

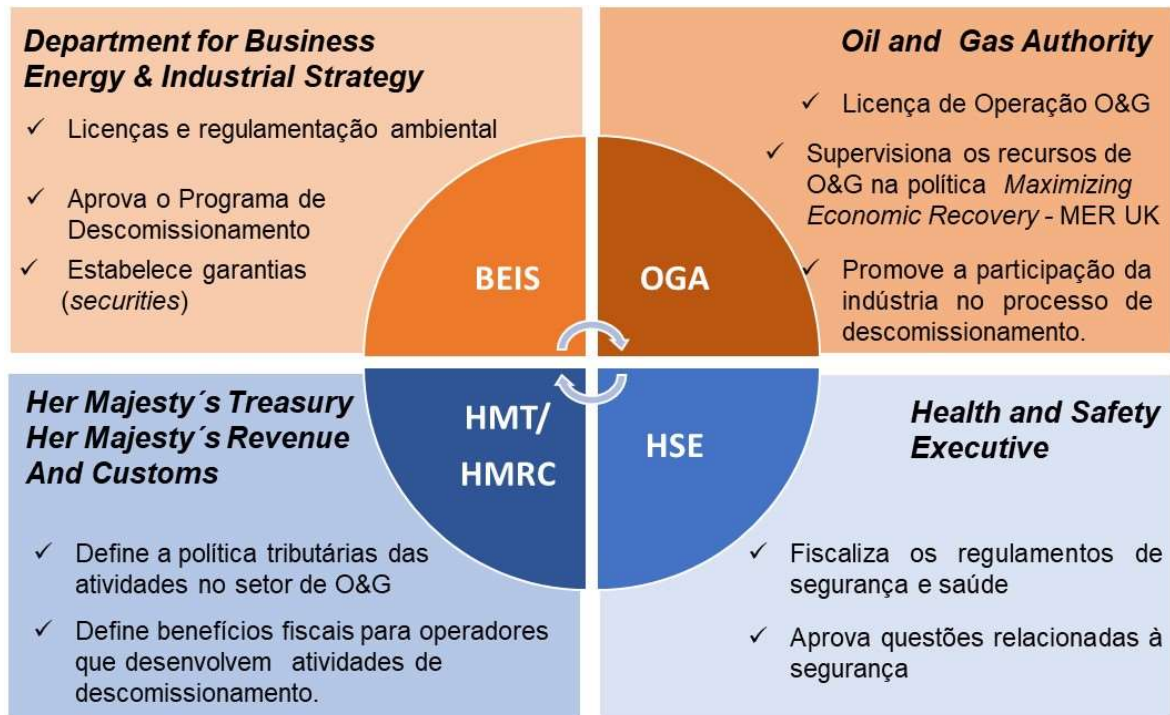
<sup>53</sup> Os gastos com descomissionamento representam um pouco menos que 10% despesas gerais na indústria de petróleo e gás do Reino Unido. (OIL & GAS UK, 2019).

<sup>54</sup> Documento estratégico produzido pela Autoridade de Petróleo e Gás do Reino Unido de acordo com a seção 9A (2) do *Petroleum Act* 1998, em vigência desde 2016, cujo objetivo é maximizar o retorno econômico para o Reino Unido, a partir da exploração de reservas de petróleo e gás natural. O regime regulatório do descomissionamento está assim inserido, de forma que os impactos gerais destas atividades impactem o mínimo possível os objetivos estabelecidos na política britânica de recuperação econômica MER UK. (OIL & GAS UK, 2019).



*Revenue and Customs* (HMT/HMRC) e o *Health and Safety Executive* (HSE). As principais responsabilidades estão resumidas na Figura 5.

Figura 5 – Resumo das principais atividades dos órgãos reguladores



Fonte: AUTOR, 2020, adaptado do relatório de OVE ARUP, 2017.

A política britânica voltada para o descomissionamento tem como prioridade garantir que as atividades sejam realizadas de forma segura e ambientalmente correta, com o mínimo de impacto nos objetivos da sua política de Maximização da Recuperação Econômica (*Maximizing Economic Recovery - MER UK*).

No Reino Unido, a regulação de descomissionamento das instalações *offshore* de petróleo e gás reflete os requisitos de órgãos internacionais, como a – *OSPAR Convention* (OSPAR) – e a – *UN Convention on the Law of the Sea* – (UNCLOS) –, das quais é país signatário.

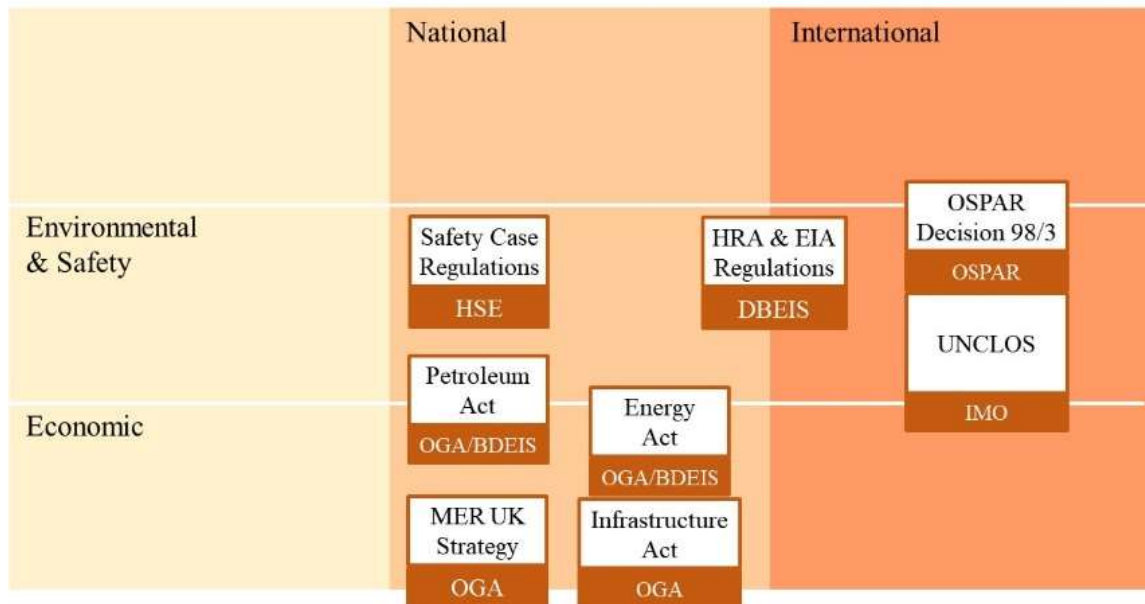
Suas diretrizes estão inseridas na regulamentação geral para a indústria nacional de petróleo e gás, sendo definida a partir da lei denominada *Petroleum Act 1998*<sup>55</sup>, a qual foi emendada pelo *Energy Act 2016*.

<sup>55</sup> *Petroleum Act 1998* é a lei do Reino Unido que consolida algumas regras sobre petróleo, instalações *offshore* e dutos submarinos. (nota nossa).

Uma observação importante, é que a *Energy Act 2016* alterou a *Petroleum Act 1998* e estabeleceu formalmente a OGA como empresa governamental independente, com poderes de aplicação e estratégia nas partes interessadas da indústria a que se aplica, incluindo licenciados, operadores, proprietários de instalações. Os poderes incluem o direito de participar de reuniões, adquirir dados, fazer cumprir sanções e cobrar taxas cabíveis. (OVE ARUP, 2017).

As principais legislações com significativa influência na regulamentação do descomissionamento das instalações de petróleo e gás são destacadas na Figura 6.

Figura 6 – Detalhamento da legislação internacional e nacional aplicáveis ao descomissionamento de instalações de O&G no Reino Unido.



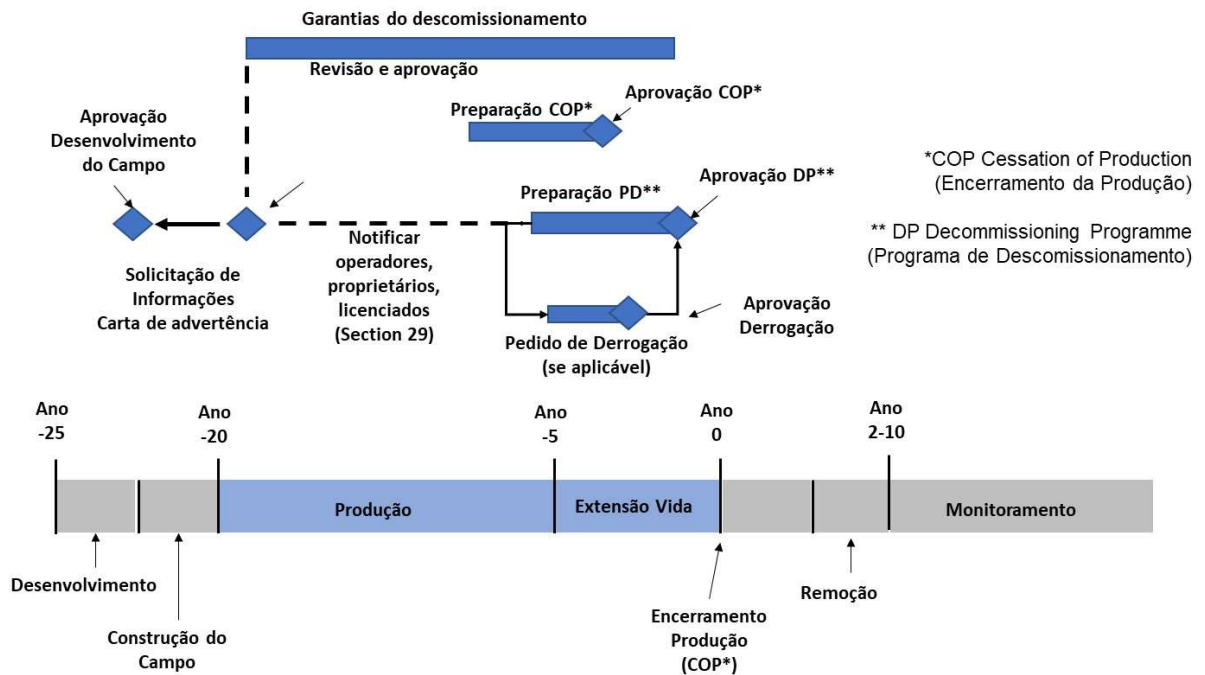
Fonte: OVE ARUP, 2017

As principais atividades regulatórias do descomissionamento seguem as diretrizes da *Petroleum Act 1998* e são elaboradas e descritas em orientações (*guidance notices*) pela BEIS e pela OGA, sendo identificadas resumidamente na Figura 7.

A legislação exige que as atividades de descomissionamento sejam apresentadas pelos proprietários de instalações offshore de petróleo e gás por meio de um Programa de Descomissionamento, que deve identificar todos equipamentos, infraestruturas e materiais envolvidos no projeto, as soluções de descomissionamento

de cada um e os custos do projeto.

Figura 7 – Principais fases e aprovações na vida útil de um campo no Reino Unido.



Fonte: Adaptado OVE ARUP, 2017

Esse programa deve ser entregue pelos operadores de 3 a 5 anos antes do encerramento da produção, sendo então submetido para a revisão do *Department for Business, Energy & Industrial Strategy* (BEIS) e disponibilizado para consulta de outras partes interessadas, antes da aprovação formal do referido departamento.

Dentro do processo de evolução regulatória do descomissionamento no Reino Unido, a OGA passou a focar suas atividades na promoção dos objetivos do Governo por meio de consultas à indústria. Esta abordagem permite complementar os processos mais formais do descomissionamento que são definidos em legislação.

O BEIS disponibiliza um fluxograma de um Programa de Descomissionamento típico, indicando o que deve ser seguido em cada etapa do programa. A duração da produção e aprovação do Programa de Descomissionamento irá variar dependendo da natureza da infraestrutura e complexidade do programa.

Com relação aos impactos ambientais do projeto, embora não haja nenhum requisito legal, o BEIS determinou que o programa de descomissionamento deverá

incluir uma Estudo de Impacto Ambiental (EIA)<sup>56</sup>.

O EIA é um processo de antecipação dos efeitos ambientais causados por um empreendimento. Por meio deste estudo é possível garantir que as atividades planejadas estão de acordo com a política da empresa e os requisitos legislativos. (HAMZAH, 2003).

Em termos de segurança e saúde dos trabalhadores, e segurança das operações, o Reino Unido adota como filosofia uma abordagem de definição de metas, na qual o operador desenvolve seus próprios objetivos e os apresenta ao regulador para aprovação. Naturalmente, existem disposições legais que definem os limites para os referidos objetivos. (FAM *et al.*, 2018).

Diferente de um sistema prescritivo, a flexibilidade em um sistema de definição de metas permite que isenções sejam concedidas, desde que sejam apresentadas justificativas e/ou sejam identificadas medidas corretivas que demonstrem conformidade com as metas gerais de segurança. (FAM *et al.*, 2018).

Um importante aspecto do sistema de metas é que a responsabilidade pela garantia a segurança recai sobre o operador, ao contrário de um sistema prescritivo, onde uma série de itens de segurança são marcados em um formulário, podendo assim, dar uma falsa segurança sobre a robustez de um sistema de gerenciamento de segurança. (FAM *et al.*, 2018).

Além disso, cada projeto de descomissionamento tem suas próprias características, devendo, portanto, ser gerenciado de maneira diferente. Neste aspecto, o regime de definição de metas pode ser mais abrangente e adequado no tratamento das especificidades operacionais.

Cabe ressaltar, que os sistemas de definição de metas só funcionam quando as disposições legais relevantes são suficientemente robustas, tanto em termos de gestão geral como de gestão técnica. (FAM *et al.*, 2018).

O regime de definição de metas só funciona no Mar do Norte porque já vem sendo aplicado há muito tempo, desde o acidente de *Piper Alpha*<sup>57</sup>, em 1988, e

---

<sup>56</sup> Para obtenção da licença de operação é exigido que o requerente apresente uma declaração ambiental (*Environmental Statement*), que considere os impactos de longo prazo da fase de desenvolvimento/produção, incluindo os impactos decorrentes do descomissionamento. No entanto, levando-se em conta o longo período de tempo decorrido entre a aprovação do projeto e a efetivação do descomissionamento, a entrega de uma avaliação mais detalhada é adiada para uma data próxima do real momento do descomissionamento, que fará parte do Programa de Descomissionamento a ser apresentado pelos operadores ao BEIS. (OIL & GAS UK, 2019).

<sup>57</sup> Acidente ocorrido em no Mar do Norte, a aproximadamente 190 km do nordeste de Aberdeen, em julho de 1988, com o incêndio e naufrágio da plataforma Piper Alpha, que ocasionou a morte de 167

abrange desde a candidatura dos operadores para a exploração e produção de petróleo, até o processo de descomissionamento. (FAM *et al.*, 2018).

Seguindo o que define a OSPAR, o Reino Unido tem como regra geral exigir a remoção integral de todas as instalações de produção de suas locações. Os pedidos de isenção do cumprimento deste requisito, chamados de – pedidos de derrogação –, só podem ser concedidos pelo órgão regulador, desde que alternativas de remoção – não remoção ou a remoção parcial de instalações – sejam tecnicamente justificadas pelos operadores e apresentadas por meio de uma avaliação comparativa de soluções<sup>58</sup>. O órgão responsável pela aprovação dos pedidos de derrogação é o *Department for Business, Energy & Industrial Strategy* (BEIS).

Esse método de avaliação comparativa, define parâmetros e premissas, criando assim critérios e subcritérios<sup>59</sup> que serão utilizados no julgamento e escolha das melhores alternativas de remoção das instalações e equipamentos. (EKINS *et al.*, 2006 apud DELGADO, 2019, p. 23-24). Essa avaliação deve apresentar conclusões baseadas em princípios científicos, vincular suas conclusões às evidências de apoio e argumentos e deve documentar e identificar a origem dos dados usados. (OVE ARUP, 2017).

Considerando que é permitido que isenções, devidamente justificadas e documentadas, sejam concedidas pelos órgãos reguladores, o conceito de – tão baixo quanto razoavelmente praticável<sup>60</sup> – é um importante conceito do regime de definição de metas. Ele é projetado para agregar valor na análise, de forma a incluir a consideração sobre até que ponto os perigos graves podem ser controlados e os riscos reduzidos antes que os custos sejam desproporcionais ao benefício obtido. (FAM *et al.*, 2018).

Adicionalmente, após o encerramento das atividades de descomissionamento, devem ser realizadas análises do leito marinho para monitoramento dos níveis de hidrocarbonetos, metais pesados e outros

---

peças. A plataforma começou sua produção em 1976, inicialmente com a produção de petróleo e mais tarde foi convertida em plataforma de produção de gás. Embora não tenha sido apresentada nenhuma acusação criminal, a indústria *offshore* do Reino Unido acatou. (nota nossa).

<sup>58</sup> Interessante apontar, que o regulamento OSPAR Decision 98/3 define claramente as instalações elegíveis e não elegíveis aos pedidos de derrogação. (nota nossa).

<sup>59</sup> Aos critérios e subcritérios são atribuídos pesos, e estes podem ser definidos como qualitativos ou quantitativos. O guia de análise comparativa de descomissionamento utilizado no Reino Unido é baseado em três métodos para a avaliação das alternativas: um qualitativo, que utiliza uma escala de cores de três níveis para julgar as alternativas e outros dois com análises qualitativas e quantitativas, sendo uma delas com atribuição de pesos (DELGADO, 2019).

<sup>60</sup> O termo original em inglês é – *ALARP - As-Low-As-Reasonably-Practicable*. (FAM *et al.*, 2018).

contaminantes, tantas vezes quanto for necessário, dependendo dos resultados das análises anteriores e de circunstâncias especiais. Entretanto, as atividades de monitoramento, não eliminam a responsabilidade dos proprietários das instalações descomissionadas sobre futuros impactos ambientais. (ALMEIDA *et al.*, 2017).

Conforme observou Hamzah (2003, p. 341, tradução nossa):

O que se tornou óbvio na experiência de descomissionamento do Reino Unido foi a necessidade de transparência no equilíbrio dos interesses dos *stakeholders* e que nada deve ser considerado como certo.<sup>61</sup>

### 3.4 Uma visão crítica do descomissionamento

No atual cenário brasileiro, onde os conhecimentos técnicos sobre os descomissionamentos de instalações submarinas ainda são incipientes, a experiência e as melhores práticas já adotadas internacionalmente podem ser instrumentos valiosos na redução das incertezas regulatórias.

Nesse sentido, é salutar tomarmos a significativa experiência britânica como base para a análise crítica da regulamentação brasileira para as atividades de descomissionamento<sup>62</sup>.

Há que se destacar que não se deseja simplesmente transferir todo o processo e o formato da regulamentação britânica, mas incorporar os avanços das experiências internacionais ao arcabouço regulatório nacional, em busca de seu aprimoramento.

Antes de iniciar qualquer comparação, é preciso entender as diferenças entre as características das operações de exploração e produção de petróleo, que inclui as atividades de descomissionamento, na bacia sedimentar do Mar do Norte e do Brasil.

Com relação ao mercado de bens e serviços que suporta as atividades de descomissionamento, a indústria brasileira tem pouca experiência com projetos de grande complexidade, e, portanto, esta indústria de descomissionamento está significativamente em um estágio anterior à do que o Mar do Norte, que nos últimos anos aumentou suas atividades de descomissionamento em projetos de maior

---

<sup>61</sup> “*What became very obvious in the UK decommissioning experience was the need for transparency in balancing stakeholders’ interest and that nothing should be taken for granted.*” (HAMZAH, 2003, p. 341).

<sup>62</sup> Ressalta-se que o presente trabalho não pretende abordar em detalhes mais profundos a comparação do arcabouço regulatório inglês com o brasileiro. Caso seja conveniente, um estudo específico deve ser conduzido. (nota nossa).

tamanho e complexidade.

Em termos de natureza física das bacias sedimentares, enquanto a profundidade média das bacias no Mar do Norte é de 127 metros, com a máxima de aproximadamente 725 metros na Noruega, no Brasil a maior parte dos campos estão localizados em águas mais profundas que variam de 300 a 2.500 metros. Como resultado, o descomissionamento das instalações no Brasil torna-se mais complexo e custoso que no Mar do Norte. (OVE ARUP, 2017).

Com relação à diversidade de operadoras de campos de petróleo, o Brasil possui um número reduzido - com o domínio da Petrobras na operação dos campos maduros *offshore* - quando comparado à composição do Mar do Norte, que conta com muitas empresas privadas de menor porte. O cenário atual brasileiro poderá sofrer mudanças, à medida que a Petrobras continuar a vender seus ativos de exploração e produção, conforme seu Plano de Desinvestimento.

Entendidas as principais características operacionais de cada país, será apresentada a comparação genérica dos respectivos arcabouços regulatórios.

O principal objetivo do governo do Reino Unido, que é tomado como requisito para os regulamentos que regem o setor de O&G, é maximizar o valor do petróleo e gás extraído de suas reservas no Mar do Norte para o benefício de sua economia. Ou seja, o objetivo é – maximizar a recuperação econômica para o Reino Unido –, estabelecido pela política *Maximizing Economic Recovery* (MER UK), apontada na subseção anterior. (OVE ARUP, 2017).

Desse objetivo resultam os regulamentos de descomissionamento que devem garantir que o encerramento da produção dos campos, e, conseqüentemente, a desativação e remoção de suas instalações, não ocorra prematuramente, sem que antes sejam consideradas as opções para extensão da vida útil de seus campos pelo operador ou por terceiros.

O descomissionamento participa no contexto da política de maximização de recursos, na medida que seus custos devem ser os mais eficazes possíveis. Além da garantia de que o descomissionamento esteja em conformidade com objetivos regulatórios ambientais e objetivos relacionados à saúde e segurança dos trabalhadores e do público, suas atividades devem ter o mínimo de impacto nos objetivos da política de Maximização da Recuperação Econômica (*Maximizing Economic Recovery* - MER UK).

O entendimento de que o descomissionamento é considerado estratégico

para o alcance das metas estabelecidas pela política MER UK, é refletido na principal regulamentação da indústria britânica de petróleo e gás, a *Petroleum Act 1998*, onde está inserido um capítulo próprio para esta atividade. (UNITED KINGDOM, 1998, Part. IV).

A *Petroleum Act 1998* é classificada como uma – legislação primária – e nela estão refletidos os objetivos da política governamental, as funções, deveres e obrigações dos reguladores (BEIS e OGA), bem como os poderes de cada instituição para fazer cumprir as decisões a serem tomadas.

Os detalhes dos processos regulatórios estão contidos na legislação secundária e em documentos não governamentais, como documentos de diretrizes e boas práticas.

De modo semelhante, o Brasil estabeleceu como política para o setor de O&G a maximização da recuperação dos recursos *in situ* dos reservatórios de petróleo e gás, conforme diretrizes apresentadas na subseção 3.2, do presente trabalho, mas não há regras próprias para o descomissionamento inseridas nesta resolução. (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (Brasil), 2017). Assim, não seria indicado classificar esta regulamentação nos mesmos parâmetros de uma – legislação primária britânica para fins de estudo do descomissionamento.

De forma diversa do Reino Unido, no Brasil as competências e atribuições dos órgãos governamentais brasileiros – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e Marinha do Brasil – estão estabelecidas em legislações próprias e distintas.

Uma vez que cada órgão regulador/fiscalizador, envolvido no processo de descomissionamento de instalações marítimas de produção de petróleo e gás, pertence a um Ministério diferente<sup>63</sup>, não existe um único documento onde esteja definido, de forma clara e objetiva, os poderes de cada instituição para fazer cumprir as decisões a serem tomadas, bem como quais serão os critérios a serem considerados nas suas avaliações.

Em termos de – legislação secundária –, somente a ANP possui regulação específica para o descomissionamento. As regras utilizadas pelo IBAMA e pela Marinha do Brasil para o descomissionamento estão pulverizadas em uma grande

---

<sup>63</sup> ANP está vinculada ao Ministério de Minas e Energia, o IBAMA ao Ministério do Meio Ambiente e a Marinha do Brasil, ao Ministério da Defesa. (nota nossa).



quantidade de normas que regem as atribuições destas instituições, e, portanto, são pouco detalhadas e orientativas para o tema.

Com relação ao Programa de Descomissionamento para instalações marítimas, o prazo estabelecido pelo Reino Unido para sua entrega ao órgão regulador – 5 anos antes do encerramento da produção – foi adotado como boa prática pela ANP na Resolução ANP nº 817/2020.

No Reino Unido, existe somente um aprovador do Programa de Descomissionamento, o *Department for Business, Energy & Industrial Strategy* (BEIS), que durante seu processo de revisão e antes de sua aprovação formal, disponibiliza o documento para consulta de outras partes interessadas.

Já no Brasil, as regras para elaboração do Programa de Descomissionamento estão descritas somente na regulação da ANP. Entretanto, ainda que não exista previsão legal, na prática, os operadores entregam o Programa de Descomissionamento (modelo ANP) ao IBAMA<sup>64</sup> e à Marinha do Brasil. As aprovações podem ser deferidas em tempos variados e podem conter decisões distintas.

Diferente da prática formal no Reino Unido, que disponibiliza o programa para consulta de todos os *stakeholders* envolvidos antes de sua aprovação pelo órgão regulador, no Brasil, há a previsão em resolução da ANP da realização de audiências públicas para discussão da sociedade, mas, geralmente, as consultas são feitas diretamente ao operador do campo a desativar.

Quanto a classificação da abordagem da regulamentação, considerando as características da regulação brasileira apresentadas anteriormente, incluindo a permissão, em caráter de exceção, para a remoção parcial ou a permanência definitiva instalações no leito marinho podem ser admitidas, desde que seja devidamente justificada e que atendam aos requisitos normativos, pode-se inferir que o sistema brasileiro não é prescritivo, mas se aproxima do sistema britânico de definição de metas.

Apesar do Brasil estar mais próximo da abordagem britânica, é preciso trabalhar no desenvolvimento de disposições legais relevantes mais robustas, tanto em termos de gestão geral como de gestão técnica, conforme mencionou Fam *et al.* (2018).

Por fim, cabe citar que a comparação entre o arcabouço regulatório brasileiro

---

<sup>64</sup> Conforme explicitado em subseção específica sobre a regulação do órgão ambiental o Programa de Descomissionamento faz parte dos documentos da Licença de Operação. (nota nossa).

e as experiências internacionais não se encerra com os pontos abordados nesta análise, necessitando de um maior aprofundamento em estudos específicos.

## 4 CONCLUSÃO

O máximo aproveitamento dos recursos de óleo e gás natural existentes no subsolo brasileiro configura-se como um potencial fundamental para o desenvolvimento econômico e social do País.

Inserido nos objetivos da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, de atração de investimentos e aumento das reservas e da produção nacional de petróleo e gás, os campos maduros são alvos das políticas de incentivo que fomentam investimentos no aumento da taxa de recuperação de sua produção e na extensão da vida útil.

O baixo valor do fator de recuperação médio dos campos nacionais (cerca de 20%) indica que ainda existem grandes oportunidade de investimentos nos campos maduros brasileiros.

Pelo lado da indústria, a venda de campos marítimos na área do pós-sal pela Petróleo Brasileiro S.A., significa a chance de continuidade da produção dos campos maduros, que contribuirá para a formação de uma nova indústria do petróleo brasileira, composta por uma maior pluralidade de empresas petrolíferas operando em território nacional.

Cabe ressaltar que, ainda que as estruturas já instaladas e o conhecimento de seus reservatórios sejam características positivas dos campos maduros, é importante mencionar que os mesmos se encontram mais próximos do fim de suas fases de produção, e, portanto, mais próximos do descomissionamento das instalações, fase onde são realizados gastos significativos, sem retorno financeiro.

Assim, o custo total do descomissionamento é um fator de impacto no sucesso da atração de novos investimentos e na entrada de novas empresas neste mercado.

O número de unidades de produção no limite de suas vidas úteis, associado às peculiaridades dos sistemas de produção marítimos brasileiros, à inexperiência brasileira na realização de atividades de descomissionamento e às incertezas regulatórias sobre quais requisitos são aceitáveis para as aprovações de cada órgão governamental envolvido no processo, representam grandes desafios e são aspectos que requerem atenção nos estudos regulatórios do setor.

Para aumentar a atratividade dos campos com alto nível de maturidade, especialmente os oriundos da Rodada Zero, é preciso buscar celeridade nos processos administrativos e ter regras claras inseridas na regulamentação, que

busquem a segurança operacional, a proteção do meio ambiente, sem contudo, descuidar da viabilidade técnica e econômica dos projetos de descomissionamento.

Ainda que o arcabouço regulatório brasileiro tenha iniciado sua evolução, com a recente publicação da Resolução ANP nº 817/2020, e que os mecanismos regulatórios aparentem ser claros, ainda falta coordenação entre os órgãos reguladores/fiscalizadores envolvidos.

Também é necessária a atualização das normas à realidade atual brasileira, tanto em relação a complexidade da remoção dos sistemas de produção marítimos, quanto com relação as estruturas e regulamentos existentes para destinação das sucatas; normas para geração e destinação de resíduos especiais; existência de espécies exóticas bioinvasoras nas estruturas produtoras (coral-sol) e como será realizado o monitoramento pós descomissionamento.

A diversidade e quantidade de normas existentes é questionada por muitos setores do mercado, que buscam a simplificação do arcabouço regulatório, como forma de tornar o ambiente mais atrativo para que operadores independentes atuem no Brasil.

Para efetivação da atração de investimentos de empresas privadas no setor é necessário que seja aplicado um regime regulatório que possua objetivos claramente definidos e que apresente transparência das regras regulatórias e dos processos que as acompanham, prevendo também mecanismos de gestão de mudanças, sendo assim, capazes de acompanhar as evoluções do setor.

É importante que os critérios que serão utilizados pelo regulador em sua tomada de decisão, explicitem os requisitos para as atividades que podem ser realizadas e as implicações para os casos de não conformidade, devendo estas regras serem de fácil entendimento por todos os *stakeholders*.

A mesma transparência é necessária quanto às atribuições e exigências de cada um dos órgãos envolvidos, sendo importante que exista uma melhor integração entre eles, a fim de evitar riscos de interpretações e decisões contraditórias.

A análise da significativa experiência britânica com o descomissionamento de instalações de produção *offshore* mostrou que considerar como estratégica a regulamentação específica para o setor, definindo regras desde sua legislação primária, até as secundárias, elaboradas pelos órgão reguladores, bem como o envolvimento de todos os *stakeholders* no processo de evolução regulatório, é um fator crucial para o alcance de seu objetivo em obter a maximização do valor do

petróleo e gás extraído de suas reservas no Mar do Norte.

Mediante todo o exposto, observa-se que, para implementar um sistema regulatório efetivo, é preciso sobretudo que, durante o processo evolutivo da regulamentação do descomissionamento, sejam considerados meios legais para a criação de uma única legislação, que semelhante à legislação primária do Reino Unido, refletisse as funções, deveres e obrigações dos principais reguladores, bem como os poderes de cada instituição para fazerem cumprir suas decisões.

Por conseguinte, seriam contempladas nesta legislação as diretrizes almeçadas para a realização das atividades de descomissionamento, além da atual diretriz definida pela Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, que determina que a ANP deve garantir que o descomissionamento não ocorra de forma prematura.

A partir da definição da atribuição clara de responsabilidades entre os órgãos reguladores envolvidos no processo, seria determinado um único processo decisório para a atividade de descomissionamento, que considerasse os pareceres de cada órgão regulador, de acordo com as competências e atribuições específicas.

Por fim, independente da implementação das ações citadas anteriormente, para a redução das incertezas regulatórias faz-se necessária a avaliação da simplificação normativa, visando evitar a geração de um número elevado de normas e regulamentos não específicos ao tema descomissionamento das instalações de produção de petróleo e gás natural no Brasil.

De certo, existem outros aspectos inerentes aos desafios da regulamentação do descomissionamento no Brasil os quais não foram contemplados nas discussões deste estudo, não sendo pretensão do mesmo esgotar todos os aspectos relacionados ao tema, mas sim contribuir para a discussão e sugerir um contexto para a abordagem da questão e para a busca de soluções.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Descomissionamento de instalações de exploração e produção de petróleo e gás natural e procedimentos relacionados**. Rio de Janeiro: ANP, 29 mai. 2020a. *In*: Webinar SPE/UFRJ-UFF: Impactos e Oportunidades do Descomissionamento no Brasil. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/palestra/5780-webinar-anp-spe-ufrj-uff-impactos-e-oportunidades-do-descomissionamento-no-brasil>. Acesso em: 11 ago. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Nota Técnica Conjunta ANP/IBAMA/MARINHA nº 01/2019**. Proposta de regulamentação associada ao descomissionamento de instalações de exploração e produção e à alienação e reversão de bens: revisão das Resoluções da ANP nº 27/2006, 28/2006 e 25/2014. Rio de Janeiro: ANP, 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Nota Técnica nº 004/2018/SDP**. Regulamentação do incentivo de redução de royalties sobre a produção incremental em campos maduros. Rio de Janeiro: ANP, 2018a. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/Consultas\\_publicas/2018/n9/Nota\\_Tecnica-004-Regulamentacao\\_do\\_incentivo\\_de\\_reducao\\_de\\_royalties\\_sobre\\_a\\_producao\\_incremental\\_em\\_Campos\\_Maduros.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/2018/n9/Nota_Tecnica-004-Regulamentacao_do_incentivo_de_reducao_de_royalties_sobre_a_producao_incremental_em_Campos_Maduros.pdf). Acesso em: 30 maio 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Painel dinâmico de descomissionamento de instalações de E&P**. Rio de Janeiro: ANP, 11 ago. 2020b. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaNTE2Nzg5MzQtZTk4NC00OTE4LWExYjktZDI3MzVkNjcxZGRhIiwidCI6IjQ0OTImNGZmLTl0YTtytNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzIxMyJ9>. Acesso em: 11 ago. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Painel dinâmico de descomissionamento de instalações de exploração e produção**. Rio de Janeiro: ANP, 2020c. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/painel-dinamico-de-descomissionamento-de-instalacoes-de-exploracao-e-producao>. Acesso em: 11 ago. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Relatório do seminário sobre aumento do fator de recuperação no Brasil**. Rio de Janeiro: ANP, 14 jun. 2017a. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Aumento\\_Fator\\_Recuperacao/Relatorio\\_do\\_Seminario\\_sobre\\_Aumento\\_do\\_Fator\\_de\\_Recuperacao\\_ANP.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Aumento_Fator_Recuperacao/Relatorio_do_Seminario_sobre_Aumento_do_Fator_de_Recuperacao_ANP.pdf). Acesso em: 05 maio 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Resolução ANP nº 25, de 24 de abril de 2014**. Aprova o regulamento técnico de áreas na fase de exploração. Rio de Janeiro: ANP, 2014. Revogada pela Resolução nº 817, de 24 abr. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Resolução ANP nº 27, de 19 de outubro de 2006**. Aprova o regulamento técnico que define os procedimentos a serem adotados na desativação de instalações e especifica condições para devolução de áreas de concessão na fase de produção. Rio de Janeiro: ANP, 2006a. Revogada pela Resolução nº 817, de 24 abr. 2020. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2006/outubro&item=ranp-27--2006>. Acesso em: 10 abr. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Resolução ANP nº 28, de 18 de outubro de 2006**. Estabelece os procedimentos referentes à Alienação e Reversão de Bens pertencentes a Sistemas de Produção e à Devolução de Áreas de Concessão na Fase de Produção conforme disposto no art. 28 §§ 1º e 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e no Contrato de Concessão. Rio de Janeiro: ANP, 2006b. Revogada pela Resolução nº 817, de 24 abr. 2020. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2006/outubro&item=ranp-28-2006>. Acesso em: 10 abr. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). Resolução ANP nº 41, de 09 de outubro de 2015. Aprova o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos - SGSS. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, p. 33, 14 out. 2015. Disponível em: [http://www.in.gov.br/web/guest/materia/-/asset\\_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/33268754/do1-2015-10-14-resolucao-n-41-de-9-de-outubro-de-2015-33268721](http://www.in.gov.br/web/guest/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/33268754/do1-2015-10-14-resolucao-n-41-de-9-de-outubro-de-2015-33268721). Acesso em: 26 maio 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Resolução ANP nº 46, de 1º de novembro de 2016**. Aprova o regime de segurança operacional para integridade de poços de petróleo e gás natural. Rio de Janeiro: ANP, 2016. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2016/novembro&item=ranp-46--2016>. Acesso em: 10 abr. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Resolução ANP nº 749, de 21 de setembro de 2018**. Regulamenta o procedimento para concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros. Rio de Janeiro: ANP, 2018b. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2018/setembro&item=ranp-749-2018>. Acesso em: 26 maio 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Resolução ANP nº 817, de 24 de abril de 2020**. Dispõe sobre o descomissionamento de instalações de exploração e produção de petróleo e gás natural, a inclusão de área terrestre sob contrato em processo de licitação, a alienação e a reversão de bens, o cumprimento de obrigações remanescentes, a devolução de áreas e dá outras providências. **Diário Oficial**: República Federativa do Brasil: seção 1, Brasília, DF, p. 37, 27 abr. 2020d. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2018/setembro&item=ranp-749-2018>. Acesso em: 26 maio 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Rodada de licitações do excedente da cessão onerosa**. Brasília, DF: ANP, 2020e. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/rodada-de-licitacoes-dos-volumes-excedentes-da-cessao-onerosa/rodada-de-licitacoes-de-partilha-de-producao-do-excedente-da-cessao-onerosa?view=default>. Acesso em: 26 maio 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **As rodadas de licitações**. Rio de Janeiro: ANP, 2017b. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/entenda-as-rodadas/as-rodadas-de-licitacoes>. Acesso em: 26 maio 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). Tabela 2.8: produção de petróleo, por corrente, segundo bacia sedimentar e unidades da Federação – 2019. *In*: AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2020**. Rio de Janeiro: ANP, 27 jun. 2020f. Tabela 2.8. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/5809-anuario-estatistico-2020>. Acesso em: 10 ago. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). Tabela 2.9 – Produção de petróleo, por localização (terra e mar, pré-sal e pós-sal), segundo Unidades da Federação – 2010-2019. *In*: AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2020**. Rio de Janeiro: ANP, 27 jun. 2020g. Tabela 2.9. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/5809-anuario-estatistico-2020>. Acesso em: 10 ago. 2020.

ALMEIDA, Edmar de *et al.* **Atratividade do upstream brasileiro para além do Pré-sal**. Rio de Janeiro: Cooperação e Pesquisa IBP-UFRJ, 2017. 2º Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia de 2017. Disponível em: [https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/07/TD\\_Atratividade-do-Upstream-Brasileiro-para-Al%C3%A9m-do-Pr%C3%A9-Sal-SITE.pdf](https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/07/TD_Atratividade-do-Upstream-Brasileiro-para-Al%C3%A9m-do-Pr%C3%A9-Sal-SITE.pdf). Acesso em: 20 maio 2020.

BRASIL. [Constituição (1988)]. **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF: Presidência da República, 1988. Promulgada em 5 de outubro de 1988. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicao.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm). Acesso em: 10 abr. 2020.

BRASIL. Lei nº 2.004, de 03 de outubro de 1953. Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade por ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima, e dá outras providências. **Diário Oficial**: República Federativa do Brasil: seção 1, Brasília, DF, p. 16705, 03 out. 1953.



BRASIL. Lei nº 6.398, de 02 de setembro de 1981. Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências. **Diário Oficial**: República Federativa do Brasil: seção 1, Brasília, DF, p. 16509, 02 set. 1981.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial**: República Federativa do Brasil: seção 1, Brasília, DF, p. 16925, 07 ago. 1997a.

BRASIL. Lei nº 9.537, de 11 de dezembro de 1997. Dispõe sobre a segurança do tráfego aquaviário em águas sob jurisdição nacional e dá outras providências. **Diário Oficial**: República Federativa do Brasil: seção 1, Brasília, DF, p. 29510, 12 dez. 1997b.

BRASIL. Presidência da República. Decreto-Lei nº 366, de 11 de abril de 1938. Incorpora ao Código de Minas, decreto nº 24.642, de 10 de julho de 1934, novo título, em que se institui o regime legal das jazidas de petróleo e gases naturais, inclusive os gases raros. **Diário Oficial**: República Federativa do Brasil: seção 1, Rio de Janeiro, p. 6974, 12 abr. 1938a.

BRASIL. Presidência da República. Decreto-Lei nº 395, de 29 de abril de 1938. Declara de utilidade pública e regula a importação, transporte, distribuição e comércio de petróleo bruto e seus derivados, no território nacional, e bem assim a indústria da refinação de petróleo importado ou produzido no país, e dá outras providências. **Diário Oficial**: República Federativa do Brasil: seção 1, Rio de Janeiro, p. 8085, 29 abr. 1938b.

BRASIL. Presidência da República. Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000. Dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e dá outras providências. **Diário Oficial**: República Federativa do Brasil: seção 1, Brasília, DF, p. 8, 23 jun. 2000.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (Brasil). **Resolução CNPE nº 17, de 08 de junho de 2017**. Estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outra providência. Rio de Janeiro: ANP, 2017. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-federal/resolucoes/resol-cnpe/2017&item=rcnpe-17--2017>. Acesso em: 10 abr. 2020.

DELGADO, Fernanda. **A regulação do descomissionamento de sistemas de produção de petróleo offshore no Brasil**: panorama atual e perspectivas para o futuro. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, 2019.

FAM, M. L *et al.* A review of offshore decommissioning regulations in five countries – strengths and weaknesses. **Ocean Engineering**, [S. l.], v. 160, n. 0, p. 244-263, 2018.

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

INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Descomissionamento de empreendimentos offshore de produção de hidrocarbonetos**: ponto de vista do órgão ambiental licenciador. *In*: Workshop sobre desativação de instalações marítimas. Rio de Janeiro: IBAMA, 2016.

INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Informação Técnica nº 3/2019-COPROD/CGMAC/DILIC**. Brasília, DF: IBAMA, 18 jan. 2019.

INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION. Assembly. **Resolution A.672(16), adopted on 19 October 1989**. Guidelines and standards for the removal of offshore installations and structures on the continental shelf and in the exclusive economic zone. London: IMO, Dec. 6, 1989. Disponível em: [http://www.imo.org/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/Assembly/Documents/A.672\(16\).pdf](http://www.imo.org/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/Assembly/Documents/A.672(16).pdf). Acesso em: 10 abr. 2020.

MADI, Juliana Ferreira de Freitas. **Descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo e gás**: critérios ambientais para avaliação de alternativas. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

MARINHA DO BRASIL. Diretoria de Portos e Costas. **NORMAM – Normas da autoridade marítima**. Rio de Janeiro: DPC, 2020a. Disponível em: <https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:jydyz8mbHUUJ:https://www.marinha.mil.br/dpc/normas+&cd=2&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br&client=firefox-b-d>. Acesso em: 10 abr. 2020.

MARINHA DO BRASIL. Diretoria de Portos e Costas. **Normas da autoridade marítima para atividades de inspeção naval**: NORMAM-07/DPC. Modificação n. 13 Rio de Janeiro: DPC, 2019a. Disponível em: [https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br.dpc/files/NORMAM-07\\_DPC-Mod%2013\\_0.pdf](https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br.dpc/files/NORMAM-07_DPC-Mod%2013_0.pdf). Acesso em: 10 abr. 2020.

MARINHA DO BRASIL. Diretoria de Portos e Costas. **Normas da autoridade marítima para embarcações empregadas na navegação em mar aberto**: NORMAM-01/DPC. Modificação n. 42 Rio de Janeiro: DPC, 2020b. Disponível em: [https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br.dpc/files/NORMAM-01\\_DPC.Mod42.pdf](https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br.dpc/files/NORMAM-01_DPC.Mod42.pdf). Acesso em: 10 abr. 2020.

MARINHA DO BRASIL. Diretoria de Portos e Costas. **Normas da autoridade marítima para obras, dragagens, pesquisa e lavra de minerais sob, sobre e às margens das águas jurisdicionais brasileiras**: NORMAM-011/DPC. 1. rev. modificação n. 3 Rio de Janeiro: DPC, 2020c. Disponível em: [https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br.dpc/files/NORMAM-11\\_DPC\\_Rev1%20Mod%203\\_0.pdf](https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br.dpc/files/NORMAM-11_DPC_Rev1%20Mod%203_0.pdf). Acesso em: 10 abr. 2020.

MARINHA DO BRASIL. Diretoria de Portos e Costas. **Normas da autoridade marítima para operação de embarcações estrangeiras em águas jurisdicionais brasileiras**: NORMAM-04/DPC. 1. rev. modificação n. 9 Rio de Janeiro: DPC, 2019b. Disponível em:

[https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br.dpc/files/NORMAM-04\\_DPCRev1.Mod9\\_\\_0.pdf](https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br.dpc/files/NORMAM-04_DPCRev1.Mod9__0.pdf). Acesso em: 10 abr. 2020.

MARINHA DO BRASIL. Diretoria de Portos e Costas. **Normas da autoridade marítima para tráfego e permanência de embarcações em águas jurisdicionais brasileiras**: NORMAM-08/DPC. 1. rev. modificação n. 11 Rio de Janeiro: DPC, 2020d. Disponível em:

[https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br.dpc/files/NORMAM-08\\_DPCRev1Mod%2011\\_0.pdf](https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br.dpc/files/NORMAM-08_DPCRev1Mod%2011_0.pdf). Acesso em: 10 abr. 2020.

MARINHA DO BRASIL. Diretoria de Portos e Costas. **NPCP/NPCF - Normas e procedimentos para as capitânicas**. Rio de Janeiro: DPC, 2020e. Disponível em: <https://www.marinha.mil.br/dpc/npcp-npcf>. Acesso em: 10 abr. 2020.

MARINHA DO BRASIL. Diretoria de Portos e Costas. **Relatório das plataformas, navios sonda, FPSO e FSO**. Rio de Janeiro: DPC, 2020f. Disponível em: <https://www.marinha.mil.br/dpc/>. Acesso em: 29 maio 2020.

MARTINS, Cecília Freitas. **O descomissionamento de estruturas de produção offshore no Brasil**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Pós-Graduação em Engenharia de Campo SMS) – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2015. Disponível em:

[http://www.engenhariaambiental.ufes.br/sites/ambiental.ufes.br/files/field/anexo/o\\_de\\_scomissionamento\\_de\\_estruturas\\_de\\_producao\\_offshore\\_no\\_brasil\\_-\\_cecilia\\_freitas\\_martins.pdf](http://www.engenhariaambiental.ufes.br/sites/ambiental.ufes.br/files/field/anexo/o_de_scomissionamento_de_estruturas_de_producao_offshore_no_brasil_-_cecilia_freitas_martins.pdf). Acesso em: 10 abr. 2020.

OIL & GAS UK. **Decommissioning insight 2019**. [S. l.]: OIL & GAS UK, 2019. Disponível em: <https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2020/05/OGUK-Decommissioning-Insight-Report-2019.pdf>. Acesso em: 12 de ago. de 2020.

OVE ARUP & PARTNERS LTD. **Foreign & Commonwealth Office oil and gas decommissioning: from the UK's North Sea to the Brazilian Atlantic**. Regime. [S. l.]: OVE ARUP & PARTNERS, Feb. 2017. Report n. 249949-00.

PAPATERRA, Guilherme Eduardo Zerbinatti. **Stranded assets e o petróleo no Brasil**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Altos Estudos de Política e Estratégia) – Escola Superior de Guerra, Rio de Janeiro, 2019.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. **Assembléia geral ordinária**. Rio de Janeiro: Petrobras, 27 abr. 2020a.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. **Bacia de Campos**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2020b.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. **Petrobras conclui a venda de campos de águas rasas**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2020c. Disponível em: [https://mz-prod-cvm.s3.amazonaws.com/9512/IPE/2020/5e26df3f-1487-4608-bb06-5269b1b9582b/20200715232827212448\\_9512\\_776330.pdf](https://mz-prod-cvm.s3.amazonaws.com/9512/IPE/2020/5e26df3f-1487-4608-bb06-5269b1b9582b/20200715232827212448_9512_776330.pdf). Acesso em: 10 abr. 2020.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. **Plano estratégico 2020-2024**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2020d.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. **Relações com investidores**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2020e. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/teasers/>. Acesso em: 10 abr. 2020.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. **Relatório anual 2018**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2019a. Disponível em: [https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/relatorios-anuaiscentral-de-downloads-Kit-do-investidor/5eb1b9fee9356aba87ab53b1463b20c7e3e34fe2c1e624b52cfd00e2ef27f51/relatorio\\_anual\\_2018.pdf](https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/relatorios-anuaiscentral-de-downloads-Kit-do-investidor/5eb1b9fee9356aba87ab53b1463b20c7e3e34fe2c1e624b52cfd00e2ef27f51/relatorio_anual_2018.pdf). Acesso em: 10 abr. 2020.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. **Relatório da administração**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2019b.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. **Tipos de plataformas**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2020f. Disponível em: <https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>. Acesso em: 10 abr. 2020.

RUIVO, Fabio de Moraes. **Descomissionamento de sistemas de produção offshore**. 2001. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001.

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

TRIDENT ENERGY. **O que fazemos**. [S. l.]: Trident Energy, 2020. Disponível em: <https://www.trident-energy.com/pt>. Acesso em: 29 maio 2020.

UNITED KINGDOM. Foreign and Commonwealth Office. **Oil and gas governance and efficiency study**. Warwickshire: Amec Foster Wheeler, March 2017. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Aumento\\_Fator\\_Recuperacao/Relatorio2\\_A\\_MEC.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Aumento_Fator_Recuperacao/Relatorio2_A_MEC.pdf). Acesso em: 29 maio 2020.

UNITED KINGDOM. **Petroleum Act 1998**. [S. l.]: 1998. Disponível em: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1998/17/contents>. Acesso em: 12 ago. de 2020.

UNITED NATIONS. **United Nations Convention on the Law of the Sea**. [S. l.]: UN,

1982. 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).

Acesso em: 29 maio 2020.

VERGARA, Sylvia Constant. **Projetos e relatórios de pesquisa em administração**.

São Paulo: Atlas, 2016.

WEBINAR: impactos e oportunidades do descomissionamento no Brasil. Produção de UFRJ. SPE; UFF. SPE. Conferencistas: Fernanda Delgado; Raphael Moura; Marcelo Coelho; Itagyba Alvarenga. Rio de Janeiro: UFRJ, 29 maio 2020. 1 vídeo (2h 02 min 30seg), son., color. Disponível em:

<https://www.youtube.com/watch?v=vsKbqdBLLb0>. Acesso em: 29 maio 2020.