

Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia

Texto Para Discussão

Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil

Cooperação e Pesquisa IBP - UFRJ

Grupo de Economia da Energia:

Prof. Edmar de Almeida

Prof. Marcelo Colomer

William Adrian Clavijo Vitto

Gerência de Análise Econômica - IBP:

Luciana Nunes

Felipe Botelho

Felipe Costa

Raquel Filgueiras

Setembro de 2017



Índice Analítico

Lista de Gráficos.....	3
Lista de Tabelas	3
Lista de Figuras	3
Resumo Executivo	4
1. Contextualização e objetivo do trabalho	10
2. Descomissionamento na Indústria de Petróleo: Panorama Mundial e Perspectivas Futuras.....	13
3. Descomissionamento: Experiências Internacionais.....	19
3.1. O Caso do Reino Unido	23
3.2. O Caso dos Estados Unidos	25
3.3. O Caso da Austrália.....	29
4. Estimativas de Custo de Descomissionamento de Projetos de E&P ..	31
5. O Descomissionamento no Brasil: Regulação e Prática	39
5.1. Panorama de descomissionamento no Brasil.....	40
5.2. Panorama da regulação do descomissionamento no Brasil.....	41
5.2.1. Regulação da ANP.....	42
5.2.2. Regulação do IBAMA	49
5.2.3. Regulações da Marinha	51
5.2.4. Regulações da Receita Federal.....	51
6. Desafios do Descomissionamento no Brasil	53
7. Conclusões e recomendações.....	55
8. Referências Bibliográficas.....	59

Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Projeção de Descomissionamento de Poços na plataforma continental do Reino Unido e da Noruega	17
Gráfico 2 - Projeção de Descomissionamento de Equipamentos TopSide na plataforma continental do Reino Unido e da Noruega	17
Gráfico 3 - Projeção de Descomissionamento de Substruturas na plataforma continental do Reino Unido e da Noruega	18
Gráfico 4 - Separação dos custos de descomissionamento por etapa: caso da Califórnia	36

Lista de Tabelas

Tabela 1 – EUA: Resumo da Regulação sobre Descomissionamento	28
Tabela 2 - Etapas do processo de descomissionamento	34
Tabela 3 – Estimativas de Custos de Descomissionamentos no Golfo do México	35
Tabela 4 - Custos Unitários Médio Estimados para Descomissionamento no Mar do Norte (valores em Libras Esterlinas)	38
Tabela 5 - Sumário de custos de descomissionamento de uma plataforma fixa localizada na bacia de Campos	39

Lista de Figuras

Figura 1 – Métodos de Descomissionamento	20
--	----

Resumo Executivo

Os gastos anuais da indústria petrolífera com descomissionamento tendem a crescer exponencialmente em função dos inúmeros eventos previstos para plantas *offshore* maduras. Segundo estimativas da empresa de consultoria IHS Markit, o dispêndio global por ano com descomissionamento *offshore* deve mais que quadruplicar até 2040 e o valor total destes gastos podem atingir US\$ 210 bilhões, nos próximos 25 anos (IHS Markit, 2016).

Apesar da indústria de exploração *offshore*, no Brasil, encontrar-se em plena expansão, a questão do descomissionamento não é menos importante. Várias bacias marítimas brasileiras atingiram sua maturidade exploratória, sendo que a Bacia de Campos, a principal bacia produtora do país, atingiu seu pico de produção em 2009.

Este Texto para Discussão busca analisar os desafios para o descomissionamento de projetos petrolíferos *offshore* no Brasil. Para isto, o texto foi dividido em 6 seções além desta introdução. A seção 2 apresenta os principais aspectos conceituais do descomissionamento na indústria de Petróleo. A seção 3 faz uma breve análise das experiências internacionais. A seção 4 é dedicada à análise das estimativas de custo de descomissionamento. A seção 5 discute a regulação e a prática do descomissionamento no Brasil. Por fim, a seção 6 discute os desafios do descomissionamento no País e a seção 7 traz algumas conclusões e recomendações.

A remoção de estruturas produtivas, ainda que não seja comum no Brasil, é uma prática frequente em países com projetos de E&P maduros, como Estados Unidos e o Reino Unido. Entretanto, a desmobilização das estruturas *offshore* após o fim da vida útil do campo ainda é um assunto em aberto no setor.

Nesse sentido, a seção 2 desse artigo tem como objetivo definir o conceito de descomissionamento, mostrar como esta atividade vem crescendo nos últimos anos no mundo e como ela irá evoluir nas próximas décadas.

Entendida a importância do tema e seus desafios em termos regulatórios, a seção 3 irá trazer diferentes opções de descomissionamento das instalações submarinas e como esse assunto tem sido tratado pela regulação em diversos países. Aqui é importante mencionar que as questões referentes ao fechamento de poços e a remoção de plataformas ou *topsides* mostram-se relativamente consensuais entre os agentes. O tema que ainda traz grandes desacordos entre operadores e os órgãos ambientais é o da remoção das estruturas submarinas.

A análise das estimativas de custos de descomissionamento mostrou que estes dependem da estratégia de desmobilização e de vários outros fatores como as características do projeto, as exigências do arcabouço regulatório e as possíveis contingências decorrentes das condições climáticas. Por esta razão, os custos totais podem variar de forma significativa, inclusive entre projetos com características tecnológicas semelhantes.

Em função da grande variação nos custos dos projetos, os estudos preliminares e o planejamento adequado das atividades tornam-se instrumentos importantes para melhorar a eficiência dos gastos em descomissionamento. As soluções técnicas e ambientais devem ser adaptadas ao contexto de cada projeto e considerar os impactos nos custos.

O contexto do descomissionamento no Brasil é desafiador. A exploração *offshore* no Brasil emprega sistemas submarinos maiores e mais complexos se comparados a diversas áreas de exploração no mundo. A maioria dos campos em águas profundas utiliza completação molhada, com emprego mais intensivo de equipamentos *subsea*. Ademais, cada campo de petróleo em águas profundas e ultraprofundas no Brasil utiliza uma grande quantidade de dutos, que podem atingir centenas de quilômetros. A retirada completa de todo sistema *subsea* em casos de campos de elevada complexidade pode resultar em custos extremamente altos.

A Petrobras é a operadora da maioria das plataformas a serem descomissionadas nos próximos anos. A empresa encontra-se num momento de reestruturação

econômica e tomou a decisão de vender um grande número de campos maduros. Neste sentido, a questão do descomissionamento é fundamental para o sucesso da venda dos campos maduros. As negociações destes ativos podem ser impactadas pelas incertezas regulatórias sobre o tema do descomissionamento.

Este estudo constatou que existe uma grande incerteza regulatória sobre o descomissionamento, no Brasil. A regulação deste tema envolve não apenas a ANP, mas também os órgãos ambientais (IBAMA no caso de estrutura *offshore*), a Marinha do Brasil e a Receita Federal.

Existem resoluções da ANP que apontam as obrigações das operadoras no processo de descomissionamento de projetos *offshore*. Entretanto, estas resoluções remetem aspectos importantes à regulação do IBAMA e da Marinha, que ainda não possuem regulamentos técnicos suficientemente abrangentes e detalhados para o assunto. Ou seja, a regulação no Brasil aponta claramente o que deve ser feito para se descomissionar um projeto *offshore*, mas deixa muitas lacunas sobre quais são as melhores práticas e como este descomissionamento pode ser feito.

Em particular, a análise do arcabouço regulatório no Brasil mostrou que existe um grande risco regulatório em torno da opção de deixar equipamentos no mar. Isto acontece porque a experiência nacional com a atividade de descomissionamento é incipiente e a regulação foi pouco testada. A regulação ambiental mostra-se insuficiente. O conjunto regulatório, ainda que incipiente, aponta medidas que devem ser feitas para se descomissionar um projeto *offshore*, mas deixa muitas lacunas sobre como o descomissionamento pode ser realizado, ou seja, não há clareza sobre quais são as melhores práticas aceitáveis.

O estudo conclui que as discussões sobre as mudanças regulatórias devem avançar em três frentes, a saber: i) maior racionalidade; ii) abordagem holística da avaliação de impactos; e iii) adoção de um planejamento integrado das atividades de descomissionamento.

A maior racionalidade das abordagens técnicas e ambientais do descomissionamento é fundamental para permitir a avaliação de todas as alternativas. Cada opção apresenta custos e benefícios. Somente uma análise criteriosa das alternativas pode determinar aquela mais adequada para o contexto de cada projeto. Caberá à operadora, estudar e avaliar as diferentes opções de descomissionamento para demonstrar que a sua escolha minimiza os impactos ambientais e sociais.

Uma flexibilização dos prazos pode, em alguns casos, gerar ganhos importantes de eficiência. O adiamento do descomissionamento de um projeto pode permitir simultaneidade de ações e racionalizar a demanda de serviços. Através do aproveitamento de economias de escala, a contratação de serviços de descomissionamentos para um conjunto de plataformas poderia ser mais competitiva, resultando em custo mais baixos para a operadora. Além disso, poderia viabilizar investimentos em logística e empreendimentos voltados para o descomissionamento em regiões mais próximas da localização das plataformas (Nordeste brasileiro por exemplo).

Esta flexibilização de prazos pode ser um instrumento importante do planejamento das atividades de descomissionamento e organização do mercado de bens e serviços. Como mencionado anteriormente, é necessário organizar este mercado, sinalizando claramente a demanda futura para viabilizar o investimento numa capacidade nacional de suprimento de bens e serviços para o descomissionamento.

Outra direção importante para aprimoramentos da regulação e prática de descomissionamento, é a adoção de uma metodologia de avaliação de opções que permita uma análise abrangente dos impactos de cada alternativa de descomissionamento. A avaliação dos impactos ambientais deve ser integrada, considerar os diversos ambientes afetados, bem como os resultados ambientais de todo o processo de descomissionamento (retirada dos equipamentos, lavagem, picotamento, transporte até o destino final para reciclagem), inclusive

os efeitos sobre emissões de gases de efeito estufa de cada opção, além do consumo de água, de forma a determinar o impacto ambiental líquido. Estes impactos devem ser cotejados com os custos econômicos e sociais para cada opção. Existem metodologias de análise multicritério consolidadas que podem ser adotadas para este fim.

O estudo concluiu ainda que é fundamental planejamento do processo de descomissionamento. Como demonstrado, a avaliação das opções de descomissionamento exige muitos estudos preliminares que podem levar tempo. O planejamento deve incluir a indicação dos estudos das opções de descomissionamento a serem realizados, a estratégia para envolvimento das partes interessadas, direta e indiretamente, no processo, além da demanda prevista de bens e serviços. Neste sentido, o planejamento da atividade do descomissionamento deve ser feito com antecedência, para que haja tempo suficiente para a realização dos estudos.

Vale ressaltar ainda que a redução dos riscos do descomissionamento não depende apenas das autoridades regulatórias. As próprias empresas operadoras podem ter papel importante neste processo. Como um dos fatores fundamentais associados ao atual nível de incerteza é o desconhecimento dos impactos ambientais das alternativas de descomissionamento, as empresas podem contribuir para a redução do risco através de investimentos em estudos de avaliação do risco. Inclusive, é possível utilizar recursos da cláusula de P&D para realização destes estudos em colaboração com universidades e centros de pesquisa.

Finalmente, o estudo apontou a importância da estratégia para a redução das incertezas regulatórias através da elaboração de guias com melhores práticas de descomissionamento e monitoramento, através da colaboração entre indústria e órgãos reguladores, à luz do que já foi feito para o caso de abandono de poços. Ressalte-se que muitos operadores presentes no Brasil estão envolvidos em atividades de descomissionamento em outros países e podem contribuir para a definição de melhores práticas dessas atividades. A troca de experiências pode

ser um instrumento poderoso para se atingir uma convergência das abordagens sobre descomissionamento entre as diferentes instituições e empresas envolvidas.

Assim, sugere-se a replicação da experiência realizada para caso do abandono de poços, quando se criou um grupo de trabalho envolvendo operadores com a participação de autoridades reguladoras. O mesmo pode ser feito para se estabelecer melhores práticas de descomissionamento de plataformas e sistemas submarinos, considerando as experiências internacionais e as especificidades regulatórias do Brasil.

1. Contextualização e objetivo do trabalho

O grande *boom* da indústria de exploração e produção (E&P) de petróleo *offshore* ocorreu após os choques dos preços da década de 1970 e 1980. Esta indústria iniciou seu desenvolvimento em águas rasas, principalmente no Golfo do México, e com o progresso tecnológico avançou para águas profundas e ultraprofundas, a partir da década de 1980. A exploração em águas profundas atingiu sua maturidade na década atual, com um grande número de projetos chegando ao fim do seu ciclo de vida. Desta forma, um novo desafio surge no horizonte: o descomissionamento de projetos de produção, particularmente os de maior complexidade instalados em águas profundas.

A recente redução dos preços do petróleo, a partir de 2014, contribui para acelerar o processo de descomissionamento de campos petrolíferos, já que muitos projetos de revitalização deixaram de ser viáveis economicamente. O dispêndio global anual com descomissionamento *offshore* deve mais que quadruplicar até 2040, podendo atingir um valor total de US\$ 210 bilhões, nos próximos 25 anos (IHS Markit, 2016).

O descomissionamento de plataformas em águas rasas já é uma atividade consolidada em vários países. Nos Estados Unidos, a maioria das 7.209 plataformas instaladas no Golfo do México já foram descomissionadas. O *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE) dos Estados Unidos recebeu 2.601 pedidos de licença para descomissionamento de projetos no Golfo do México, entre 2002 e janeiro de 2016. Segundo Oudenot *et al* (2017), mais de 1.000 plataformas foram descomissionadas no Golfo do México, somente entre 2010 e 2014, a um custo de US\$ 9 bilhões.

Atualmente, existem cerca de 3.000 plataformas operando no Golfo do México e uma proporção importante delas deverá ser descomissionada na próxima década, com um custo estimado pelo governo Americano de mais US\$ 38 bilhões (Oudenot *et al*, 2017).

O grande desafio da indústria está no descomissionamento de projetos de maior complexidade, em águas profundas. Neste caso, o gasto com o processo de descomissionamento de um projeto pode facilmente atingir centenas de milhões de dólares. Ademais, os custos desse processo em projetos de maior complexidade não são facilmente estimáveis, em função de uma regulação ainda não amadurecida e estável.

As perspectivas no Mar do Norte não são diferentes. Em 2016, existiam 1.357 plataformas operando naquela área. Desde o início da exploração desta região, 157 já haviam sido descomissionadas (Shell, 2016). A idade média das instalações remanescentes, no Mar do Norte, está acima dos 20 anos, sendo 26 anos para as plataformas do Reino Unido e 24 para as plataformas da Noruega (Decom North Sea, 2014). O contexto do descomissionamento no Mar do Norte é caracterizado pela maior complexidade dos projetos *offshore*, em função da maior proporção de empreendimentos em águas profundas. Cerca de 500 plataformas e aproximadamente 10.000 poços de petróleo deverão ser descomissionados até 2050, com um custo estimado de US\$ 100 bilhões (Oudonet *et al*, 2017).

O tema do descomissionamento *offshore* envolve muitos *stakeholders* e é politicamente sensível. Por um lado, os impactos ambientais diretos e indiretos (e potenciais) da atividade de produção de petróleo *offshore* envolvem um grande número de grupos de interesse, como a indústria da pesca, do turismo e a navegação marítima. Por outro, atrai a atenção de organizações da sociedade civil envolvidas com a questão ambiental. Por esta razão, as discussões sobre regulação do descomissionamento tendem a ser complexas e demoradas.

Ademais, existe um grande número de órgãos governamentais envolvidos no processo regulatório do descomissionamento: regulador setorial, órgãos ambientais, órgãos responsáveis pela segurança marítima, órgãos envolvidos com regulação portuária, além da autoridade tributária e das entidades de fiscalização superiores (TCU, no caso do Brasil). Desta forma, existe um desafio

importante que é buscar uma abordagem regulatória convergente entre as mais diversas autoridades, de modo a reduzir os custos e, principalmente, os riscos relacionados.

O desafio regulatório é agravado pelo fato da atividade de descomissionamento de projetos de maior complexidade ainda ser incipiente. O conhecimento técnico sobre o assunto é incipiente e, em geral, as discussões são embasadas por análises realizadas para projetos em águas rasas, cuja complexidade técnica é inferior. Em particular, a experiência internacional e o conhecimento técnico sobre melhores práticas de descomissionamento de sistema *subsea* de maior complexidade, como os utilizados no Brasil, ainda são escassos. Por esta razão, a regulação sobre o descomissionamento de projetos de maior complexidade ainda está em evolução.

Neste sentido, a incerteza regulatória é o maior desafio para a indústria petrolífera. Como ainda não está clara qual é a melhor prática e o que deve ser feito para cumprir todos os requisitos regulatórios do descomissionamento de campos *offshore*, este tema se torna uma fonte de grandes passivos para a indústria.

O descomissionamento de projetos *offshore* apresenta particularidades no Brasil. No plano técnico, os projetos tendem a ser mais complexos no País, já que envolvem uma proporção importante de campos em águas profundas que empregam a completação molhada de poços, além de uma grande extensão de dutos interligando poços e a plataforma. No plano econômico, o tema afeta sobretudo a Petrobras, já que, das 79 plataformas com idade acima de 25 anos no Brasil, 74 são operadas pela empresa¹. Desta forma, a regulação do descomissionamento no Brasil tem um impacto fundamental no planejamento da empresa.

¹ Reconhecendo a importância do tema, a Petrobras criou recentemente uma gerência específica para o planejamento e desenvolvimento de projetos de descomissionamento.

A Petrobras encontra-se em um momento de reestruturação econômica, buscando reduzir seu nível de endividamento e, ao mesmo tempo, realizar vultosos investimentos no aproveitamento das oportunidades que surgem com a exploração do Pré-sal. Nesta conjuntura, a venda de campos maduros representa um aspecto importante da reestruturação da empresa. Por um lado, a redução das incertezas regulatórias no que tange o descomissionamento é fundamental para o sucesso da venda dos ativos no *upstream*. Por outro, o aumento dos investimentos em campos maduros no Brasil é crucial para a retomada econômica do setor petrolífero nacional (Almeida *et al*,2017). Neste contexto, o tema do descomissionamento assume uma dimensão estratégica para o país.

Este Texto para Discussão busca analisar os desafios para o Brasil associados ao descomissionamento de projetos petrolíferos *offshore*. Para isto, o texto foi dividido em 6 seções, além desta introdução. A seção 2 apresenta os principais aspectos conceituais do descomissionamento na indústria de Petróleo. A seção 3 faz uma breve análise das experiências internacionais. A seção 4 é dedicada à análise das estimativas de custo de descomissionamento. A seção 5 discute a regulação e a prática do descomissionamento no Brasil. Por fim, a seção 6 discute os desafios do descomissionamento no Brasil e a seção 7 traz conclusões e recomendações.

2. Descomissionamento na Indústria de Petróleo: Panorama Mundial e Perspectivas Futuras

Os segmentos de exploração e produção de petróleo e gás natural são geralmente reconhecidos como de significativo impacto socioambiental. Desde as atividades pré-exploratórias (programas de sísmicas e análise geofísica do solo) até o transporte, os potenciais impactos socioambientais colocam as empresas petrolíferas entre as mais fiscalizadas.

No mundo, a regulação técnica e ambiental incidente sobre a indústria de petróleo apresenta-se bastante restritiva e pouco flexível, sendo uma importante

componente dos custos das empresas. Comumente associados às atividades de E&P, os custos ambientais incidem em todas as etapas da cadeia produtiva, mesmo após o término do período de produção comercial.

A retirada das infraestruturas de produção de campos depletados e a recuperação das áreas afetadas ao longo da vida útil do campo são, geralmente, exigidas pelos órgãos de regulação, o que gera custos adicionais no fim do projeto, conhecidos como custo de descomissionamento.

É importante ressaltar que a desmobilização das infraestruturas de produção não ocorre somente ao fim do período comercial dos campos produtores. Ao longo do período de exploração são comuns a interrupção da produção de determinados poços e a remoção de infraestruturas de produção. Diferentemente da atividade de desmobilização que ocorre ao fim da vida comercial dos campos, o planejamento da remoção e transferências de infraestruturas realizados no curso do projeto de produção estão incluídos, normalmente, no plano de desenvolvimento informados pelas empresas e aprovado pelos órgãos de regulação. Nesses casos, os gastos com desmobilização são incluídos nos custos de produção e sua recuperação não costuma trazer grandes problemas para as empresas.

Já nas atividades de descomissionamento, a recuperação de custos pode trazer sérios problemas tanto para as empresas produtoras, quanto para os órgãos de regulação e fiscalização. Para cobrir esses dispêndios, as empresas devem fazer um provisionamento de recursos ao longo do período comercial, uma vez que esta atividade ocorre ao fim do fluxo de entradas financeiras dos campos. A grande dificuldade, no caso, é estimar quais serão os custos envolvidos, que eventualmente pode se estender por muitos anos.

Quando as atividades de produção de petróleo ocorrem em terra, os custos de remoção das infraestruturas de produção e transporte, são menores se comparados aos das estruturas *offshore*. Conforme a atividade de produção foi se deslocando para áreas marítimas, os custos de descomissionamento

começaram a ser um importante fator de incerteza e de viabilidade econômica dos projetos de E&P.

Nos últimos anos, o número de projetos de descomissionamento *offshore* aumentou, em função do fim da produção comercial de muitos campos desenvolvidos na década de 1970, principalmente no Golfo do México e no Mar do Norte. Segundo a IHS Markit (2016), a indústria mundial de petróleo e gás natural descomissiona, anualmente, cerca de 120 projetos *offshore*, o que resulta na desmobilização de cerca de 600 projetos, nos próximos 5 anos.

Nesse contexto, devido ao crescente número de ativos destinados ao descomissionamento, juntamente com as restrições regulatórias e ambientais cada vez mais rigorosas relativas às operações em mar, a atividade de desmobilização das infraestruturas de produção vem se tornando uma prioridade para os operadores *offshore*.

Define-se como descomissionamento de projetos *offshore* o conjunto de ações legais, técnicas e procedimentos de engenharia aplicados de forma integrada a um duto ou sistema submarino, visando assegurar que sua desativação ou retirada de operação atenda às condições de segurança, preservação do meio ambiente, confiabilidade e rastreabilidade de informações e de documentos (ANP, 2015).

Segundo a IHS Markit (2016), a atividade de descomissionamento consiste em descontinuar as operações de produção de um projeto específico ou de uma área em bases permanentes e, dependendo do caso, transferir, remover ou dispor toda e qualquer estrutura de produção, movimentação e escoamento conectada a essas operações. Os ativos descomissionados são plataformas, sistemas flutuantes de produção, equipamentos submarinos e dutos.

O aumento dos projetos descomissionados fez com que os custos de desmobilização aumentassem significativamente nos últimos anos. Em 2015, os gastos com descomissionamento no mundo totalizaram US\$ 2,4 bilhões. Em

2040, estima-se que estes custos devam subir para US\$ 13 bilhões por ano, um aumento de 540% em relação a 2015 (IHS Markit, 2016).

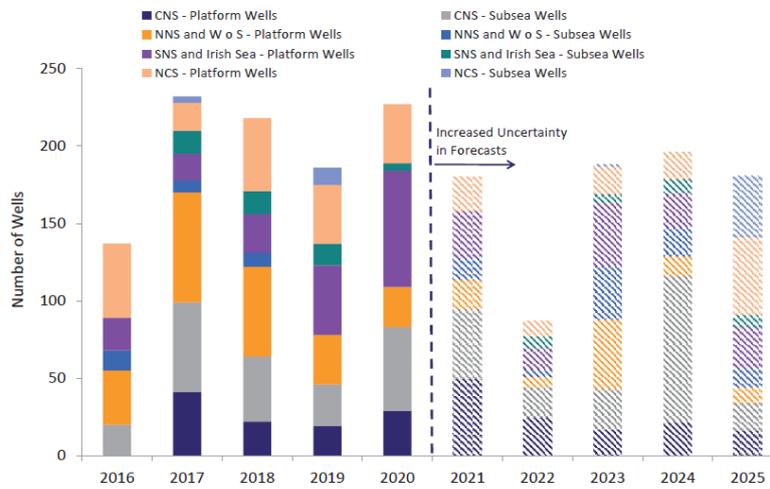
Essa projeção de aumento deve-se essencialmente ao incremento da atividade de descomissionamento no Mar do Norte nos próximos anos. Espera-se que a Europa irá absorver, nos próximos cinco anos, 50% dos gastos em descomissionamento², embora o Golfo do México seja a região com maior número de plataformas descomissionadas (IHS Markit, 2016).

A atividade de descomissionamento, no Mar do Norte, deve se intensificar em quatro países, a saber: Reino Unido, Noruega, Holanda e Dinamarca. O tamanho e complexidade das plataformas, assim como as especificidades do ambiente regulatório, fazem da desmobilização de ativos, na região, um grande desafio para as empresas que operam lá. Só no Reino Unido, estima-se que até 2050 sejam gastos com a atividade de descomissionamento cerca de US\$ 59 bilhões (BCG, 2017).

Em um estudo recente, a Oil&Gas UK (2016) projeta que, entre 2016 e 2025, serão descomissionados, no Reino Unido e na Noruega, 186 projetos, o que consiste no abandono de 1.832 poços, remoção de 109 plataformas, deslocamento de 652 mil toneladas de equipamentos *topside*, remoção de 316 mil toneladas de estruturas submarinas, descomissionamento de 64 mil toneladas de equipamentos submarinos e desmobilização de 7,5 mil quilômetros (km) de dutos. Todo esse processo irá gerar um total de 1 milhão de toneladas de material transportados para a costa (ver gráficos 1, 2 e 3).

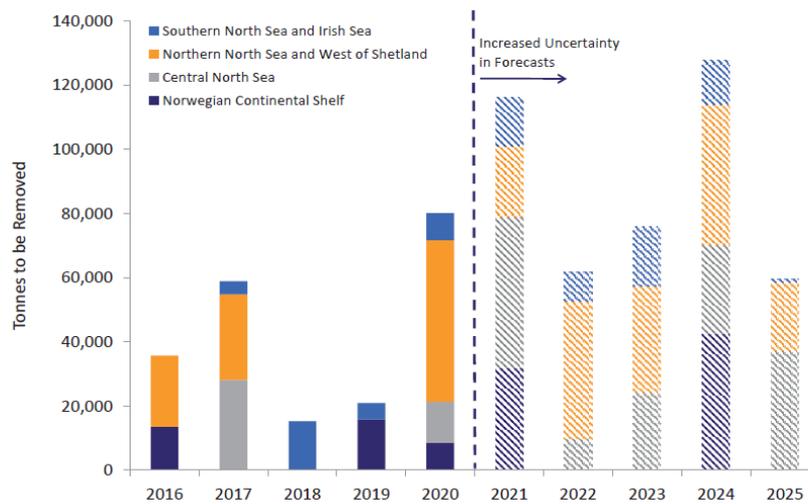
²Vale ressaltar as diferenças no perfil dos projetos no Mar do Norte e a região do Golfo do México. Esta última é caracterizada por um grande número de estruturas de produção em águas rasas. O número total de plataformas no Golfo do México é de aproximadamente 3.000, sendo a grande maioria de águas rasas. Já no Mar do Norte o número total de plataformas operando é de 1.357, com uma proporção bem maior de plataformas em águas profundas e ultraprofundas (Shell, 2016).

Gráfico1 – Projeção de Descomissionamento de Poços na plataforma continental do Reino Unido e da Noruega



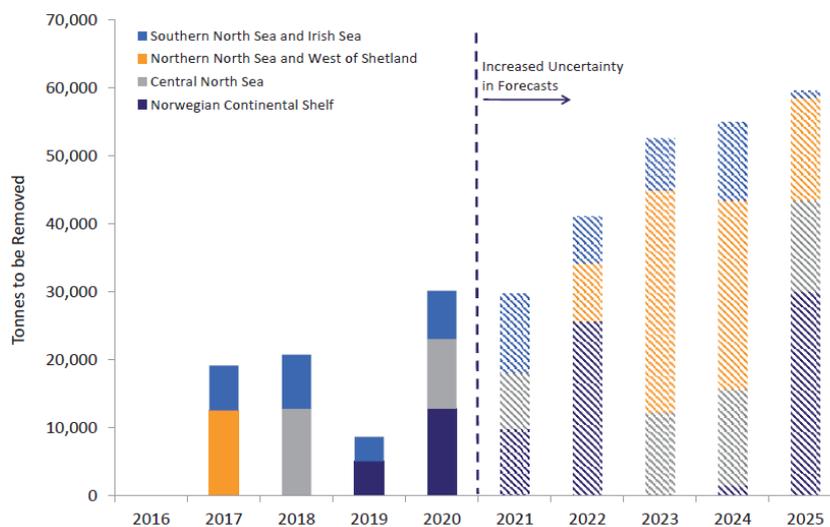
Fonte: Oil&Gas UK (2016)

Gráfico2 - Projeção de Descomissionamento de Equipamentos TopSide na plataforma continental do Reino Unido e da Noruega



Fonte: Oil&Gas UK (2016)

Gráfico3 - Projeção de Descomissionamento de Substruturas na plataforma continental do Reino Unido e da Noruega



Fonte: Oil&Gas UK (2016)

Outra estimativa aponta que, entre 2021 e 2040, cerca de 2.000 projetos *offshore* serão descomissionados no mundo. Sendo assim, entre 2010 e 2040 serão gastos, no mundo, cerca de US\$ 210 bilhões com as atividades de descomissionamento (IHS Markit, 2016).

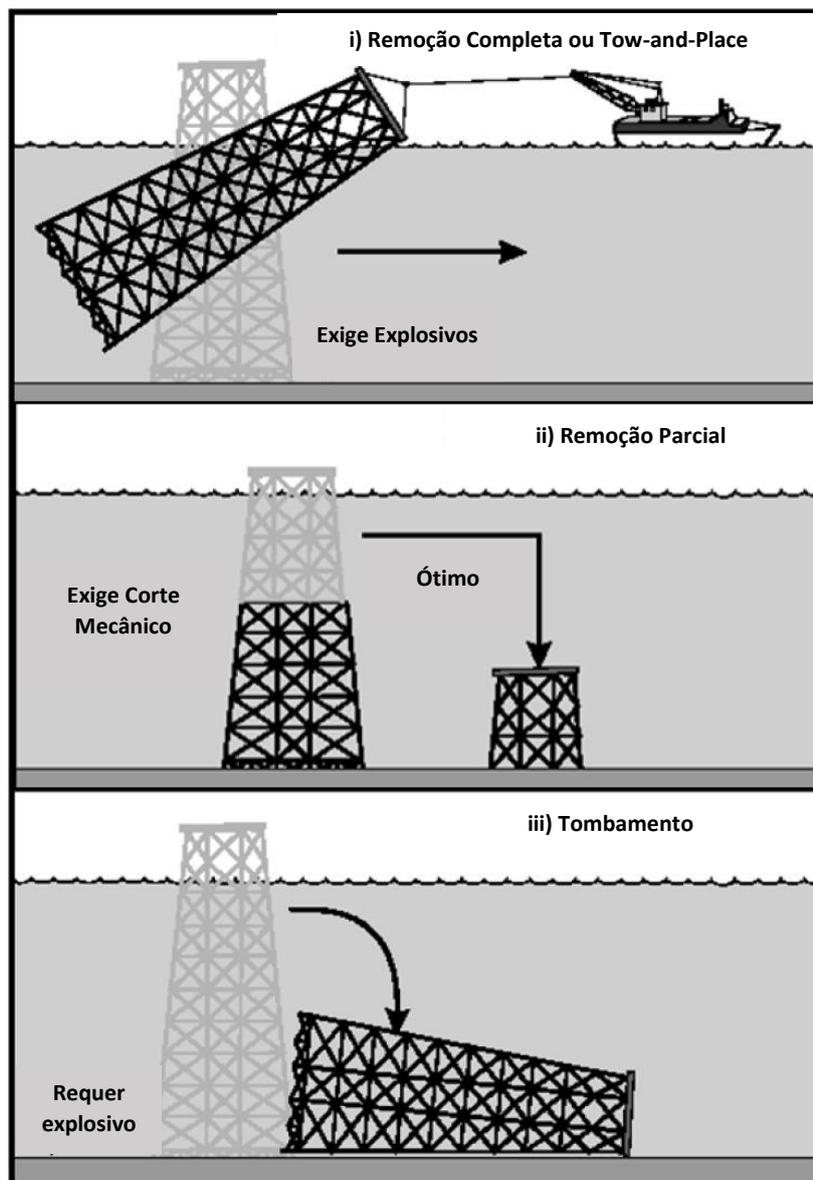
O aumento dos gastos com o descomissionamento deve-se não somente ao aumento do número de projetos, mas também da maior complexidade das estruturas descomissionadas. Enquanto os projetos descomissionados aumentam em número e complexidade, cresce também o rigor do arcabouço regulatório. Os fatos acima mencionados, em conjunto com a fragmentação da cadeia de fornecedores do serviço de descomissionamento traz um componente de incerteza para os operadores. Nesse contexto, o que se pode aferir é que a indústria de descomissionamento vem passando por profundas transformações exigindo um esforço de análise e reflexão dos setores envolvidos.

3. Descomissionamento: Experiências Internacionais

Tradicionalmente, a regulação da atividade de descomissionamento exigia a retirada completa das infraestruturas de produção e transporte de petróleo e gás natural, demandando destinação adequada e recuperando ambientalmente as áreas onde estas estruturas estavam localizadas. O desenvolvimento tecnológico recente traz novas alternativas à remoção completa das infraestruturas de produção e transporte.

Estudos recentes mostram que as estruturas *offshore* das plataformas de produção podem funcionar como recifes artificiais contribuindo para o aumento da diversidade biológica e da biomassa marinha nas regiões no seu entorno. Nesse sentido, é possível argumentar que a retirada completa dessas estruturas, ao invés de trazer benefícios ambientais para a região, pode ter um impacto negativo sobre a biodiversidade e sobre outras atividades comerciais como a pesca e o turismo, por exemplo. Dentro desse contexto, os agentes de regulação tem, gradativamente, revisado sua visão sobre as melhores práticas de descomissionamento a serem implementadas.

Atualmente, vêm sendo consideradas três alternativas à remoção completa das infraestruturas de produção: i) *tow-and-place* (rebocar a estrutura até a área onde se deseja criar um novo habitat submarino); ii) remoção parcial da estrutura (*topping*); e iii) tombamento da estrutura no leito marinho (*toppling*).

Figura 1 – Métodos de Descomissionamento de Plataformas Fixas

Fonte: Adaptado de Claisse *et al.* (2015)

No Golfo do México, cerca de 188 plataformas foram deixadas totalmente ou parcialmente no sistema marinho para a criação de recifes artificiais, entre 1947 e 2015, contudo, até recentemente, poucos estudos sobre o impacto ecológico das técnicas de remoção parcial haviam sido realizados na região.

Na Califórnia, as pressões ambientais, tanto dos organismos de defesas do meio ambiente quanto da própria sociedade, vêm estimulando a realização de diversos estudos sobre alternativas de descomissionamento e seus impactos socioambientais. Em 2010, o estado da Califórnia passou a considerar a remoção parcial como alternativa para o descomissionamento de plataformas *offshore* (AB 2503 *The California Marine Resources Legacy Act*). A exigência do órgão de regulação californiano é que o benefício líquido da conversão em recifes artificiais seja positivo.

A determinação do que constitui um "benefício líquido" ainda está em consideração, portanto há necessidade de se entender o potencial biológico dessas estruturas. Fowler et al. (2014) utilizou a abordagem de decisão multi-critério para avaliar o impacto da remoção parcial em uma das plataformas da costa da Califórnia (*Platform Grace*). Nesse estudo, entre todos os critérios utilizados para a determinação da opção ótima de descomissionamento, a produção de biomassa explorável e a provisão de habitat de recife foram classificados como os critérios mais importantes na decisão para esta plataforma.

Em função da quantidade de informações biológicas agora disponíveis para plataformas na Califórnia e pelo fato do Pacífico ser, provavelmente, a primeira região onde as plataformas em águas mais profundas vão ser descomissionadas, a análise do caso californiano é de extrema importância para alimentar a discussão sobre descomissionamento em outras regiões exploratórias.

Claisse et al. (2015) avaliou o efeito da remoção parcial de 16 plataformas de petróleo e gás natural localizadas em águas rasas³ na costa californiana sobre a produção secundária de biomassa marinha durante um ano. Aplicando um modelo de produção anual de peixes, o autor encontrou que as plataformas de petróleo e gás natural ao longo da costa da Califórnia tem a maior produção

³ Até 225 metros de profundidade.

secundária de peixe por unidade de área do que qualquer outro ecossistema, para os quais existem estimativas semelhantes. Segundo suas análises, enquanto a remoção total das estruturas elimina completamente toda biomassa e toda a produção secundária de pescados gerada a partir da permanência prolongada das estruturas artificiais, a remoção parcial mantém em média 80% da produção de biomassa marinha e 86% da produção secundária de pescados, com retenção esperada acima de 90% nas duas métricas em muitas plataformas.

Claisse *et al.* (2015) reconhece que o processo de descomissionamento de plataformas de petróleo e gás natural em ambientes marinhos é complexo e deve levar em conta diversos critérios relacionados aos interesses de diferentes agentes. Nesse contexto, o impacto sobre a biodiversidade marinha deve ser considerado como mais uma variável, mas não a única, a ser avaliada no cálculo dos efeitos socioambientais líquidos das diferentes alternativas de descomissionamento.

Em outros termos, o estabelecimento de qualquer metodologia para a avaliação da melhor alternativa de descomissionamento deve levar em consideração múltiplos critérios de avaliação. A proteção ambiental, a segurança operacional, a viabilidade técnica e econômica, a segurança da navegação e os interesses da sociedade são critérios que devem ser considerados pelos órgãos de regulação na definição da melhor alternativa de descomissionamento a ser exigida das empresas operadoras.

A utilização de metodologias multicritérios (*Decommissioning Comparative Assessment*) permite que a avaliação das opções existentes se ajuste a diferentes contextos (e.g. ambiental, legal, social, etc.), uma vez que os pesos de cada critério e os próprios critérios podem ser facilmente ajustados às diferentes realidades nacionais. Ademais, ao se utilizar de critérios semi-quantitativos, as metodologias multicritérios reduzem a subjetividade do processo decisório.

A definição da metodologia de análise dos impactos ambientais e os demais atributos regulatórios associados à atividade de descomissionamento são estabelecidos a nível nacional, embora exista uma série de acordos internacionais que definem as melhores práticas a serem seguidas por cada nação.

O *United Nations Convention on the Law of the Sea (UNCLOS III)*, de 1982, em conjunto com o *International Maritime Organization's (IMO) Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone (EEZ)*, adotado a partir de 1989, direcionam as boas práticas a serem adotadas pelos países. Esses guias de boas práticas são um importante orientador para as empresas operadoras, principalmente em países onde não há legislação específica de descomissionamento.

No plano regional, apenas *The Oslo Paris Convention (OSPAR)* (região nordeste do Atlântico), a Convenção de Barcelona (região mediterrânea), a Convenção do Kuwait (Oriente Médio) e a Convenção de Nouméa (Pacífico) contêm regras de descomissionamento específicas. Em todos os outros casos, as convenções e protocolos dos Mares Regionais apenas definem compromissos gerais relacionados com a proteção do meio ambiente e outros usos dos mares.

Segundo *The International Association of Oil & Gas Producers (IOGP)*, os países com o arcabouço regulatório sobre descomissionamento mais desenvolvido são: Reino Unido; Noruega; Estados Unidos; Austrália; Tailândia e Brunei (IOGP, 2017a).

3.1. O Caso do Reino Unido

O Reino Unido é um dos países onde o arcabouço regulatório da atividade de descomissionamento mais tem evoluído nos últimos anos. Isso se deve, como visto anteriormente, ao aumento da atividade de descomissionamento no Mar do Norte, inclusive de projetos de maior tamanho e complexidade tecnológica.

Sua estrutura regulatória tem como base diversos acordos internacionais. O Reino Unido é signatário do UNCLOS III, é membro do IMO desde 1949, além de ter ratificado o protocolo e a convenção de Londres.

A estrutura regulatória da atividade de descomissionamento no Reino Unido é definida a partir da Lei do Petróleo de 1998, emendada pelo *Energy Act* de 2016. São dois os órgãos responsáveis pela regulação no país: a Autoridade de Óleo e Gás (OGA – Oil and Gas Authority), responsável por garantir que a atividade de descomissionamento seja executada de forma sustentável em termos operacionais, ambientais e econômico, e o Departamento de Negócios, Energia e Estratégia Industrial (BEIS – Department for Business, Energy & Industrial Strategy), órgão responsável pela regulação efetiva da atividade de descomissionamento, segundo a Lei do petróleo de 1998.

No Reino Unido, toda a atividade de descomissionamento deve ser precedida por um programa detalhado apresentado e discutido com os diferentes *stakeholders* impactados pela a atividade. Uma vez que a discussão sobre o programa de descomissionamento adequado esteja suficientemente madura, uma proposta é apresentada ao BEIS para sua aprovação.

Na maioria dos casos, exige-se a remoção total das plataformas para reuso, reciclagem ou descarte monitorado em terra. A partir de 2011, passou-se a exigir que o programa de descomissionamento venha acompanhado pelo estudo detalhado do impacto ambiental (*Environmental Impact Assessment – EIA*) (IOGP, 2017b).

No caso do descomissionamento de dutos submarinos, não há uma regra específica. As questões técnicas, de segurança, ambientais e sociais são levadas em consideração na escolha da forma de descomissionamento dos dutos e das infraestruturas a ele associadas.

Após o descomissionamento, tanto das plataformas quanto das estruturas submarinas, deve-se realizar uma análise do leito marinho para monitorar os níveis de hidrocarbonetos, metais pesados e outros contaminantes. Em muitos

casos, uma segunda análise é exigida posteriormente. A necessidade de outras análises irá depender dos resultados anteriores e de circunstâncias especiais.

O escopo e o intervalo entre as atividades de monitoramento devem ser acordados com o BEIS. A atividade de monitoramento, no entanto, não elimina a responsabilidade das empresas sobre futuros impactos. Segundo a DECC 2011, a responsabilidade sobre qualquer resíduo gerado futuramente a partir da atividade de descomissionamento é do proprietário das instalações no momento da desmobilização.

Desde a década de 1980, o perfil das empresas atuante no Mar do Norte vem mudando. O aumento do número de empresas de pequeno e médio porte trouxe um aumento do risco de não cumprimento das exigências de descomissionamento por parte dessas empresas. Nesse sentido, o *Energy Act* de 2008 implementou algumas importantes mudanças. Primeiramente, permitiu-se a exigência, a qualquer momento do contrato de exploração, de um seguro para a atividade de descomissionamento. A segunda mudança foi o provisionamento, em uma conta separada, dos recursos a serem investidos na atividade de descomissionamento de forma que, mesmo na falência do agente responsável pelo descomissionamento, haja recursos, ou pelo menos, parte dos recursos, para realizar a atividade de descomissionamento.

3.2. O Caso dos Estados Unidos

Os Estados Unidos (EUA) são, sem sombra de dúvida, o país onde, até o presente momento, ocorreu o maior número de projetos de descomissionamento *offshore*. Em função do nível de atividades, a região que concentra a maior parte dos investimentos em desmobilização de estruturas de produção é o Golfo do México.

Assim como no caso do Reino Unido, os EUA fazem parte de diversos acordos internacionais. Signatário do UNCLOS III e membro do IMO desde 1950. Em termos nacionais, o sistema legal dos EUA é organizado a nível federal e

estadual. Desta forma, há diversos departamentos e agências envolvidas na regulamentação das atividades de petróleo e gás. No plano federal, tem-se o Departamento de Interior (DOI – Department of the Interior), o Departamento de Energia (DOE – Department of Energy) e a Agência de Proteção Ambiental (EPA – Environmental Protection Agency). No plano estadual há uma grande diferença de estado para estado. Em geral, os estados produtores (Golfo do México, Califórnia e Alasca) possuem uma agência estadual responsável pela regulação das atividades do *upstream* e conseqüentemente do descomissionamento.

No caso dos órgãos federais, o DOI regula as atividades de exploração e produção de petróleo e gás *offshore* através de duas sucursais técnicas. O *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE) é responsável por melhorar a segurança operacional e garantir a proteção ambiental em relação as atividades *offshore* de petróleo e gás. O BSEE define suas diretrizes a partir do *Outer Continental Shelf Lands Act* (OCSLA) e do *Code of Federal Regulations* (CFR). Já o *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM) é responsável por regular os contratos de concessões *offshore*. No que diz respeito à atividade de descomissionamento, o BOEM exige que os concessionários apresentem garantias para assegurar o cumprimento dos requisitos mínimos de desmobilização das infraestruturas de produção. Tanto o BSEE como o BOEM foram criados em 2011 com a reorganização da legislação sobre as atividades de petróleo e gás, após o acidente na plataforma da BP (*Horizon*).

O DOE, outro órgão federal envolvido com a regulação da indústria de Petróleo, não possui um papel específico no processo de regulação e fiscalização do descomissionamento. Sua principal função é gerenciar a infraestrutura nuclear, administrar a política energética norte americana e realizar programas de pesquisas envolvendo petróleo e gás.

No caso do EPA, principal agência federal para a aplicação da legislação ambiental, seu papel na regulação das atividades de descomissionamento é a

definição de regras e diretrizes de descarte de poluentes. Isso porque as leis federais aplicáveis ao descarte de poluentes não são específicas, devendo ser ajustadas a cada caso particular.

O arcabouço regulatório da atividade de petróleo nos EUA no plano federal é definido a partir das seguintes legislações:

Submerged Lands Act (SLA)

O SLA concede aos estados o direito sobre os recursos naturais das terras submersas do litoral a 3,5 milhas (5,6 km) no exterior, com exceção do Texas, Flórida, Golfo do México e Califórnia/Pacífico, onde a jurisdição estadual se estende até 10 milhas (16,2 km) *offshore*.

Outer Continental Shelf Lands Act (OCSLA)

A OCSLA estabelece jurisdição além do limite estadual para a Zona Econômica Exclusiva dos EUA (EEZ), ou seja, a 200 Km (equivalente a 230 milhas).

A OCSLA estabelece também as obrigações de descomissionamento que devem ser estabelecidas nos contratos de concessão. Em geral, exige-se que o operador remova as estruturas do fundo do mar e as plataformas *offshore* no prazo de um ano após o término do contrato de concessão, ou antes do encerramento do contrato se o BOEM considerar a estrutura insegura, obsoleta ou não útil para operações.

Os contratos de concessão definem também as condições para a aprovação dos projetos de descomissionamento, os procedimentos e os prazos aplicáveis às atividades de descomissionamento de poços, estruturas submarinas e oleodutos. Ao fim do período dos contratos, os operadores devem obter a aprovação do BSEE para desativar poços, oleodutos, plataformas e outras instalações.

Os requisitos da OCSLA para o descomissionamento de plataformas *offshore* são pensados para minimizar os riscos ambientais e de segurança inerentes à saída de estruturas não utilizadas no oceano e para reduzir potenciais conflitos com outros usuários.

30 CFR 250, Subpart Q Decommissioning Activities, 2012

Detalha regulamentos para selar poços, remover plataformas, oleodutos/gasodutos e limpeza das instalações mantidas no fundo do mar. O quadro abaixo detalha os requisitos adotados para cada item acima mencionado.

Tabela 1 – EUA: Resumo da Regulação sobre Descomissionamento

Item	Requerimento de descomissionamento	Prazos para o descomissionamento
Plataformas e outras instalações	Remoção de todas as plataformas e outras instalações, a não ser que seja concedida uma aprovação específica para realizar outras atividades ou conversão em um recife artificial.	Dentro de um ano após o encerramento do contrato. Todas as plataformas devem ser descomissionadas dentro de 5 anos se não estiverem mais envolvidas em atividades de exploração ou produção.
Oleodutos/ Gasodutos	Os oleodutos/gasodutos podem ser deixados no local, caso não apresentem perigo para a navegação, pesca comercial ou interferira com outros usos dos oceanos. Os oleodutos/gasodutos abandonados devem ser lavados, enchidos com água do mar, cortados e tapados com as extremidades enterradas a pelo menos a 3 pés abaixo do leito marinho.	Com um ano do encerramento do direito de uso do oleoduto/gasoduto; O NTL 2010 G05 ⁴ também se aplica aos oleodutos/gasodutos.
Fundo do mar	Remover do fundo do mar todas as obstruções.	Dentro de 60 dias após a desconexão do poço ou da remoção da plataforma.

Fonte: IOGP (2017a)

⁴A NTL 2010 estabelece a diretrizes para determinar a utilidade futura da infraestrutura ociosa em arrendamentos ativos e garantir que todos os poços, estruturas e oleodutos dos arrendamentos encerrados e os encanamentos dos adiantamentos terminados (ROW) sejam desativados nos prazos estabelecidos pela regulação, de acordo com as condições de aprovação e os instrumentos de locação. A NTL também fornece esclarecimentos e uma interpretação da regulação à luz de outras questões relativas ao desmantelamento que surgiram desde a publicação da sub-parte Q em 2002 (BSEE, 2010).

No caso da remoção das plataformas, deve ser incluída uma descrição detalhada dos métodos utilizados. Caso haja a necessidade de se utilizar explosivos, é imprescindível a apresentação de um pedido com detalhes sobre o tipo de explosivo a ser utilizado, número, tamanho da carga e profundidade da detonação. Também deve ser mensurado o impacto sobre as espécies protegidas, podendo ser exigido o monitoramento acústico e da superfície nas áreas onde serão utilizados os explosivos.

O BSEE pode aprovar a remoção parcial ou o tombamento no local, com a finalidade de converter as estruturas em recifes artificiais. É importante para isso, contudo, que o operador mostre que o projeto cumpre com os requisitos do Plano Nacional de Recifes Artificiais (*National Oceanic and Atmospheric Administration* de 2007). Alguns estados também possuem planos e leis regionais para recifes artificiais.

3.3. O Caso da Austrália

Como nos casos anteriores, a Austrália também desenvolveu seu arcabouço regulatório com base nos acordos internacionais dos quais faz parte. O país é signatário do UNCLOS III e membro do IMO desde 1952.

Assim como nos EUA, o papel da regulação da indústria de petróleo e gás natural na Austrália é dividido entre o governo federal e os governos das províncias. Em termos legislativos, o principal instrumento normativo das atividades petrolíferas é o *Commonwealth Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act* de 2006 (OPGGSA).

Em função da divisão de poderes na Austrália, a maioria das decisões tomadas com base no OPGGSA sobre os títulos petrolíferos, gerenciamentos e segurança de recursos se dá de forma conjunta entre governos estaduais e governo federal. Isto é, as áreas *offshore* de cada estado são reguladas por órgãos formados pelo governo federal e estadual.

Dentro desse arranjo legal, o governo federal australiano em conjunto com os governos dos Estados e dos Territórios do Norte administram o arcabouço regulatório do país. Outros dois órgãos que desempenham funções regulatórias no âmbito do OPGGSA são: (i) *National Offshore Petroleum Titles Administrator* (NOPTA); e (ii) *National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority* (NOPSEMA).

O principal objetivo do OPGGSA é a minimização dos impactos ambientais e dos riscos das atividades exploratórias. Outra lei que exerce um importante papel na indústria petrolífera na Austrália é a lei de proteção do meio ambiente e conservação da biodiversidade de 1999 (EPBC Act). Todas as atividades *offshore* que tenham potencialmente algum impacto sobre o meio ambiente estão sujeitas a uma avaliação nos termos da EPBC e aprovação do ministério do meio ambiente.

No caso do descomissionamento *offshore*, a atividade não é considerada uma atividade por si mesma de forma que esta deve ser apresentada dentro do plano de desenvolvimento do projeto *offshore* com a descrição das ações a serem realizadas no processo. Uma vez que o Plano de Desenvolvimento do campo já tenha sido aprovado pela Autoridade Conjunta, a licença ambiental da atividade de descomissionamento deve ser obtida antes que a remoção das estruturas se inicie. A única questão que pode ser negociada com os órgãos de regulação é o período de início da atividade de descomissionamento.

O OPGGSA prevê que é de responsabilidade do operador remover todas as estruturas e equipamentos utilizados, porém, outros dispositivos legais possibilitam a remoção parcial ou até mesmo o abandono quando os riscos e impactos são considerados aceitáveis, mostrando que a remoção total não é a melhor opção.

Como mencionado anteriormente, para iniciar o descomissionamento a empresa deve enviar um plano ambiental (EP) para a NOPSEMA, identificando os riscos e impactos potenciais para o meio ambiente e considerando o benefício ambiental

da atividade. O plano ambiental também deverá identificar como os requisitos legislativos serão atendidos. Para o plano ser aceito, a empresa deverá demonstrar como irá reduzir os impactos ambientais e os riscos do processo de descomissionamento a um nível aceitável. Caso a empresa deseje deixar qualquer estrutura no fundo do mar, ela deverá obter a aprovação do órgão de proteção ambiental.

4. Estimativas de Custo de Descomissionamento de Projetos de E&P

A desmobilização de uma plataforma petrolífera é um processo que acontece no final do ciclo de vida dos projetos de E&P. Em geral, estes gastos futuros não são significativos no momento da avaliação dos investimentos para desenvolvimento de um campo. Isto ocorre porque eles, mesmo podendo ser muito expressivos, acontecem em um momento distante no fluxo de caixa do projeto, tipicamente entre 20 e 30 anos após o primeiro óleo. Como a análise de viabilidade econômica leva em conta o valor presente do capital empregado a uma taxa de desconto que pode variar entre 8% a 15% ao ano (a.a.), o impacto desse dispêndio, em geral, é pouco significativo no momento da avaliação dos investimentos para desenvolvimento do campo.

As despesas com o descomissionamento ocorrem em um momento em que o projeto já não gera receitas para cobrir estes custos (Prado, 2015). Isto faz com que as empresas envolvidas tenham que reservar capital suficiente para garantir o investimento na realização de um processo de desmobilização adequado. Por esta razão, a regulação de E&P tem evoluído no sentido de buscar garantias de que as empresas terão recursos suficientes para realizar o descomissionamento. Isto pode ser feito, por exemplo, através de exigências para que as empresas contribuam para fundos de reserva para descomissionamento, ou mesmo através de seguros ou cartas de garantia.

Se por um lado, o impacto do descomissionamento é relativamente baixo no momento do desenvolvimento de um novo campo, o custo de descomissionamento representa uma questão relevante à medida que os campos avançam no seu ciclo de vida. As empresas de E&P buscam sempre ajustar seu portfólio de projetos e é comum que elas vendam ativos petrolíferos que se encontram em estágio avançado de produção. Neste momento, o custo futuro com o descomissionamento representa um importante passivo a ser considerado no negócio. A falta de uma regulação adequada e estável quanto ao tema pode trazer grande impacto no negócio, uma vez que a incerteza quanto aos passivos associados pode impactar negociações fundamentais para alavancar investimentos na indústria. Desta forma, a regulação inadequada e, principalmente, a incerteza regulatória representa um grande desafio para a indústria de E&P *offshore*.

Os custos do descomissionamento dependem da estratégia de desmobilização e de vários fatores externos à estratégia dos empreendedores como as características do projeto, as exigências do arcabouço regulatório e pelas possíveis contingências decorrentes das condições climáticas (Prado, 2015; Bressler e Bernstein, 2015). Por esta razão, os custos totais podem variar de forma muito significativa entre diferentes projetos, inclusive os que tem características tecnológicas semelhantes.

Para poder estimar os custos totais do descomissionamento de um projeto de E&P é necessário considerar as despesas envolvidas em cada uma das etapas desse processo. Existem diferentes taxonomias na literatura sobre o processo de descomissionamento. Os estudos de Proserv *Offshore* (2009) e Bressler e Bernstein (2015) propuseram uma taxonomia composta por 9 itens para estimar

os custos de descomissionamento de plataformas no estado americano da Califórnia⁵.

⁵Para estimar os custos associados ao descomissionamento de um conjunto de 27 plataformas petrolíferas, localizadas no estado da Califórnia, os autores levantaram as principais variáveis de custos inseridas nas etapas do processo, de acordo com a regulação desse estado sobre o tema. A partir disso, os autores realizaram uma descrição completa dos custos associados considerando duas possíveis opções de descomissionamento para os projetos californianos, a remoção parcial e a remoção completa, permitindo realizar comparações (Bressler e Bernstein, 2015).

Tabela 2 - Etapas do processo de descomissionamento

Elementos do descomissionamento	Descrição	Remoção total vs Remoção Parcial
Abandono do Poço	<ul style="list-style-type: none"> Remover o equipamento de <i>down-role</i> Conectar o poço Todo o esforço ocorre abaixo da superfície do fundo do oceano 	Processo idêntico para as duas opções
Preparação da Plataforma	<ul style="list-style-type: none"> Inspecionar as condições estruturais Limpar todos os dutos e equipamentos Separar todos os módulos e equipamentos do convés para a remoção 	Processo idêntico para as duas opções
Remoção de condutores	<ul style="list-style-type: none"> Separar os condutores abaixo do fundo do oceano Elevar e cortar ou desenroscar os condutores a 40 pés de comprimento Transportar os condutores de barco para a costa 	Condutores removidos apenas 85 pés abaixo da superfície do oceano na remoção parcial
Disposição das tubulações e cabos de força	<ul style="list-style-type: none"> Desconectar as tubulações e os cabos de força da plataforma Lavar as tubulações e preencher com água do mar Cortar as tubulações e os cabos de força no fundo do mar Cobrir as tubulações e enterrar até o final Enterrar os cabos de energia até o final Ambos podem ser abandonados no local para minimizar os efeitos no fundo do mar 	Processo idêntico para as duas opções
Mobilização de desmobilização de embarcações pesadas (HLV)	<ul style="list-style-type: none"> Agrupar as plataformas para permitir que os custos de mobilização e desmobilização sejam compartilhados Selecionar o HLV com base em um elevador mais pesado do que o previsto 	Remoção parcial requer custos menores em equipamentos de elevação
Remoção das estruturas superficiais das plataformas	<ul style="list-style-type: none"> O convés e os equipamentos de <i>top-side</i> de pequenas plataformas devem ser removidos de uma única vez O convés e os equipamentos das plataformas maiores costumam necessitar múltiplos elevadores para serem removidos Todos os equipamentos de <i>top-side</i> das plataformas devem ser transportados para terra para serem processados 	Processo idêntico para as duas opções
Remoção dos pilares das plataformas	<ul style="list-style-type: none"> Cortar os pilares que fixam a plataforma no fundo do oceano Cortar os pilares abaixo do fundo do oceano Alçar a jaqueta, inteira ou em partes usando HLVs Transportar os pilares e a jaqueta para a terra para serem reciclados 	Os pilares das plataformas devem ser removidos até 85 pés abaixo da superfície na remoção parcial
Transporte e disposição da estrutura da plataforma	<ul style="list-style-type: none"> Uma grande massa de aço será o resultado de uma remoção completa O processamento inclui desmontagem, reciclagem e disposição 	Na remoção parcial a massa a ser transportada e descartada é menor
Limpeza do local	<ul style="list-style-type: none"> Avaliar o local antes e após o processo de descomissionamento Regulamentos e concessões exigem que todos os detritos e obstáculos sejam removidos A limpeza do local é confirmada a partir do teste de arrasto A disposição dos resíduos de conchas é controversa Os montes de conchas podem ser deixados no local, com base em negociações com BSEE ou SLC 	O processo de limpeza é o mesmo para ambos os casos. Os resíduos de conchas são deixados no local no caso da remoção parcial

Fonte: Elaboração própria a partir de Bressler e Bernstein (2015)

Existe uma extensa literatura sobre estimativa de custos de descomissionamento. Entretanto, a análise desta literatura é uma tarefa

complexa, pois não existe uma convergência nas abordagens de estimativas de custos, dificultando o processo de comparação dos diferentes estudos. Na sequência, apresenta-se os principais resultados de alguns estudos de estimativas de custo de descomissionamento.

A *Proserv Offshore* (2009) estima custos para descomissionamento de plataformas no Golfo do México americano, baseado na análise de 111 projetos, incluindo plataformas fixas e ancoradas (ver Tabela 3). Este trabalho verificou uma grande variação de custos, para a maioria dos itens de custo analisados. Este estudo apontou também que os custos de descomissionamento de plataformas fixas pode ser superior ao de plataformas flutuantes, que possuem um menor custo de retirada do local.

Tabela 3 – Estimativas de Custos de Descomissionamentos no Golfo do México

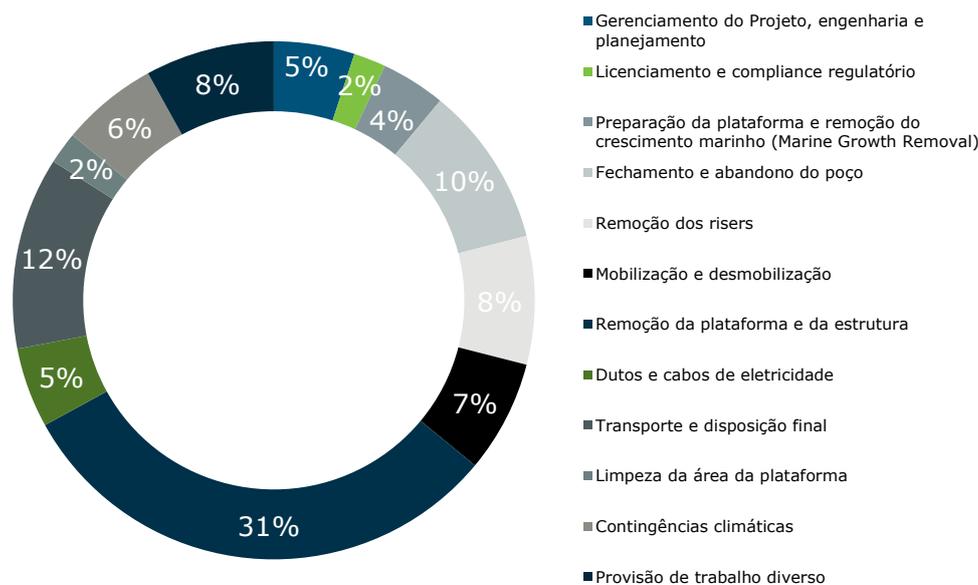
Tipo de ativo	Faixa de profundidade (pés)	Faixa de peso da estrutura (mil ton.)	Faixa de custo (US\$ milhões)
Plataforma Fixa	400 a 1.754	5,9-59	6-79
Plataforma Flutuante	1.500-8.000	2,8-60	<10->47
Dutos			0,8-3+
Poços de plataforma			0,3-1,3
Poços completação seca			4
Poços completação molhada			3-10+

Fonte: *Proserv Offshore* (2009)

Os custos aumentam naturalmente com a profundidade da lamina d'água, bem como pelo tipo, complexidade e tamanho da plataforma. No caso das plataformas fixas deste estudo, por exemplo, o custo de descomissionamento médio na profundidade de 400 pés gira em torno de US\$ 6,7 milhões enquanto à profundidade de 1.300 pés os custos situam-se em torno de 90 milhões de dólares (*Proserv Offshore*, 2009).

Ainda nos EUA, a TSB *Offshore* (2016) realizou uma revisão dos custos de descomissionamento de 23 plataformas localizadas no estado da Califórnia. O relatório estimou custos nas operações na costa do pacífico adequadas as condições do mercado no ano 2016, incluindo a disponibilidade e a capacidade de carga das barcaças *derrick* na região, dos navios de apoio, os serviços de fechamento e de abandono de poço, os serviços de corte através de métodos abrasivos, mecânicos ou explosivos, as opções de disposição final e os serviços de limpeza da área. Este estudo apontou a participação das diferentes categorias de custos de acordo com o Gráfico 4.

Gráfico 4 - Separação dos custos de descomissionamento por etapa: caso da Califórnia



”

Fonte: Elaboração própria a partir da TSB *Offshore* (2016)

Assim, de acordo com as estimativas da TSB *Offshore* (2016), o descomissionamento das 27 plataformas teria um valor total de US\$1,47 bilhão.

Desse total, mais de 50% dos custos seriam decorrentes da operação de três etapas. Somente a etapa de remoção da plataforma seria responsável por 31% dos custos totais, com um valor de US\$ 457 milhões. A segunda etapa mais custosa seria a disposição final da estrutura e dos materiais, com um valor de US\$181 milhões, equivalente a 12% dos custos totais. Em terceiro lugar, a etapa com maiores custos para o projeto de descomissionamento seriam as atividades de fechamento e abandono de poço, com um valor estimado de US\$146 milhões equivalente a 10% do custo total.

O estudo da Oil&Gas UK (2016), apontou estimativas de custos de descomissionamento para a região do Mar do Norte a partir de dados de 186 projetos, sendo 153 no Reino Unido e 33 na Noruega. A Tabela 4 apresenta os resultados para os principais itens. A análise, neste outro contexto de exploração, mostra uma realidade de custos muito mais elevada na região. Este diferencial está associado a vários fatores: i) a expressiva inflação dos custos de descomissionamento, entre 2010 e 2014⁶; ii) a maior complexidade regulatória no contexto europeu; e iii) a maior complexidade técnica e profundidade média dos projetos do Mar do Norte.

⁶ O BSEE (2015) estimou uma inflação de 16%, no caso americano.

Tabela 4 - Custos Unitários Médio Estimados para Descomissionamento no Mar do Norte (valores em Libras Esterlinas⁷)

Tipo de ativo	Reino Unido (Plataforma continental)	Noruega
Poços completação seca	£3 milhões	£10 milhões
Poços de completação molhada	£9,6 milhões	£16,1 milhões
Preparação da Plataforma e sistema <i>subsea</i> (making safe)	£490/ton.	
Remoção do Top-side	£3000/ton.	
Remoção do <i>subsea</i>	£4.400/ton.	

Fonte: Oil&Gas UK (2016)

O estudo mostrou ainda que existe uma grande amplitude nos custos entre os projetos. O descomissionamento de poços de completação molhada, no Reino Unido, por exemplo, variou entre £4 e £45 milhões.

Ellwanger *et al.* (2016) calculou os custos de descomissionamento para uma estrutura de produção *offshore* fixa localizada na Bacia de Campos, tendo como referência custos no Golfo do México levantados pelo Proserv *Offshore* (2009). Buscou-se identificar os custos de uma plataforma localizada a 100 km da costa a uma profundidade de 125 metros. A estimativa foi realizada considerando uma plataforma com 150 metros de altura e um peso de 30.000 toneladas. As dimensões da estrutura do *topside* foram estimadas em 55 metros e um peso em torno de 21.000 toneladas. Foi considerada uma jaqueta com 75 metros de largura e 55 metros de comprimento na base da estrutura, reduzindo-se para 55 metros de largura e 25 metros de comprimento no topo. O peso da jaqueta foi calculado em 9.000 toneladas, ancorado no leito marinho. Foi considerado um

⁷ Cotação de US\$ 1,30/£, em 7 de agosto de 2017.

campo petrolífero com 29 poços incluindo poços da plataforma, poços *subsea* e poços satélite. Como mostra a Tabela 5, considerando todas as variáveis apontadas, o custo total de descomissionamento do projeto foi estimado em US\$ 109 milhões.

Tabela 5 - Sumário de custos de descomissionamento de uma plataforma fixa localizada na bacia de Campos

Instalação	Comprimento (km)	Custo unitário (US\$ milhões)	Quantidade	Custo totais (US\$ milhões)
Poços de completção molhada	0	3	14	42
Poços de completção seca	0	0,3	15	4,8
Condutores	0	0,17	15	2,6
Pipelines	30	1,2	4	4,8
	130	2,4	1	2,4
	1	1,12	6	6,7
Risers flexíveis	0,22	0,06	8	0,5
Umbilicais	120	0,9	1	0,9
	1,1	0,05	3	0,1
	0,3	0,01	8	0,1

Fonte: Elaboração própria a partir de Ellwangeret *et al* (2016)

A análise acima deixa claro que a estimativa de custos vai depender do contexto específico de cada projeto. Em função da grande variabilidade nos custos, os estudos preliminares e do planejamento adequado das atividades de descomissionamento tornam-se instrumentos importantes para melhorar a eficiência destes gastos. As soluções técnicas e ambientais devem ser adaptadas ao contexto de cada projeto e devem considerar os impactos nos custos.

5. O Descomissionamento no Brasil: Regulação e Prática

Apesar da indústria de exploração *offshore* no Brasil encontrar-se em plena expansão, a questão do descomissionamento já é uma questão muito relevante.

Várias bacias marítimas brasileiras atingiram sua maturidade exploratória. A bacia de Campos, que é a principal bacia produtora do país, atingiu seu pico de produção em 2009. Desde então, a produção em Campos vem caindo, com um grande número de campos produtores aproximando-se do fim do seu ciclo de vida. Dos 49 campos ativos na bacia de campos, 44 já atingiram o pico da produção (Almeida *et al*, 2017).

A importância desse tema aumentou também em função do interesse da Petrobras em vender ou buscar parceiros para seus campos maduros. O custo de descomissionamento destes campos é um ponto relevante para a viabilidade do plano de desinvestimento da Petrobras no segmento do *upstream*.

5.1. Panorama de descomissionamento no Brasil

Atualmente, existem 160 instalações de produção *offshore* no país, além de 27 sondas de perfuração marítima e 20 novas unidades de produção programadas para entrar em operação até 2022. Desse total, 45% das unidades de produção tem mais de 25 anos de operação e outro 19% das instalações tem entre 15 e 25 anos de operação o que equivale a 64% de todas as instalações existentes no País (Petrobras, 2016; ANP, 2017). Desta forma, existe a expectativa do descomissionamento de vários projetos de E&P nos próximos anos, principalmente, nas bacias de Campos e Potiguar (Souza e Caprace, 2017).

O descomissionamento, no Brasil, representa um desafio tecnológico e econômico particular uma vez que os custos aumentam em função da profundidade dos projetos (Martins, 2015). O perfil brasileiro de plataformas é caracterizado por estruturas complexas, com maior participação de projetos em águas profundas e ultraprofundas.

Do total das plataformas brasileiras 57% são unidades fixas, 24% são FPSOs, 14% são semissubmersíveis e 5% de outros tipos. Ademais, aproximadamente 17% das plataformas encontra-se em águas profundas (acima de 400 metros) e 25% encontra-se em lâmina d'água maior que mil metros. A exploração *offshore*

no Brasil emprega sistemas submarinos maiores e mais complexos se comparado a diversas áreas no mundo. A maioria dos campos em águas profundas utiliza completação molhada, com emprego mais intensivo de equipamentos *subsea*. Os campos de petróleo em águas profundas e ultraprofundas, no País, tem uma grande quantidade de dutos, que podem atingir centenas de quilômetros em alguns projetos.

A retirada completa de todo sistema *subsea* pode resultar em custos extremamente elevados, especialmente em campos de elevada profundidade. A título de exemplo, a desativação do campo de Brent, que apresenta um nível de complexidade elevada, demandou 10 anos de estudos para avaliação das melhores opções.

A Petrobras é operadora a maioria das plataformas a serem descomissionadas em um horizonte próximo. Em 2016, a empresa tinha os seguintes projetos em fase de planejamento e autorizações junto ao IBAMA e ANP: Campo de Cação com plataformas fixas (PCA-1, PCA-2, PCA-3); P-07 -Semisubmersível; P-12 - Semisubmersível; P-15 -Semisubmersível; e P-33 -FPSO (PETROBRAS, 2016a).

5.2. Panorama da regulação do descomissionamento no Brasil

A atividade de descomissionamento de plataformas *offshore* é algo recente na indústria brasileira de petróleo. A regulação dessa atividade ainda se encontra em processo de desenvolvimento e atualização. Este fato traz uma grande incerteza econômica para os custos de descomissionamento no Brasil.

A regulação dessa atividade envolve a ANP, os órgãos ambientais (IBAMA no caso de estrutura *offshore*), a Marinha do Brasil e a Receita Federal⁸. Existem

⁸ Estes são os principais órgãos governamentais envolvidas. Mas existem outras instituições que também têm um papel na atividade de descomissionamento, tais como o TCU, o Ministério do Trabalho, os órgãos ambientais estaduais e a Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN.

resoluções da ANP que apontam as obrigações das operadoras no processo de descomissionamento de projetos *offshore*. Estas remetem vários aspectos importantes do descomissionamento, à regulação do IBAMA e da Marinha, que ainda não possuem regulamentos técnicos suficientemente abrangentes e detalhados para o assunto. Desse modo, a regulação brasileira aponta claramente o que deve ser feito para se descomissionar um projeto *offshore*, mas deixa muitas lacunas sobre quais são as melhores práticas e como este descomissionamento pode ser feito.

5.2.1. Regulação da ANP

O descomissionamento de projetos de E&P é regulado por meio de diferentes instrumentos normativos. O descomissionamento consta inclusive dos contratos de E&P (contratos de concessão e de partilha de produção) de petróleo e gás natural e aparece em diversas resoluções da ANP.

No contrato de concessão, consta a exigência de que *"em prazo não inferior a 180 dias antes do término da produção o concessionário deverá submeter à ANP um Programa de Desativação das Instalações, descrevendo em detalhes todas as ações necessárias para desativação das instalações; o Programa de Desativação das Instalações deverá cumprir estritamente a Legislação Aplicável e estar de acordo com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo (...); e o Concessionário deverá apresentar garantia de desativação e abandono, a partir da conclusão dos investimentos previstos no Plano de Desenvolvimento aprovado"*.

As modalidades de garantias exigidas no contrato de concessão têm evoluído ao longo do tempo. Os contratos de concessão da primeira a décima segunda rodada traziam cláusulas genéricas, indicando apenas que a concessionária deveria apresentar garantias para o descomissionamento quando solicitado pela ANP. Estas garantias poderiam ser ofertadas através de apólice de seguro, cartas de garantia, fundos de provisionamento ou outras formas não especificadas. O contrato de concessão da décima terceira rodada estabeleceu que as garantias

acima deveriam ser oferecidas na conclusão dos investimentos para desenvolvimento do Campo. Já a minuta do contrato de concessão aprovada para a 14ª Rodada de Licitação, a ser realizada em setembro de 2017, estabelece que a garantia deverá ser oferecida no início da produção do Campo.

No âmbito das normas da ANP, atualmente existem 5 resoluções que abordam o descomissionamento em projetos *offshore*. São elas:

1. Resolução ANP nº 27/2006 - Regulamento Técnico de Desativação de Instalações na Fase de Produção;
2. Resolução ANP nº 43/2007 (SGSO) - Prática de Gestão nº 10: Projeto, Construção, Instalação e Desativação; Prática de Gestão nº 12: Identificação e Análise de Riscos;
3. Resolução ANP nº 41/2015 (SGSS) - Define os Sistema de Gestão de Sistemas Submarinos (SGSS);
4. Resolução ANP nº 17/2015 -Item19: Desativação de Instalações; e
5. Resolução ANP nº 46/2016 Define os Sistema de Gestão de Integridade de Poços (SGIP), que substitui a Portaria 25/2002.

A **Resolução ANP nº 27/2006** disciplina os procedimentos a serem adotados para a desativação de instalações, especificando condições para a devolução de áreas de concessão na fase de produção. Esta resolução exige que o operador apresente o Programa de Desativação de Instalações para aprovação da ANP, contendo: (i) a justificativa para a desativação; (ii) as instalações a serem desativadas; (iii) os procedimentos das operações de limpeza e descarte de resíduos, recuperação ambiental, etc.; (iv) o cronograma das atividades e o Programa de Desativação de Instalações apresentado ao IBAMA. Além disto, a resolução exige a apresentação do Relatório Final de Desativação de Instalações, descrevendo as atividades realizadas enfatizando os aspectos de proteção ambiental e segurança operacional.

Além de especificar os temas que deverão constar nos relatórios acima mencionados, a resolução define algumas condicionantes importantes para o descomissionamento de instalações marítimas. Neste caso, a Resolução indica expressamente que as operadoras deverão observar as especificações da

Autoridade Marítima e do IBAMA (a serem definidas). No que se refere o abandono dos poços, as concessionárias devem cumprir com a regulação específica da ANP.

Outros aspectos importantes definidos pela resolução são:

- Em regra, as instalações deverão ser sempre removidas. As hipóteses de não remoção de instalações deverão ser justificadas tecnicamente, além de serem autorizadas pela Autoridade Marítima;
- Após a retirada das instalações de produção, o fundo marinho deve ser limpo de toda e qualquer sucata, em lâminas de água inferiores a 80 (oitenta) metros;
- As instalações de produção pesando até 4.000 (quatro mil) toneladas no ar, sem considerar o convés e a superestrutura, devem ser removidas na sua totalidade em profundidade até 80 (oitenta) metros, devendo ser cortadas a 20 (vinte) metros abaixo do fundo do mar em áreas sujeitas a processos erosivos. Entretanto, toda instalação cuja remoção seja tecnicamente desaconselhada deverá ser cortada abaixo de uma profundidade de 55(cinquenta e cinco) metros; e
- A utilização de instalações de produção para criação de recifes artificiais deverá ser aprovada pela Autoridade Marítima e pelo IBAMA. Em caso de contar com aprovação, os procedimentos de adequação e o transporte deve incluir todas as medidas de segurança e de prevenção de dano ambiental durante as operações.

Atualmente, a ANP está trabalhando na revisão da Resolução 27 buscando atualizar o arcabouço regulatório do descomissionamento de acordo com as melhores práticas internacionais e procurando gerar uma maior previsibilidade nos planos de desmobilização das operadoras. Além disso a revisão da regulação procura criar condições para uma maior integração entre as operadoras e os outros agentes envolvidos na regulação das atividades de descomissionamento - IBAMA e a Marinha. Entre as alterações que estão sendo discutidas destaca-se uma abordagem mais abrangente das opções de descomissionamento (a

remoção ou não das instalações). A definição da melhor opção de descomissionamento será norteada por critérios técnicos, econômicos, de segurança e socioambientais (ANP, 2017).

Outro dos pontos discutidos na revisão da resolução é a apresentação, por parte das operadoras concessionárias, de um programa único de descomissionamento que atenda aos interesses dos principais agentes envolvidos na aprovação dos programas (ANP, 2017).

A **Resolução nº 43/2007 da ANP** instituiu o Regime de Segurança Operacional para as Instalações de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural. A resolução estabeleceu um regulamento técnico com o objetivo de definir requisitos e diretrizes para a implementação e a operação de um Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO) visando à segurança operacional das instalações marítimas de perfuração e produção e a proteção da vida humana e do meio ambiente.

Em relação às atividades de descomissionamento, o regramento estabeleceu importantes considerações nas seções 10, 12 e 26 (denominadas no texto como “práticas de gestão”).

Na prática de gestão 10.3, sobre a Segurança nas Fases de Projeto, Construção, Instalação e Desativação, o operador deverá estabelecer um sistema de forma que:

"a) Todos os aspectos que possam introduzir riscos à Segurança Operacional sejam devidamente considerados no projeto da Instalação e em suas revisões subsequentes nas fases de (...) desativação

b) Fatores humanos e relativos ao ambiente de trabalho sejam levados em consideração na fase de (...) desativação (...)" (ANP, 2007a)

Dentro da prática de gestão número 12, relacionada com a identificação e a análise de riscos também, se contempla obrigações em matéria de descomissionamento de instalações. De acordo com o regramento, durante o processo de análise de riscos: *"Deverá ser evidenciado que os riscos foram*

sistematicamente avaliados durante as fases de projeto, construção, comissionamento e operação, assim como antes da desativação”(ANP, 2016a).

A **resolução ANP nº44/2009** estabeleceu os procedimentos para a notificação de incidentes que deve adotado pelos concessionários e empresas autorizadas pela ANP para exercer as atividades da indústria do petróleo, gás natural e bicomcombustíveis, assim como também, a distribuição e a revenda. De acordo com o artigo número 1 da resolução, em caso de um acidente, o concessionário ou empresa autorizada pela ANP, está na obrigação de notificar imediatamente a ocorrência do acidente à agencia reguladora. De igual forma, de acordo com o artigo 3 da resolução, independente da notificação, o concessionário ou empresa autorizada pela ANP está na obrigação de apresentar um relatório detalhado dos acontecimentos nos próximos trinta dias após o acidente (ANP, 2009). A **Resolução ANP nº41/2015** aprovou o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS). Esta resolução define “Desativação Permanente” como a *“retirada de operação do duto ou sistema submarino em caráter definitivo”*. O descomissionamento é definido como o *“conjunto de ações legais, técnicas e procedimentos de engenharia aplicados de forma integrada a um duto ou sistema submarino, visando assegurar que sua desativação ou retirada de operação atenda às condições de segurança, preservação do meio ambiente, confiabilidade e rastreabilidade de informações e de documentos”(ANP, 2015).*

Na parte final do SGSS, o regramento estabelece disposições específicas sobre o Programa de Desativação Permanente (no Capítulo 26). Essas disposições foram listadas a seguir:

“26.2. Programa de Desativação Permanente

26.2.1. O Operador do Sistema Submarino deverá estabelecer, implementar e documentar Programa de Desativação Permanente (...)

26.2.2. O Operador do Sistema Submarino deverá atualizar o Programa de Desativação Permanente sempre que os procedimentos forem alterados por razões técnicas ou exigências da Autoridade Marítima ou Órgão Ambiental competente

26.2.3. A Desativação Permanente deverá considerar os aspectos legais, técnicos, econômicos, de segurança, de proteção ao meio ambiente e as melhores práticas da indústria

26.2.4. O Operador do Sistema Submarino deverá emitir atestado de descomissionamento, confirmando que os serviços foram executados segundo estabelecido no programa de desativação permanente. (ANP, 2007a)

26.3 Descomissionamento

26.3.1 O Descomissionamento do duto, do Sistema Submarino ou parte deste deve abranger no mínimo os seguintes itens:

- a) Definição de precauções e restrições a serem seguidas;
- b) Condicionamento, incluindo, quando necessário, limpeza e os meios para preservação e redução dos efeitos de degradação;
- c) Separação física e/ou tamponamento; e
- d) Tratamento e destinação final de resíduos e efluentes.

26.3.2 O Descomissionamento deverá estar adequado às normas, padrões e melhores práticas da indústria.

26.3.3 O Operador do Sistema Submarino é responsável por elaborar análise de riscos antes do Descomissionamento.

26.4 Comunicação da Desativação Permanente

26.4.1 Operador do Sistema Submarino deverá comunicar à ANP a Desativação Permanente com no mínimo 180 (cento e oitenta) dias de antecedência da data prevista para o início dos serviços de campo.

26.4.2 Julgado conveniente, a ANP solicitará a apresentação do Programa de Desativação Permanente que deverá ser aprovado pela ANP.”(ANP, 2017)

A **Resolução ANP nº17/2015** estabeleceu as diretrizes para a elaboração do Plano de Desenvolvimento dos Campos de Petróleo e Gás Natural (“PD”) e contempla um conjunto de medidas para realizar a desativação de instalações. O PD consiste em planejamento consolidado de longo prazo sobre as operações de investimento no campo. O PD abrange todo o ciclo de vida do Campo, descrevendo o modelo geológico da área, o modelo de reservatório, a metodologia de gerenciamento do reservatório, o número de poços previstos, as bases do projeto das instalações a serem implantadas, a previsão da curva de produção de fluidos, a previsão de desativação do sistema de produção e escoamento e apresentação dos aspectos econômicos do projeto (ANP, 2015a).

No âmbito das atividades de desinstalação de operações, de acordo com o item 19 da Resolução ANP nº 17/2015, o PD deve descrever o processo de desativação de instalações do Campo, focando no planejamento das operações de abandono de poços, remoção ou desativação de instalações de produção e reabilitação de áreas terrestres. O PD também deve especificar os critérios de projeto adotados que facilitam a desativação futura das instalações, assim como também, a previsão de custos e dos recursos econômicos, logísticos e humanos para realizar essas atividades (ANP, 2015). Por fim, a Resolução ANP nº 17/2015 exige a definição dos critérios para provisionamento de recursos necessários à desativação das instalações do campo.

A **Resolução ANP nº 46/2016** Define os Sistema de Gestão de Integridade de Poços (SGIP) que substituiu a Portaria ANP nº 25/2002 que outrora disciplinava o abandono de poços. Esta portaria institui o Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural e aprova o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP). Este regulamento define os requisitos essenciais e os mínimos padrões de segurança operacional e de preservação do meio ambiente a serem atendidos pelas empresas detentoras de contratos de exploração e produção com a ANP.

Para o estabelecimento de um sistema de gestão para integridade de poços, o regulamento técnico versa sobre as 17 (dezessete) práticas de gestão que devem ser seguidas pelos agentes regulados durante todo o ciclo de vida de poços marítimos e terrestres. O ciclo de vida de poço abrange as etapas de projeto, construção, produção, intervenção e abandono de poços.

A partir da publicação da Resolução ANP nº 46/2016, o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (IBP) criou um grupo de trabalho visando elaborar um documento de diretrizes e boas práticas de abandono de poços de forma a garantir o atendimento aos requisitos do SGIP, bem como estabelecer uma uniformização de critérios mínimos entre as Operadoras atuando no Brasil, abrangendo não apenas os cenários típicos do ambiente

marítimo brasileiro (majoritariamente de águas profundas e ultra profundas), mas também ambientes de lâmina d'água rasa e terrestres. Este documento foi publicado em julho de 2017 e representa um importante marco para a regulação do descomissionamento no Brasil. Através destas diretrizes, buscou-se preencher todas as lacunas regulatórias associadas à natureza majoritariamente não prescritiva do SGIP. O documento foi elaborado por um grupo de trabalho envolvendo as operadoras, tendo sido inclusive analisado pela ANP, com objetivo de assegurar que as práticas sugeridas estão em conformidade com as exigências da regulação. Desta forma, as diretrizes constantes do documento do IBP permitem reduzir as incertezas regulatórias na temática de abandono de poços (IBP, 2017).

5.2.2. Regulação do IBAMA

Em matéria de regulação ambiental, as atividades de descomissionamento encontram-se sujeitas às exigências estabelecidas pela Resolução nº 001/86 do IBAMA–CONAMA, que disciplinam a análise de impacto ambiental e o processo de licenciamento por parte do órgão e à Lei 12.305/2010 que disciplina a Política Nacional de Resíduos Sólidos. Com base nessa lei, o IBAMA veda o abandono no local de estruturas plataformas e estruturas submarinas, além do lançamento em águas mais profundas e a remoção e descarte em terra, sem destinação final ambientalmente adequada.

O licenciamento do descomissionamento pelo IBAMA contempla a Análise de Alternativas e Avaliação Comparativa. Todas as alternativas de descomissionamento devem ser analisadas e comparadas. Entretanto, a opção da remoção é considerada o ponto de partida. As empresas devem necessariamente contemplar a análise e avaliação desta opção. Casos alternativos são aceitos desde que se demonstre e justifique que são soluções superiores considerando critérios ambientais, sociais e econômicos (Oliveira, 2017).

A alternativa da criação de recifes artificiais a partir do descomissionamento de plataformas é passível de licenciamento ambiental pelo IBAMA através da Instrução Normativa (IN) IBAMA nº 22/2009. Neste caso, cabe ao operador realizar um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e solicitar o licenciamento ao IBAMA. Há que se ressaltar que não existem estudos consolidados e nem referências claras sobre qual a abordagem do órgão na avaliação do impacto ambiental dessa estratégia, conhecida como “*Rigs to Reef*”. Um ponto que vem sendo colocado como condicionante pelo IBAMA é a não disseminação de espécies exóticas potencialmente bioinvasoras (como é o caso do coral-sol).

A IN IBAMA nº 22/2009 exige ainda um monitoramento permanente, caso o operador obtenha o licenciamento para não retirar o equipamento do mar. A frequência, forma e duração do monitoramento é uma questão que ainda gera dúvidas na regulação do descomissionamento. Por fim, ainda não existe uma clareza na regulação ambiental quanto às opções aceitáveis e exigências para o do descomissionamento de sistemas *subsea*. A retirada completa destes sistemas é extremamente custosa e em alguns casos inviável.

Percebe-se assim, que a regulação ambiental do descomissionamento *offshore* encontra-se numa fase de evolução e consolidação. 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 Impactos Ambientais, considerando não apenas os aspectos estritamente ambientais, mas também fatores econômicos, técnicos e sociais.

Espera-se que as regulações ambientais se tornem mais orientadoras quanto ao aceitável em termos ambientais, à medida que a experiência com o descomissionamento *offshore* avance, no Brasil.

5.2.3. Regulações da Marinha

O descomissionamento de plataformas requer a aprovação da Marinha do Brasil, a qual exige a comunicação ao Capitão dos Portos da jurisdição sobre a intenção de descomissionamento da unidade. No caso das plataformas fixas é necessário submeter um memorial descritivo sobre o desmonte contendo: i) planejamento, cronograma e fases do desmonte; ii) informações quanto à retirada de resíduos ou sobras resultantes; iii) destinação final pretendida; iv) local do desmonte, se for o caso; e v) possíveis efeitos de redução/aumento da profundidade local.

Além disto, toda e qualquer estrutura remanescente de plataforma fixa deverá sofrer avaliação para determinar se há necessidade de estar cartografada e/ou sinalizada. É necessário ainda submeter à Marinha um plano de reboque contendo local de destino (estaleiro/exportação/canteiro de obras).

5.2.4. Regulações da Receita Federal

A Receita Federal tem um papel relevante para a questão do descomissionamento no Brasil. Isto ocorre em função do REPETRO, o regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados à exploração e a produção de petróleo e gás natural. Este regime permite a importação de equipamentos específicos, para serem utilizados diretamente nas atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural, com a suspensão dos tributos federais (II, IPI, PIS e COFINS) e redução da alíquota do ICMS. Desta forma, o descomissionamento dos equipamentos pode resultar na extinção da aplicação do REPETRO o que, por sua vez, poderia ensejar o recolhimento dos impostos suspensos pelo Regime.

Para evitar a incidência dos impostos suspensos pelo REPETRO, a Instrução Normativa 1.415/2013, no que se refere à extinção do Regime, aponta no artigo que:

"Art. 25. A aplicação do regime de admissão temporária em REPETRO extingue-se com a adoção de uma das seguintes providências, pelo

beneficiário, que deverá ser requerida dentro do prazo fixado para a permanência do bem no País:

I - reexportação, inclusive nos casos de que tratam os incisos I e II do caput do art . 2º;

II - entrega à Fazenda Nacional, livre de quaisquer despesas, desde que a autoridade aduaneira concorde em recebê-lo;

III - destruição, sob controle aduaneiro, às expensas do interessado;

IV - transferência para outro regime aduaneiro especial, observado o disposto na legislação específica;

e V - despacho para consumo. (...) § 3º Na hipótese de adoção da providência prevista no inciso III do caput, a extinção da aplicação do regime a bens cuja retirada do local de sua utilização seja inviável por questões regulatórias ou ambientais poderá ser comprovada por meio de laudo técnico que ateste a sua destruição ou inutilização. "

Ou seja, a Instrução Normativa 1415/2013 prevê a possibilidade do descomissionamento com a destruição dos equipamentos ou a reexportação, sem que se necessite recolher os impostos suspensos pelo REPETRO. Entretanto, a suspensão dos impostos requer que o processo de reexportação ou destruição dos equipamentos seja aprovado pela Receita Federal.

Outro aspecto tributário relevante em relação ao descomissionamento é a não dedutibilidade para fins de cálculo do Imposto de Renda. Como os gastos com o descomissionamento ocorrem efetivamente no momento em que o projeto já não gera lucro, estes gastos acabam não podendo ser abatidos. Uma possibilidade poderia ser a possibilidade de abater as provisões para descomissionamento. Entretanto, atualmente não existem mecanismos regulatórios para tal na legislação tributária nacional.

6. Desafios do Descomissionamento no Brasil

A implementação do descomissionamento de projetos *offshore*, no Brasil, configura uma agenda estratégica para o País. Este trabalho apontou que vários projetos deverão ser descomissionados nos próximos anos, com a necessidade de se mobilizar um grande volume de recursos, num contexto onde ainda existem incertezas importantes sobre as melhores práticas de descomissionamento.

O arcabouço regulatório do descomissionamento encontra-se disperso e ainda incompleto. A evolução deste arcabouço se deu no sentido de estabelecer requerimentos e restrições quanto ao descomissionamento, sem estabelecer as melhores práticas aplicáveis, em particular no que se refere às plataformas fixas e sistemas submarinos.

Desta forma, a incertezas regulatórias representa o principal desafio para o descomissionamento. Assim, o setor de petróleo estará sujeito à necessidade de investir bilhões de dólares nos próximos anos nesta atividade, sem saber ao certo o montante de recursos e quais práticas de descomissionamento são aceitáveis nas diferentes instâncias regulatórias. Esta incerteza tem impactos econômicos muito importantes para a indústria. As negociações quanto a ativos maduros são severamente afetadas, em um contexto em que os interessados não conhecem ao certo o custo do descomissionamento num futuro próximo.

As incertezas regulatórias tem um impacto importante para o desinvestimento nos ativos da Petrobras. Além de não ser possível estimar com precisão os custos do descomissionamento, não está clara qual é a responsabilidade do operador que faz um *farm-out* dos seus ativos. Desta forma, a negociação da divisão das responsabilidades sobre o descomissionamento futuro entre o vendedor e o comprador torna-se muito complexa.

Estas incertezas podem afetar inclusive a possibilidade de revitalização de campos maduros. Mesmo a devolução de campos sem o descomissionamento

para a ANP visando um leilão para revitalização torna-se uma decisão complexa. Ao aceitar a devolução de um campo com reversão dos ativos, visando a revitalização, a ANP estaria assumindo riscos relacionados ao descomissionamento. Para evitá-los, a tendência é a agência exigir o descomissionamento, o que pode implicar numa recuperação menor de recursos petrolíferos dos campos.

As incertezas apontadas acima dificultam o processo de planejamento e tomada de decisão relativos ao descomissionamento. Por sua vez, o planejamento do descomissionamento é fundamental para uma maior eficiência em termos de custos. Vale ressaltar que em muitos casos, as soluções tecnológicas para o descomissionamento não se encontra presente no mercado nacional. A previsibilidade da demanda de serviços de descomissionamento é uma condição necessária para atrair fornecedores capacitados. Mesmo nos segmentos onde já existam fornecedores capacitados, o planejamento pode criar escala nas demandas de serviços viabilizando custos mais baixos. Assim, é necessário planejar o descomissionamento para organizar o mercado de fornecedores de bens e serviços para tal. A Petrobras terá um papel fundamental neste planejamento e organização do mercado.

A análise da regulação mostrou também a sua fragmentação entre os diferentes agentes do setor público. Por exemplo, na esfera ambiental, a regulação do IBAMA precisa consolidar metodologias que considerem o impacto no ecossistema marinho, comparando-o com outros impactos socioambientais e econômicos, de tal forma a obter, como resultado final, a escolha da alternativa considerada, de forma ampla, como a mais adequada. Os eventuais efeitos em áreas terrestres são regulados por entidades ambientais estaduais. Assim, uma análise ambiental desejável é a que considera várias questões, como impactos econômicos e sociais (custos para operadoras, geração de emprego, efeitos no trânsito, etc). Desta forma, existe espaço para aprimorar o arcabouço regulatório do descomissionamento no Brasil, visando a maior integração das abordagens das diferentes entidades governamentais.

7. Conclusões e recomendações

É fundamental a redução dos riscos regulatórios concernentes ao descomissionamento no Brasil. Como foi demonstrado, estes riscos resultam em boa medida da falta de experiência do segmento offshore no país com a atividade de descomissionamento. Neste sentido, é necessária uma mobilização das empresas e das autoridades energéticas e ambientais para, de forma colaborativa, avaliar e identificar as principais questões que geram incerteza no processo, visando um aprimoramento do arcabouço regulatório setorial, bem como das estratégias de descomissionamento, de acordo com as melhores práticas internacionais.

A análise da experiência internacional mostrou que o arcabouço regulatório e as práticas de descomissionamento vem evoluindo nos últimos anos, à medida que projetos de maior complexidade tecnológica vem sendo descomissionados. Neste sentido, o esforço de aprimoramento da regulação e práticas de descomissionamento no Brasil não trata de apenas transladar a experiência internacional. Como esta encontra-se em processo de evolução, é necessário que o Brasil busque incorporar os avanços da experiência internacional, mas também crie sua própria dinâmica de aprendizado buscando um aprimoramento contínuo das normas e práticas de descomissionamento.

Dessa forma, as mudanças regulatórias devem avançar em três frentes, a saber: i) maior racionalização, ii) abordagem holística da avaliação de impactos; iii) e adoção de um planejamento integrado das atividades de descomissionamento.

Uma maior racionalidade das abordagens técnicas e ambientais do descomissionamento é fundamental para permitir a avaliação de todas as alternativas que envolvem essa atividade. Como demonstrado anteriormente, cada opção apresenta custos e benefícios. Somente uma análise criteriosa de cada opção pode determinar aquela mais adequada para o contexto de cada projeto. Ressalte-se que esta flexibilização não representa uma redução de exigências ambientais. Caberá à operadora, estudar e avaliar as diferentes

opções de descomissionamento para demonstrar que a opção escolhida também minimiza os impactos ambientais e sociais.

Uma flexibilização dos prazos pode, em alguns casos, gerar ganhos importantes de eficiência. O adiamento do descomissionamento de um projeto pode permitir simultaneidade de ações e racionalizar a demanda de serviços. Através do aproveitamento de economias de escala, a contratação de serviços de descomissionamento para um conjunto de plataformas poderia ser mais competitiva, resultando em custo mais baixos para a operadora. Além disso, poderia viabilizar investimentos em logística e empreendimentos voltados para o descomissionamento em regiões mais próximas da localização das plataformas (Nordeste brasileiro por exemplo).

Esta flexibilização de prazos pode ser um instrumento importante do planejamento das atividades de descomissionamento e organização do mercado de bens e serviços. Como mencionado anteriormente, é necessário organizar este mercado, sinalizando claramente a demanda futura para viabilizar o investimento numa capacidade nacional de suprimento de bens e serviços para o descomissionamento.

Outra direção importante para aprimoramentos da regulação e prática de descomissionamento, é a adoção de uma metodologia de avaliação das opções de descomissionamento que permita uma análise abrangente dos impactos de cada opção de descomissionamento. A avaliação dos impactos ambientais deve ser integrada, considerar os diversos ambientes afetados, bem como os resultados ambientais de todo o processo do descomissionamento (retirada dos equipamentos, lavagem, picotamento, transporte até o destino final para reciclagem), inclusive os efeitos sobre emissões de gases de efeito estufa de cada opção, além do consumo de água, de forma a determinar o impacto ambiental líquido. Estes impactos devem ser cotejados com os custos econômicos e sociais para cada opção. Existem metodologias de análise multicritério consolidadas que podem ser adotadas para este fim.

A abordagem metodológica representa uma linguagem comum que deve ser aceita e reconhecida pelos stakeholders. A construção de uma convergência de visões sobre o que é aceitável ou não na atividade de descomissionamento requer necessariamente que a metodologia de comparação das opções de descomissionamento tenha reconhecimento e legitimidade entre os participantes do debate.

A partir das abordagens acima, é fundamental o adequado planejamento do processo de descomissionamento. Como demonstrado, a avaliação das opções de descomissionamento exige muitos estudos preliminares que podem levar tempo. O planejamento deve incluir a indicação dos estudos das opções de descomissionamento a serem realizados, a estratégia para envolvimento das partes interessadas, direta e indiretamente, no processo, além da demanda prevista de bens e serviços. Neste sentido, o planejamento da atividade do descomissionamento deve ser feito com antecedência, para que haja tempo suficiente para a realização dos estudos.

Vale ressaltar ainda que a redução dos riscos do descomissionamento não depende apenas das autoridades regulatórias. As próprias empresas operadoras podem ter papel importante neste processo. Como um dos fatores importantes associados ao atual nível de incerteza é o descomissionamento dos impactos ambientais das alternativas de desconhecimento, as empresas podem contribuir para a redução do risco através de investimentos em estudos de avaliação do risco. Inclusive é possível utilizar recursos da cláusula de P&D para realização destes estudos em colaboração com universidades e centros de pesquisa.

Outra forma estratégia para a redução das incertezas regulatórias é a elaboração de guias com melhores práticas de descomissionamento e monitoramento, através da colaboração entre indústria e órgãos reguladores, à luz do que já foi feito para o caso do abandono de poços. Ressalte-se que muitos operadores presentes no Brasil estão envolvidos em atividades de descomissionamento em outros países e podem contribuir para a definição de melhores práticas nas atividades de descomissionamento. A troca de experiências pode ser um

instrumento poderoso para se atingir uma convergência das abordagens sobre descomissionamento entre as diferentes instituições e empresas envolvidas.

Sugere-se assim, a replicação da experiência realizada para caso do abandono de poços, quando se criou um grupo de trabalho envolvendo operadores com a participação de autoridades reguladoras. O mesmo poderia ser feito para se estabelecer melhores práticas de descomissionamento de plataformas e sistemas submarinos, considerando as experiências internacionais e as especificidades regulatórias do Brasil.

8. Referências Bibliográficas

- ALMEIDA, E; LOSEKAN, L. CLAVIJO, W.; NUNES, L. BOTELHO, F. COSTA, F(2017). "Atratividade do Upstream Brasileiro para Além do Pré-sal". *Texto para Discussão GEE-IBP*. 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>;
- ANP (2006). Resolução nº 27/2006 da ANP. Disponível em: <http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2006/outubro/ranp%2027%20-%202006.xml?f=templates&fn=document-frameset.htm>;
- ANP (2007). Resolução n 43/2007 da ANP. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=107014>>;
- ANP (2007a). Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO). Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/legislacao/seguranca-operacional>>;
- ANP (2009). Resolução nº 44, de 22 de Dezembro de 2009. Disponível em: http://www.udop.com.br/download/legislacao/comercializacao/juridico_legislacao/res_anp_44_comunicacao_incidentes_empresas.pdf ;ANP (2015). *Resolução 41/2015* . Fonte: ANP.
- ANP (2015a). Resolução ANP Nº 17 de 18 de Março. Disponível em: <http://www.editoramagister.com/legis_26609258_RESOLUCAO_N_17_D_E_18_DE_MARCO_DE_2015.aspx>;
- ANP (2016). Resolução ANP nº 46, de 1º.11.2016. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=330646>>;
- ANP (2016a). *Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/fiscalizacao-da-seguranca-operacional/gerenciamento-de-seguranca-operacional-sgso>>;
- ANP (2017). *Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional De Sistemas Submarinos (SGSS)*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/fiscalizacao-da-seguranca-operacional/gerenciamento-de-seguranca-operacional-de-sistemas-submarinos-sgss/146-fiscalizacao/fiscalizacao-da-seguranca-operacional>>;
- ANP (2017a). Descomissionamentode Instalações Offshore: Visão do Regulador. Apresentação PPT;

- BCG.. The North Sea´s \$100 Billion Decommissioning Challenge. Disponível em: <<https://www.bcg.com/publications/2017/energy-environment-north-sea-decommissioning-challenge.aspx>>;
- BRASIL (2016). LEI Nº 12.305, DE 2 DE AGOSTO DE 2010. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12305.htm;
- BRASIL ENERGIA (2017). "60 Plataformas para Descomissionar". *Brasil Energia Petróleo e Gás*. Editora Brasil Energia, Disponível em <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/07/TD_Atratividade-do-Upstream-Brasileiro-para-AI%C3%A9m-do-Pr%C3%A9-Sal-SITE.pdf>;
- BRESLER, A.; BERNSTEIN, B. (2015). "A Costing Model for Offshore Decommissioning in California". *Integrated Environmental Assessment and Management* – Volume 11, Number 4—pp. 554–563;
- BSEE - BUREAU OF SAFETY AND ENVIRONMENTAL ENFORCEMENT (2010). Decommissioning Guidance for Wells and Platforms. Disponível em: <<https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/notices-to-lessees-ntl/notices-to-lessees/10-g05.pdf>>;
- BSEE - BUREAU OF SAFETY AND ENVIRONMENTAL ENFORCEMENT (2015). "Presentation of the 2015 Decommissioning Cost Estimates for POCSR Platforms". Disponível em: <<http://www.bsee.gov/Technology-and-Research/Technology-AssessmentPrograms/Categories/Decommissioning/>>;
- CLAISSE, T.; PONDELLA, D.; LOVE, M.; ZAHN, L.; WILLIAMS, C.; BULL, A. (2015). "Impacts From Partial Removal of Decommissioned Oil and Gas Platforms on Fish Biomass and Production on the Remaining Platform Structure and Surrounding Shell Mounds". *PLOS/ONE* 10(9):e0135812.doi:10.1371/journal.pone.0135812;
- Decom North Sea. (2014). Decommissioning in the North Sea - Review of decommissioning capacity. ARUP.
- ELLWANGER, K.; NASCIMENTO E.A.; MOHAMMADIS.F.; GALGOUL, N.S. (2016). "Regulations and Cost Estimation for the Decommissioning of a Sample Fixed Offshore Platform in Brazil". *International Journal of Civil & Environmental Engineering*. Vol: 16 No: 05;
- FOWLER, A.; MACREADIE, P.; DOB, J.; BOOTH, D. (2014). A multi-criteria decision approach to decommissioning of offshore oil and gas infrastructure. *Ocean Coast Management*. 2014; 87:20–9;
- GOMES Eduardo (2017). *Decommissioning of Offshore Production Systems*. Apresentação PPT. Seminário IBP – "Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil". Rio de Janeiro.

- HALPERN, R. (2016). Insurance and Financial Guarantees for E&P in the United States. 1st Oil&GasRegulation – International Benchmark Forum. Rio de Janeiro;
- IBAMA (2009). INSTRUÇÃO NORMATIVA IBAMA Nº 22, DE 10 DE JULHO DE 2009. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cepsul/images/stories/legislacao/Instrucao_normativa/2009/in_ibama_22_2009_instalacaorecifesartificiais_rev_in_125_2006.pdf>;
- IHS Markit. (29 de Novembro de 2016). *Decommissioning of Aging Offshore Oil and Gas Facilities Increasing Significantly, with Annual Spending Rising to \$13 Billion by 2040, IHS Markit Says*. Fonte: IHS: <http://news.ihsmarkit.com/press-release/energy-power-media/decommissioning-aging-offshore-oil-and-gas-facilities-increasing-si>;
- INSTITUTO BRASILEIRO DE PETROLEO GAS NATURAL E BIOCOMBUSTIVEIS (IBP) (2017). Diretrizes para Abandono de Poços. 1ª Edição. Rio de Janeiro;
- IOGP (2017a). Overview of International *Offshore* Decommissioning Regulations. Volume 1 – Facilities; INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS;
- IOGP (2017b). Overview of International *Offshore* Decommissioning Regulations. Volume 2 – Wells Plugging & Abandonment; INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS;
- MARTINS, C.F. (2015). O Descomissionamento de Estruturas de Produção *Offshore* no Brasil. Monografia apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental da Universidade Federal do Espírito Santo. Disponível em: <http://www.engenhariaambiental.ufes.br/sites/ambiental.ufes.br/files/fiel_d/anexo/o_descomissionamento_de_estruturas_de_producao_offshore_no_brasil_-_cecilia_freitas_martins.pdf>;
- MINISTERIO DA FAZENDA (2013). INSTRUÇÃO NORMATIVA RFB Nº 1415, DE 04 DE DEZEMBRO DE 2013. Disponível em: <<http://normas.receita.fazenda.gov.br/sijut2consulta/link.action?idAto=48306&visao=anotado>>;
- OIL & GAS UK (2016). *Decommissioning Insight Report 2016*. Disponível em: <<http://oilandgasuk.co.uk/decommissioninginsight.cfm>>;
- OLIVEIRA, Bruno (2017). *Desfazendo Mitos Sobre a Atuação do Órgão Ambiental*. Apresentação PPT. Seminário IBP – “Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil”. Rio de Janeiro
- OUDENOT, E.; WHITTAKER, P. e VASQUEZ, M. (2017). The North Sea \$100 billion Decommissioning Challenge. Disponível em

<<https://www.bcg.com/publications/2017/energy-environment-north-sea-decommissioning-challenge.aspx>>;

PETROBRAS (2016). "Descomissionamento de Sistemas *Offshore* de Produção de Óleo e Gás: Critérios de Decisão para a Permanência/Remoção de Instalações". Apresentação PPT disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=81749>>;

_____ (2016a). "Descomissionamento - Visão Geral". Apresentação PPT disponível em: <http://www.britcham.com.br/download/200916_Eduardo_Zacaron_Petrobras.pdf>;

PETROBRAS (2017). Descomissionamento de Sistemas de Produção *Offshore*. Workshop Sobre Descomissionamento de Plataformas e Desmontes de Navios. Apresentação de PPT; Apresentação PPT. Seminário IBP - "Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil". Rio de Janeiro.

PRADO, D. (2015). *Desmobilização De Dutos Em Sistemas Marítimos De Produção De Petróleo - Uma Proposta De Método De Suporte Ao Planejamento*. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro;

PROSERV OFFSHORE (2009). Review of the State of the Art for Removal of GOM US OCS Oil & Gas Facilities in Greater than 400' Water Depth M09PC00004. Houston, Texas;

SHELL (2016). Decommissioning Tax Aspects in Light of the Domestic Legislation and the Foreign Experience What are the expectations on how decommissioning will evolve in Brazil. XIV SEMINÁRIO INTERNACIONAL BRITCHAM DE ENERGIA. Apresentação de PPT por Fabio Gaspar;

SOCIEDADE BRASILEIRA E ENGENHARIA NAVAL (SOBENA) (2017). Complexidade do descomissionamento de plataformas no Brasil. Apresentação de PPT;

SOUZA M. e CAPRACE J. (2017). Panorama de Descomissionamento de Estruturas *Offshore*: Análise da Demanda + Estudos de Caso. 1st Workshop on offshore platform decommissioning and ship recycling, Sociedade Brasileira de Engenharia Naval - SOBENA, 24 de maio de 2017. Apresentação de PPT;

TSB OFFSHORE (2016). *Decommissioning Cost Update for Pacific OCS Region Facilities*. Estudo para o Bureau of Safety and Environmental Enforcement - BSEE. Disponível em: <<https://www.bsee.gov/research-record/tap-735-decommissioning-cost-update-pacific-ocs-region-facilities>>.