

Descomissionamento de sistemas de produção *offshore* e evolução das operações no cenário brasileiro

Decommissioning of offshore production systems and evolution of operations in the brazilian scenario

Duanna Vieira Rocha da Silva

Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: duanna.vieira@hotmail.com

Eduardo Stein Soares Dutra

Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: eduardodutra@petrobras.com.br

Eduardo Ribeiro Nicolosi

Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: nicolosi@petrobras.com.br

Felipe Araujo de Souza Mendes

Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: araujo.mendes@petrobras.com.br

Leandro Rodrigues de Freitas

Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: rodriguesf@petrobras.com.br

Luan Werneck Richa

Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: luan.richa@petrobras.com.br

Rebeca de Souza

Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: rebecasouza@petrobras.com

Palavras-chave:

Descomissionamento.
Offshore.
Petróleo.

Keywords:

Decommissionin.
Offshore.
Oil.

RESUMO

O descomissionamento de instalações de petróleo e gás é uma etapa indispensável do ciclo de vida produtivo, marcada pela desativação e destinação segura e responsável de plataformas, sistemas submarinos e poços que atingiram o fim de sua vida produtiva. Esse processo envolve diferentes fases interdependentes, como o planejamento detalhado, estudos ambientais, o condicionamento e a destinação segura de equipamentos, o abandono definitivo de poços e a avaliação das condições do ambiente marinho, o que o caracteriza como de alta complexidade técnica e exige rigor no atendimento às regulamentações. Entre os maiores desafios destacam-se a gestão dos resíduos gerados, a mitigação dos riscos operacionais e a redução dos custos associados, em um contexto no qual a atividade não é opcional, mas sim obrigatória e estratégica para garantir segurança e sustentabilidade. Nos últimos anos, o descomissionamento ganhou maior relevância no cenário mundial, impulsionado por fatores como a queda nos preços do barril de petróleo e a obsolescência das instalações que já atingem o limite de sua vida de projeto. Em regiões como o Golfo do México e o Mar do Norte, essas experiências já estão mais consolidadas. Já a realidade brasileira apresenta especificidades que tornam o tema mais complexo, pois ainda ocorrem desafios de ordem técnica, de condições ambientais, bem como de ordem regulatória. Nesse cenário, destaca-se a atuação da PETROBRAS, que vem conduzindo projetos e iniciativas voltados a lidar com a singularidade do cenário nacional, contribuindo para consolidar práticas mais seguras, eficientes e sustentáveis no país. Assim, este artigo tem como objetivo apresentar o atual panorama do descomissionamento de sistemas de produção offshore no Brasil, descrevendo suas etapas, os desafios enfrentados e a evolução das operações diante das especificidades do cenário nacional.

ABSTRACT

The decommissioning of oil and gas facilities is an indispensable stage in the production life cycle, marked by the deactivation and safe and responsible disposal of platforms, subsea systems, and wells that have reached the end of their productive life. This process involves different interdependent phases, such as detailed planning, environmental studies, the conditioning and safe disposal of equipment, the permanent isolation of wells, and the assessment of marine environment conditions, which characterizes it as highly technically complex and requires strict compliance with regulations. Among the greatest challenges are the management of waste generated, the mitigation of operational risks, and the reduction of associated costs, in a context where the activity is not optional, but rather mandatory and strategic to ensure safety and sustainability. In recent years, decommissioning has gained greater relevance on the world stage, driven by factors such as the drop in oil prices and the obsolescence of facilities that have already reached the end of their design life. In regions such as the Gulf of Mexico and the North Sea, these experiences are already consolidated. However, the Brazilian reality presents specificities that make the issue more complex, as there are still obstacles: technical, environmental

Recebido:

04 de novembro de 2025

Aceito para publicação:

03 de fevereiro de 2026

Publicado:

30 de abril de 2026

<https://doi.org/10.70369/mye19y94>

and regulatory. In this scenario, PETROBRAS stands out for its work in conducting projects and initiatives aimed at addressing the unique characteristics of the national scenario, contributing to the consolidation of safer, more efficient, and sustainable practices in the country. Thus, this article aims to present the current overview of the decommissioning of offshore production systems in Brazil, describing its stages, the challenges faced, and the evolution of operations considering the specificities of the national scenario.

1 INTRODUÇÃO

Após mais de 50 anos de trajetória *offshore*, a PETROBRAS encerra a operação de diversos sistemas de produção de óleo e gás. O ciclo de vida típico dos equipamentos e das instalações de produção tem o seu tempo de vida útil estimado em 20 a 25 anos (Delgado; Michalowski, 2021). Com o fim da viabilidade técnica ou econômica da continuidade de um sistema de produção de óleo e gás, inicia-se o processo de descomissionamento desses ativos.

Até outubro de 2025, a Petrobras elaborou mais de 50 programas de descomissionamento de instalações *offshore* e outros 25 programas serão apresentados aos órgãos nos próximos anos. De acordo com a análise da S&P Global (2024), o Brasil ocupa a segunda posição no *ranking* mundial dos maiores mercados de descomissionamento do mundo, considerando as projeções de investimentos em atividades de descomissionamento *offshore* entre os anos de 2024 e 2033, o que demonstra o potencial de expansão dessa atividade no país.

A PETROBRAS tem vivenciado avanços nas atividades de descomissionamento, superando antigos desafios e implementando inovações que serão apresentadas neste artigo.

2 OBJETIVO

O presente artigo apresenta o atual cenário do descomissionamento *offshore* no Brasil, com foco nas atividades realizadas pela PETROBRAS, maior operadora de petróleo e gás do país, apresentando os principais desafios do contexto brasileiro e a perspectiva da PETROBRAS para o futuro. Com esse objetivo, serão expostos os aspectos regulatórios que regem o contexto brasileiro e a estruturação da PETROBRAS para desenvolvimento dos projetos de descomissionamento e os principais aspectos técnicos, considerando a divisão dos ativos *offshore* em três grupos principais: poços, sistemas submarinos e unidades de produção, conforme proposto por Lourenço; Caprace; Palhano; Santa'ana; Angelo; Nicolosi; Ferreira e Freitas (2024).

3 DESENVOLVIMENTO

3.1 Aspectos regulatórios

O descomissionamento de instalações de petróleo tem fundamento no art.28, §2º da Lei n.º 9.478/97 e no art. 32 da Lei n.º 12.351/2010, os quais estabelecem que, para a extinção do contrato de concessão ou partilha, a contratada deverá remover os equipamentos e bens que não forem objeto de reversão, reparar ou indenizar os danos causados e praticar atos de recuperação ambiental.

Essa obrigação está regulamentada essencialmente pela Resolução ANP n.º 817/20, que estabelece o Regulamento Técnico de Descomissionamento de Instalações de Exploração e de Produção.

A publicação dessa Resolução foi resultado de um grupo de trabalho instituído pela Portaria ANP n.º 173/2018, com o objetivo de fornecer à Diretoria Colegiada da agência subsídios para a revisão das Resoluções n.º 27/2006 e 28/2006. O resultado desse trabalho foi apresentado na Nota Técnica Conjunta ANP/IBAMA/MARINHA n.º 01/2019, que consolidou as discussões e as propostas sobre os requisitos técnicos, ambientais e de segurança operacional para o descomissionamento, sugerindo a revogação das resoluções mencionadas e também da Resolução 25/2014 e a publicação de uma nova Resolução.

Na sequência, foi publicado o Aviso de Consulta Pública e Audiência Pública n.º 24/2019, com objetivo de permitir a participação de agentes econômicos e demais interessados no processo de regulação. A Consulta perdurou por 45 (quarenta e cinco) dias e culminou com a realização de uma Audiência Pública, em 8 de janeiro de 2020.

O processo de revisão da regulação sobre descomissionamento foi concluído em 27 de abril de 2020, com a publicação da Resolução ANP n.º 817/2020, que revogou expressamente as Resoluções ANP n.º 27/2006, 28/2006 e 25/2014 e itens específicos do Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural (RTDT), do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS) e da Resolução ANP n.º 52, de 2 de dezembro de 2015, e estabeleceu novos requisitos e diretrizes para o descomissionamento de instalações, considerando as melhores práticas internacionais e as necessidades do setor de óleo e gás no Brasil.

De acordo com essa Resolução, a proposta de descomissionamento de instalações de produção de petróleo é formalizada no Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI), que é apresentado em duas etapas:

- a) PDI Conceitual: contempla o escopo do planejamento do descomissionamento de instalações e deverá ser submetido para aprovação 5 (cinco) anos antes do término da

parada de produção;

- b) PDI Executivo: contempla informações, projetos e estudos necessários ao planejamento e à execução do descomissionamento de instalações e deverá ser submetido para aprovação no prazo de 180 (cento e oitenta) dias contados da aprovação do PDI Conceitual.

Esses documentos deverão atender ao conteúdo mínimo estabelecido na Resolução n.º 817/2020, que abrange as informações para identificação do contexto, as motivações para o descomissionamento, os inventários de instalações a serem descomissionadas, a caracterização e a avaliação das alternativas de descomissionamento, a descrição do projeto de descomissionamento de instalações e a apresentação de estudos e planos associados.

Entre as inovações trazidas pela Resolução 817/2020, destaca-se a previsão de adoção de avaliação comparativa de alternativas de descomissionamento, para justificar propostas de remoção parcial ou a permanência definitiva *in situ*, a previsão de plano de monitoramento pós-descomissionamento, para acompanhamento dos efeitos e impactos remanescentes decorrentes da execução do descomissionamento de instalações marítimas e a exigência de implementação de Sistema de Gestão de Responsabilidade Social e Sustentabilidade durante o processo de descomissionamento.

É importante destacar, ainda, que, em 2022, a Marinha aprovou a segunda revisão das Normas da Autoridade Marítima para Obras e Atividades Afins em Águas Sob Jurisdição Brasileira (à época NORMAM-11/DPC atual NORMAM-303/DPC) para, entre outras alterações, incluir o Capítulo 6, que define os procedimentos para aplicação de parecer para descomissionamento de plataformas ou estruturas submarinas subutilizadas, em fase de encerramento de suas operações, considerando os procedimentos estabelecidos na Resolução n.º 817/2020.

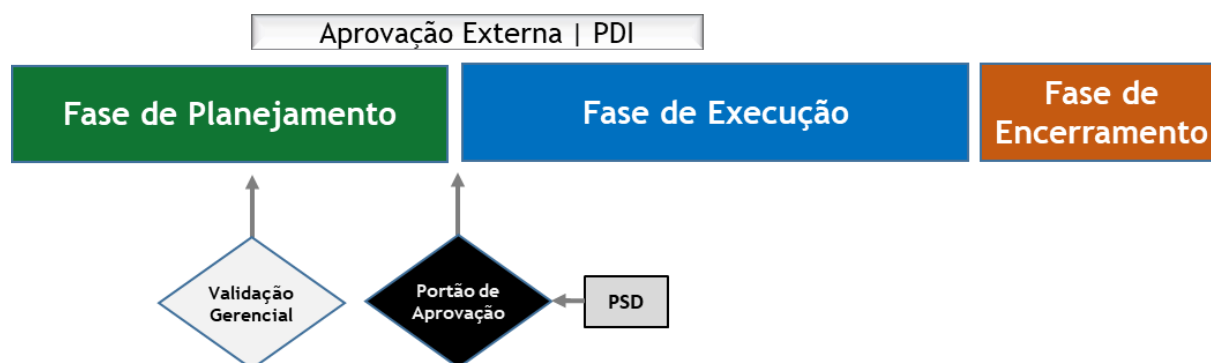
Em que pese os avanços e as inovações da Resolução ANP 817/2020, ainda existem algumas incertezas quanto aos procedimentos a serem adotados para o descomissionamento, especialmente em face da ausência de instrumentos que promovam a uniformização da coordenação interinstitucional e alinhamento entre a ANP, Marinha e IBAMA, órgãos envolvidos na avaliação dos PDI de instalações marítimas, e de regulação específica do órgão ambiental federal.

3.2 Estrutura de descomissionamento no E&P da Petrobras

Conforme mencionado no item anterior, o PDI tem como objetivo orientar de forma estratégica as ações, metas e investimentos necessários para o planejamento, execução e monitoramento das atividades relacionadas ao descomissionamento seguro e sustentável das instalações marítimas de exploração e produção de petróleo e gás. Para tanto, a Petrobras conta com uma

estrutura organizacional para o descomissionamento que abrange áreas dedicadas em mais de 20 gerências específicas, distribuídas em três das suas diretorias, além de outras cuja articulação se faz fundamental para essa atividade. A área de Projetos de Descomissionamento aprimorou sua sistemática de gerenciamento de projetos, e atualmente prevê o planejamento em fase única e apenas um portão de decisão antes de iniciar sua execução (Nicolosi, Eduardo R.; Abreu, Bernardo B.; Castilho Filho, Edson L. V. C.; Gomes, Eduardo H. Z.; Dutra, Eduardo S. S., 2018):

Figura 1 – Sistemática dos projetos de descomissionamento da PETROBRAS.



Fonte: Elaborado com base no Padrão PE-1PBR-00896

Essa mudança, aliada à maior clareza na definição de entregáveis de projetos, de papéis e responsabilidades, objetiva tornar o planejamento mais eficiente e acelerar a entrada em execução dos projetos de uma carteira que aumentou mais de 10 vezes em tamanho, se comparado com o cenário de sete anos atrás (Nicolosi; Castilho Filho; Gomes; Dutra, 2018).

3.3 Descomissionamento de plataformas flutuantes



Nos últimos 6 anos, a Petrobras descomissionou o maior número de plataformas flutuantes de sua história, com um total de 11 que saíram da locação *offshore*. Ainda existem 15 plataformas flutuantes em descomissionamento, cujos Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI) foram submetidos à análise dos órgãos reguladores.

Entre as plataformas que já foram desmobilizadas da locação *offshore*, pode-se citar o caso da P-32, que representou um novo conceito de destinação sustentável, sendo adotadas as melhores práticas da indústria em alinhamento com os princípios da IOGP, entre eles:

- a) Inventário prévio dos materiais perigosos existentes na embarcação, de modo a garantir a elaboração adequada de um plano de reciclagem pelo estaleiro;
- b) Consideração dos requisitos do Regulamento (UE) n.º 1257/2013 relativo à reciclagem de navios, no caso de estaleiros internacionais e/ou, no caso dos brasileiros, as licenças de operação e a conformidade com a legislação, regras e regulamentos de meio

- ambiente, segurança e saúde dos trabalhadores aplicáveis, incluindo gerenciamento de subcontratados;
- Reciclagem em estaleiros dotados de soluções tecnológicas, tais como dique seco ou terreno impermeabilizado com sistema de drenagem eficaz, que garantam a contenção de contaminantes decorrentes das atividades de desmantelamento, impedindo sua liberação para o meio ambiente; e
 - Acompanhamento das ações previstas pelo estaleiro para o cumprimento das práticas de segurança, meio ambiente e saúde e responsabilidade social, de forma sustentável e auditável ao longo do processo de reciclagem.

Figura 2 – Plataformas Flutuantes Descomissionadas

2019	2020	2021	2022	2023	2024
					
FPSO RIO DAS OSTRAS	P-12	FPSO PIRANEMA	P-07	P-32	P-33
					
FPSO RIO DE JANEIRO		PCA 01,02,03			FPSO CPXB
					
		P-15			P-26

Fonte: Elaborado pelos autores

Figura 3 – Plataforma P-32

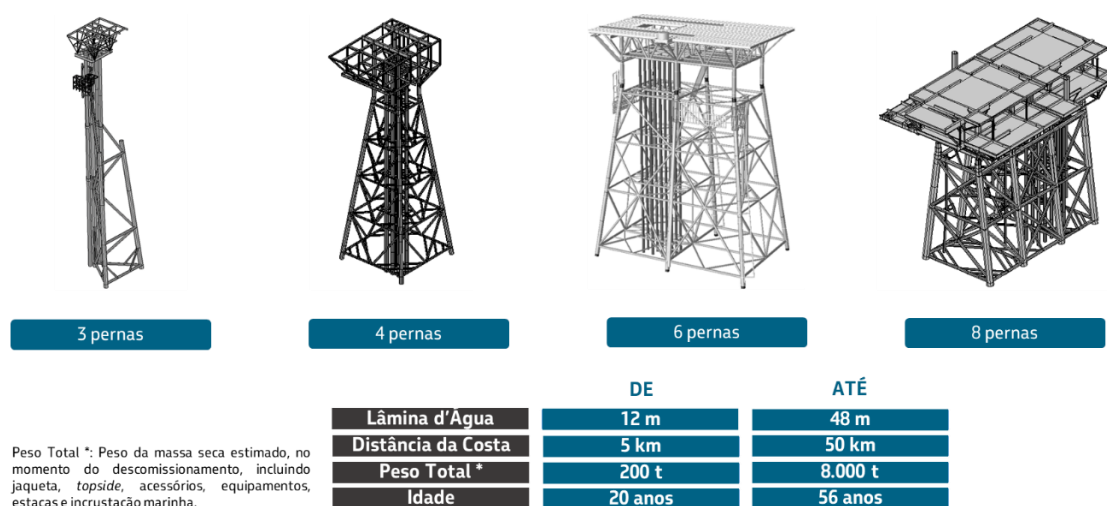


Fonte: Banco de Imagens da Petrobras

3.4 Descomissionamento de plataformas fixas

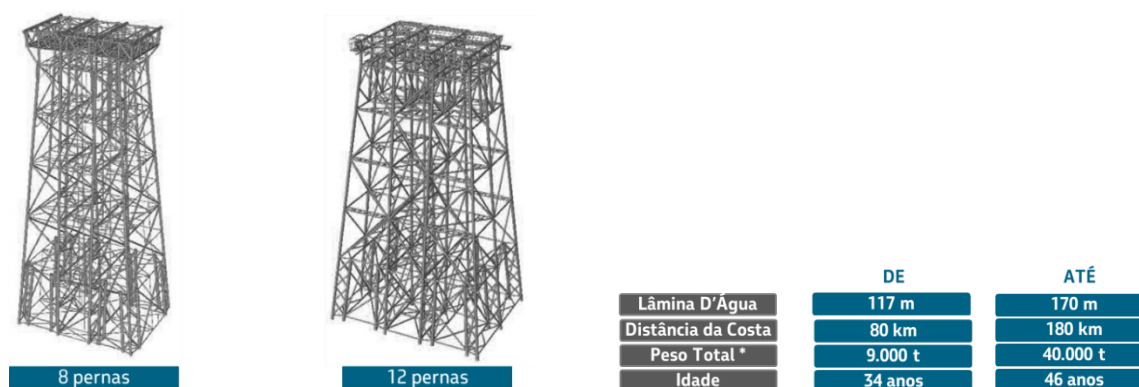
Atualmente, a Petrobras possui 34 plataformas fixas, cujos Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI) foram submetidos à análise dos órgãos reguladores. Trata-se de um desafio sem precedentes na história da empresa e do país. Essas plataformas fixas possuem uma grande diversidade de características técnicas e geográficas que podem ser resumidamente agrupadas da seguinte forma:

Figura 4 - Plataformas fixas típicas do nordeste brasileiro



Fonte: Petrobras. LIVE Plano de Negócios 25 - 29 (Março/2025)

Figura 5 - Plataformas fixas típicas do sudeste brasileiro



Fonte: Petrobras. LIVE Plano de Negócios 25 - 29 (Março/2025)

Para todas essas plataformas, até o momento, está sendo prevista a remoção por meio do modelo contratual de EPRD (Engenharia – Preparação – Remoção – Disposição Final) adotado mundialmente. Esse modelo já foi realizado no Brasil, de forma bem-sucedida, no descomissionamento das plataformas do campo de Cação.

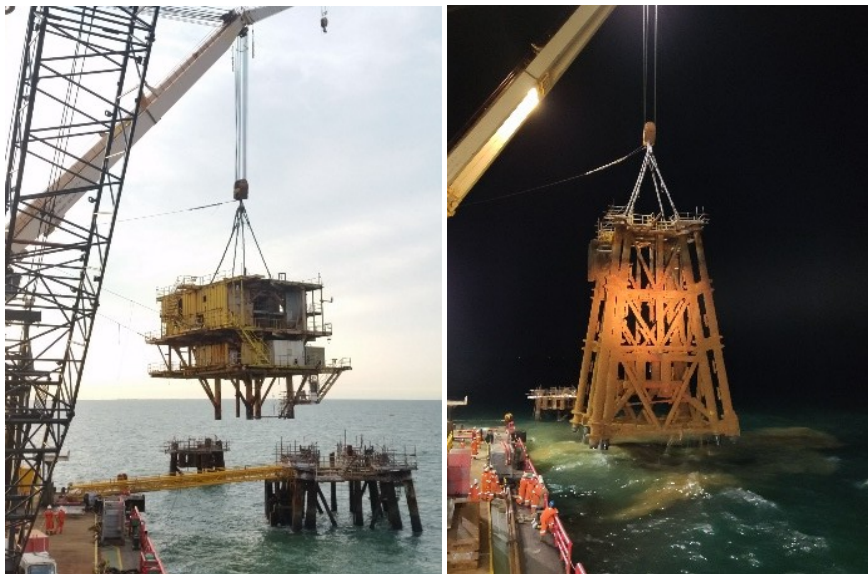
Para o descomissionamento das 3 plataformas (PCA-1, PCA-2 e PCA-3), foram realizadas as seguintes atividades:

- a) Despressurização de poços e preparo das instalações para desmontagem inicial;
- b) Abandono permanente dos poços;
- c) Limpeza e desativação permanente dos gasodutos e oleodutos;
- d) Desmontagem de conveses;
- e) Corte, remoção e disposição final das estruturas;
- f) Disposição final de todos os materiais armazenados em terra.

A atividade de despressurização de poços e preparo das instalações para desmontagem inicial e a limpeza e desativação permanente dos gasodutos e oleodutos foi realizada ainda pela equipe de operação da plataforma. O abandono permanente dos poços foi realizado com a sonda autoelevatória P-59.

A desmontagem e remoção dos conveses e jaquetas foram concluídas em maio de 2021, sendo todas as estruturas removidas (aproximadamente 2400 toneladas) transportadas por balsas para o Porto do Rio de Janeiro e, posteriormente, destinadas majoritariamente para reciclagem, e o restante dos resíduos foi para outras destinações ambientalmente adequadas. Todo o escopo de serviços foi realizado por meio de um contrato de EPRD (Engenharia, Preparação, Remoção e Destinação).

Figura 6 – Remoção das Plataformas do Campo de Cação



Fonte: Petrobras

Figura 7 – Destinação final das estruturas removidas

Fonte: Petrobras

As alternativas de descomissionamento de plataformas fixas devem considerar aspectos regulatórios, disponibilidade de recursos e também aspectos ambientais.

3.5 Abandono permanente de poços

O abandono permanente de poços é uma etapa que integra o escopo do descomissionamento e é fundamental na gestão de ativos de petróleo e gás, pois assegura a integridade ambiental e operacional ao final da vida útil dos poços. Essa atividade é indispensável para mitigar riscos associados ao fim da vida útil das estruturas e equipamentos, garantindo a segurança das operações e conformidade com a regulamentação vigente, como o Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços (SGIP). Além disso, o abandono contribui para a sustentabilidade dos campos, liberando áreas e equipamentos para novas operações, o que é crucial para a otimização dos recursos da Petrobras.

Historicamente, a Petrobras realiza um número expressivo de abandonos de poços. Entre 2015 e 2024, foram utilizados mais de 17mil dias de sonda para intervenções de descomissionamento em mais de 340 poços marítimos. Ou seja, em média, quase 5 sondas em paralelo por ano foram dedicadas ao abandono de poços da Petrobras em 10 anos, evidenciando a complexidade e o volume dessas operações. A centralização da gestão dos abandonos, desde 2020, permitiu ganhos importantes em segurança, escala e prontidão, além de possibilitar o agrupamento de atividades para otimização do uso de sondas e equipamentos especializados, refletindo o compromisso da companhia com a excelência operacional, mesmo diante de cenários desafiadores.

O Plano de Negócios da Petrobras para o período 2026-2030 prevê a intensificação dessas operações, estimando a realização de aproximadamente 500 abandonos de poços. Essa atividade será responsável por aproximadamente 69% do orçamento total previsto para as atividades de descomissionamento (ABEX), representando cerca de 6,7 bilhões de dólares.

Esse cenário ressalta a importância estratégica do abandono de poços para o planejamento financeiro e operacional da empresa, demonstrando a necessidade de uma gestão robusta e eficiente para atender à crescente demanda e aos requisitos regulatórios.

As oportunidades de melhoria nas atividades de abandono de poços envolvem avanços tecnológicos, otimização logística e inovação em modelos contratuais, visando a aumentar a segurança, eficiência e redução de custos. Tecnologias como o abandono *Through Tubing*, o uso de embarcações especializadas como as *Light Well Intervention Vessels* (LWIV) e a clusterização das operações contribuem para acelerar os processos e minimizar riscos. Paralelamente, o desenvolvimento de novos métodos de verificação das barreiras de segurança e a adoção de soluções integradas vêm ampliando o potencial de ganhos, consolidando o abandono de poços como uma atividade estratégica para a sustentabilidade e competitividade da Petrobras.

3.6 Descomissionamento de sistemas submarinos

O desenvolvimento dos sistemas de produção de petróleo na Bacia de Campos demandou o emprego de tecnologias inovadoras e, por vezes, disruptivas, necessárias para avançar na exploração em águas progressivamente mais profundas (Nicolosi; Dutra; Guerra; Freitas; Castilho Filho; Prado; Giovani e Fernandes, 2024).

Esse cenário de pioneirismo também é observado no desenvolvimento do pré-sal da Bacia de Santos, com a utilização, por exemplo, de Boias de Sustentação de *Risers* (BSRs), *Risers* Híbridos Autossustentáveis (RHAS), *risers* rígidos e flexíveis em catenária livre e *lazy-wave*, todos operando em águas ultraprofundas e submetidos a altas pressões e quantidades de CO₂ nos fluidos provenientes dos reservatórios (Cezar; Pereira; Daniel; Oazen; Trovado; Almeida, 2015).

Adicionalmente, há também os sistemas submarinos na região Nordeste (BA, SE, RN e CE), onde a produção *offshore* de petróleo iniciou no Brasil. Esses sistemas se caracterizam por serem constituídos, prioritariamente, por centenas de quilômetros de dutos rígidos (de diferentes diâmetros) em águas muito rasas (LDA < 50 m), incluindo alguns com chegada na costa (*shore approach*), e que foram instalados, em alguns casos, há dezenas de anos.

Por conseguinte, tem-se no Brasil um cenário de descomissionamento de sistemas submarinos único no mundo, caracterizado por:

- a) Grande variação de lâmina d'água (LDA) em que se encontram os sistemas submarinos, indo de águas rasas (poucos metros de profundidade) até ultraprofundas (LDA > 2.000 m);

- b) Uso extensivo de dutos flexíveis e umbilicais, especialmente nos sistemas de coleta (interligação dos poços às plataformas) na Bacia de Campos, com casos em que um único projeto de descomissionamento tem em seu escopo mais de 500 km de linhas flexíveis (PETROBRAS, 2024a). Ademais, em alguns casos, por conta de particularidades na instalação, há grande quantidade de cruzamentos entre as linhas;
- c) Centenas de *risers* para serem descomissionados. Em alguns casos, tem-se 90 *risers* conectados em uma única plataforma (PETROBRAS, 2024a);
- d) Extensos gasodutos e oleodutos rígidos;
- e) Grande quantidade de poços com completação molhada, equipados com ANMs (Árvores de Natal Molhada) de diferentes “famílias / gerações”;
- f) Equipamentos submarinos de grande porte (*manifolds* e sistemas de bombeio/separação submarinos), com alguns atingindo mais de 400 toneladas e dimensões de 19 m x 14 m x 7 m (PETROBRAS, 2025a);
- g) Ocorrência do fenômeno de fragilização por SCC-CO₂ (*Stress Corrosion Cracking - CO₂ / Corrosão Sob Tensão pelo CO₂*) em dutos flexíveis na Bacia de Santos (PETROBRAS, 2024b);
- h) Estruturas com pouca ou nenhuma experiência mundial de descomissionamento, como as BSR e RHAS, na Bacia de Santos.

Para ilustrar a magnitude do desafio, só o Projeto de Descomissionamento do Campo de Marlim possui em seu escopo (boa parte dele já executado) mais de 300 *risers*, 1.200 km de linhas flexíveis (780 km de dutos flexíveis e 420 km de umbilicais), 225 km de dutos rígidos (com diâmetros de até 12”) e oito equipamentos de grande porte (Nicolosi; Dutra; Guerra; Freitas; Castilho Filho; Prado; Giovani e Fernandes, 2024). Há também mais de 90 linhas de ancoragem das nove plataformas associadas, com cerca de 80 km de amarras, 39 km de cabos de aço, 35 km de cabos de poliéster e dezenas de pontos fixos de diferentes tipos (âncoras de arraste, estacas torpedo e estacas de sucção).

Somam-se a este cenário extremamente complexo os seguintes desafios (Nicolosi; Abreu; Castilho Filho; Gomes; Dutra, 2018):

- a) Infraestrutura logística local em fase de adaptação para a realização de operações de descomissionamento;
- b) Pouca disponibilidade regional de embarcações especializadas (ex.: embarcações de *heavy lift*), assim como a competição por recursos com projetos de desenvolvimento da produção;
- c) Grande variedade de cenários ambientais, incluindo áreas de alta sensibilidade, com presença de bancos de algas calcárias e corais;
- d) Presença de coral-sol (espécie exótica invasora) em algumas estruturas.

Visando a vencer esses desafios e superar a complexidade desse cenário, os projetos de descomissionamento de sistemas submarinos são, costumeiramente, divididos nas seguintes etapas (Nicolosi; Abreu; Castilho Filho; Gomes; Dutra, 2018; Oguk, 2019; Delgado; Michalowski, 2021):

- a) Elaboração do inventário, que consiste no levantamento de informações técnicas das estruturas que serão descomissionadas (dutos, umbilicais e equipamentos), assim como na caracterização ambiental da região onde se encontra o sistema submarino. Essa etapa pode incluir também a realização de inspeções complementares;
- b) Avaliação das alternativas de descomissionamento, aplicando-se metodologias multicritério (MCDA - *Multi-Criteria Decision Analysis*) que levam em consideração, na comparação das alternativas, os critérios (i) técnico, (ii) ambiental, (iii) saúde e segurança, (iv) social, (v) gerenciamento de resíduos e (vi) econômico;
- c) Mapeamento da demanda de recursos (ex.: embarcações e bases de recebimento/armazenamento) e realização de estimativas de custos;
- d) Elaboração de toda a documentação técnica de engenharia, incluindo os procedimentos executivos operacionais;
- e) Realização de análises de riscos, incluindo a avaliação de impactos ambientais (AIA);
- f) Contratação e mobilização de recursos (ex.: embarcações e ferramentas especiais);
- g) Execução das operações de recolhimento das estruturas, levando em consideração, por exemplo, os seguintes fatores: (i) sinergia com outros projetos (ex.: otimização e redução de custos com contratação de recursos); (ii) interferências com instalações em produção (ex.: cruzamento entre linhas a serem descomissionadas e linhas "vivas" interligadas a plataformas em operação); (iii) infraestrutura logística (ex.: disponibilidade de espaço nas bases terrestres para recebimento de material e da indústria para realização de reciclagem dos resíduos); (iv) possibilidade de reutilização de componentes em outros projetos, caso esses tenham características, integridade estrutural e vida útil remanescente compatíveis com a nova aplicação;
- h) Transporte *offshore* e *onshore*, bem como o armazenamento temporário, das estruturas removidas;
- i) Separação, tratamento e destinação dos resíduos, buscando-se sempre a maximização da reciclagem;
- j) Realização do PMPD (Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento).

A PETROBRAS vem nos últimos anos investindo significativamente em inovação e tecnologia em todas estas etapas, buscando vencer os desafios já citados, e obtendo ganhos significativos no descomissionamento de sistemas submarinos, com grandes avanços na sustentabilidade, redução de impactos/riscos ambientais (Silva; Silva; Nicolosi; Miranda, 2019; Carneiro; Fasca; Cordeiro; Martingil; Do Valle; Souza; Salomon, 2024) e otimização de seus projetos (Coimbra Junior; Bressan; Nicolosi; Santana; Souza; Fernandes; Tavares, 2023). Entre

os inúmeros avanços, pode-se citar os seguintes:

Avanço 1: Emprego de AUV (*Autonomous Underwater Vehicle*) e de embarcações autônomas (*Uncrewed Surface Vessel*), em substituição aos tradicionais ROV (*Remotely Operated Vehicle*) e RSV (*ROV Support Vessel*), para realização de inspeções nos sistemas submarinos em descomissionamento, para caracterização das estruturas e do meio ambiente (ex.: identificação de cruzamentos e mapeamento de trechos soterrados), com consequente redução drástica de HHER (Horas-Homem de Exposição ao Risco), emissão de GEE e custos.

Avanço 2: Injeção de nitrogênio (N_2) como etapa complementar à limpeza de dutos de escoamento de óleo, previamente às operações de desconexão nos equipamentos e nas plataformas (*pull out*). O N_2 injetado ocupa as seções superiores do duto, especialmente em trechos com “corcovas” oriundas de diferenças na batimetria do leito marinho ao longo da rota, reduzindo os volumes de água e as vazões necessárias para uma limpeza eficaz.

Avanço 3: A presença de bloqueios por formação de hidratos ou a impossibilidade de pressurizar as linhas devido a problemas de integridade podem dificultar a remoção de hidrocarbonetos no interior dos dutos. Por conseguinte, técnicas customizadas foram desenvolvidas para lidar com essas situações, fornecendo salvaguardas adicionais para a abertura de conexões e mitigando a liberação rápida de gás decorrente da dissolução de hidratos. Entre essas técnicas, destacam-se o uso de campânulas para abertura de conexões entre tramos de dutos e de cabeça de tração instrumentada para recuperação de extremidades de linhas contendo bloqueio por hidrato e/ou óleo (Figura 8).

Figura 8 – Recolhimento de dutos flexíveis utilizando cabeça de tração instrumentada.



Fonte: Elaborado pelos autores

Avanço 4: Avaliações detalhadas, na fase de planejamento, das diferentes alternativas de “desconexão no leito marinho” para o recolhimento otimizado de linhas flexíveis, especialmente as seguintes (incluindo combinações delas):

- a) **Alternativa 1:** desconexão na CRF (Conexão Riser-Flowline) e remoção apenas do *riser* no momento do *pull out*, utilizando PLSV da frota, deixando as *flowlines* para serem removidas futuramente, por meio de contrato EPRD (Ribeiro; Soares; Patricio Junior, 2025). Nessa alternativa, a prioridade é reduzir o tempo entre parada definitiva da produção e a desancoragem e saída da locação da plataforma;
- b) **Alternativa 2:** desconexão do duto na ANM (ou outro equipamento submarino) e realização do recolhimento da *flowline* e do *riser* em uma única operação, utilizando PLSV da frota. Nessa alternativa, a prioridade é minimizar o emprego de embarcações e reduzir o número total de desconexões.

Avanço 5: Para acelerar a saída da plataforma, as operações de *pull out* dos *risers* e a recuperação das *flowlines* podem ser organizadas em campanhas separadas (“Alternativa 1” supracitada). A execução antecipada dos *pull outs* possibilita agilizar a desancoragem/remoção da plataforma e reduz a pressão sobre o cronograma, permitindo otimização do planejamento e maior flexibilidade para adoção de diferentes modelos de contratação na recuperação de *flowlines* dispostas no leito marinho.

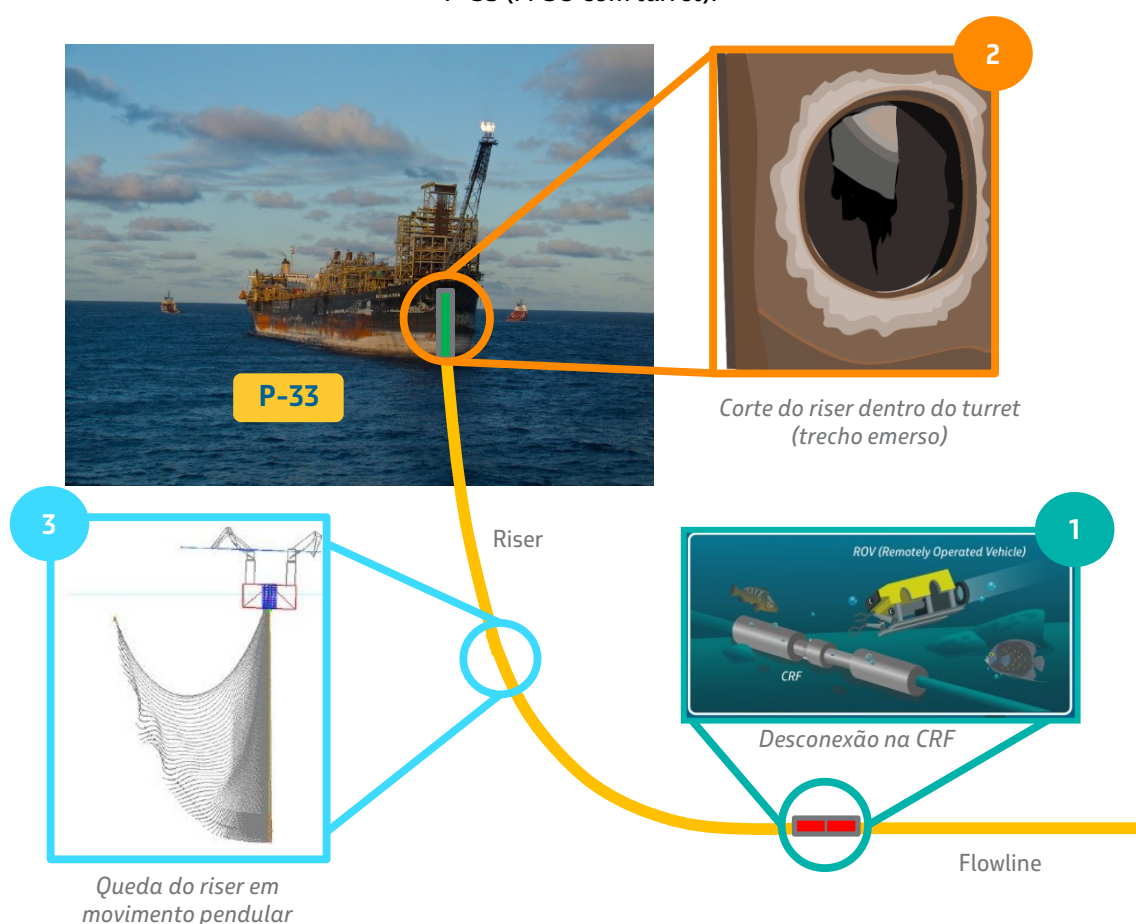
Entretanto, essas operações podem enfrentar o risco de “movimentação” dos *risers*, no momento da desconexão da CRF, devido à eliminação, durante a desconexão, da tensão proporcionada pela extensão remanescente da *flowline* no leito marinho. Para solucionar isso, a PETROBRAS vem desenvolvendo e aplicando diferentes soluções de ancoragem temporária dos *risers* (Coimbra Junior; Bressan; Nicolosi; Santana; Souza; Fernandes; Tavares, 2023; Nicolosi; Dutra; Guerra; Freitas; Castilho Filho; Prado; Giovani e Fernandes, 2024), focando na redução da demanda de embarcações e, por conseguinte, implicando menores impactos no solo marinho (especialmente em regiões com bancos de coral de águas profundas) e emissões de GEE.

Avanço 6: Desenvolvimento e aplicação de diversas ferramentas para manuseio / recuperação de dutos flexíveis e umbilicais customizadas (Santana; Smedo; Castilho; Fernades; Pinto; Castro; Silva, 2023), incluindo soluções para o caso de linhas cortadas (para desfazimento de cruzamentos) e para içamento pelo conector de extremidade (*end fitting*) sem necessidade de instalação de cabeça de tração. Essas soluções, além de otimizarem as operações com PLSV, proporcionam flexibilidade quanto ao comprimento das seções removidas, especialmente na campanha de *pull out* (crítica para liberar com a maior antecedência possível a saída da locação da plataforma).

Avanço 7: Desenvolvimento do “pull out de 2ª extremidade com corte emerso de risers” (Figura 9), com ampla aplicação nas campanhas de pull out no Projeto de Descomissionamento do Campo de Marlim (Nicolosi; Dutra; Guerra; Freitas; Castilho Filho; Prado; Giovani e Fernandes, 2024). Essa solução de pull out acarreta, em comparação com a operação tradicional (sem corte):

- Redução de mais de 40% no tempo de execução do pull out;
- Eliminação do emprego de mergulho humano, aumentando a segurança das operações;
- Menor uso de embarcações (PLSV e AHTS), reduzindo custos e emissões;
- Simplificação das atividades preparatórias (em topside) e eliminação do uso do sistema de pull out, reduzindo as ameaças para o cronograma do projeto.

Figura 9 – Sequência (1 → 2 → 3) para realização do “pull out de 2ª extremidade com corte emerso de risers” na P-33 (FPSO com turret).



Fonte: Elaborado pelos autores

Avanço 8: A reutilização de linhas flexíveis, recolhendo-as em um projeto de descomissionamento e as relançando em um projeto complementar ou de desenvolvimento da produção, é decidida com base em uma análise contínua que considera: (i) histórico operacional e integridade estrutural da linha, (ii) viabilidade técnica (levando em conta o novo sistema submarino e as especificações do fluido) e (iii) viabilidade financeira (comparando o custo de

fabricação de uma nova linha com o de reutilização). Essa abordagem contribui significativamente para a redução de resíduos e otimização dos projetos, alinhando-se aos princípios de sustentabilidade e eficiência operacional. Como exemplo, tem-se que no Projeto de Descomissionamento do FPSO Capixaba, no litoral do Espírito Santo, as linhas flexíveis foram avaliadas para uso no projeto IPB (Integrado do Parque das Baleias), sendo que mais de 50 km de linhas flexíveis foram reutilizadas, representando 36% do escopo de linhas descomissionadas do projeto original (Nicolosi; Dutra; Guerra; Freitas; Castilho Filho; Prado; Giovani e Fernandes, 2024).

Avanço 9: Execução de operações de desancoragem, com substituição do mergulho humano e da utilização de guinchos da plataforma por operações com ROV, realizando cortes submersos de amarras (Silva; Pons; Silva; Lima; Corea; Viana; Costa Junior, 2025).

Por exemplo, no projeto do FPSO P-32, no Campo de Marlim, cortes com disco rotativo foram realizados na seção inferior das linhas de ancoragem, seguidos pela remoção das seções intermediária e superior — essa última também cortada com ROV para ser desconectada do FPSO. Assim, as oito linhas de ancoragem foram desconectadas e parcialmente removidas imediatamente, deixando as seções inferiores e as âncoras para remoção posterior. O uso da ferramenta de corte foi essencial para reduzir o tempo de operação e eliminar a necessidade de mergulho raso em um sistema de ancoragem originalmente projetado para ser desconectado por mergulhadores.

Avanço 10: A crescente complexidade dos projetos de descomissionamento de sistemas submarinos na indústria de óleo e gás demanda abordagens que integrem múltiplos critérios e aspectos. Nesse contexto, a PETROBRAS, em parceria com a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), desenvolveu uma metodologia de apoio à decisão baseada em análise multicritério (MCDA), com o objetivo de avaliar múltiplas alternativas (em alguns casos, da ordem de milhões) e auxiliar na seleção daquela(s) mais sustentável(is) para o descomissionamento de sistemas submarinos (Caprace; Souza; Ferreira; Nicolosi, 2025).

A metodologia foi estruturada com base no método PROMETHEE (*Preference Ranking Organization METHod for Enrichment Evaluations*), incorporando seis critérios principais: Técnico, Ambiental, Social, Gerenciamento de Resíduos, Segurança e Econômico. A sua construção contou com a participação de dezenas de *stakeholders* e profissionais de diferentes áreas/especialidades, garantindo uma abordagem holística e alinhada aos princípios ESG – *Environmental, Social and Governance* (Lourenço; Caprace; Palhano; Sant’ana; Angelo; Nicolosi; Ferreira; Freitas, 2024).

Essa metodologia tem sido fundamental, por exemplo, na avaliação de alternativas de descomissionamento de dutos rígidos no Nordeste, sendo eficaz na estruturação de decisões complexas, promovendo maior transparência, rastreabilidade e sustentabilidade (PETROBRAS, 2025b).

Com todas essas inovações, a PETROBRAS, com os seus parceiros, conseguiu, nos últimos anos (2021 a 2024), atingir os seguintes marcos no descomissionamento de sistemas submarinos (Ribeiro, 2025): recolhimento de 1.925 km de linhas flexíveis; 259 operações de *pull out*; 104 desconexões de linhas de ancoragem; aproximadamente 95% de reciclagem (percentual em massa) dos materiais recolhidos, empregando contratos do tipo EPRD. Para o futuro, os desafios continuam, uma vez que a previsão para os próximos anos, segundo o PN 25-29 da PETROBRAS (Ribeiro, 2025), é de se realizar aproximadamente 489 operações de *pull out* e executar o recolhimento de mais de 1.900 km de linhas flexíveis, empregando tanto recursos do *pool* quanto em contratos EPRD.

4 CONCLUSÃO

O desenvolvimento das atividades de descomissionamento *offshore* no Brasil evidencia avanços significativos em termos de regulação, inovação tecnológica e evolução das práticas ambientais e operacionais.

A Petrobras, como principal operadora nacional, consolidou uma estrutura robusta para enfrentar os desafios de planejamento e execução dessas atividades, buscando maior eficiência, segurança e sustentabilidade.

Alguns temas relacionados ao descomissionamento são de grande relevância para a indústria de óleo e gás e para a sociedade, como as metodologias multicritério para tomada de decisão, o emprego de novas tecnologias para inspeção e remoção de estruturas e o compromisso com a destinação adequada dos resíduos, isso inclui a reciclagem e o reaproveitamento.

Todavia, apesar dos avanços, ainda existem desafios relacionados à coordenação entre órgãos reguladores, à disponibilidade de recursos especializados e à complexidade dos ativos a serem descomissionados. Comparado às outras experiências internacionais, o cenário brasileiro se destaca pelas especificidades técnicas das atividades de produção de petróleo *offshore* e características singulares do ambiente marinho, demandando contínua evolução das práticas adotadas e a integração entre os diversos agentes envolvidos nas atividades.

Nesse contexto, descomissionamento se destaca como um processo estratégico para a sustentabilidade da indústria de óleo e gás no país, apontando para um futuro de operações cada vez mais seguras, eficientes e alinhadas às melhores práticas internacionais.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Consulta e Audiência Públicas nº 24/2019**. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2019/consulta-e-audiencia-publicas-no-24-2019>. Acesso em: 30 set. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Descomissionamento de instalações**. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional/descomissionamento-de-instalacoes>. Acesso em: 30 set. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Resolução ANP nº 817, de 24 de abril de 2020**. Dispõe sobre o descomissionamento de instalações de exploração e produção de petróleo e gás natural. Diário Oficial da União, Brasília, DF, seção 1, p. 76, 27 abr. 2020. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-anp-n-817-de-24-de-abril-de-2020-254563948>. Acesso em: 30 set. 2025

CAPRACE, J. D.; DE SOUZA, M. I. L.; FERREIRA, C. V.; NICOLOSI, E. R. A New Multi-Criteria Decision-Making Tool for Subsea Oil and Gas Asset Decommissioning. **ASME Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering**, [s. l.], v. 147, Oct. 2025. 2025. DOI:10.1115/1.4067499 Disponível em: <https://asmedigitalcollection.asme.org/offshoremechanics/article-abstract/147/5/051401/1210902/A-New-Multi-Criteria-Decision-Making-Tool-for?redirectedFrom=fulltext>. Acesso em: 30 set. 2025.

CARNEIRO, P. R. F.; FASCA, H.; CORDEIRO, M.; MARTINGIL, M.; DO VALLE, L. V.; DE SOUZA, M. I. L.; SALOMON, P. S. A methodological approach for an objective environmental impact assessment to support the decision-making in the decommissioning of oil and gas subsea installations in Brazil. **Journal for Nature Conservation**, [s. l.], v. 79, Jun. 2024. DOI: doi.org/10.1016/j.jnc.2024.126619. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1617138124000682?via%3Dihub>. Acesso em: 30 set. 2025.

CEZAR, A. S. P.; PEREIRA, A. R.; DANIEL, L.L.; OAZEN, E. V.; TROVOADO, L.C.; DE ALMEIDA, M. C. Subsea Solutions in the Pre-Salt Development Projects. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2015, Houston. Proceedings [...]*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2015. DOI: doi.org/10.4043/25773-MS. Disponível em <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/150TC/150TC/OTC-25773-MS/77628>. Acesso em: 30 set. 2025.

COIMBRA JUNIOR, F. J. C.; BRESSAN, R. D. S.; NICOLOSI, E. R.; SANTANA, A. L. V.; SOUZA, D. C. D.; FERNANDES, P. T.; TAVARES, G. M. Cost Reduction Challenges in Subsea Decommissioning Operations. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2023, Houston. Proceedings [...].* Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2023. DOI: doi.org/10.4043/32601-MS. Disponível em: <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/23OTC/23OTC/D031S039R001/519351>. Acesso em: 30 set. 2025.

DELGADO, Fernanda; MICHALOWSKI, Gabriela. Descomissionamento offshore no Brasil – Oportunidades, Desafios & Soluções. **Cadernos FGV Energia**, Rio de Janeiro, v. 8, n. 11, p. 9-17. 2021. Disponível em: <https://repositorio.fgv.br/server/api/core/bitstreams/e22d3359-7541-483d-8344-bd756321f371/content>. Acesso em: 30 set. 2025.

LOURENÇO, M. I.; CAPRACE, J.; PALHANO, L.; SANT'ANA, J. F.; ANGELO, A. M.; NICOLOSI, E. R.; FERREIRA, C. V.; FREITAS, L. R. de Enhancing Sustainability Using Multi-Criteria Decision Making in Subsea Decommissioning. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2024, Houston. Proceedings [...].* Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2024. Doi: <https://doi.org/10.4043/35162-MS>. Disponível em: <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/24OTC/3-24OTC/544853>. Acesso em: 30 set. 2025.

MARINHA DO BRASIL. Diretoria de Portos e Costas. **Normas da Autoridade Marítima para Obras e Atividades Afins em Águas Sob Jurisdição Brasileira (NORMAM-303/DPC)**. Rio de Janeiro: Marinha do Brasil, 2023. Disponível em: <https://www.marinha.mil.br/sites/default/files/atos-normativos/dpc/normam/normam-303.pdf>. Acesso em: 30 set. 2025.

NICOLOSI, Eduardo R.; ABREU, Bernardo B.; CASTILHO FILHO, Edson L. V. ; GOMES, Eduardo H. Z.; DUTRA, Eduardo S. S. Descomissionamento de sistemas de produção offshore de óleo e gás: Cenário atual e Perspectivas futuras. *In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2018, Rio de Janeiro. Anais [...].* Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP. Trabalho técnico IBP1571_18. Disponível em: <https://biblioteca.ibp.org.br/scripts/bnmap.exe?router=upload/31785>. Acesso em: 30 set. 2025.

NICOLOSI, E. R.; DUTRA, E. S. S.; GUERRA, L. C. F.; FREITAS, L. R.; CASTILHO FILHO, E. L. V.; PRADO, D. D.; GIOVANI, R. S.; FERNANDES, A. A. F. Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations in Campos Basin - Brazil: Main Challenges and Achievements. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2024, Houston. Proceedings [...]*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2024. DOI: doi.org/10.4043/35397-MS. Disponível em: <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/240TC/240TC/D011S002R006/544990>. Acesso em: 30 set. 2025.

OGUK. **Decommissioning Work Breakdown Structure: Guidelines**. Oil & Gas UK. [London]: OCUK, 2019. Disponível em: <https://oeuk.org.uk/wp-content/uploads/2022/09/OGUK-Decommissioning-Work-Breakdown-Structure-Guidelines.pdf>. Acesso em: 30 set. 2025.

PETROBRAS. **Relatório de Descomissionamento de Instalações: projeto de descomissionamento de cação**. Rio de Janeiro, 2022

PETROBRAS. **Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas Conceitual (PDI Conceitual) do FPSO P-43**. Versão 0. 2024-1. Rio de Janeiro, 2024a.

PETROBRAS. **Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas Conceitual (PDI Conceitual) do FPSO Cidade de Angra dos Reis**. Versão 0. 2024-2. Rio de Janeiro, 2024b.

PETROBRAS. **Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas Executivo (PDI Executivo) da Plataforma P-25**. Versão 1. 2025-1. Rio de Janeiro, 2025a.

PETROBRAS. **Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas Executivo (PDI Executivo) da Plataforma Fixa de Biquara-01**. Versão 2. Revisão 03. 2025-2. Rio de Janeiro, 2025b.

SANTANA, A. L. B.; SEMEDO, E. D. S.; CASTILHO, J. M.; FERNANDES, P. T.; PINTO, W. D.; CASTRO, L. C. E.; SILVA, W. A. Challenges to Recover Subsea Umbilicals in Decommissioning Projects. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2023, Houston. Proceedings [...]*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2023. DOI: <https://doi.org/10.4043/32214-MS>. Disponível em: <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/230TC/230TC/D022S058R013/519067>. Acesso em: 30 set. 2025.

RIBEIRO, A.; SOARES, H.; PATRICIO JUNIOR, W. EPRD: A New Frontier in Subsea Decommissioning in Brazil. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2025, Houston. Proceedings [...]*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2025. DOI: doi.org/10.4043/35796-MS Disponível em: <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/25OTC/25OTC/D041S055R002/662754>. Acesso em: 30 set. 2025.

RIBEIRO, A. M. An Overview of Subsea Systems Decommissioning Project: Challenges and Lessons Learned. *In: SPE BRAZIL DECOMMISSIONING SYMPOSIUM, 2025, Rio de Janeiro. Trabalho apresentado em evento.*

SILVA, R. F.; PONS, R. A.; SILVA, L. N. P.; LIMA, B. A. L.; CORREA, Y. F. S. M.; VIANA, F. H.; COSTA JUNIOR, J. J. D. Innovative Unmooring Operations for Decommissioning FPSOs: Using Cutting of the Top Chain in Diverless Operation. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2025, Houston. Proceedings [...]*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2025. DOI: doi.org/10.4043/35672-MS Disponível em: <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/25OTC/25OTC/D011S014R001/662615>. Acesso em: 30 set. 2025.

SILVA, P. R. D.; SILVA, T. A. D.; NICOLOSI, E. R.; MIRANDA, C. A. D. K. Potential Environmental Impacts of Subsea System Installation and Decommissioning: A New Tool for Comparison of Locational and Technological Alternatives in the Oil & Gas Industry. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2019, Rio de Janeiro. Proceedings [...]*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2019. OTC-29891-MS. DOI:10.4043/29891-MS Disponível em: <https://onepetro.org/OTCBRASIL/proceedings-abstract/19OTCB/19OTCB/D011S003R003/180743>. Acesso em: 30 set. 2025.