

Revista digital Oil & Gas Brasil

Ano 2025 . Edição 66. nº 066

- * **MODEC celebra 15 e 10 anos dos FPSOs MV20 e MV26**
 - * **Solstad fecha contrato com a Petrobras**
 - * **Dois poços adicionais voltam ao modo de produção**
 - * **FPSO P-78 deixa Singapura rumo ao campo de Búzios**
 - * **Subsea7 e OneSubsea assinam contrato com a Equinor**
-



Rafael Torres,
*Diretor da American Bureau of
Shipping (ABS)*

**ABS: A atualização é
contínua**

Vem aí a 4ª edição

19, 20 e 21 de maio de 2026

FPSOs

PROJECTS, TECHNOLOGIES
AND INVESTMENTS

***O maior evento da América Latina
dedicado a plataformas flutuantes de
produção, armazenamento e
transferência de petróleo e gás
(FPSOs).***

PATROCÍNIO PLATINUM:

TECHOCEAN AASJ
SERVIÇOS INDUSTRIAIS

APOIO INSTITUCIONAL:



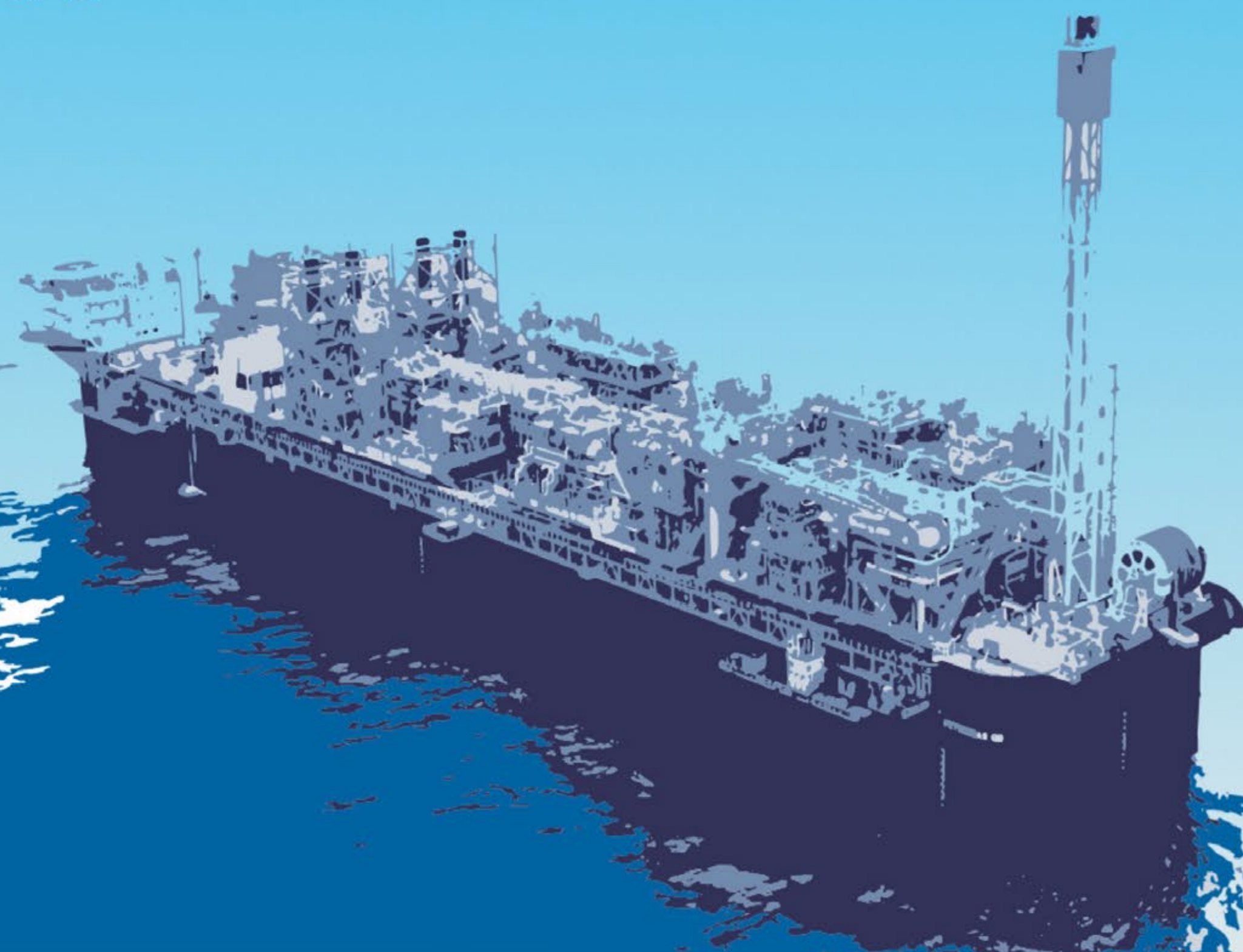
REALIZAÇÃO:

Revista digital
Oil & Gas Brasil



ExpoRio
CIDADE NOVA

ExpoRIO CIDADE NOVA
Rua Beatriz Larragoiti Lucas, s/n
Cidade Nova - Brazil - RJ, 20211-175



Sumário

06 petróleo e gás

18 artigo I

26 matéria de capa

32 entrevista exclusiva

Seções:

03 sumário

04 editorial

05 petróleo e gás

07 petróleo e gás

10 petróleo e gás

11 petróleo e gás

14 petróleo e gás

15 petróleo e gás

23 petróleo e gás

24 petróleo e gás

31 petróleo e gás

35 petróleo e gás

45 fornecedores

46 fornecedores

Revista digital Oil & Gas Brasil e Guia Oil & Gas Brasil são publicações exclusivas da MJB Editores Associados.

Diretora: Renata Soares **Reportagem:** Flávia Vaz, Julia Vaz e Fabiano Reis
Editora: Flávia Vaz **Comercial:** Irys Lima / Leandro Jesus
Diagramação: MJB Editores Associados **Fotos:** Banco de imagens da Petrobras, Ag. Petrobras, ANP e Redação. **Circulação:** Mensal envio para + 40 mil e-mails. As matérias jornalísticas e artigos assinados em Revista digital Oil & Gas Brasil somente poderão ser reproduzidos, parcial ou integralmente, mediante autorização da diretoria. Os artigos assinados não refletem necessariamente a opinião da Revista digital Oil & Gas Brasil. A revista é dirigida a empresários, executivos, engenheiros, geólogos, técnicos, pesquisadores, fornecedores, prestadores de serviços e compradores do mercado petrolífero brasileiro.

Editorial

Brasil reafirma protagonismo global no setor de petróleo e gás, mesmo diante de turbulência internacional

O mercado de petróleo e gás do Brasil mais uma vez provou sua força e resiliência diante do cenário geopolítico global. Em meio ao recente anúncio do governo dos Estados Unidos sobre a aplicação de novas taxas a determinados países e setores estratégicos, muitos analistas previam impactos significativos para economias emergentes e produtoras de energia. No entanto, os desdobramentos mostraram que o Brasil, ao contrário das expectativas, saiu ileso dessa turbulência.

A lista divulgada pelas autoridades norte-americanas detalhava as áreas e segmentos que sofreriam com as novas medidas tarifárias. No caso do Brasil, os efeitos diretos foram mínimos. E isso se deve, em grande parte, à performance excepcional que o setor vem apresentando nos últimos meses. O país vem batendo recordes sucessivos de produção, atraindo investimentos bilionários e ampliando sua capacidade operacional tanto no pré-sal quanto em outras bacias estratégicas.

Além da excelência técnica das operações offshore, com destaque para a crescente frota de FPSOs (Unidades Flutuantes de Produção, Armazenamento e Transferência), o setor tem se beneficiado de um ambiente regulatório mais estável e de uma infraestrutura de apoio que evolui constantemente para dar suporte ao crescimento sustentável da indústria.

Essa combinação de fatores fortaleceu a posição do Brasil como um player indispensável no mercado energético global. Companhias internacionais seguem apostando no potencial brasileiro, mesmo em meio à instabilidade de outros mercados. Isso ficou evidente nas últimas rodadas de licitação, nos anúncios de novos projetos e nos indicadores econômicos relacionados à produção e exportação de óleo e gás.

Enquanto o mundo observa com atenção os movimentos estratégicos das grandes potências, o Brasil segue avançando, consolidando-se como um dos centros mais dinâmicos e promissores da indústria global de energia.

A resiliência demonstrada diante das recentes pressões internacionais reforça não apenas a maturidade do setor, mas também a importância estratégica do país no presente e no futuro da matriz energética mundial.



A editora boa leitura!

MODEC celebra 15 e 10 anos dos FPSOs MV20 e MV26

Unidades somam mais de 465 milhões de barris produzidos ao longo do período.



Foto: Divulgação

descomissionamento, processo multidisciplinar que envolve a retirada segura e definitiva de unidades offshore ao fim de sua vida útil.

“Hoje nós somos a embarcação mais antiga em operação na Bacia de Santos! Toda a experiência do FPSO Cidade de Santos MV20 está sendo renovada e passada para o restante da frota, levando o legado e os aprendizados do MV20 a todos”, afirma Alexander Veigant, Gerente de Operações do MV20. Já o FPSO Cidade de Itaguaí MV26, em operação desde julho de 2015 no campo de Lula, foi a quarta unidade da MODEC projetada para o pré-sal brasileiro e a terceira a ter seus módulos de convés integrados no estaleiro de Angra dos Reis, no Rio de Janeiro.

Gustavo Correia, Gerente de Operações do MV26, também celebra as conquistas do navio ao longo de uma década: “Celebrar 10 anos

em operação é um marco significativo e fonte de orgulho para todos os envolvidos na história do MV26. Desde o primeiro dia, o FPSO tem papel essencial nas nossas operações, assegurando a segurança e a eficiência da produção de óleo e gás. Durante esse período, conquistamos muita coisa juntos, e continuaremos no mesmo caminho pelos próximos 10 anos”.

Sobre a MODEC

A MODEC é líder global no segmento de construção, afretamento e operação de plataformas para produção de óleo e gás e possui mais de 55 anos de história. Há mais de duas décadas em mares brasileiros, a MODEC opera 13 plataformas de petróleo e gás, possui duas unidades em construção e uma em fase final de comissionamento para o país. São mais de 3,3 mil empregados atuando no Brasil.

A MODEC, referência global na operação de plataformas flutuantes de produção de petróleo e gás, celebra este mês dois importantes marcos operacionais: os 15 anos do FPSO Cidade de Santos MV20 e os 10 anos do FPSO Cidade de Itaguaí MV26. Juntas, as unidades já superaram a marca de 465 milhões de barris de petróleo equivalente produzidos na Bacia de Santos.

O FPSO Cidade de Santos MV20 foi o primeiro navio da companhia a processar mais gás do que óleo em sua operação nos campos de Uruguá e Tambaú, na Bacia de Santos.

Desde sua entrada em operação, em julho de 2010, a unidade contribuiu com mais de 5.8 bilhões de metros cúbicos de gás natural. O FPSO Cidade de Santos MV20 produziu até dezembro de 2024, quando entrou em fase de



Foto: Divulgação

Strohm concluiu os primeiros testes de campo com a Petrobras para seu projeto TCP

Tecnologia inovadora de dutos flexíveis avança no Brasil com testes bem-sucedidos da Strohm em parceria com a Petrobras, abrindo caminho para aplicações no pré-sal e produção local.



De acordo com a Strohm, os testes e avaliações de engenharia foram conduzidos na Bacia de Campos no mês passado e demonstraram o desempenho do duto em condições reais, bem como a facilidade de instalação, usando os mesmos navios padrão de instalação de dutos flexíveis que já fazem parte da frota da Petrobras.

Os testes garantiram que o produto atendesse aos padrões da indústria e às condições exclusivas do mercado brasileiro, testando o TCP usando as mesmas metodologias e padrões dos tubos flexíveis convencionais.

“Esta fase de sucesso marca o ápice de uma colaboração notável entre a Petrobras e a Strohm ao longo dos últimos

meses, e os resultados dos testes de campo comprovam a inovação e a qualidade que o TCP traz para a indústria.

A tecnologia tem o potencial de transformar o mercado global de águas profundas e abre um enorme potencial para nós no Brasil”, disse Renato Bastos, vice-presidente da Strohm no Brasil.

Este é o primeiro teste offshore da Petrobras a incluir tubos de compósito termoplástico, e é uma prova do relacionamento de longa data entre nossas empresas.

O sucesso do teste de campo abre caminho para uma adoção mais ampla da nossa tecnologia no país, mantendo-nos no caminho certo para cumprir nosso compromisso de nos tornarmos o principal fornecedor de tubos de compósito para a Petrobras, além de nos prepararmos para a produção local.

A robustez e a facilidade de instalação do tubo foram avaliadas, incluindo testes de esmagamento e desempenho de imersão profunda (DIP), bem como testes de conexão vertical submarina de primeira e segunda extremidades.

Como parte do processo, o tubo foi instalado em configuração catenária, na qual permaneceu por 24 horas para avaliar seu comportamento em condições operacionais normais.

A empresa holandesa observou que o TCP testado era adequado para poços do pós-sal e os resultados proporcionaram aprendizados valiosos que subsidiarão a qualificação de TCPs para aplicações no pré-sal. Como a tecnologia é resistente à corrosão sob tensão causada por CO₂, um dos principais desafios na área, ela apresenta forte potencial como solução definitiva para o cluster do pré-sal.

“Este é um marco importante do nosso Programa de Industrialização Submarina, do qual a Strohm é uma parceira fundamental. Este resultado contribui fortemente para acelerar a instalação de uma nova planta no Brasil, trazendo não apenas avanços tecnológicos, mas também competitividade, aumento do conteúdo local e redução de custos para os projetos da Petrobras”, afirmou Gustavo Calazans, Gerente Geral de Engenharia Submarina da Petrobras.

“Como maior consumidor de tubos flexíveis do mundo e com uma forte previsão de demanda nos próximos anos, recebemos com grande expectativa a entrada da Strohm no mercado brasileiro.”



CEPETRO e ExxonMobil Brasil desenvolvem ferramentas avançadas para simulação em reservatórios de petróleo

Projeto de quatro anos reúne especialistas da Unicamp para enfrentar desafios técnicos em modelagem do acoplamento poço-reservatório, fraturamento hidráulico, injeção de CO2 e sismos induzidos.



O Centro de Estudos de Energia e Petróleo (CEPETRO) da Unicamp deu início a um ambicioso projeto de pesquisa em parceria com a ExxonMobil Brasil. Com duração de quatro anos, o projeto visa desenvolver ferramentas numéricas e computacionais capazes de simular fenômenos complexos em reservatórios de petróleo e gás. A iniciativa é financiada pela ExxonMobil Brasil no âmbito da cláusula de investimentos obrigatórios em pesquisa no Brasil e conta com uma equipe multidisciplinar da Universidade Estadual de Campinas.

Coordenado pelo professor Philippe Devloo, da Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo (FECFAU) da Unicamp, o projeto envolve também os professores Nathan

Shauer, Gustavo Henrique Siqueira e Thiago Dias dos Santos, todos da FECFAU. A proposta está estruturada em quatro linhas principais de pesquisa, voltadas à simulação de situações críticas que afetam a segurança e o desempenho da produção em campos petrolíferos.

Modelagem poço-reservatório – A primeira linha, responsabilidade de Philippe Devloo, busca melhorar a representação do poço nos modelos de reservatórios.

O desafio está na diferença de escala entre os elementos: o poço, com diâmetro típico de cerca de 25 centímetros, precisa ser modelado com precisão dentro de um reservatório que pode se estender por dezenas de quilômetros. “É um problema multiescala.

Em geral, os modelos de reservatório não incluem a geometria do poço com a devida resolução, o que compromete a utilidade da simulação para o engenheiro de poço”, afirma Devloo.

O grupo pretende desenvolver um modelo que represente fielmente essa interação e permita prever impactos locais da produção ou da injeção sobre propriedades como temperatura, porosidade e estado de tensão.

Fraturas sob controle – A segunda linha, coordenada por Nathan Shauer, concentra-se na modelagem do fraturamento hidráulico, técnica em que fluidos são injetados sob alta pressão para induzir trincas em rochas porosas, facilitando a extração de petróleo. Apesar de amplamente utilizada, essa técnica ainda apresenta incertezas operacionais devido à dificuldade de visualizar

e controlar a propagação das fraturas em grandes profundidades.

“O problema ocorre a vários quilômetros de profundidade, onde não se vê a fratura. Saber onde ela está, como se propagou, é fundamental para tomar decisões sobre tempo de bombeamento, tipo de fluido e outros parâmetros operacionais”, explica Shauer.

O projeto busca expandir um software tridimensional desenvolvido por ele durante o doutorado nos Estados Unidos — segundo o pesquisador, o único que ele conhece com verificação analítica e validação experimental já publicados — incorporando novas variáveis físicas e tornando-o mais completo para uso industrial.



petróleo e gás (continuação)

CO2 em profundidade – A terceira frente, liderada por Thiago Dias dos Santos, investiga os efeitos da injeção de dióxido de carbono no subsolo, prática empregada tanto na recuperação avançada de petróleo quanto no sequestro geológico de carbono.

Apesar do uso crescente pela indústria, há incertezas importantes sobre o comportamento do CO2 em condições reais de reservatório. “O CO2 é um gás extremamente complexo. Ele pode formar sais que obstruem poros, alterar a acidez e até interferir na qualidade do petróleo”, afirma Philippe Devloo.

A equipe busca desenvolver modelos capazes de simular com maior precisão esses fenômenos e prever riscos associados ao deslocamento e ao comportamento do CO2, inclusive em cenários de longo prazo. O objetivo é fornecer ferramentas que ajudem a prever efeitos indesejados da injeção e orientar decisões técnicas com menor risco e maior confiabilidade.

Segurança geológica – A quarta linha de pesquisa, coordenada por Gustavo Henrique Siqueira, estuda a reativação de falhas geológicas provocada por mudanças no estado de tensão do subsolo durante a exploração de petróleo.

A produção de óleo — que reduz a pressão nos reservatórios — e a injeção de fluidos podem desestabilizar fraturas antigas, levando ao deslizamento dessas estruturas e à ocorrência de sismos induzidos.

“Essas falhas estão sob tensão há milhares de anos. Quando o equilíbrio é alterado, mesmo minimamente, o deslizamento pode ocorrer e causar um tremor”, explica Nathan Shauer. A proposta é desenvolver modelos que ajudem a prever esses eventos e orientar decisões técnicas e preventivas, especialmente em áreas sensíveis à atividade sísmica.

Formação e legado – O projeto também fortalece a formação de novos especialistas e a infraestrutura computacional da

Unicamp. Participam alunos de graduação, mestrado, doutorado e pós-doutorado, além de um analista de sistemas responsável pela manutenção dos códigos. Parte dos recursos será destinada à aquisição de computadores de alto desempenho e serviços especializados de processamento.

Para Devloo, iniciativas como essa mostram a importância de transformar conhecimento científico em soluções aplicáveis. “A indústria exige resultados. Ao final dos quatro anos, precisamos entregar ferramentas sólidas e funcionais. A responsabilidade é grande, mas o potencial de impacto também”, afirma.

Sobre o CEPETRO

O Centro de Estudos de Energia e Petróleo (CEPETRO) é um centro de pesquisa da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp),

com mais de 35 anos de história, focado em petróleo, gás, energias renováveis e transição energética. Instalado, atualmente, em cinco prédios com mais de 5 mil metros quadrados de área, possui dez laboratórios próprios e conta com mais de 350 pesquisadores.

Além de executar projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D), o CEPETRO presta serviços técnicos e de consultoria, forma recursos humanos altamente qualificados e promove a disseminação do conhecimento. Seus projetos de P&D são financiados por empresas, fundações e agências governamentais de fomento à pesquisa.

O CEPETRO é um dos maiores captadores de recursos via cláusula de PD&I da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).



Karoon Energy busca um novo CEO - Chief Executive Officer e Diretor Executivo MD

A Karoon Energy está à procura de um novo CEO (Chief Executive Officer) e Diretor Executivo (MD), que assumirá o lugar do atual CEO/MD no ano que vem, enquanto a empresa se prepara para transferir suas principais equipes e funções corporativas para o Brasil e os Estados Unidos da América (EUA).



Ao divulgar a saída do Dr. Julian Fowles, CEO e diretor administrativo da Karoon, a empresa confirmou que Fowles sairá em meados de 2026, após a decisão de realocar equipes e funções corporativas importantes para o Brasil e os EUA, conforme mencionado na Assembleia Geral Anual de 2025, em maio de 2025.

Peter Botten, presidente do conselho da Karoon, comentou: “Após discussões com o conselho, Julian não será transferido como parte da transição planejada de cargos corporativos importantes, incluindo a alta gerência, de Melbourne para o Brasil e os EUA.

A decisão de realocar esses cargos não foi tomada levianamente. O conselho espera que essa mudança, que inclui a simplificação da estrutura da Karoon, aumente a eficiência e facilite a colaboração entre as unidades de negócios no Brasil e nos EUA.

Isso também reduzirá a duplicação de esforços e permitirá que a empresa busque talentos locais de alta qualidade em nossas unidades operacionais. A realocação de nossas equipes e funções corporativas, cuidadosamente planejada, será realizada em fases ao longo de um período de 12 a 18 meses para garantir que uma transferência meticulosa de funções e responsabilidades possa ser realizada.

De acordo com Botten, o Dr. Fowles, que ingressou na Karoon em 2020, desempenhou um papel fundamental no desenvolvimento e na execução do Plano Estratégico de 2021 da empresa, que incluiu a campanha de intervenção em Baúna, o desenvolvimento do campo de Patola, a compra do ativo Who Dat e a aquisição do FPSO Baúna. Além disso, o CEO cessante ajudou a moldar a empresa para sua próxima fase de crescimento, incluindo os potenciais desenvolvimentos de Neon no Brasil e Who Dat Leste e Sul na América.

O Dr. Fowles declarou: “Nos últimos cinco anos, a empresa deixou de ser uma exploradora independente para se tornar uma empresa de produção e desenvolvimento de baixo custo, com um balanço sólido e exposição a duas das bacias de hidrocarbonetos mais prolíficas do mundo.

“Houve desafios, mas ajustamos nossa estratégia em resposta às condições de mercado, resultando em uma empresa com uma forte plataforma de produção e diversas oportunidades de crescimento

orgânico altamente atraentes e materiais.”

A empresa australiana alega que seu conselho, apoiado por uma empresa de recrutamento internacional, está liderando um processo de recrutamento global para nomear um CEO/MD com sede em Houston para suceder o Dr. Fowles, que permanecerá nesta função até a nomeação do novo CEO/MD ou até o final de 2025, quando cumprirá um período de aviso prévio até meados de 2026 para dar continuidade, se necessário.



Foto: Divulgação

Dois poços adicionais voltam ao modo de produção

A Brava Energia retornou ao modo de produção de dois poços adicionais.

Após substituir o FPSO Petrojarl I, um sistema de produção provisório que funcionava no campo de Atlanta, o FPSO Atlanta iniciou a produção em 31 de dezembro de 2024, com quatro poços – 4H, 5H, 6H e 7H – em operação até julho de 2025.

A Brava enriqueceu a produção do campo de Atlanta com a conexão dos poços 2H e 3H durante a segunda semana deste mês. Esses poços estão atualmente em fase de testes e estabilização. Ambos os poços produziam anteriormente através do FPSO Petrojarl I.

O reinício desses poços ocorreu logo após a Brava contratar a McDermott para realizar o transporte e a instalação de dutos flexíveis, umbilicais e equipamentos submarinos associados para dois novos poços no campo Papa-Terra, na Bacia de Campos, e dois poços para o desenvolvimento da Fase 2 de Atlanta, no Bloco BS-4, na Bacia de Santos.

Segundo a operadora, o projeto brasileiro ainda está em fase de testes dos sistemas de produção e automação.

Como resultado, são esperadas flutuações nos números diários de produção durante este período.

A Brava espera atingir o pico de produção e eficiência operacional do ativo nos próximos meses.

O FPSO Atlanta, agora conectado a seis poços, deverá atingir dez poços em 2029. Esta unidade é fretada e operada pela Yinson Production da Malásia.



Foto: Divulgação

Solstad fecha contrato com a Petrobras

A Solstad Offshore garantiu um contrato com a Petrobras, para um navio de apoio à construção (CSV) construído em 1999.



O CSV Normand Pioneer estará sob um contrato de casco nu do armador Solstad Maritime ASA (SOMA) para a Solstad Offshore, que é a detentora do contrato com a Petrobras.

O Normand Pioneer será mobilizado com um sistema de passarela tipo E com compensação de elevação da Ampelmann, com contrato a começar em outubro.

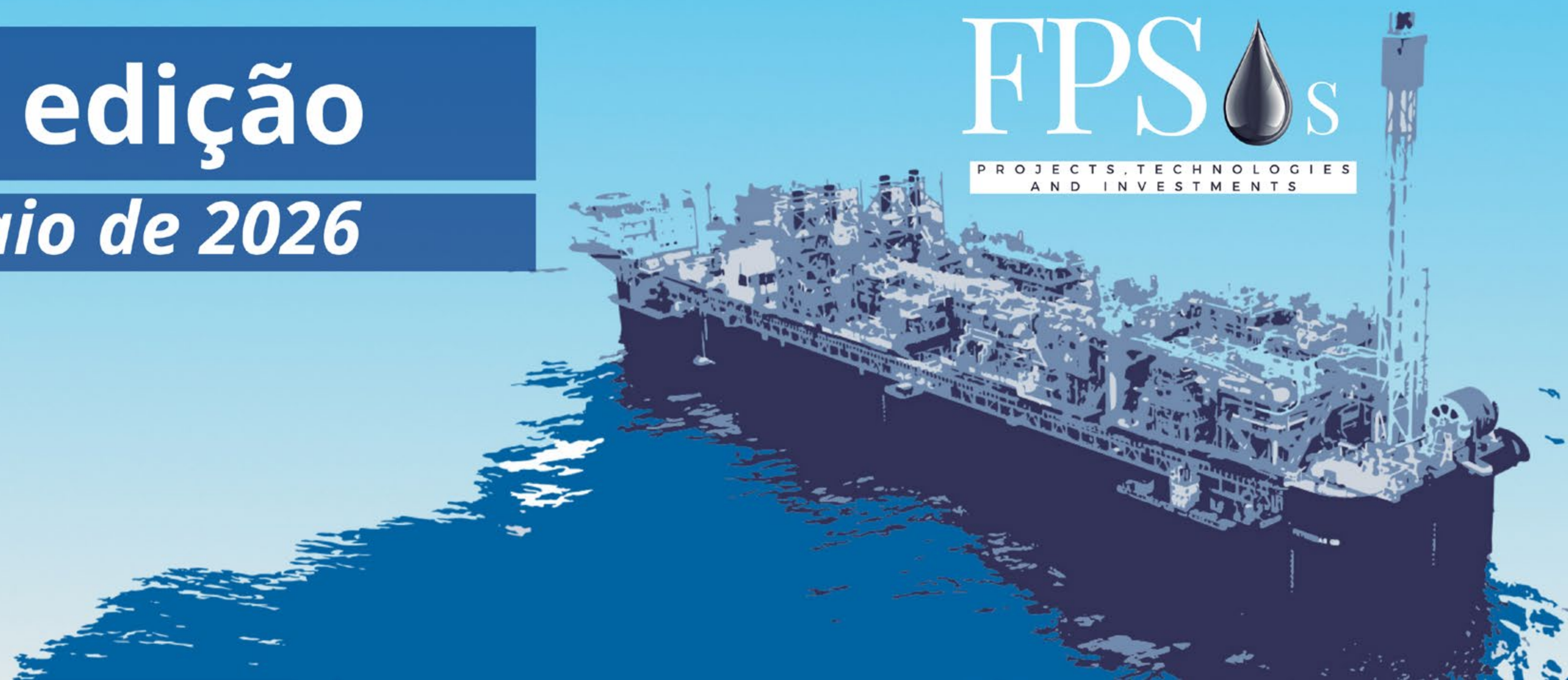
O contrato, com duração de 180 dias, tem valor bruto aproximado de US\$ 17 milhões, incluindo mobilização.

O navio foi construído em 1999 pela Ulstein. O CSV de 95 metros de comprimento tem capacidade para 73 pessoas.

Vem aí a 4ª edição

19, 20 e 21 de maio de 2026

FPS  S
PROJECTS, TECHNOLOGIES
AND INVESTMENTS



Sotreq lança plataforma inédita para monitoramento e otimização de ativos

Nova solução da Sotreq, chamada de ‘3S’ (Sotreq Safe Source), integra dados de diferentes sistemas instalados, amplia previsibilidade de manutenção e reforça compromisso da empresa com eficiência operacional e a sustentabilidade.



Foto: Divulgação

A Sotreq, maior representante da Caterpillar no Brasil e referência em soluções tecnológicas para os setores de infraestrutura, mineração, energia e marítimo, anuncia o lançamento do 3S (Sotreq Safe Source), a mais nova plataforma de monitoramento e gestão de ativos.

Desenvolvida com tecnologia própria, consolida a expertise da empresa em telemetria e manutenção preditiva em um sistema flexível, intuitivo e inovador no mercado nacional.

A solução 3S representa a evolução da operação e manutenção, sendo símbolo da empresa em digitalização e inovação. A plataforma foi projetada para centralizar e integrar diversos dados de múltiplos equipamentos, eliminando a necessidade de acessar diferentes interfaces para acompanhar motores, geradores, redutores ou qualquer outro componente de um ativo.

O sistema é resultado de vários anos de experiência da empresa com diversas plataformas de monitoramento, combinadas aos aprendizados extraídos da relação direta com clientes estratégicos.

Principais diferenciais

- Monitoramento preditivo e centralizado de todos os equipamentos instalados, com possibilidade de personalização total dos dashboards;
- Identificação proativa de anomalias por meio de alertas com base em algoritmos e indicadores visuais (conhecidos como red pills);
- Gestão inteligente da manutenção, com planos customizados, rastreamento histórico e alertas automáticos por e-mail ou SMS;
- Hardware próprio e equipamentos necessários para a interface fornecidos pela Sotreq;
- Dashboards dinâmicos e personalizados, com foco no que realmente importa ao cliente: disponibilidade (uptime), consumo de combustível, emissão de gases, tempo de operação, e mais;
- Integração com sistemas já existentes nos clientes e via API, possibilitando a geração automática de ordens de serviço e o cruzamento de dados com outros softwares de manutenção;
- Interface amigável, acessível por desktop e celular, com suporte em diversos idiomas;

“Nosso foco é garantir que o cliente tenha uma visão unificada, inteligente e preditiva da sua operação. O 3S representa uma quebra de paradigma ao permitir a análise integrada e personalizada de diversos sistemas e dados em tempo real”, afirma Saul Machado, coordenador de Engenharia e Tecnologia da Sotreq.

Atualmente, o sistema já está em operação na região norte e sudeste do Brasil.

Benefícios diretos ao cliente

- Redução de custos operacionais e de emissões (proposta alinhada às metas ESG);
- Prevenção de downtime (quando um equipamento, sistema ou serviço está inoperante ou indisponível), evitando multas e perdas financeiras;
- Maior vida útil dos equipamentos, por meio de manutenção preditiva, tornando a utilização deles mais sustentável;
- Tomada de decisões otimizada com base em dados e indicadores de desempenho confiáveis.

A Sotreq vê no 3S uma plataforma escalável e transversal, com potencial de aplicação em outros segmentos de mercado. “Nossa visão é a de que o 3S seja a base tecnológica de monitoramento para qualquer ativo de seus clientes.

O sistema foi pensado para crescer e se adaptar”, complementa Machado.

Sobre a Sotreq

Com mais de 80 anos de inovação, a Sotreq é uma empresa nacional que fornece soluções para equipamentos novos e seminovos, tecnologia, suporte ao produto especializado, além de solução para locação.

É revendedora Oficial Cat com mais de 50 filiais distribuídas em mais de 90% do território nacional. Atende aos segmentos de mercado de Construção, Mineração, Agronegócio, Energia, Florestal, Industrial, Petróleo & Gás e Marítimo com uma equipe técnica altamente qualificada.

Hitachi Energy ajudará a Petrobras a analisar alternativas para reduzir as emissões de carbono de plataformas offshore no Brasil

Estudos e análises abrangentes realizados por especialistas da Power Consulting apoiarão a Petrobras em suas metas de redução de emissões operacionais.



A Petrobras, maior empresa de energia e petróleo do Brasil, com operações multinacionais em sete países, assinou um contrato de consultoria com a Hitachi Energy para estudar a eletrificação de suas plataformas de petróleo offshore. O estudo fará parte da Avaliação de Interconexão Elétrica de Plataformas da Petrobras com o Sistema Elétrico Onshore, como parte da estratégia para reduzir as emissões de carbono em suas operações, uma vez que a geração elétrica no Brasil tem elevado conteúdo de renováveis.

Sob o acordo, a Hitachi Energy analisará custos, opções de interconexão offshore e considerações técnicas, como o uso de corrente alternada (CA) ou corrente contínua (CC), além de delinear o escopo e os cronogramas para serviços relacionados, necessários para a interconexão. Os resultados ajudarão a Petrobras a avaliar a viabilidade econômica da eletrificação de suas plataformas offshore de petróleo e gás (O&G).

A Petrobras possui um amplo portfólio de pesquisa, desenvolvimento e inovação para avaliação da conexão de fontes de energia de baixo carbono com suas unidades offshore.

Dentro desse portfólio, a opção de interconexão com sistema elétrico onshore se destaca, razão pela qual parcerias com empresas especializadas em sistemas elétricos offshore têm sido estabelecidas para elevar a maturidade dessa opção para projetos de plataformas, comentou Cezar Siqueira, Gerente geral de P&D em desenvolvimento da produção do centro de pesquisas da Petrobras.

“A Petrobras está liderando o caminho para uma transição energética justa com seus esforços para garantir operações sustentáveis e isso se alinha ao objetivo da Hitachi Energy de permitir um futuro energético sustentável para todos.

O setor de O&G pode ser um importante impulsionador da transformação na transição energética, e investir na eletrificação de plataformas representa um passo crítico à frente”, enfatizou Daniel Galvan, Global Product Group Manager da Hitachi Energy.

Hoje, a energia das plataformas da Petrobras vem do gás natural extraído na produção offshore, um processo que, embora já represente menor pegada de carbono em relação a outros combustíveis, gera comparativamente a maior parcela de emissões de gases de efeito estufa desse tipo de instalação.

Este estudo visa avaliar como essas plataformas podem ser conectadas à rede elétrica terrestre, utilizando fontes de energia renováveis, como hidroelétrica, eólica ou solar, reduzindo ainda mais drasticamente as emissões de CO2 das operações offshore.

Sobre a Hitachi Energy

A Hitachi Energy é líder global em tecnologia em eletrificação, impulsionando um futuro de energia sustentável com tecnologias inovadoras de redes elétricas, tendo o digital como núcleo. Mais de três bilhões de pessoas dependem de nossas tecnologias para alimentar suas vidas diárias. Com mais de um século de pioneirismo em tecnologias de missão crítica, como alta tensão, transformadores, automação e eletrônica de potência, estamos enfrentando o desafio energético mais urgente do nosso tempo – equilibrar a crescente demanda de eletricidade enquanto descarbonizamos o sistema de energia. Com uma base instalada incomparável em mais de 140 países, cocriamos e construímos parcerias de longo prazo nos setores de serviços públicos, indústria, transporte, data centers e infraestrutura. Com sede na Suíça, empregamos mais de 50.000 pessoas em 60 países e geramos receitas de cerca de US\$ 16 bilhões.

Sobre a Hitachi, Ltd.

Por meio de seu Social Innovation Business (SIB), que reúne TI, OT (Tecnologia Operacional) e produtos, a Hitachi contribui para uma sociedade harmonizada, em que o meio ambiente, o bem-estar e o crescimento econômico estão em equilíbrio. A Hitachi opera globalmente em quatro setores – Sistemas e Serviços Digitais, Energia, Mobilidade e Indústrias Conectivas – e na Unidade de Negócios Estratégicos SIB para novos negócios em crescimento. Com o Lumada em seu núcleo, a Hitachi gera valor a partir da integração de dados, tecnologia e conhecimento de domínio para resolver desafios de clientes e sociais. As receitas para o ano fiscal de 2024 (encerrado em 31 de março de 2025) totalizaram 9.783,3 bilhões de ienes, com 618 subsidiárias consolidadas e aproximadamente 280.000 funcionários em todo o mundo.

No Fórum Estratégico para a Indústria Naval Brasil-China, estaleiros brasileiros e chineses assinam documento para desenvolver parcerias



Foto: Divulgação

Estaleiros brasileiros e chineses assinam memorandos de entendimento para desenvolver parcerias tecnológicas e comerciais, no início de julho, no Fórum Estratégico para a Indústria Naval Brasil-China, no Rio de Janeiro. O evento é um desdobramento da visita de Estado do presidente Luiz Inácio Lula da Silva à China em maio. Petrobras e Transpetro participam do evento para apresentar as demandas por novas embarcações e plataformas no próximo quinquênio, evidenciando o cenário de demanda perene para a indústria naval.

Os memorandos de entendimento serão assinados entre os principais estaleiros chineses (COOEC, CSSC, Cosco e CIMC) e os maiores estaleiros nacionais (EBR, Rio Grande, Mauá e Enseada). Desde do último dia (30/06), representantes desses grupos da China estão no Brasil e visitaram as plantas industriais das companhias brasileiras e alinharam interesses mútuos para possíveis parcerias futuras. O Fórum Estratégico para a Indústria Naval

Brasil-China contará com a presença do ministro de Minas e Energia, Alexandre Silveira, da presidente da Petrobras, Magda Chambriard, da diretora de Engenharia, Tecnologia e Inovação, Renata Baruzzi, e do presidente da Transpetro, Sérgio Bacci, e outros secretários dos ministérios de Portos e Aeroportos, Desenvolvimento, Indústria e Comércio e da Casa Civil.

Durante o Fórum, serão apresentadas a política de conteúdo local, o Pacote de Incentivos aos Investimentos na Indústria Nacional (PDIC) e o funcionamento do Fundo de Marinha Mercante (FMM).

A assinatura dos acordos de parceria entre os estaleiros chineses e brasileiros ocorre no momento que a Petrobras e a Transpetro retomam os investimentos no segmento naval e offshore, apoiadas pelo Programa de Renovação e Ampliação da Frota do Sistema Petrobras. Para o presidente da Transpetro, Sergio Bacci, a assinatura dos documentos entre os estaleiros dos dois países evidencia o novo momento da indústria naval brasileira, que está retomando suas atividades e pode trabalhar com um horizonte de demandas perenes.

“O Programa de Renovação e Ampliação da Frota do Sistema Petrobras assegura ao setor um planejamento de médio e longo prazo, o que vai alavancar a retomada. E a possibilidade de realizar parcerias com os estaleiros chineses, que estão entre os mais desenvolvidos do mundo, permite que a indústria naval brasileira acesse novas tecnologias e, possivelmente, até mesmo novas encomendas, que podem ser compartilhadas com os chineses”, avalia Bacci, que acompanhou parte das reuniões entre os estaleiros durante a semana.

“Esse diálogo também se insere no novo contexto global em que os Estados Unidos estão priorizando a sua indústria local e abrindo

wespaços para novas parcerias comerciais estratégicas entre outros países, como a China e o Brasil”, acrescenta Bacci.

A diretora da Petrobras Renata Baruzzi afirma ainda que é estratégico para o Sistema Petrobras que a indústria naval brasileira retome sua capacidade produtiva e que possa ampliar as parcerias com o restante do mundo.

“Para nós do Sistema Petrobras, que somos os maiores demandantes dos estaleiros brasileiros e um dos maiores contratantes da indústria naval e offshore mundial, ter um mercado fornecedor nacional fortalecido é fundamental para a implementação eficaz dos nossos projetos. Além disso, apoiar o desenvolvimento de parcerias para a indústria nacional é um dos objetivos de negócio da Petrobras. Sem dúvida, o Brasil sai ganhando com esse diálogo entre os estaleiros dos dois países”, explica Renata.

Programa de Renovação e Ampliação da Frota

Lançado em junho do ano passado, o Programa de Renovação e Ampliação da Frota do Sistema Petrobras já tem programada a contratação de 52 novas embarcações. A iniciativa da Petrobras e da Transpetro vai gerar, nessa etapa, investimentos de até R\$ 29 bilhões, com a geração de 50 mil novos postos de trabalho.

A iniciativa visa reduzir a exposição da Petrobras aos afretamentos e dar maior flexibilidade e eficiência para as operações logísticas de movimentação de cargas.

O programa prevê a aquisição de navios para cabotagem na costa brasileira, contemplando embarcações da classe handy, gaseiros e de médio porte (MR1), que integrarão a frota da Transpetro, além de barcos de apoio para a Petrobras.

FPSO P-78 deixa Singapura rumo ao campo de Búzios

A P-78 possui capacidade de produção de 180 mil barris de óleo, além de comprimir 7,2 milhões de m³ de gás diários.



O navio-plataforma P-78 deixou, o estaleiro Benoi da Empresa Seatrium, em Singapura, rumo ao campo de petróleo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos.

A plataforma será rebocada até a locação com tripulação a bordo, o que vai permitir antecipar o início da produção em cerca de duas semanas.

O transporte na condição tripulada permite que diversos sistemas complexos do FPSO sejam mantidos em condição operacional, a continuidade do processo de comissionamento e o treinamento das equipes nesses sistemas, diminuindo o tempo total entre a chegada na locação final e o início da produção de petróleo.

Em 30/6, as diretoras de Exploração e Produção, Sylvia Anjos, e de Engenharia, Tecnologia e Inovação, Renata Baruzzi, da Petrobras, visitaram o navio plataforma P-78, no estaleiro em Singapura. Na ocasião, participaram de cerimônia que celebrou a liberação da unidade para navegação para locação definitiva.

A P-78 possui capacidade de produção de 180 mil barris de óleo, além de comprimir 7,2 milhões de m³ de gás diários. O primeiro óleo está previsto para dezembro/2025 e elevará em cerca de 18% a atual capacidade de produção instalada nesse campo, para aproximadamente 1,15 milhão de barris diários.

O campo de Búzios está localizado em águas ultraprofundas da Bacia de Santos (profundidade de até 2.100 metros), a 180 km da costa do estado do Rio de Janeiro, onde já existem seis FPSOs

produzindo: P-74, P-75, P-76, P-77, Almirante Barroso e Almirante Tamandaré.

O FPSO P-78 é a sétima unidade prevista para instalação no campo. O projeto conta com 13 poços, sendo 6 produtores (com 2 conversíveis a injetores), 6 injetores WAG e 1 injetor de gás.

A unidade será interligada com dutos rígidos de produção, injeção e exportação de gás e dutos flexíveis para as linhas de serviço e de gás lift. A construção do casco foi realizada em estaleiros nas cidades Yantai e Hayang, na China, e em Ulsan, na Coreia do Sul, onde também foi realizada a integração dos blocos.

Em seguida o FPSO foi transportado para estaleiro Singapura, no qual foi realizada a integração e comissionamento dos módulos de topside, construídos no Brasil (Estaleiro Seatrium Angra dos Reis, antigo Brasfels), China e Singapura.

A diretora de Exploração e Produção, Sylvia Anjos, ressaltou “é muito importante cumprir o cronograma que estava previsto para a conclusão da plataforma com sucesso, isso reforça a nossa capacidade em conduzir os nossos projetos e gerenciá-los de maneira mais integral, observando sempre os aspectos de segurança e eficiência”, declarou a executiva.

“Conduzir grandes projetos de FPSOs, como a P-78, é um orgulho para a Petrobras que, junto com os seus parceiros, alcança a meta de instalar a sétima plataforma no Campo de Búzios. Em breve a P-78 se juntará às demais unidades produtoras, incrementando ainda mais a produção”, disse a diretora de Engenharia, Tecnologia e Inovação, Renata Baruzzi.



Petrobras e Solstad formalizam acordo de US\$ 84 milhões para embarcação

A Solstad Offshore (SOFF) recebeu aprovação do conselho para fornecer um rebocador de manuseio de âncoras (AHTS) de sua frota para executar uma tarefa de vários anos com a Petrobras.



A Solstad confirmou que o contrato de quatro anos para o Normand Turquesa, anunciado em maio, foi formalmente aprovado pelo conselho e assinado. Com início previsto para fevereiro de 2026, o contrato tem um valor bruto de cerca de US\$ 84 milhões.

O Normant Turquesa, construído em 2007, é um projeto UT 722 L com capacidade para 30 pessoas. Quando o acordo foi anunciado, Solstad afirmou que a embarcação estaria totalmente comprometida até fevereiro de 2030.

As designações de outras duas embarcações da frota da SOFF receberam aprovação do conselho no início de junho, dois meses após terem sido anunciadas inicialmente .

Quanto a outras notícias relacionadas à Petrobras, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) nomeou recentemente o FPSO Guanabara MV31, que opera no campo de Mero, na Bacia de Santos, como o maior produtor do Brasil .

Pouco antes disso, outro FPSO, o P-78, estava se preparando para iniciar sua jornada no pátio da Seatrium em Cingapura para se juntar a outras seis unidades que trabalham no campo de Búzios operado pela Petrobras.



Foto: Divulgação

Petrobras elege Angélica Laureano como Diretora Executiva de Transição Energética e Sustentabilidade

Com a posse, Diretoria da Petrobras passará a ter maioria feminina, composição inédita na história da companhia.



Foto: engenheira Angélica Garcia Cobas Laureano – Divulgação

O Conselho de Administração da Petrobras elegeu, a engenheira Angélica Garcia Cobas Laureano para o cargo de Diretora Executiva de Transição Energética e Sustentabilidade. Com Angélica, a diretoria da Petrobras passa a ser composta por cinco mulheres, com uma delas ocupando a presidência, de um total de nove integrantes. É a primeira vez na história que a alta administração da companhia tem mais mulheres do que homens.

Angélica Laureano possui 45 anos de experiência, 37 deles na Petrobras, sendo 21 em posições gerenciais. Na diretoria executiva, ela se une às diretoras Clarice Coppetti, Renata Baruzzi, Sylvia Anjos e à presidente Magda Chambriard.

Vanguarda na equidade de gênero

A nova composição da Diretoria Executiva da Petrobras, com wmaioria feminina, representa o compromisso da companhia com a diversidade e a equidade de gênero e reforça sua posição de vanguarda no mercado brasileiro. O estudo “Mulheres em ações”, divulgado pela B3 em setembro de 2024, aponta que apenas 6% das 359 companhias listadas na bolsa brasileira possuem três mulheres ou mais em sua diretoria estatutária. Em 59% dessas empresas não há nenhuma representação feminina na diretoria.

“Estamos comprometidas em ampliar a participação feminina em todos os setores da Petrobras porque acreditamos que o ambiente de trabalho é mais saudável e produtivo quando há diversidade na equipe. Espero que possamos inspirar outras mulheres a almejem posições de liderança, especialmente no setor de petróleo e gás, ainda majoritariamente masculino”, disse a presidente da Petrobras, Magda Chambriard.

Transição energética

A Diretoria de Transição Energética e Sustentabilidade da Petrobras foi criada em abril de 2023, com o objetivo de concentrar e potencializar as ações da companhia relacionadas à transição energética. A área reúne os processos de gás e energia, mudanças climáticas, descarbonização e energias renováveis, além de atuar em sinergia com outras áreas da companhia na pesquisa e desenvolvimento de projetos ligados à transição.

“Seguiremos investindo fortemente em projetos de descarbonização na produção de combustíveis mais sustentáveis e na diversificação

de fontes de energia renovável. Como líderes na transição energética, reiteramos o compromisso de zerar nossas emissões operacionais, o net zero, até 2050”, disse Angélica Laureano. A indicação de Angélica Laureano foi submetida aos procedimentos internos de governança corporativa da Petrobras, incluindo as respectivas análises de conformidade e integridade necessárias ao processo sucessório da companhia. O prazo de gestão vai até 13/04/2027, mesmo período dos demais membros da Diretoria Executiva.

Angélica atuou, na Petrobras, nas áreas de Materiais, Abastecimento, Gás e Energia, e exerceu a presidência da Gaspetro, subsidiária da Petrobras em parceria com a Mitsui Gás S.A., responsável pela gestão de participação em 19 distribuidoras de gás natural em diversos estados do Brasil.

Após a aposentadoria na Petrobras, atuou como consultora em diversos projetos na área de Gás Natural. Atualmente, exerce a Presidência da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil SA.



Foto: Divulgação

Gasodutos de transporte e escoamento: desafios para ampliar a oferta e o alcance do gás nacional no Brasil

por Leonardo Mosimann Estrella



Foto: Divulgação

Este estudo aborda os desafios e as estratégias para ampliar a oferta de gás natural no Brasil, focando em infraestrutura de transporte e escoamento. Analisa-se a produção de gás nacional, especialmente o gás do pré-sal, e a sua distribuição no território brasileiro, que enfrenta dificuldades devido à estagnação da malha de gasodutos e à concentração de consumo.

A pesquisa investiga as iniciativas de investimentos em gasodutos e terminais de GNL, bem como os desafios enfrentados pela indústria, que sofre com a sazonalidade da demanda e a falta de infraestrutura.

Analisa-se também o impacto das políticas de desinvestimento da Petrobras e a necessidade de expandir a infraestrutura de transporte para atender à demanda no mercado nacional, considerando ampliação de plantas produtivas ou novas aplicações em espaços desabastecidos.

Observa-se que, para enfrentar esses desafios, será crucial uma combinação de políticas públicas mais eficazes; maior colaboração entre o setor privado e o Governo Federal; e a realização de investimentos a partir de uma nova ótica.

Conforme dados da ANP (2024), do total de gás natural produzido no Brasil em 2023 (150 MMm³/dia) e 2024 (153 MMm³/dia), cerca de um terço desse volume (33,4%), apenas, foi disponibilizado ao mercado de consumo. Atualmente, 85% da produção de gás natural no país é offshore, sendo 84% da produção total do insumo oriunda de campos do pré-sal, ou seja, 98,8% da produção em áreas marítimas. Mais da metade dessa produção (52,8%) foi reinjetada para a produção de petróleo, 10,4% foi consumida nas operações, e 2,7% do gás extraído foi queimado.

Ao mesmo tempo em que a oferta nacional de gás, impulsionada pelo pré-sal, aumentou, a importação de gás boliviano diminuiu.

Entre 2022 e 2024, a demanda do mercado interno seguiu trajetória de retração, com leve recuperação posterior. Em 2023, o consumo caiu 9,6% em relação ao ano anterior. Já em 2024, houve crescimento de 6,2% frente a 2023, embora ainda abaixo do patamar de 2022.

Em 2025, para compensar a redução da oferta boliviana, o governo federal estuda acordos com a Argentina, com o objetivo de acessar o potencial produtivo de gás não convencional da Bacia de Neuquén — o que exigirá novos investimentos na infraestrutura de transporte.

Em paralelo ao desafio relacionado à oferta de gás natural ao mercado nacional, há uma forte concentração do consumo, com menos de 10,0% dos 5.570 municípios brasileiros abastecidos por gás natural e predominância da oferta na fachada Atlântica do território (Abegás, 2025; Estrella, 2023). Soma-se a esse cenário a sazonalidade da demanda, uma vez que o gás natural atua como principal suporte para a geração térmica nos períodos de baixa disponibilidade hídrica.

Diferentemente do Novo Mercado de Gás (NMG), que abriu o setor por meio de uma suposta desverticalização, impulsionada pelo desinvestimento da Petrobras em ativos de transporte e distribuição — uma estratégia que, até o momento, não resolveu a questão da competitividade de preços do insumo e a ampliação da oferta —, o programa Gás para Empregar (Brasil, 2024) tem concentrado seus esforços nas potencialidades do gás oriundo do pré-sal.

No recente leilão realizado pela ANP em junho de 2025, que inclui blocos na Margem Equatorial e na Bacia de Pelotas, observou-se que a Petrobras, alinhada à sua estratégia empresarial, mantém o foco nas atividades de exploração e produção (E&P) no pré-sal da Bacia de Santos, o que mantém os desafios de escoamento do potencial de gás identificado por ausência de infraestrutura.

Além disso, a conjuntura de preços no mercado internacional, especialmente no segmento de Gás Natural Liquefeito (GNL), reforça a necessidade de alternativas baseadas no gás de produção nacional. Em dezembro de 2024, o Brasil registrava a quarta tarifa mais elevada do mundo para o consumo residencial e a 12ª mais alta para o setor empresarial (GPP, 2025).

Nos anos de 2023 e 2024, o gás importado representou 26,2% e 31,8% da oferta nacional, respectivamente. Desse total, o GNL correspondeu a 9,0% e 35,4% do volume importado nos mesmos anos, demonstrando importante sazonalidade na demanda, principalmente pela capacidade hídrica no despacho térmico.

Diante desse cenário, apresenta-se as ações em desenvolvimento no Brasil para ampliar a oferta de gás natural ao mercado de consumo, quem sabe em busca da redução da dependência da importação do insumo. Analisa-se também se as atividades em curso e os novos investimentos projetados seriam suficientes para expandir o alcance do gás natural no território nacional e, eventualmente, sustentar o crescimento de empreendimentos instalados nas áreas abastecidas.

Os projetos e investimentos voltados para o escoamento do gás natural proveniente do pré-sal e de outros campos no território nacional também são apresentados, verificando se a Petrobras e outros agentes do setor estão estruturando medidas que visam aumentar a oferta desse insumo ao mercado de consumo.

Por fim, são identificadas oportunidades para a ampliação da oferta de gás natural no Brasil, levando em conta aspectos regulatórios e de infraestrutura no contexto da matriz energética nacional.

Observa-se que, dos oito terminais de regaseificação instalados na costa brasileira, dois (Sergipe e Pernambuco) têm previsão de início de operação em 2026. Os demais (Pará, Bahia, Rio de Janeiro, São Paulo e Santa Catarina) operam prioritariamente para grandes consumidores, como refinarias, térmicas e indústrias de alta demanda, por meio do mercado livre. Destaca-se que o Rota 3, gasoduto de escoamento no polo do pré-sal, iniciou sua operação no último trimestre de 2024, ampliando a capacidade de oferta em 18 milhões de m³/dia.

Quanto à infraestrutura de transporte, o gráfico a seguir evidencia a estagnação e crescimento lento da malha de gasodutos de transporte e distribuição nos últimos anos. Em um contexto que a expansão do atendimento ao mercado no elo final da cadeia tem priorizado unidades e condomínios residenciais.

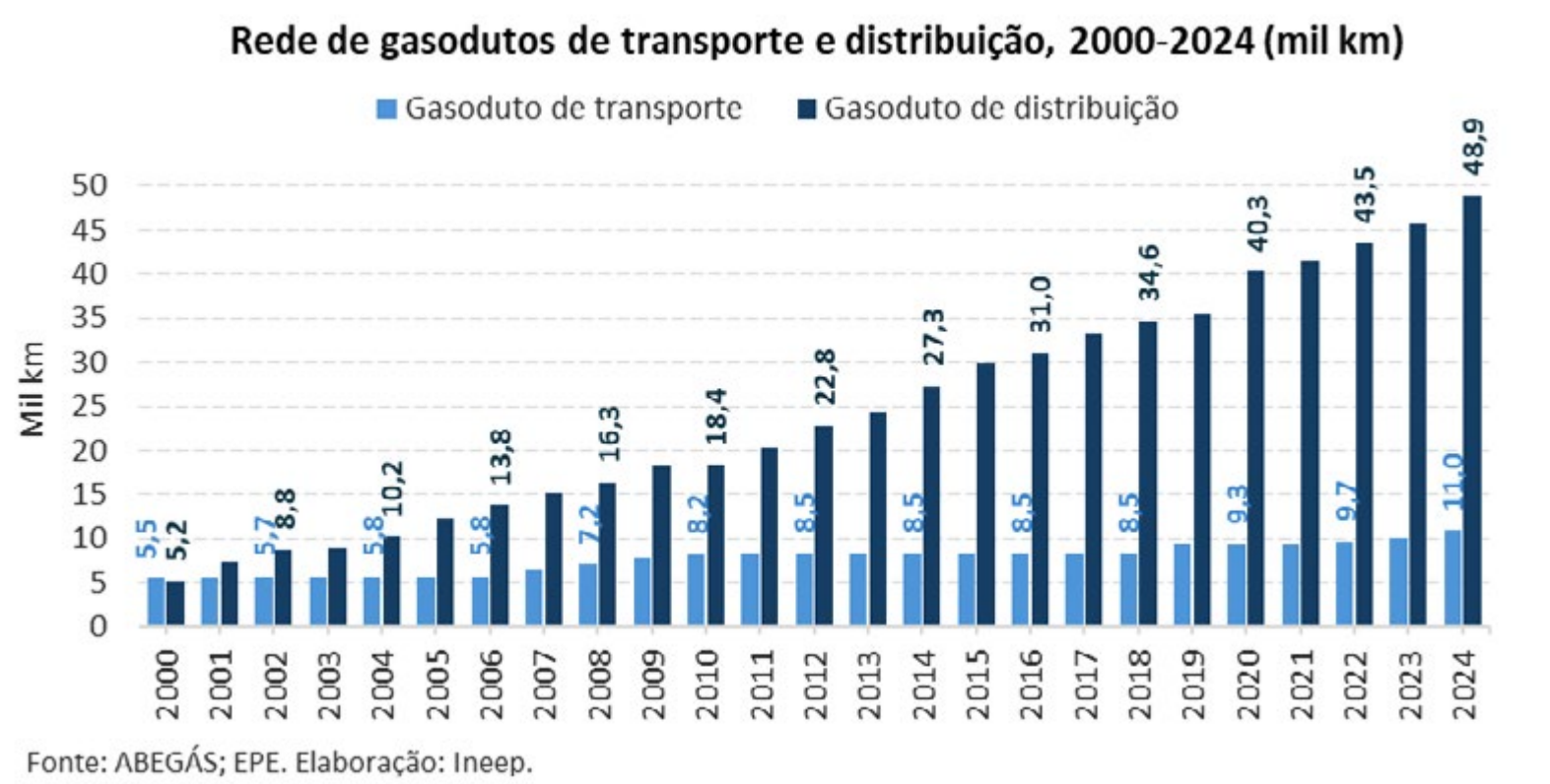
Essa estratégia, somada a uma malha de transporte quase estagnada, impõe restrições ao fornecimento para novos grandes consumidores e compromete a viabilidade da ampliação da infraestrutura, uma vez que não se desenvolve demanda expressiva adicional para justificar grandes investimentos.

No Brasil, os custos de infraestrutura — que incluem novos investimentos em redes e as operações dos sistemas de transporte e distribuição por gasodutos — representam, em média, entre 25% e 35% do preço final cobrado nas tarifas ao mercado consumidor, conforme dados da ANP e acompanhamentos realizados pelo próprio Ineep.

Segundo a Petrobras (2024), os investimentos previstos pela empresa no setor de gás natural para o período de 2025 a 2029 somam US\$ 3,6 bilhões.

Entre as principais projeções da estatal estão: a inserção do insumo em frotas pesadas do transporte rodoviário, substituindo o diesel; o

atendimento à crescente demanda elétrica; e a operação do Rota 3, que amplia o escoamento do gás na área do pré-sal da Bacia de Santos. Além disso, a estatal prevê a construção de dois novos gasodutos de escoamento: no projeto Raia , no litoral



Sudeste, com capacidade de 16 milhões de m³/dia e com início operacional previsto para 2028; e no SEAP, no litoral Nordeste, com 18 milhões de m³/dia, previsto para após 2030.

Já o PIG Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (2025), elaborado pela EPE com base em informações de agentes do setor e em projetos em desenvolvimento, aponta a possibilidade de implantação de oito novos gasodutos de transporte

(Quadro 1).

Os projetos potenciais incluem soluções para a integração com a Argentina, a associação das infraestruturas ao potencial de biometano e a ampliação da oferta em regiões abastecidas.

Destaca-se também que o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT) elegia gasodutos (EPE, 2013), mas o instrumento foi descontinuado em 2014 com o fim do regime de concessão para gasodutos de transporte. A última versão divulgada apresentou 12 projetos , a maioria deles não executados.

Quadro 1 - Projetos de gasodutos de transporte.

Trajeto	Detalhamento
Porto Murtinho/MS - Campo Grande/MS	Trecho brasileiro do gasoduto de interligação entre Argentina e Brasil via Paraguai
Uruguaiana/RS - Triunfo/RS	Integração gasífera entre Brasil e Argentina
Siderópolis/SC - Porto Alegre/RS	Ampliar a capacidade de atendimento nos estados de SC e RS, por meio da duplicação do trecho sul do GASBOL
Duque de Caxias/RJ - Taubaté/SP	Proposta da NTS para ampliar a transferência de gás entre o Sudeste e o Nordeste
Sertãozinho/SP - São Carlos/SP	Alternativa para movimentar o biometano produzido pelo setor sucroenergético no interior paulista
Seropédica/RJ - Japeri/RJ	Escoamento do biometano gerado no aterro sanitário de Seropédica
Gasoduto Iacanga/SP - Uberaba/MG	Interiorização do gás natural em MG e SP, com potencial de expandir para a Região Centro-Oeste, atendendo projetos termelétricos e outras demandas no DF
Santo Antônio dos Lopes/MA - Imperatriz/MA	Nova infraestrutura de transporte de gás natural proveniente da Bacia do Parnaíba, com dois novos pontos de entrega (Açailândia/MA e Imperatriz/MA)

Fonte: Elaboração Ineep (EPE, 2025).

No âmbito do Gás para Empregar (MME, 2024a), segundo os relatórios técnicos divulgados, em síntese, as propostas iniciais incluem:

- (a) Repotencialização da capacidade de escoamento do Rota 1, 2 e 3 e das infraestruturas de processamento das UPGNs, construção de gasoduto de 22,5 km para escoamento de gás dos campos Tucano Grande e Tucano Grande Sul (Bahia) até uma UPGN indicativa; alternativas para monetização do campo de Bacalhau (Santos), incluindo gasodutos de diferentes extensões (RPBC, Merluza, Mexilhão); e proposta de uso de gás para geração termelétrica em regiões onde a eletricidade ainda é gerada por diesel.
- (b) Integração de terminais de GNL ao sistema de transporte dutoviário e incentivo à produção de biometano.

- (c) Avaliação da viabilidade de incluir os custos de escoamento no modelo de partilha de produção; estudo de critérios de precificação para tornar o gás da União mais competitivo; e exploração de alternativas para permuta de petróleo por gás natural, buscando eficiência na alocação dos recursos.
 - (d) Ampliação do atendimento à indústria química, atualmente operando com 30,0% de capacidade ociosa, por meio de novas rotas do pré-sal; aumento da competitividade do insumo para abastecer fábricas de fertilizantes; e desenvolvimento de ferramentas para o acompanhamento da demanda de gás natural.
 - (e) Introdução do gás natural e do GNL no transporte de carga e passageiros, tanto marítimo quanto ferroviário; e criação de rotas rodoviárias para oferta do insumo.
- O Brasil é um país tropical, o que impõe uma lógica de climatização de ambientes diferente da maioria dos países da América Latina. No país, o consumo de energia elétrica é impulsionado pelo uso de ar-condicionado em períodos sazonais, enquanto, nos demais países latinos, predomina o aquecimento de ambientes durante a maior parte do ano, o que exige a universalização do uso do gás natural no comércio e nas residências. Nesses dois mercados, no Brasil, prevalece o atendimento por GLP e energia elétrica.
- Além disso, entre os países de dimensões continentais, o Brasil possui a menor infraestrutura instalada de transporte e distribuição de gás natural por quilômetro quadrado e o menor consumo per capita, cerca de sete vezes inferior à China, Canadá e Estados Unidos. A ausência de infraestrutura se deve também ao fato do modelo brasileiro estar baseado na indústria petrolífera, com ampla predominância da aplicação dos seus derivados, considerando a logística rodoviária.
- O gás natural é um recurso sazonal do mercado térmico, funcionando como backup nos períodos de seca e com aplicações direcionadas a mercados industriais concentrados, em espaços com formação de clusters. Entretanto, no Rio de Janeiro e em São Paulo, onde as operações ultrapassam 100 anos, o gás natural

atende cerca de quatro milhões de lares. Nos demais estados, as operações estão chegando aos 25 anos e passam também a dar foco no mercado residencial de baixo consumo.

O modelo de política pública para o gás natural no Brasil seguiu, desde o início, a lógica da atuação da Petrobras, seu principal agente. Inicialmente tratado como subproduto da exploração petrolífera — utilizado nas próprias plataformas e visto muitas vezes como entrave operacional —, o gás natural ocupou historicamente uma posição secundária na indústria brasileira de O&G.

A monetização do insumo só ganhou relevância com o atendimento a grandes clientes por meio de redes dedicadas, como fábricas de fertilizantes, refinarias e petroquímicas, a exemplo do polo de Camaçari/BA.

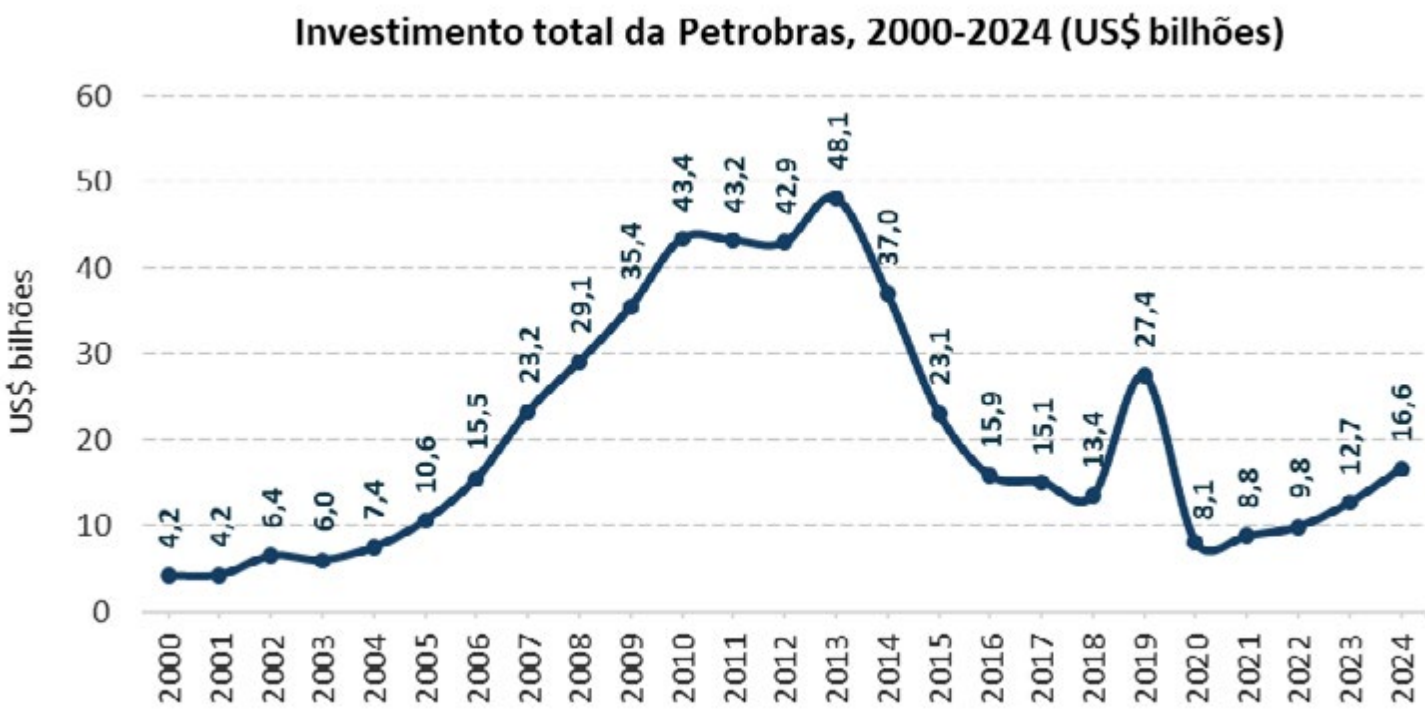
A estatal assumiu os riscos iniciais, construiu a infraestrutura de transporte e criou a Gaspetro para viabilizar o atendimento ao mercado consumidor final por meio das distribuidoras.

Esse processo permitiu que o gás natural passasse a atender nichos industriais dependentes de seu diferencial competitivo — como indústrias termointensivas — e que se consolidasse como insumo relevante também nas operações de E&P offshore. Sem a intervenção da Petrobras, o mercado nacional dificilmente teria alcançado o atual patamar de oferta e consumo.

Essa trajetória histórica ajuda a compreender por que, com o desinvestimento forçado de ativos da Petrobras e a chamada abertura de mercado — processo iniciado com o golpe de 2014 e aprofundado nos governos Michel Temer (2016–2018) e Jair Bolsonaro (2019–2022), embora estruturado já nos períodos de Fernando Collor (1990–1992) e Fernando Henrique Cardoso (1995–2002) —, os investimentos da estatal sofreram uma queda significativa.

Como consequência, o setor manteve um baixo ritmo de crescimento em suas infraestruturas de oferta e transporte.

O gráfico a seguir ilustra o impacto dessas políticas sobre a empresa e a recente retomada dos investimentos, ainda em patamares bem inferiores ao período auge. Com a saída da



Fonte: Petrobras. Elaboração: Ineep.

Petrobras de segmentos estratégicos do transporte e da distribuição — mantendo apenas a TBG, operadora do GASBOL —, o preço do gás natural no Brasil passou a registrar aumentos significativos. Esse encarecimento decorre tanto da conjuntura internacional, marcada por conflitos geopolíticos, quanto da reestruturação dos modelos de atuação das operadoras privadas, que priorizam retornos financeiros.

A nova configuração ampliou os lucros das concessionárias e transferiu os riscos operacionais da malha ao mercado consumidor, por meio de cláusulas contratuais que penalizam a sazonalidade da demanda. Como resultado, o Brasil figura entre os países com as tarifas de gás mais elevadas do mundo. Atualmente, os gasodutos de transporte estão sob controle de empresas privadas: a NTS (FIP e Itaúsa) opera no Sudeste; a TAG (Engie e CDPQ) no Norte e Nordeste; a TSB (Petrobras, Repsol, Total e Ultraz) será responsável pela ligação entre Uruguaiana/RS e Canoas/RS; e a GasOcidente (Âmbar Energia) controla o trecho brasileiro do gasoduto que conecta a Bolívia ao estado de Mato Grosso, atendendo uma térmica.

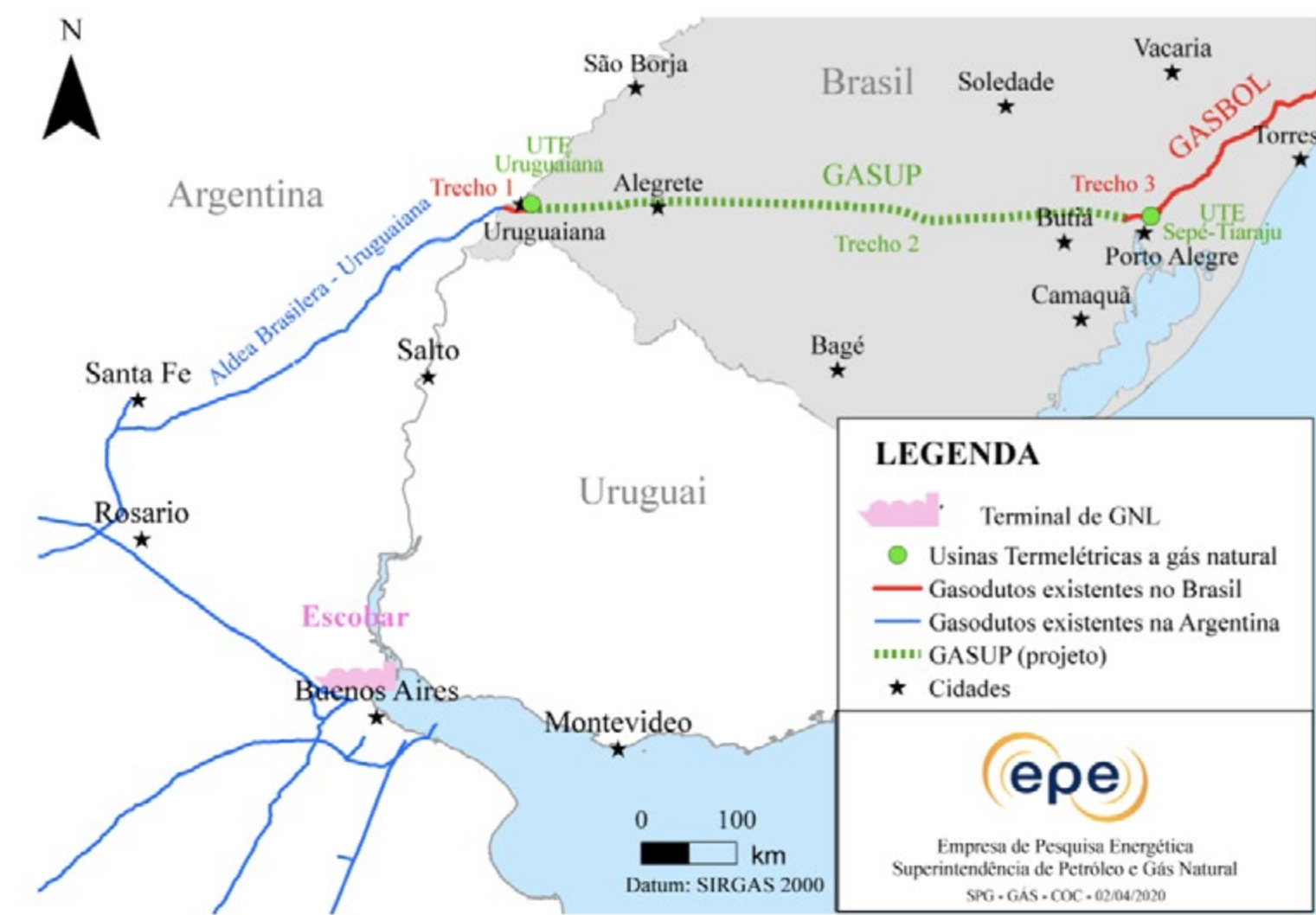
Esse modelo não se justifica apenas pelos resultados das operadoras, mas também pela limitação da oferta no país, decorrente do gargalo na infraestrutura de transporte que opera segundo a sazonalidade do despacho hídrico das térmicas e pela demanda de mercados termointensivos industriais e. O gás do pré-sal representa uma oportunidade, mas o país precisa decidir se deseja ou não ampliar o gás natural em sua matriz energética, o que poderia ajudar a reduzir a dependência da importação de GNL e da Bolívia. Como exemplo, de 2023 para 2024, apesar do crescimento do PIB de 3,4%, o consumo do insumo registrou uma queda de 3,3%.

O setor de gás natural no Brasil enfrenta entraves estruturais decorrentes da baixa capacidade de escoamento, da concentração da infraestrutura de transporte na costa atlântica e da fragilidade regulatória e fiscalizatória frente aos interesses de agentes privados do mercado. Apesar do potencial do gás nacional, sobretudo do pré-sal, sua inserção mais ampla na matriz energética depende de decisões estratégicas por parte do Estado. A saída da Petrobras de segmentos essenciais e a fragmentação do setor agravaram as desigualdades regionais e elevaram as tarifas finais ao consumidor. A atual estrutura tarifária e a limitada interiorização do gás restringem o desenvolvimento industrial e energético do país. A retomada dos investimentos da Petrobras é positiva, mas insuficiente frente à estagnação da malha de transporte e à necessidade de políticas públicas estruturantes que articulem interesses federais e estaduais.

Para ampliar a oferta de gás natural nacional de forma sustentável e estratégica, recomenda-se:

- **Reforçar a integração energética regional:** incentivar acordos multilaterais com países vizinhos, especialmente com a Argentina, visando o aproveitamento do potencial da formação de Vaca Muerta. Considerar a inversão estratégica do fluxo do GASBOL, a utilização da infraestrutura existente — como o trecho Uruguaiana–Triunfo — e a análise das potencialidades ainda inexploradas da Venezuela. Essas iniciativas exigem novos investimentos estruturantes e planejamento de longo prazo.

Mapa 1 - Infraestrutura de gás próxima à Uruguaiana



- **Desenvolver a regulação do GNL para abastecimento rodoviário:** estimular a operação de redes locais e isoladas com uso de GNL, especialmente em regiões afastadas do litoral. Propõe-se a criação de um regime específico de concessão para esse modal, considerando que o monopólio estadual, conforme a Constituição de 1988, restringe-se às redes de gasodutos.
- **Incentivar o uso do biometano no transporte pesado e em aplicações locais:** deslocar parte da aplicação do diesel por biometano em frotas de carga, com foco na geração de renda local e no fortalecimento de cadeias produtivas regionais, especialmente em territórios desabastecidos. Além disso, fomentar seu uso como fonte energética para redes locais e isoladas, em regiões com demanda identificada — notadamente nas áreas mais afastadas do litoral, como o interior e o oeste do país.
- **Realizar chamadas públicas para concessões em áreas desabastecidas:** fomentar projetos de infraestrutura em regiões

sem cobertura por gasodutos, adotando critérios que valorizem a integração territorial e regional, para além da lógica estrita de retorno financeiro. Para viabilizar essa política, será necessário revisar os atuais contratos de concessão estaduais, estabelecendo metas obrigatórias de expansão para atendimento a territórios hoje excluídos da malha de distribuição.

- **Revisar os contratos de concessão estaduais:** avaliar os modelos que impõem elevadas remunerações às distribuidoras e contribuem para o encarecimento do gás natural ao consumidor final. Propõe-se a adoção de mecanismos que assegurem maior transparência, equilíbrio econômico-financeiro e compromisso com o interesse público. É igualmente necessário reavaliar os riscos que esses contratos e determinadas resoluções regulatórias transferem ao setor produtivo, comprometendo sua competitividade.
- **Implantar unidades de liquefação para enfrentar a sazonalidade e garantir segurança no suprimento:** desenvolver plantas de liquefação em pontos estratégicos da malha com capacidade ociosa, especialmente em regiões com alta demanda durante os períodos de estiagem e paralisação de fábricas. Com isso, garantir flexibilidade operacional, segurança energética e continuidade no abastecimento. Além disso, é fundamental incorporar à política energética o estudo da estocagem de gás natural — alternativa ainda não viabilizada no país — como instrumento complementar para mitigar os efeitos da sazonalidade e reduzir a exposição do sistema a choques de oferta.
- **Assumir riscos estratégicos por meio de investimentos públicos não reembolsáveis:** destinar recursos da União e do BNDES para investimentos a fundo perdido em gargalos críticos de infraestrutura, especialmente aqueles que, embora economicamente inviáveis sob a lógica privada, são estratégicos para a integração nacional, a reindustrialização e a transição energética justa. Em determinados casos, o Estado deve assumir integralmente os

riscos — incluindo a ausência de retorno direto sobre o capital investido —, reconhecendo que a superação de passivos logísticos e energéticos é condição para o desenvolvimento regional e para a consolidação de um modelo de política pública que valorize a presença estatal como indutora de equidade territorial e competitividade produtiva.

Referências

ABEGÁS - Associação Brasileiras das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. Relatório Consolidado Associados 2024. jan. 2025. 15 p.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Encarte de Consolidação da Produção 2024: boletim da produção de petróleo e gás natural. n. 163. dez. 2024. 49 p.

BRASIL. Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024. Altera o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que regulamenta a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, 27 ago. 2024. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/decreto/d12153.htm. Acesso em: 11 mar. 2025.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário: PEMAT 2013-2022. 5 mar. 2013. 282 p.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica. Demanda de gás natural nos mercados nacional e internacional: horizonte 2020-2030. dez. 2020. 28 p.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural 2023. abr. 2024. 70 p.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2024. fev. 2025. 96 p.

ESTRELLA, Leonardo Mosimann Estrella. Gás Natural em Santa Catarina: uma análise crítica da concessão do serviço. Instituto

Ignacio Rangel: Florianópolis, 2023.

FGV - Fundação Getúlio Vargas. Centro de Estudos em Regulação e Infraestruturas. Acompanhamento do processo de abertura da indústria do gás natural. abr. 2024. 101 p.

GPP - Global Petrol Prices. Gás Natural. Preços do Gás Natural. Disponível em https://pt.globalpetrolprices.com/natural_gas_prices/. Acesso em 23 fev. 2025.

IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. Evolução do Plano de Negócios e Gestão Petrobras e preço do petróleo. 2024. Disponível em: <https://encr.pw/ksea0>. Acesso em: 10 mar. 2025.

MME - Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031.2022. 411 p.

MME - Ministério de Minas e Energia. Relatório do grupo de trabalho do do programa Gás para Empregar. Comitê 1: disponibilidade de gás natural. abr. 2024a. 146 p.

MME - Ministério de Minas e Energia. Relatório do grupo de trabalho do do programa Gás para Empregar. Comitê 2: acesso ao mercado de gás natural. abr. 2024b. 148 p.

MME - Ministério de Minas e Energia. Relatório do grupo de trabalho do do programa Gás para Empregar. Comitê 3: modelo de comercialização de gás natural da União. abr. 2024c. 55 p.

MME - Ministério de Minas e Energia. Relatório do grupo de trabalho do do programa Gás para Empregar. Comitê 4: gás para o setor produtivo. abr. 2024d. 77 p.

MME - Ministério de Minas e Energia. Relatório do grupo de trabalho do do programa Gás para Empregar. Comitê 5: papel do gás natural na transição energética. abr. 2024e. 151 p.

Petrobras - Petróleo Brasileiro S/A.

FPSO Guanabara MV31 alcança status de maior produtor de óleo e gás em águas brasileiras

Dado seu desempenho contínuo, o FPSO Guanabara MV31 implantado no terceiro maior campo do pré-sal, recebeu reconhecimento como a unidade líder na produção de petróleo e gás no país.

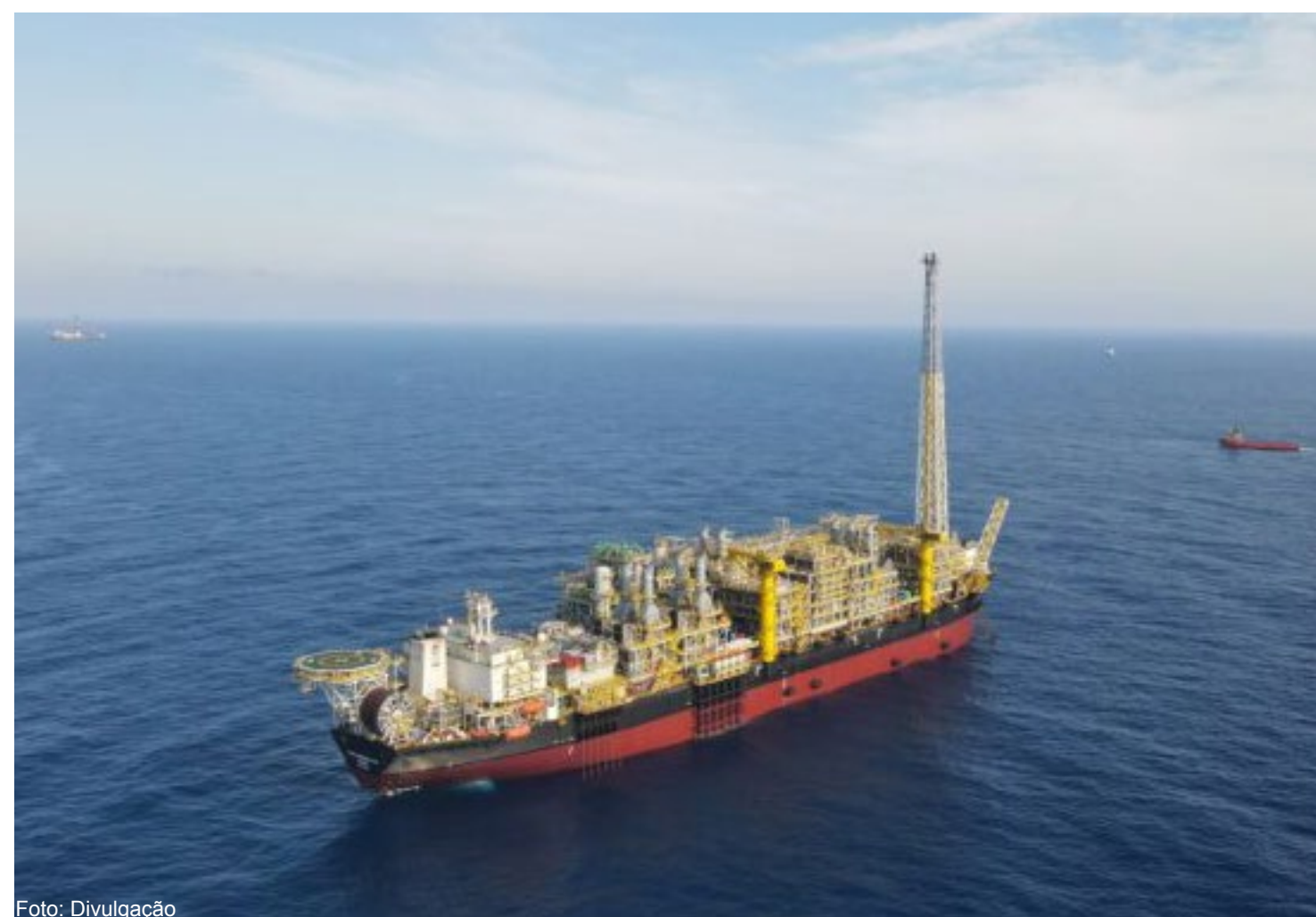


Foto: Divulgação

O reconhecimento, que veio da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), órgão regulador das atividades dos setores de petróleo, gás natural e biocombustíveis, destaca o FPSO Guanabara MV31 como o maior produtor do país, incorporando uma combinação de tecnologia de ponta e eficiência operacional.

Graças à unidade, que se manteve como a de maior produção de petróleo do país, a MODEC, como operadora da embarcação, celebrou o que é visto como mais um marco significativo para a indústria de petróleo e gás no Brasil.

O FPSO Guanabara MV31 opera no campo de Mero, da Petrobras, na Bacia de Santos, desde 2022.

Este é considerado o terceiro maior campo do pré-sal, atrás de Búzios e Tupi. Com base no boletim mensal de produção da ANP referente a maio de 2025, a unidade atingiu uma média diária de 183.948 barris de petróleo e 12 milhões de metros cúbicos de gás natural.

O desempenho do navio é percebido como resultado da combinação da eficiência operacional da MODEC e da excelente qualidade do reservatório de Mero, descrito como um ativo offshore de classe mundial muito bem administrado pela Petrobras e seus parceiros.

Volnei Souza, Gerente de Operações do FPSO Guanabara MV31, comentou: “O Guanabara foi líder de produção no país por 30 meses não consecutivos, excluindo paradas programadas para manutenção preventiva. Essa conquista também é resultado da expertise exemplar dos profissionais que operam esta unidade.”

Enquanto a MODEC, que atualmente é responsável por mais de 25% da produção total de petróleo e gás no Brasil, opera 13 unidades, duas unidades estão em construção e outra está em fase final de comissionamento.

Recentemente, o FPSO Alexandre de Gusmão, da SBM Offshore, iniciou sua operação no campo de Mero com mais de dois meses de antecedência do cronograma previsto no plano de negócios da Petrobras.

Este campo foi descoberto em 2010 em águas ultraprofundas de 2.100 metros, a aproximadamente 190 quilômetros da costa do Rio de Janeiro.

A Petrobras é a operadora com 38,6% de participação, tendo como sócias a Shell Brasil (19,3%), TotalEnergies (19,3%), CNOOC (9,65%), CNPC (9,65%) e a Pré-Sal Petróleo SA (PPSA), que atua como representante do governo brasileiro na área não contratada com 3,5% de participação.



Foto: Divulgação

Subsea7 e OneSubsea assinam contrato com a Equinor

A Equinor contratou a Subsea Integration Alliance (SIA), uma aliança estratégica que combina os pontos fortes da SLB OneSubsea e da Subsea7, para lidar com uma tarefa relacionada à próxima etapa de seu campo de petróleo.



integrado dos parceiros da SIA, refletindo toda a experiência que adquirimos ao longo da Fase 1 de Bacalhau.”

Depois que a Equinor tomou a decisão final de investimento (FID) para o projeto Bacalhau de US\$ 8 bilhões em junho de 2021, uma unidade flutuante de produção, armazenamento e descarga (FPSO) para este desenvolvimento marcou a primeira aplicação do casco M350 da MODEC , um casco de nova geração para FPSOs.

Com capacidade de produção de 220.000 barris por dia, o FPSO Bacalhau foi projetado para ser implantado no campo de Bacalhau em duas licenças, BM-S-8 e Norte de Carcará, na região do pré-sal da Bacia de Santos, na costa brasileira.

Este desenvolvimento envolve 19 poços submarinos conectados ao FPSO, o que equivale a três campos de futebol padrão. Com o primeiro óleo da Fase 1 previsto para 2025, o FPSO Bacalhau chegou ao seu destino na Bacia de Santos em 21 de fevereiro de 2025.

As reservas recuperáveis de Bacalhau, incluindo a área de Bacalhau Norte, ultrapassam 2 bilhões de barris de óleo equivalente (boe). A Equinor opera o campo em parceria com a ExxonMobil, a Petrogal Brasil e a Pré-Sal Petróleo SA (PPSA).

A Subsea Integration Alliance conquistou vários novos empregos recentemente, incluindo trabalho para o projeto de desenvolvimento de gás natural da BP na costa de Trinidad e Tobago e uma conexão submarina de petróleo e gás no setor do Reino Unido no Mar do Norte.

A Subsea7 confirmou o novo contrato da Subsea Integration Alliance com a Equinor, que coloca a SIA responsável pelo desenvolvimento de um estudo conceitual para o projeto Bacalhau Fase 2.

Esta tarefa, para a qual um acordo foi assinado após um

processo competitivo, permitirá que o trabalho seja realizado por equipes dos escritórios da Subsea7 no Reino Unido e da SLB OneSubsea na Noruega, com o apoio do Brasil.

Olivier Blaringhem, CEO da Subsea Integration Alliance, comentou: “Esta conquista é o resultado de um esforço colaborativo e

Brava Energia cresce e estabelece novos padrões de produção

A empresa registrou um aumento na produção de seus ativos.

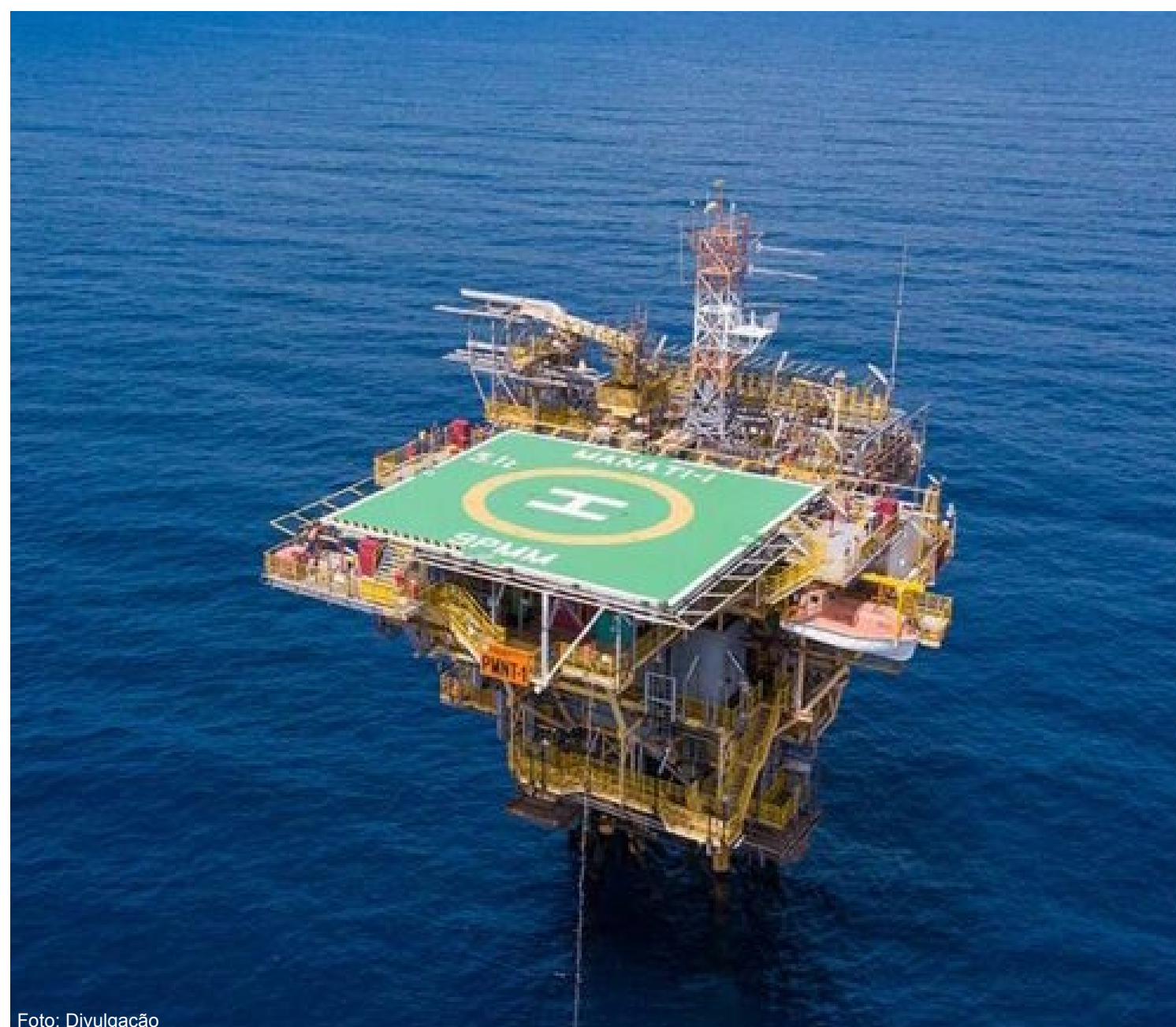


Foto: Divulgação

A Brava informou que renovou seu recorde histórico de produção trimestral no 2T25, atingindo uma média diária de 85,9 mil barris de óleo equivalente (boe), um aumento de 21% em relação ao 1T25. Desse total, 51,6 mil vieram do segmento offshore.

A empresa acredita que essa conquista reflete o progresso do segmento offshore, destacando o campo de Atlanta, na Bacia de Santos, que atingiu seu maior nível de produção trimestral desde o início das operações do campo, e Papa-Terra, na Bacia de Campos, que registrou seu melhor desempenho trimestral desde o primeiro trimestre de 2021.

A petrolífera brasileira informou ainda que vendeu 3,93 milhões de barris de petróleo no segmento offshore no 2T25, destacando que 1,07 milhão vieram de Papa-Terra, 2,36 milhões de Atlanta e 492 mil do Parque das Conchas.

Quanto a Atlanta, o trimestre marcou o maior nível histórico de produção trimestral, atingindo aproximadamente 36 mil boe/d. Isso se deve aos ajustes e testes dos sistemas operacionais e aos preparativos para que o FPSO Atlanta receba a produção dos poços 2H e 3H.

A empresa brasileira afirma que a interligação desses poços está em andamento e a previsão é de que seja concluída na primeira quinzena de julho. O ativo produz atualmente por meio de quatro poços: 4H, 5H, 6H e 7H.

Após substituir o FPSO Petrojarl I, uma unidade anterior que trabalhava no campo de Atlanta, o FPSO Atlanta iniciou a produção em 31 de dezembro de 2025.

O navio pode produzir até 50.000 barris de petróleo por dia, tratar 140.000 barris de água por dia e armazenar até 1,6 milhão de barris de petróleo.

Outro ativo no portfólio da Brava, Manati, retomou as operações em maio, mas a capacidade total de produção ainda não foi atingida. Além disso, as operações foram interrompidas por seis dias devido às condições climáticas em junho.

Considerado um dos maiores campos de gás natural não associado do Brasil, o campo está situado na Bacia de Camamu. Embora a empresa brasileira planejasse vender o ativo, em maio divulgou que não o faria.



Foto: Divulgação

Segurança 4.0 nos FPSOs

As tecnologias que estão redefinindo a operação offshore

por Júlia Vaz e Fabiano Reis



Simulação de FPSO com a tecnologia de CCS (Imagem: Divulgação SBM Offshore)

Sensores inteligentes, inspeções automatizadas, inteligência artificial e gêmeos digitais já fazem parte da rotina operacional de muitos FPSOs, as unidades flutuantes de produção, armazenamento e escoamento de petróleo.

Em um ambiente que concentra operações críticas a centenas de quilômetros da costa, a segurança operacional dos FPSOs deixou de ser apenas um conjunto de protocolos e passou a ser, cada vez mais, uma arquitetura tecnológica complexa, integrada e em tempo real.

Uma evolução crucial para a indústria de óleo e gás no país, que detém a maior frota de FPSOs em operação, responsável por uma produção de cerca de 3,7 milhões de barris de óleo equivalente (boe) – mais de 97% do petróleo e 87,6% de gás natural produzidos no país.

Último FPSO a entrar em operação no país, o FPSO Alexandre de Gusmão, da SBM Offshore, afretado pela Petrobras para o campo de Mero, no pré-sal da bacia de Santos, entrou em operação no dia 25 de maio, três dias depois de receber autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para iniciar produção.

Essa autorização dependia da aprovação de aspectos de segurança operacional e dos sistemas de medição da produção da unidade pela Agência, que iniciou as inspeções e auditorias quando a plataforma ainda se estava no estaleiro, na China, concluindo o trabalho no Brasil.

A auditoria da ANP no estaleiro visava identificar não conformidades em estágios iniciais, para que fossem corrigidas pela Petrobras e a SBM Offshore, de forma a agilizar essa autorização, pois torna a operação da instalação mais segura.

A ANP fez 57 pareceres e 79 análises de condicionantes, para se chegar a 45 aprovações relacionadas aos sistemas de segurança operacional da unidade com capacidade para produzir até 180 mil barris de petróleo por dia (bpd) e processar até 12 milhões de metros cúbicos de gás.

Há doze poços conectados à plataforma, interligados por meio de uma robusta infraestrutura submarina. Desses, cinco são produtores de óleo, seis injetores de água ou gás alternadamente, e um poço conversível, que atuará inicialmente como produtor de óleo e posteriormente como injetor de gás.

Com o objetivo de maximizar a produção e reduzir riscos, seus

poços estão equipados com recursos para a produção e injeção em intervalos previamente selecionados que podem ser alterados remotamente, pela plataforma, tecnologia conhecida como completação inteligente.



Foto: Divulgação

Quinta plataforma no campo, juntando-se às unidades Pioneiro de Libra, Guanabara, Sepetiba e Marechal Duque de Caxias, o FPSO Alexandre Gusmão está equipado com recursos para operar futuramente o HISEP (High Pressure Separator), tecnologia patenteada pela Petrobras, atualmente em qualificação, que permite a separação submarina entre o petróleo extraído e o gás associado rico em CO₂, que é reinjetado diretamente no reservatório.

matéria de capa (continuação)

Os mesmos procedimentos serão realizados na P-78, que saiu do estaleiro Benoi, da Seatrrium (antigo Brasfels no Brasil), em Singapura, no dia 13 de julho. Com capacidade de produção de 180 mil barris de óleo, além de comprimir 7,2 milhões de m³ de gás diários, essa unidade deverá produzir o primeiro óleo em dezembro, no campo de Búzios, aumentando em 18% a produção desse ativo.



Exemplo da nova geração de FPSOs da Petrobras, a P-78 tem embarcada uma série de equipamentos de ponta para reforçar a segurança operacional. Um deles é o sistema de refrigeração denominado Hydrocarbon Dew Point Control Unit - responsável pelo resfriamento e tratamento do gás natural a bordo da FPSO. Vai atuar no processamento primário do petróleo, separando o óleo do gás natural e dos diversos contaminantes, como por exemplo, gases tóxicos e água oleosa, atendendo as especificações da Resolução N° 16/2008 da ANP.

Em janeiro, a Petrobras aditivou contrato de afretamento e prestação de serviços do FPSO Cidade de Angra dos Reis, localizado no campo de Tupi, com a Modec, prorrogando o contrato por mais cinco anos, até 2030.

Os aditivos preveem adequações no FPSO, que tem capacidade de produção superior a 50 mil barris por dia, para aumentar a confiabilidade e eficiência de produção, garantir a integridade e segurança operacional da plataforma, e reduzir as emissões de gases do efeito estufa. O descomissionamento da unidade está programado para 2030.

No total, a Petrobras prevê incorporar 11 novas unidades até 2027, todas no pré-sal, o que deverá elevar a capacidade instalada do país a mais de 3,6 milhões de boe/d apenas nas plataformas da estatal e de suas parceiras.

Manutenção Da Integridade

Todas essas medidas antes do início da operação de um FPSO visam atender a normas da ANP, que no dia 25 de julho publicou o Relatório Anual de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural 2024, da Superintendência de Segurança Operacional (SSO).

Em 2024, foram aprovadas 43 Documentações de Segurança Operacional (DSO) permitindo, do ponto de vista da segurança operacional, o início das atividades de instalações marítimas e campos terrestres. Dentre elas, destacam-se a aprovação das novas unidades estacionárias de produção FPSO Atlanta, FPSO Marechal Duque de Caxias e FPSO Maria Quitéria.

O relatório registra que em 2024 foram realizadas 14 auditorias em plataformas de produção marítimas, sendo 7 realizadas in loco e 7 verificações documentais de saneamento de não conformidades, englobando 35 instalações marítimas de produção.

A SSO/ANP emitiu 37 não conformidades críticas em auditorias de

segurança operacional, sendo 36 no ambiente offshore.

Essas não conformidades representam um índice de criticidade – relação entre o número de não conformidades críticas e o número total de não conformidades emitidas – igual a 15,68% (Gráfico).



Gráfico 3.2 - Não conformidades totais e críticas emitidas por ano, de 2014 a 2024.

“É perceptível que houve um aumento significativo no percentual das não conformidades críticas lavradas nos últimos cinco anos, demonstrando que o mercado possui como desafio ainda a eliminação das situações de Risco Grave e Iminente a bordo das instalações”, destaca o relatório da ANP. A agência salienta que tem orientado suas auditorias cada vez mais com um foco na “gestão dos elementos críticos de segurança operacional, visto que estes elementos são as salvaguardas identificadas nas análises de risco dos cenários com maior severidade e risco mais elevado”.

Dentre os desvios críticos sistêmicos emitidos pela ANP em 2024, destacam-se as falhas sistêmicas na garantia da integridade.

“Foram detectadas falhas em procedimentos para inspeção, teste e manutenção de determinados sistemas, com a ausência de monitoramento adequado do resultado das inspeções (especialmente em tubulações de fluidos perigosos, sistema de combate a incêndio e sistema de drenagem)”, pontua o relatório.

Tudo isso deixa claro que, como líder global em número de FPSOs em operação — que devem aumentar em mais 14 novas unidades até 2028 —, o Brasil tem um enorme desafio para assegurar que operadoras e afretadores reforcem continuamente as diretrizes de segurança operacional offshore.

Desafio Global

Um desafio que, na realidade, é da indústria mundial, que vem avançando em águas profundas e novas fronteiras: como garantir a integridade de sistemas cada vez mais sofisticados, com maior volume de produção e processamento, que atuam em cenários severos e em altas profundidades?

Mais ainda: como reduzir as emissões de gases nas operações, tornando-as mais sustentáveis, de forma que a indústria offshore tenha protagonismo na transição energética dos próximos anos?

Enfim, investir em tecnologias que reforcem a segurança operacional vai muito além das obrigações regulatórias, classificatórias e normas marítimas internacionais — tornou-se uma vantagem competitiva.

FPSOs com tecnologias embarcadas que reduzam as emissões tornam-se aliados cruciais das operadoras que querem alcançar suas metas de redução rumo ao NET quase zero. Unidades com sistemas inteligentes de inspeção, alarme e resposta não apenas reduzem o risco de acidentes, como também diminuem paradas não planejadas, melhoram a previsibilidade da produção e aumentam a confiança de stakeholders e parceiros.

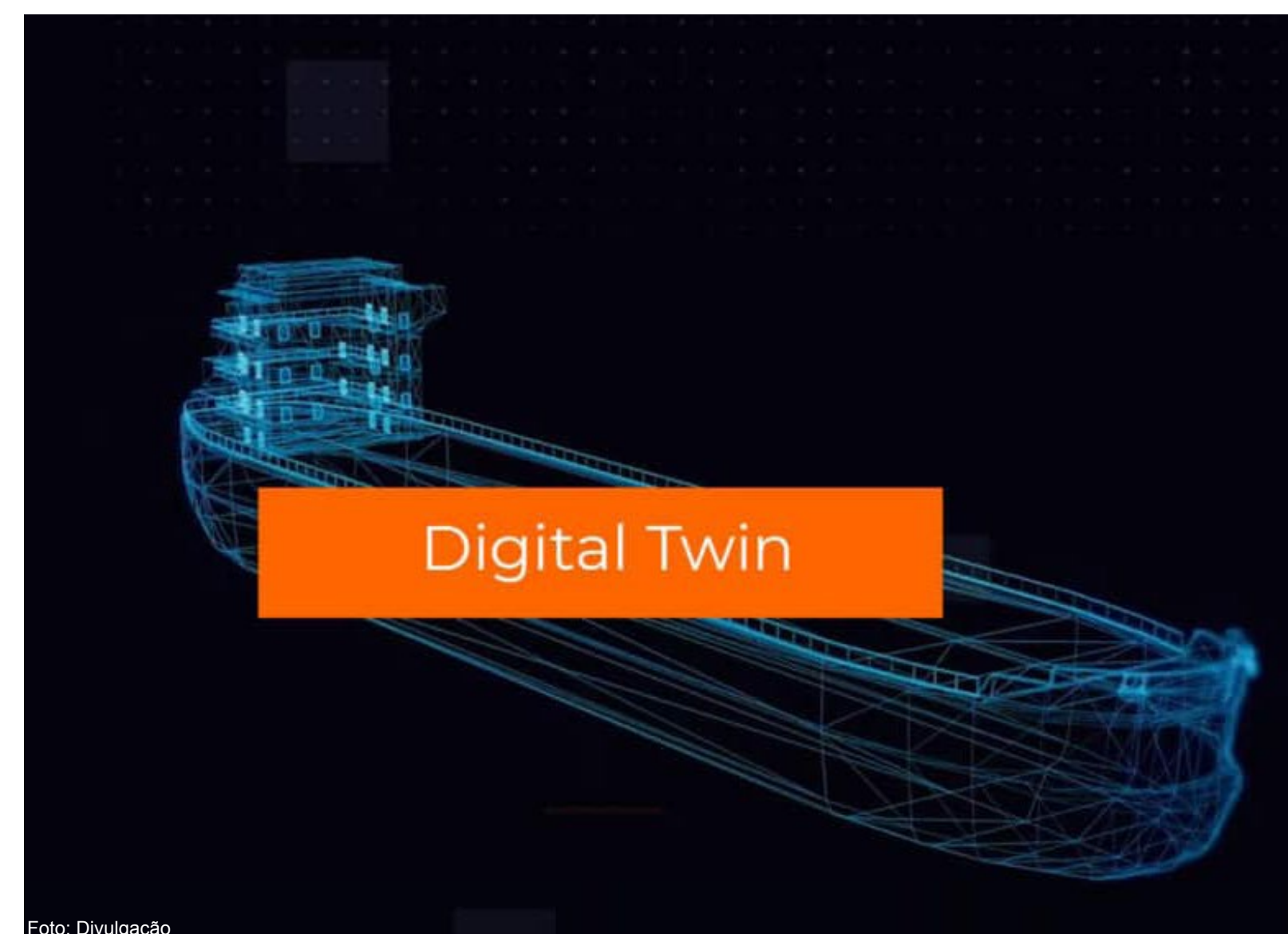
Ou seja, a adoção de soluções disruptivas para redução de emissões e maior eficiência energética aliadas às tecnologias 4.0 que tornam mais robusto o sistema de segurança operacional fazem parte da estratégia das petroleiras que

querem conciliar alta performance com sustentabilidade de longo prazo.

Novos paradigmas

A segurança operacional offshore está vivendo uma transição silenciosa — da prevenção tradicional baseada em checklists para um modelo preditivo, automatizado e digital. O conceito de “barreiras de segurança” permanece, mas agora é sustentado por tecnologias capazes de detectar desvios com antecedência, cruzar dados de diferentes sistemas e até acionar respostas automáticas em situações de risco.

É o caso dos sistemas de alarme inteligente, que hoje operam com edge computing, aprendendo com padrões operacionais e reduzindo drasticamente falsos positivos. Ou dos modelos de manutenção preditiva baseados em IA (inteligência artificial), que identificam falhas em válvulas, compressores ou tanques pressurizados antes mesmo que sinais convencionais apareçam.



Entre as soluções que mais têm transformado o modelo de segurança offshore, destacam-se:

- Gêmeos digitais (Digital Twins): réplicas virtuais das unidades, capazes de simular cenários de risco, testar procedimentos e prever falhas estruturais ou operacionais com base em dados em tempo real.
- Câmeras industriais com análise de imagem por IA: aplicadas tanto na vigilância de áreas críticas quanto em inspeções visuais de estruturas submersas e topside, especialmente por empresas como Imenco.
- Inspeções automatizadas: uso de drones, ROVs e crawlers equipados com sensores para monitoramento de cascos, tanques e linhas sem necessidade de entrada em espaços confinados.
- Simuladores de realidade virtual: treinamento imersivo para situações de emergência, falhas de processo e evacuação.
- Monitoramento remoto e edge analytics: sistemas que integram dados de operação, meteorologia, vibração e integridade estrutural para análise em tempo real — tanto on board quanto em centros onshore.

Essas tecnologias não substituem as equipes offshore, mas ampliam sua capacidade de tomar decisões seguras sob pressão, além de reduzir a exposição a ambientes perigosos.

Integração é a palavra-chave

Mais do que adotar ferramentas isoladas, a principal tendência é a integração de sistemas. FPSOs modernos operam com arquitetura digital unificada, onde plataformas de automação, sistemas de combate a incêndio, controle de processo, alarme e vigilância estão interconectados. Isso permite uma resposta mais rápida e coordenada em situações críticas.

Empresas fornecedoras como ABB, Kongsberg, Yokogawa, Honeywell e TechnipFMC vêm desenvolvendo soluções que permitem essa orquestração em tempo real, com protocolos de segurança baseados em aprendizado contínuo e dashboards

operacionais customizados.

O futuro aponta para plataformas ainda mais autônomas, com menos intervenção humana direta e mais apoio de inteligência artificial embarcada. Mas, para que a transformação digital se consolide de forma segura, será necessário manter o foco em capacitação, integração de sistemas e análise contínua de risco.

A segurança dos FPSOs deixou de ser um departamento isolado. Hoje, ela é construída em cada linha de código, em cada sensor e em cada decisão operacional — no presente e no futuro digital da indústria offshore.

Aposta Em Alta Tecnologia

O avanço dos FPSOs no Brasil acompanha não só a expansão da produção offshore, mas também uma transformação silenciosa: o salto tecnológico voltado à segurança operacional e à sustentabilidade.

A nova geração de unidades que começa a entrar em operação no país traz sistemas automatizados, emissão de carbono drasticamente reduzida e soluções de inteligência embarcada que mudam o patamar da indústria.

Empresas como Equinor, Shell, TotalEnergies e a própria Petrobras têm apostado em tecnologias cada vez mais integradas, com foco na confiabilidade dos sistemas críticos e na mitigação de riscos. No centro das inovações estão os modelos de automação de última geração, sensores com inteligência preditiva e controle remoto de processos sensíveis.

A Petrobras prepara uma leva de unidades ainda mais ousadas. Os FPSOs Atapu-2 e Sépia-2, previstos para entrar em operação em 2029, serão “all-electric”, ou seja, totalmente elétricos – algo inédito no país.

A tecnologia inclui motores com velocidade variável, flare fechado e controle digital integrado. O modelo, considerado benchmark global, visa também ampliar a reinjeção de CO2. Até 2023, a estatal já havia reinjetado 9,8 milhões de toneladas, e tem meta de chegar a 120 milhões até 2025.

Modec: Nova Geração De Cascos

O FPSO Bacalhau, da Equinor, por exemplo, foi projetado para operar com menos de 9 kg de CO2 por barril produzido – um marco na indústria. Essa eficiência é possível graças a um conjunto de soluções como turbinas em ciclo combinado e sistemas de recuperação de calor. A mesma operadora prepara o FPSO Raia, com emissão estimada abaixo de 6 kg/boe, combinando engenharia norueguesa de ponta com fornecedores locais.

As duas unidades estão construídas pela Modec, que tem outra unidade em construção e uma em desenvolvimento e opera nada menos que 13 FPSOs no Brasil, entre os quais alguns recordistas de produção em 2024, como o FPSO Guanabara, no campo de Mero, que lidera o ranking em maio deste ano, quando produziu 184 bbl/d de petróleo e 12 milhões de m³/d de gás. Também figuram entre os campeões os FPSOs Almirante Barroso (Búzios) – que também foi a unidade a atingir capacidade máxima de produção em menor tempo, 146 dias após o primeiro óleo – e o Carioca (Sépia).

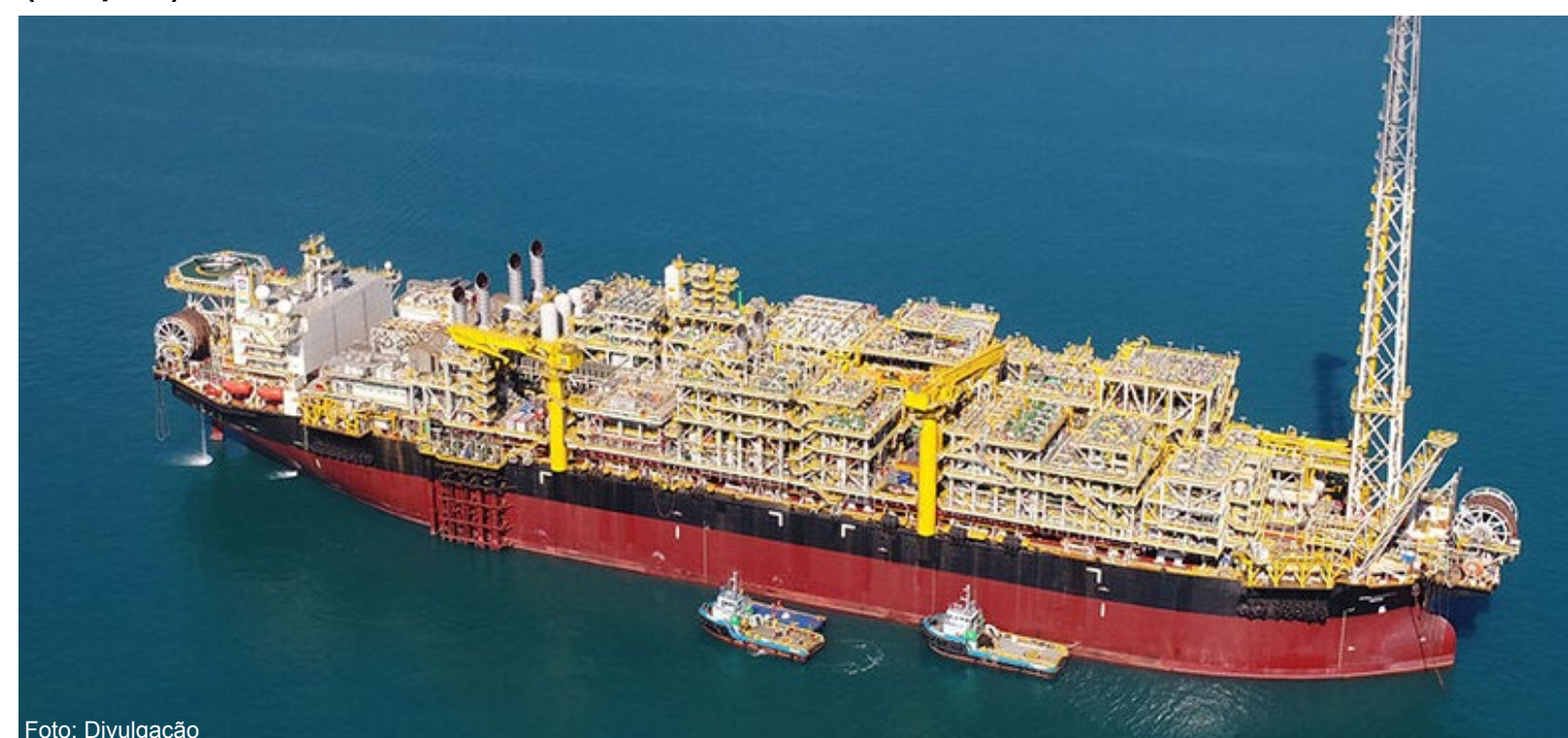


Foto: Divulgação

O FPSO Raia utilizará tecnologias inovadoras para produção de petróleo e gás no pré-sal, entre as quais turbinas a gás de ciclo combinado, que combina turbinas a gás com turbinas a vapor para otimizar o uso de energia e reduzir as emissões de carbono. O que deve tornar essa unidade em uma das mais eficientes do mundo em termos de autoprodução de carbono.

Com capacidade para processar 126 mil barris de petróleo por dia e 16 milhões de metros cúbicos de gás, com capacidade de armazenamento de 2 milhões de barris, o FPSO também fará o tratamento do gás natural, permitindo a conexão à rede nacional sem necessidade de processamento adicional em terra, através de um gasoduto que ligará o FPSO à instalação de recebimento em Cabiúnas, em Macaé.

Conta ainda com tecnologias de automação e digitalização para otimizar a operação e a manutenção da plataforma, como sistemas de monitoramento remoto e análise de dados em tempo real. A Modec é responsável pelo design e construção do FPSO, incluindo os sistemas de processamento e marítimos, utilizando um novo projeto de casco de duplo casco para acomodar maiores topsides e capacidade de armazenamento.

A inovação também estará presente no FPSO Gato do Mato, da Shell, com capacidade para produzir 120.000 barris de óleo por dia (BOPD), bem como gás e água associados. O processo de produção será realizado de forma integrada, com a estabilização do petróleo nos tanques do FPSO, seguido pelo descarregamento para navios-tanque que transportarão o petróleo para o mercado. Essa abordagem é fundamental para garantir que a produção flua de maneira contínua e eficiente, atendendo às demandas do mercado de energia.

O FPSO será atracado por um sistema SOFEC Spread Mooring, a uma profundidade de aproximadamente 2.000m, a cerca de 200km a Sul do Rio de Janeiro. Será a segunda unidade a ser entregue diretamente à Shell pela MODEC para operação no Brasil.

SBM: Net Near Zero



Atenta às necessidades do operador, a SBM vem se antecipando, tendo obtido, em maio, a aprovação da ABS ao projeto FPSO NearZero, com tecnologias de baixo carbono para chegar a um perfil de emissões de Escopo 3 “quase zero”, com uma redução de até 80% nas emissões de GEE.

Entre as tecnologias de baixo carbono apresentadas estão topsides elétricos, flare fechado, captura de carbono e riser de entrada de água do mar/mangueira de entrada profunda — soluções que a SBM destaca não apenas reduzir as emissões como também as demandas de energia.

“A introdução do projeto do FPSO NearZero da SBM Offshore representa um marco importante em nossa estratégia de descarbonização. O projeto do FPSO NearZero está totalmente integrado ao nosso comprovado projeto Fast4Ward® e ao nosso modelo de entrega padronizado”, afirmou Jaap-Harm Westhuis, diretor de Tecnologia e Desenvolvimento de Produtos da SBM Offshore.

Mais uma passo importante para a empresa que opera nove FPSOs no país – entre os quais dois no campo de Tupi, um em Mero (citado anteriormente) além do gigante Almirante Tamandaré, primeira unidade de alta capacidade de produção – até 225 mil barris de óleo (bpd) – além de processar 12 milhões de metros cúbicos de gás por dia.

A unidade possui tecnologias para a descarbonização como, por exemplo, o flare fechado, que em conjunto com outros equipamentos, reduz a emissão de gases de efeito estufa na atmosfera. Há também tecnologias para aproveitamento de calor, que reduzem a demanda de energia adicional para a unidade.

A SBM Offshore também estuda captura de CO2 em FPSOs para a Petrobras: o escopo do estudo abrange o design e a avaliação comercial de várias configurações de sistemas de captura de carbono em futuros FPSOs da estatal.

O design do módulo é baseado em um estudo de engenharia e design entre a SBM Offshore e a Mitsubishi Heavy Industries e qualificado pela DNV, com base em uma combinação da tecnologia proprietária de captura de CO2 da Mitsubishi e dos princípios Fast4ward® da SBM.

O escopo do estudo abrange o design e a avaliação comercial de várias configurações de sistemas de captura de carbono, dependendo do tipo de turbina e das configurações das máquinas, da taxa de fluxo de gás e da potência instalada da turbina a gás, e das várias concentrações de CO2 e de composição de gás.

A solução de captura de CO2 aplicará a tecnologia proprietária “Advanced KM CDR Process™” da MHI, desenvolvida em conjunto com a Kansai Electric Power Co., Inc.

FROTA 4.0

A segurança operacional, nesse contexto, não é mais vista apenas como prevenção de acidentes. É parte de uma estratégia ampla,

que envolve gestão de integridade, análise de riscos em tempo real e interoperabilidade de sistemas. As unidades mais recentes já saem do estaleiro com arquitetura digital preparada para gestão remota de alarmes e shutdowns automatizados – em muitos casos, com redundância tripla.

Além disso, o investimento em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) também é chave. Segundo dados da ANP, ao menos 15 projetos ativos têm como foco a segurança e eficiência operacional de FPSOs, com iniciativas que vão de sistemas de detecção precoce de falhas até algoritmos de gestão de integridade baseados em machine learning.

Nesse cenário, o Brasil não apenas expande sua produção em águas profundas, mas se consolida como vitrine de soluções high-tech aplicadas ao offshore. O futuro da segurança operacional nos FPSOs, ao que tudo indica, será cada vez mais inteligente, automatizado e sustentável — e já começou a ser testado em alto-mar.



McDermott realiza trabalho de transporte e instalação offshore em campos brasileiros

A McDermott garantiu um contrato com a Brava Energia para o transporte e instalação de dutos flexíveis, umbilicais e equipamentos submarinos.



Foto: Divulgação

Pelo contrato avaliado entre US\$ 1 milhão e US\$ 50 milhões, a McDermott realizará o transporte e a instalação de dutos flexíveis, umbilicais e equipamentos submarinos associados para dois novos poços no campo Papa-Terra, na Bacia de Campos, e dois novos poços para o desenvolvimento da Fase 2 de Atlanta, no Bloco BS-4, na Bacia de Santos.

O escopo também abrange serviços de pré-comissionamento e suporte de base em terra.

Operados pela Brava Energia, os novos poços nos campos de Papa-Terra e Atlanta apoiarão o aumento da produção como parte da estratégia contínua da empresa para aumentar a produção e estender a vida útil da infraestrutura de águas profundas.

A McDermott entregou anteriormente a plataforma de poço de perna tensionada Papa-Terra, na época considerada o primeiro sistema flutuante de produção de madeira seca na costa do Brasil e a primeira plataforma de perna tensionada instalada na América do Sul.

“Este prêmio destaca o papel vital da infraestrutura submarina na viabilização da produção de longo prazo e do valor dos ativos para desenvolvimentos em águas profundas”, disse Mahesh Swaminathan, vice-presidente sênior de instalações submarinas e flutuantes da McDermott.

“Aproveitaremos nosso comprovado modelo de entrega integrada, capacidades marítimas e expertise no fornecimento de soluções brownfield em águas profundas para dar suporte ao Brasil e ao mercado offshore sul-americano em geral.”

A Brava Energia informou há alguns dias que renovou seu recorde histórico de produção trimestral no segundo trimestre de 2025, atingindo uma média diária de 85.900 barris de óleo equivalente (boe), um aumento de 21% em relação ao primeiro trimestre de 2025. Desse total, 51.600 vieram do segmento offshore.

Essa conquista reflete o progresso do segmento offshore, com destaque para o campo de Atlanta, que atingiu seu maior nível de produção trimestral desde o início das operações no campo, e Papa-Terra, que registrou seu melhor desempenho trimestral desde o primeiro trimestre de 2021.



Foto: Divulgação

ABS: A atualização é contínua

Entrevista, Rafael Torres – Diretor da American Bureau of Shipping (ABS)

por Julia Vaz



Foto: Arquivo ABS

As sociedades classificadoras desempenham um papel fundamental na certificação e regulamentação de FPSOs (Unidades Flutuantes de Produção, Armazenamento e Transferência), contribuindo de forma decisiva para garantir a segurança, a eficiência e a conformidade com padrões internacionais.

Diante da evolução contínua na área de FPSOs, para atuarem em condições cada vez mais complexas, estar em dia com as normas internacionais é um dos trabalhos hercúleos de classificadoras como a American Bureau of Shipping (ABS), que atua há mais de 70 anos no Brasil.

“As normas são atualizadas para abordar novos desafios de segurança, estruturais e ambientais, como o aumento da capacidade dos FPSOs e a redução das emissões de gases de efeito estufa”, salienta Rafael Torres, diretor da ABS no Brasil, que mantém uma enorme frota de FPSOs sob sua supervisão, sendo referência técnica e regulatória para a indústria offshore.

Hoje uma das maiores equipes de inspetores offshore do país, a ABS tem uma estrutura robusta de engenharia no Rio de Janeiro, facilitando a integração com fornecedores e estaleiros, além de ser credenciada pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), tendo forte atuação na certificação de conteúdo local.

Expertise que vem sendo reforçada com o uso de novas tecnologias. “A digitalização está transformando a forma como as classificações e inspeções são realizadas”, afirma o executivo.

Oil&Gas Brasil: A primeira etapa de classificação ocorre durante o processo de construção. Este é o momento mais crítico, pois acontece antes do início das operações, a fase mais detalhada do processo?

entrevista exclusiva (continuação)

Rafael Torres: Ao selecionar uma sociedade classificadora para um projeto de FPSO, é essencial escolher uma empresa com ampla experiência nesse tipo de unidade. Isso ajuda a garantir que o projeto se beneficie de uma expertise comprovada, reduzindo o risco de erros e atrasos.

A sociedade classificadora também deve possuir fortes capacidades técnicas, reconhecimento global e uma presença local sólida para oferecer suporte adequado. Sua abordagem proativa em relação à inovação e às mudanças regulatórias também é fundamental.

Oil&Gas Brasil: ***O ideal é que haja uma interação com a classificadora desde o início?***

Rafael Torres: Idealmente, essa decisão deve ser tomada ainda nas fases iniciais do projeto — durante a fase de conceito ou FEED (Front-End Engineering Design) —, para que a sociedade classificadora possa orientar o processo de projeto e construção desde o início, garantindo uma execução fluida e em conformidade.

Oil&Gas Brasil: ***Quais são os principais pontos observados pela classificadora para que o um novo FPSO saia do estaleiro certificado?***

Rafael Torres: Quando se trata de classificar um FPSO antes de sua saída do estaleiro, uma sociedade classificadora experiente foca em diversos aspectos críticos. Primeiro, avaliamos minuciosamente a integridade estrutural do casco e dos módulos superiores para garantir que atendam a rigorosos padrões de segurança e durabilidade. Nossas equipes também revisam os sistemas de produção e processamento, verificando se todos os equipamentos e processos foram projetados e instalados conforme as regulamentações internacionais e as melhores práticas.

Oil&Gas Brasil: ***Segurança operacional é um fator importante...***



Foto: Arquivo ABS

Rafael Torres: A segurança operacional é outro ponto chave e inclui a verificação de sistemas de proteção contra incêndio, sistemas de desligamento de emergência e equipamentos de salvamento. A conformidade regulatória também é essencial; verificamos se o FPSO atende a todos os requisitos do estado de bandeira e normas internacionais. Por fim, avaliamos a estabilidade da unidade em diversas condições de carga.

Com base em nossa ampla experiência, sabemos exatamente o que observar em cada uma dessas áreas, o que ajuda a confirmar que o FPSO está totalmente em conformidade e pronto para uma operação segura e confiável antes de deixar o estaleiro.

Oil&Gas Brasil: ***As unidades vêm evoluindo rapidamente, tanto para atender a maiores capacidades de processamento e armazenamento quanto para cumprir exigências ambientais, especialmente relacionadas à redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE). Como as sociedades classificadoras revisam e aprimoram suas regras para acompanhar essas mudanças?***

Rafael Torres: O ABS revisa e aprimora continuamente suas regras trabalhando em estreita colaboração com líderes da indústria por meio de projetos conjuntos (Joint Industry Projects - JIPs) e comitês técnicos. As normas são atualizadas

entrevista exclusiva (continuação)

para abordar novos desafios de segurança, estruturais e ambientais, como o aumento da capacidade dos FPSOs e a redução das emissões de gases de efeito estufa.

Oil&Gas Brasil: ***E que ações tomam para garantir uma classificação alinhada às inovações tecnológicas dos projetos?***

Rafael Torres: Ações recentes incluem a revisão de regras para novas construções, conversões e manutenção, além da introdução de notações de sustentabilidade (como o SUSTAIN-1 e SUSTAIN-2 do ABS), que reconhecem inovações como a eliminação de queima de gás (zero-flaring), tecnologias de redução de emissões e soluções digitais. Essa abordagem colaborativa e adaptativa ajuda a garantir que os requisitos de classificação estejam alinhados com os mais recentes avanços tecnológicos e ambientais nos projetos de FPSOs.

Oil&Gas Brasil: ***A digitalização tornou-se um pilar essencial para otimizar certificações e inspeções. Quais tecnologias estão sendo utilizadas pela sociedade classificadora na fase de construção?***

Rafael Torres: A digitalização está transformando a forma como as classificações e inspeções são realizadas. Durante a fase de construção, tecnologias como escaneamento a laser 3D LiDAR (Light Detection and Ranging) e modelagem de gêmeos digitais são utilizadas para garantir medições precisas e documentação exata da estrutura e dos sistemas do FPSO.

Oil&Gas Brasil: ***E quais são mais relevantes na fase operacional?***

Rafael Torres: Na fase operacional, sistemas de monitoramento remoto e sensores inteligentes tornam-se mais



Foto: Arquivo ABS

relevantes, permitindo a coleta contínua de dados e a condition-based maintenance. Além disso, tecnologias de reconhecimento de imagem e ferramentas digitais para

gerenciamento de dados de inspeção ajudam a agilizar as inspeções contínuas e a apoiar operações mais seguras e eficientes ao longo do ciclo de vida do ativo.

Ambipar realiza quinta edição de treinamento com a Marinha do Brasil com foco em cenários de risco

Capacitação surgiu da parceria com a ONU e hoje forma fuzileiros navais de todo o país.



Foto: Divulgação

A Ambipar, líder global em soluções ambientais, realizou a quinta edição do treinamento com a Marinha do Brasil voltado para a preparação de equipes em cenários de risco químico, biológico, radiológico e nuclear (NBQR).

A parceria teve início há cerca de dez anos, a partir de um projeto com a Organização para a Proibição de Armas Químicas (OPAC), ligada à Organização das Nações Unidas (ONU), e se consolidou com a criação do treinamento, que passou a integrar a formação dos fuzileiros navais especializados da Marinha.

A capacitação é realizada no centro operacional da Ambipar, em Nova Odessa (SP), e envolve a simulação de acidentes industriais, portuários, aeroportuários e rodoviários. Além de situações técnicas cotidianas enfrentadas diariamente, incluindo também ameaças terroristas, um dos focos de atenção das forças armadas.

A edição de 2025 contou mais uma vez com a presença do Almirante Lemos, comandante do corpo de fuzileiros navais do Brasil, o que marcou a ampliação do programa para além do Batalhão NBQR de Aramar (Iperó-SP), alcançando projeção nacional. O objetivo é expandir ainda mais o alcance e a frequência dos treinamentos, diante do fortalecimento e expansão da parceria.

“Essa integração entre Marinha e Ambipar tem se mostrado fundamental para o exercício dos fuzileiros e para a nossa equipe. Um exemplo foi a operação de resposta ao acidente na ponte JK, entre Tocantins e Maranhão, onde atuamos juntos no resgate e contenção de riscos”, afirma Everaldo Savatin, diretor de operações da Ambipar e responsável pela coordenação do programa.

A expectativa é de que novas edições sejam realizadas anualmente e, com o fortalecimento da parceria, ganhem ainda mais escala no preparo das forças brasileiras para situações de emergência de alta complexidade.



Foto: Divulgação

Orguel celebra 62 anos com foco em inovação, grandes obras e eficiência operacional

Empresa é referência nacional em engenharia de acesso para diversos segmentos, como construção, infraestrutura, agronegócio, petróleo e gás.

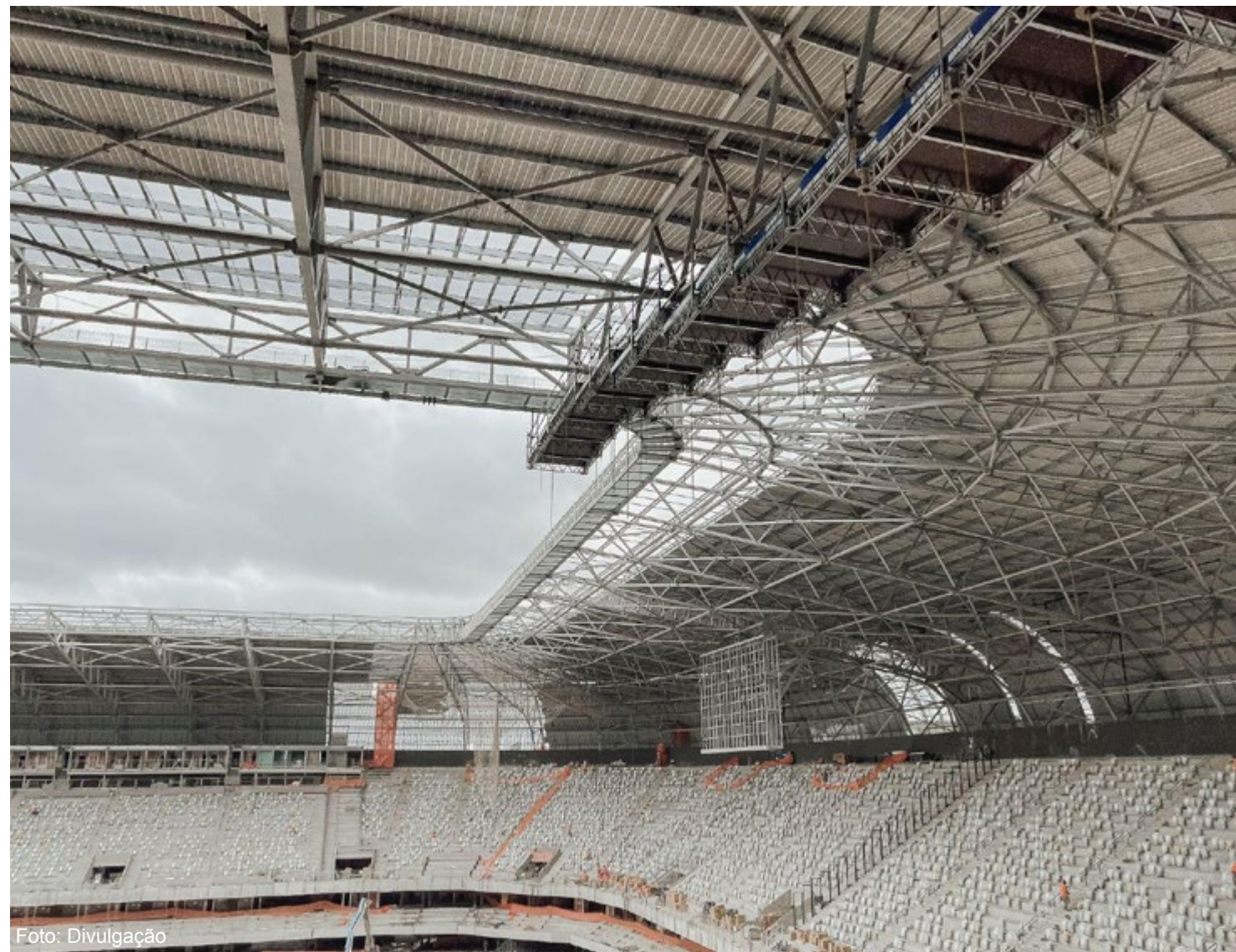


Foto: Divulgação

A Orguel, uma das principais fornecedoras de soluções de acesso e engenharia do país, completa 62 anos de atuação em um momento positivo para o setor da construção — um dos seus principais mercados. Segundo dados recentes do Novo Caged, o setor ultrapassou a marca de 3 milhões de trabalhadores com carteira assinada, aproximando-se do recorde histórico registrado em outubro de 2013, com 3,07 milhões de profissionais formalizados.

Impulsionada pelo cenário positivo e pelo investimento contínuo em inovação, a empresa projeta uma trajetória de crescimento nos próximos anos — em 2024, a Orguel registrou um aumento de 15% no faturamento. “A inovação tem sido um dos principais motores do crescimento da Orguel”, afirma Sérgio Guerra, CEO da empresa.

Desde 2018, a empresa já concluiu mais de 100 projetos de inovação e mantém outros 25 atualmente em andamento, com investimentos que ultrapassam R\$ 20 milhões em 2025. Entre as soluções desenvolvidas estão o sistema de acesso suspenso QuikDeck — que revolucionou a manutenção de pontes e viadutos — e o uso de realidade virtual, realidade aumentada, BIM e inteligência artificial aplicadas à engenharia.

“A inovação está no DNA da Orguel e é o que nos move para o futuro. Investimos em tecnologia, inovação e eficiência com o objetivo de entregar soluções cada vez mais completas, customizadas e seguras aos nossos clientes”, destaca Sérgio Guerra.

Fundada em 1963 como um negócio familiar, a Orguel hoje é referência nacional em engenharia de acesso, com presença ativa em obras de grande porte e relevância estratégica. A empresa participa de diversos projetos de norte a sul do país, entre eles estão: a Ponte da Integração, que liga Brasil e Paraguai; a Arena MRV, em Belo Horizonte (MG); a Usina Hidrelétrica de Belo Monte (PA); o Viaduto Santa Ifigênia, em São Paulo (SP); a Hidrelétrica de Jupia, entre SP e MS; a histórica ponte Hercílio Luz (SC); a Arena Mangueirão em Belém (PA); entre outros.

Crescimento sustentável

Outro fator que impulsiona a competitividade da empresa é o seu Centro de Serviços Compartilhados (CSC), que centraliza processos administrativos e operacionais, promovendo padronização, controle de custos e maior agilidade nas decisões. Implantado em 2013, o CSC da Orguel consolidou-se como um verdadeiro hub de inteligência estratégica, atendendo áreas como financeiro, contábil, compras, recursos humanos e suprimentos.

Com a adoção de tecnologias de automação e a recente implantação de ferramentas de Business Intelligence (BI), a estrutura tem viabilizado o crescimento sustentável da empresa. Segundo o CEO Sérgio Guerra, o CSC é um dos pilares da eficiência operacional da Orguel, permitindo que as unidades concentrem seus esforços na atividade-fim, enquanto o back office opera com agilidade e inteligência.

“Com a automação de diversas atividades reduzimos custos e liberamos nosso time para atuar em áreas mais estratégicas e inovadoras. O CSC da Orguel representa exatamente isso: eficiência, tecnologia e valorização das pessoas”, conclui o executivo.

Os resultados alcançados reforçam o impacto da inovação na construção de processos mais modernos, sustentáveis e centrados nas pessoas — pilares que sustentam a trajetória de sucesso da Orguel há mais de seis décadas.



Foto: Divulgação

Petrobras anuncia R\$ 33 bilhões em investimentos no refino e na petroquímica do RJ

Evento com Lula e Magda Chambriard celebra projetos que devem criar mais de 38 mil empregos no estado.



Com a presença do presidente da República, Luiz Inácio Lula da Silva, e da presidente da Petrobras, Magda Chambriard, a Petrobras realizou, no último dia (04/07), na Refinaria Duque de Caxias (Reduc), cerimônia que marca a retomada de grandes investimentos e de estudos no setor de refino e petroquímica no estado do Rio de Janeiro.

Na ocasião, foram anunciados aportes que superam R\$ 33 bilhões, com potencial para gerar mais de 38 mil empregos diretos e indiretos, por meio de projetos que aumentam a eficiência operacional, geram produtos renováveis e promovem o desenvolvimento socioeconômico.

Do total a ser investido, R\$ 29 bilhões serão aportados pela Petrobras e R\$ 4 bilhões pela Braskem, em projeto que atua em sinergia com os ativos da Petrobras.

Na cerimônia, a Petrobras divulgou também a produção, em fase de teste, de combustíveis com conteúdo renovável, como Diesel R e o combustível sustentável de aviação (SAF, da sigla em inglês Sustainable Aviation Fuel) por coprocessamento; a ampliação da integração entre Reduc e Complexo de Energias Boaventura; e novos estudos e projetos na área petroquímica envolvendo também sua coligada Braskem; além do investimento em qualificação profissional por meio do Programa Autonomia e Renda.

Em seu discurso, o presidente Lula elogiou o desempenho e a atuação da gestão da Petrobras em relevantes iniciativas e reiterou a importância da companhia para o país. “A Petrobras é uma espécie de bússola da economia brasileira. Se a Petrobras vai bem, o Brasil vai bem. Por isso que temos que torcer para ela ser cada vez maior. Estou muito orgulhoso da Petrobras, dos investimentos que estamos fazendo, da volta em investir na indústria naval, porque é isso que faz um país ser grande”, afirmou.

“Só aqui no Estado do Rio de Janeiro, além dos nossos investimentos em exploração e produção, estamos investindo R\$ 33 bilhões nesse megaprojeto envolvendo Reduc, Complexo Boaventura e Braskem. Serão gerados 38 mil postos de trabalho em um local que já se encontra carente de soldadores, caldeireiros, eletricitistas etc. Isso é pleno emprego nessa localidade. Estamos treinando profissionais no programa Autonomia e Renda. Serão cerca de 3.200 profissionais para atuarem nesse segmento da indústria. Estamos gerando um círculo virtuoso no estado do Rio de Janeiro com todo esse investimento”, destacou Magda Chambriard, presidente da Petrobras.

Integração do refino fluminense

No campo da infraestrutura, o grande destaque é o projeto do Complexo de Energias Boaventura, em Itaboraí, e sua integração com a Reduc. O total de investimentos, estimado em R\$ 26 bilhões, gerará 30 mil postos de trabalho diretos e indiretos.

A nova estrutura ampliará a produção de diesel S-10 em 76 mil barris por dia (bpd), querosene de aviação em 20 mil bpd e lubrificantes grupo II em 12 mil bpd, bem como a produção de produtos renováveis, tais como HVO (da sigla em inglês Hydrotreated Vegetable Oil) e SAF, em 19 mil bpd, por meio de uma planta dedicada.

O Refino Boaventura e BioQAV Boaventura fazem parte do NovoPAC, em que a Petrobras reafirma seu compromisso com as iniciativas do Programa de Aceleração do Crescimento no estado do Rio de Janeiro, visando impulsionar o desenvolvimento econômico e social da região.

Outra novidade em estudo na integração do Complexo de Energias Boaventura com a Reduc é o processo sustentável de rerrefino de lubrificantes da refinaria de Caxias, com capacidade de produção de 6,3 mil bpd.

Com a entrada em operação do Complexo Boaventura para produção de lubrificantes grupo II, a Reduc poderá converter unidades existentes para rerrefinar óleos usados, aplicando o conceito de economia circular para gerar produtos de alto valor a partir de resíduos.

O teste de coprocessamento já foi autorizado pela ANP e está previsto para ocorrer em setembro deste ano.

Petroquímica fortalecida: novos projetos em Itaboraí e expansão da Braskem

Na área da petroquímica, os investimentos incluem a expansão da planta de polietileno da Braskem, que elevará sua capacidade produtiva em até 230 mil toneladas por ano.

O projeto, que utiliza gás natural processado na Rota 3 do Complexo Boaventura, está atualmente em Fase 3 e está orçado em R\$ 4,1 bilhões (ainda sujeito às necessárias aprovações pela governança da Braskem), podendo gerar cerca de 7.500 empregos diretos e indiretos. A Petrobras tem 47% de capital votante na Braskem.

Já no Complexo de Energias Boaventura, entre as novas oportunidades de negócios está a produção de ácido acético e monoetileno glicol – usados na indústria química em geral.

Atualmente em fase de estudo, o projeto pode colocar o Brasil como produtor de insumos hoje importados.

Outro projeto é a nova central termelétrica, com duas usinas de 400 MW cada, com previsão de participação no próximo leilão de energia, aproveitando sinergias com a infraestrutura da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) de Itaboraí.

Paradas programadas de manutenção na Reduc

Para garantir a integridade, a confiabilidade e a segurança das instalações, a Reduc fará investimentos em paradas de manutenção de até R\$ 2,4 bilhões até 2029.

Como destaque, em 2026 serão realizadas importantes paradas nas unidades de coqueamento retardado e de hidrotreatamento, chegando a gerar cerca de 18 mil postos de trabalho diretos e indiretos.

Descarbonização na Reduc: combustíveis mais limpos e nova termelétrica

A recente autorização da ANP para produção do SAF da Reduc, com até 1,2% de óleo de milho na composição do querosene de aviação (QAV), é o primeiro passo em direção à produção de até 10 mil bpd desse produto. Tal marco coloca o Refino da Petrobras na vanguarda da produção de combustíveis mais limpos, permitindo o atendimento antecipado da regulamentação para redução de emissões dos voos internacionais (padrão CORSIA) e antecipa exigências da Lei do Combustível do Futuro.

Outro avanço importante é o desenvolvimento do Diesel R7, com 7% de conteúdo renovável. A Reduc, que já produz Diesel R5, recebeu a autorização da ANP para iniciar os testes com o novo teor ainda este mês. Essa evolução reforça o compromisso da Petrobras com a descarbonização de seus produtos e a transição energética justa.

Com foco em modernização e eficiência energética, a Petrobras também prevê a construção de uma nova central termelétrica na Reduc, substituindo equipamentos obsoletos de geração de vapor e energia elétrica. O investimento, de R\$ 860 milhões, deve gerar aproximadamente 640 postos de trabalho, elevar a confiabilidade e alçar a refinaria aos melhores padrões internacionais de eficiência.

Autonomia e Renda

Por meio do Programa Autonomia e Renda, a Petrobras está oferecendo mais de 3 mil vagas em 22 cursos de capacitação profissional no estado do Rio de Janeiro – sendo 980 apenas em Duque de Caxias.

O programa, que acaba de completar um ano, celebra os investimentos de R\$ 2 milhões no Rio de Janeiro em 2024, com foco em formação técnica e inclusão social nas comunidades, além de contribuir para o desenvolvimento socioeconômico da região.

Plano de Negócios 2025-2029 em prática

O Plano de Negócios contempla projetos e estudos voltados para refino e petroquímica, que integram o Programa de Investimentos em Refino, Transporte e Comercialização, Petroquímica e Fertilizantes (RTC), do Plano de Negócios 2025–2029 da Petrobras.

Os investimentos em RTC contemplam R\$ 100 bilhões e têm como metas o aumento da capacidade de refino da Petrobras em 292 mil bpd, a ampliação da produção de diesel S-10 em 360 mil bpd e o incremento na produção de combustíveis renováveis como SAF e Diesel 100% renovável (R100) em 44 mil bpd, além de 12 mil bpd de lubrificantes Grupo II.

No Plano de Negócios 2025-2029 da Petrobras estão previstos investimentos totais da ordem de US\$ 111 bilhões, com capacidade de geração de até 315 mil postos de trabalho diretos e indiretos.



Foto: Divulgação

Metalock Brasil realiza reparos em guias de células de navios porta-contêineres com equipe especializada em alto-mar

A Metalock Brasil tem intensificado sua atuação no segmento Naval internacional com o envio de riding teams — equipes técnicas embarcadas — para a realização de reparos complexos em cell guides de navios porta-contêineres. As operações foram realizadas durante a navegação, a pedido de um dos mais importantes armadores europeus, e abrangeram rotas estratégicas da América do Sul.

As cell guides, ou guias de células, são estruturas metálicas verticais que se estendem dos porões até o convés dos navios, e são responsáveis por manter os contêineres devidamente alinhados e seguros durante o transporte. Danos ou desgastes nessas estruturas comprometem diretamente a capacidade de carga da embarcação, representando riscos operacionais e logísticos.

Considerando que os navios contêineres realizam escalas muito rápidas em portos — o que inviabiliza manutenções convencionais atracadas — a Metalock Brasil tem realizado os serviços durante a navegação. Os riding teams são formados por especialistas em solda e caldeiraria, que atuam simultaneamente em diversos porões, com a montagem de andaimes que frequentemente ultrapassam a altura de edifícios de sete andares.

Somente no primeiro semestre de 2025, as equipes da Metalock realizaram intervenções a bordo em rotas como Santos–Rio Grande, Rio de Janeiro–Santos e Santos–Santo Antônio (Chile). Os atendimentos reforçam a capacidade da empresa em executar serviços críticos de manutenção estrutural com precisão, segurança e agilidade, mesmo em ambientes desafiadores e com o navio em movimento.

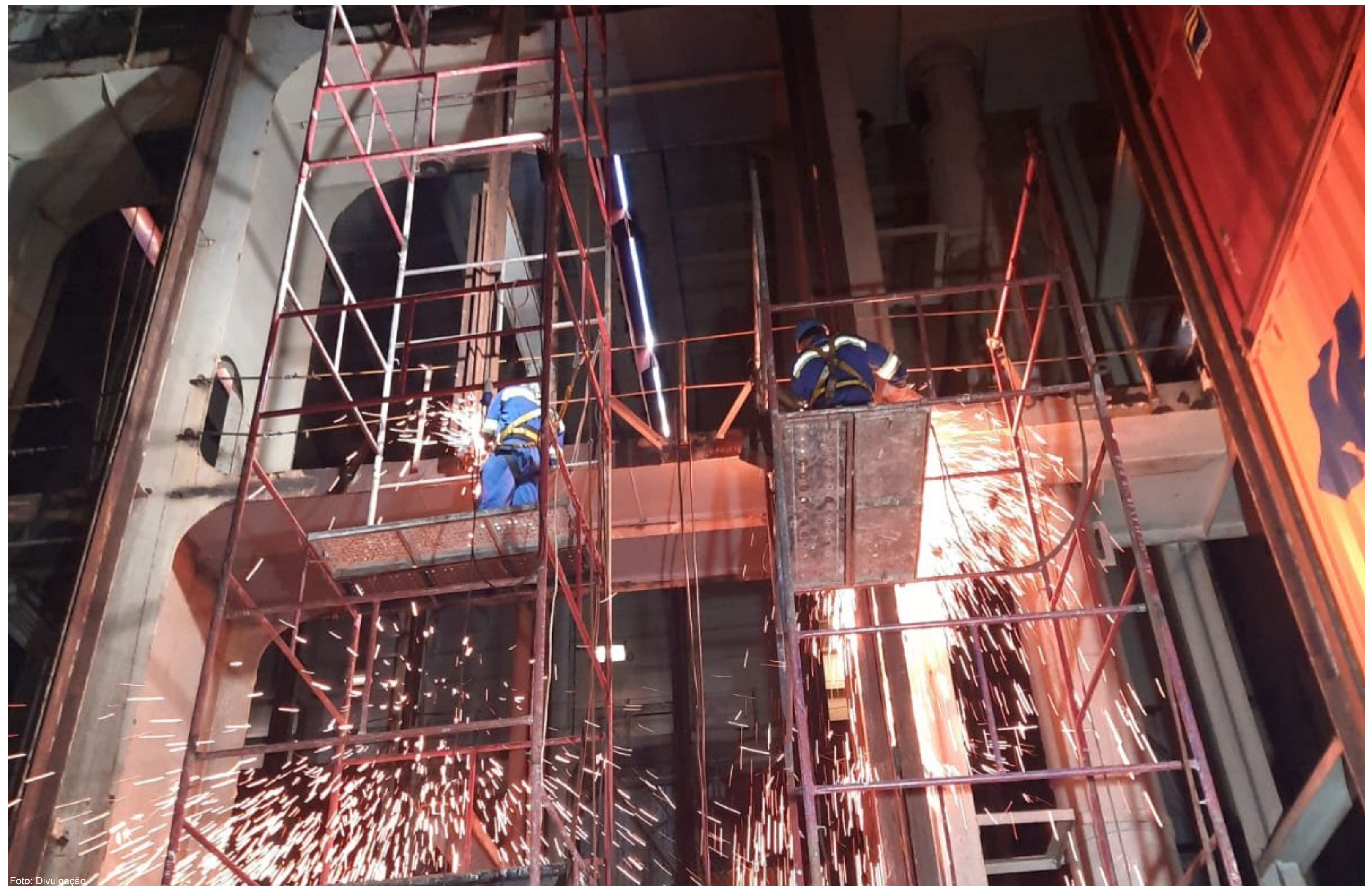


Foto: Divulgação

Super Terminais e Governo do Amazonas anunciam primeira usina de gás natural para operações portuárias

Projeto pioneiro na região Norte foi planejado por engenheiros e técnicos do Super Terminais, em conjunto com a Cigás.



O Super Terminais e o Governo do Estado do Amazonas assinaram no último dia (02/07), o contrato para a construção da primeira usina de Gás Natural voltada a operações portuárias no Norte do Brasil. O investimento de R\$ 30 milhões foi anunciado em coletiva de imprensa no píer da empresa em Manaus (AM) e consolida uma parceria estratégica com o governo estadual para impulsionar operações portuárias sustentáveis em larga escala.

“Este projeto começou há dois anos com uma parceria nossa com a Cigás e o Governo do Estado, com quem sempre colaboramos em todas as iniciativas. A gente quer que este pioneirismo traga exemplos para todos os portos, que todos possam abraçar essa ideia de utilizar energias renováveis.

O Super Terminais quer estar sempre à frente, trazendo novidades”, afirma Marcello di Gregorio, diretor do Super Terminais.

A usina será instalada na área da Suframa (Superintendência da Zona Franca de Manaus), reforçando o compromisso do governo do Amazonas em manter a sustentabilidade como prioridade na pauta de desenvolvimento econômico e ambiental.

Além de viabilizar o fornecimento direto de gás natural para o porto, serão implantadas tubulações subterrâneas que ligarão a usina às instalações portuárias. Esse sistema garantirá o abastecimento contínuo dos equipamentos, como os três Konecranes – os primeiros guindastes elétricos do mundo – que operam no Super Terminais.

O novo modelo irá substituir o transporte rodoviário de diesel, reduzindo também o tráfego de caminhões e o impacto logístico na região. Com essa iniciativa, o Super Terminais vai deixar de emitir cerca de 17.000 toneladas de CO2 por ano somente em suas operações, contribuindo de forma significativa para a diminuição dos gases de efeito estufa.

O ganho ambiental não se limita à eliminação do diesel nos guindastes: a redução de emissões também se estende à logística de abastecimento, evitando o transporte do combustível por caminhões e diminuindo ainda mais a pegada de carbono.

“Tudo o que temos avançado na questão do gás natural tem sido muito positivo nos últimos anos. O gás natural, apesar de ser um combustível de origem fóssil, é a fonte mais segura nesse processo de transição energética, poluindo menos que o diesel,

gasolina e outros derivados. O estado do Amazonas hoje está em outro patamar com relação ao gás natural”, afirmou o governador do Amazonas, Wilson Lima.

De acordo com ele, o projeto da usina a gás natural no porto Super Terminais é mais um passo na construção de um modelo de desenvolvimento que combina inovação, responsabilidade ambiental e geração de emprego e renda.

Super Terminais

Com mais de 25 anos de experiência no mercado de transporte e logística, o Super Terminais é o mais eficiente terminal privativo no Polo Industrial de Manaus e o único porto do Brasil a ser considerado verde. Opera cargas em contêineres, cargas de projetos e cargas soltas. A estrutura oferece ainda os equipamentos mais modernos do mercado. Entre as grandes preocupações da empresa estão a preservação da maior floresta tropical do mundo – a Floresta Amazônica – e a capacitação para promover um ambiente focado em sustentabilidade.



Mills amplia presença no setor de pesados e anuncia aquisição da Next Rental por R\$ 180 milhões

Aquisição traz novos equipamentos para carga e operações de longo prazo nos setores florestal, agro e de infraestrutura e mineração.



Foto: Divulgação

A Mills, referência nacional em locação de equipamentos e soluções de engenharia, celebrou acordo para a aquisição da operação de locação de equipamentos da Next Rental, subsidiária do Grupo Pesa (Paraná Equipamentos S.A.), empresa com mais de 70 anos de atuação no mercado e concessionária Caterpillar, referência na região sul do país.

A operação fortalece a presença da Mills no mercado de locação de equipamentos, ampliando seu portfólio com soluções premium e customizadas para os setores florestal, agrícola e de infraestrutura e mineração.

Com a incorporação de ativos de alta tecnologia, incluindo expertise com operação remota voltados para operações complexas, como o descomissionamento de barragens, a empresa amplia sua atuação com ainda mais segurança, precisão e inteligência operacional.

“Esse movimento reforça nossa ambição de futuro: ampliar a presença da Mills em setores estratégicos com tecnologia, inteligência operacional e a excelência de sempre. Ganhamos capilaridade, expandimos nossa expertise e abrimos novas frentes em segmentos desafiadores que demandam know-how em operações remotas e com foco total em segurança”, avalia Sergio Kariya, CEO da Mills.

Com sede em Curitiba (PR) e filial em Betim (MG), a operação da Next Rental é focada na locação de maquinários (Linha Amarela, Caminhões, Empilhadeiras, Geradores e Plataformas Elevatórias), atendendo hoje em mais de 14 estados brasileiros, contando com um portfólio completo de máquinas. A transação contempla a incorporação 738 equipamentos e seus contratos ao portfólio da Mills Pesados.

Adicionalmente, 210 colaboradores da Next Rental, entre operação e backoffice, passam a integrar a estrutura da Mills, garantindo a continuidade dos contratos e fortalecendo a capacidade de atendimento técnico, suporte especializado e gestão de frotas sob demanda.

Os clientes da Next Rental também passam a contar com toda a infraestrutura de serviços da Mills, incluindo manutenção preventiva e corretiva, assistência técnica 24 horas e suporte de engenharia para soluções sob medida.

Soluções

As novas soluções também incluem programas de capacitação e treinamento para operação segura de máquinas e equipamentos, suporte técnico personalizado e planejamento de médio e longo prazo em contratos com elevado grau de customização. Esses serviços passam a integrar a oferta da Mills para os segmentos atendidos.

Outro avanço é a incorporação de sistemas de planejamento conectados a softwares de modelagem e simulação de projetos, otimizando a alocação de recursos e a execução de atividades críticas. Essa estrutura permitirá que a Mills atue com maior precisão em obras de infraestrutura e projetos de engenharia sob medida.



Foto: Divulgação

Metalock Brasil realiza usinagem de motor durante navegação entre África do Sul e Índia



Foto: Divulgação

A Metalock Brasil acaba de concluir mais um projeto internacional de alta complexidade, reafirmando sua expertise em serviços de usinagem de campo embarcados.

Desta vez, a missão ocorreu a bordo de um navio petroleiro durante a travessia entre os portos de Cape Town, na África do Sul, e Vadinar, na Índia, com foco na usinagem do pino móvel do motor auxiliar da embarcação.

O trabalho teve início ainda no Brasil, durante o carregamento do navio, com uma série de inspeções técnicas conduzidas por especialistas da Metalock Brasil. Foram realizados testes dimensionais, verificação de run-out (desalinhamento), ensaio magnaflux para detecção de trincas superficiais e análise de dureza, a fim de avaliar as condições do pino e definir a viabilidade de reparo.

Confirmada a possibilidade de recuperação da peça por meio de usinagem superficial, a equipe da Metalock elaborou um plano logístico detalhado para realizar o serviço em pleno mar, respeitando o curto prazo até a chegada do navio ao seu destino final.

A solução envolveu a preparação prévia de equipamentos na oficina da empresa no Brasil, desmontagem dos dispositivos para transporte em malas especiais, e envio da equipe técnica e das ferramentas para a África do Sul. Lá, os profissionais embarcaram em um barco de serviço para realizar o transbordo e o embarque no navio em Cape Town.

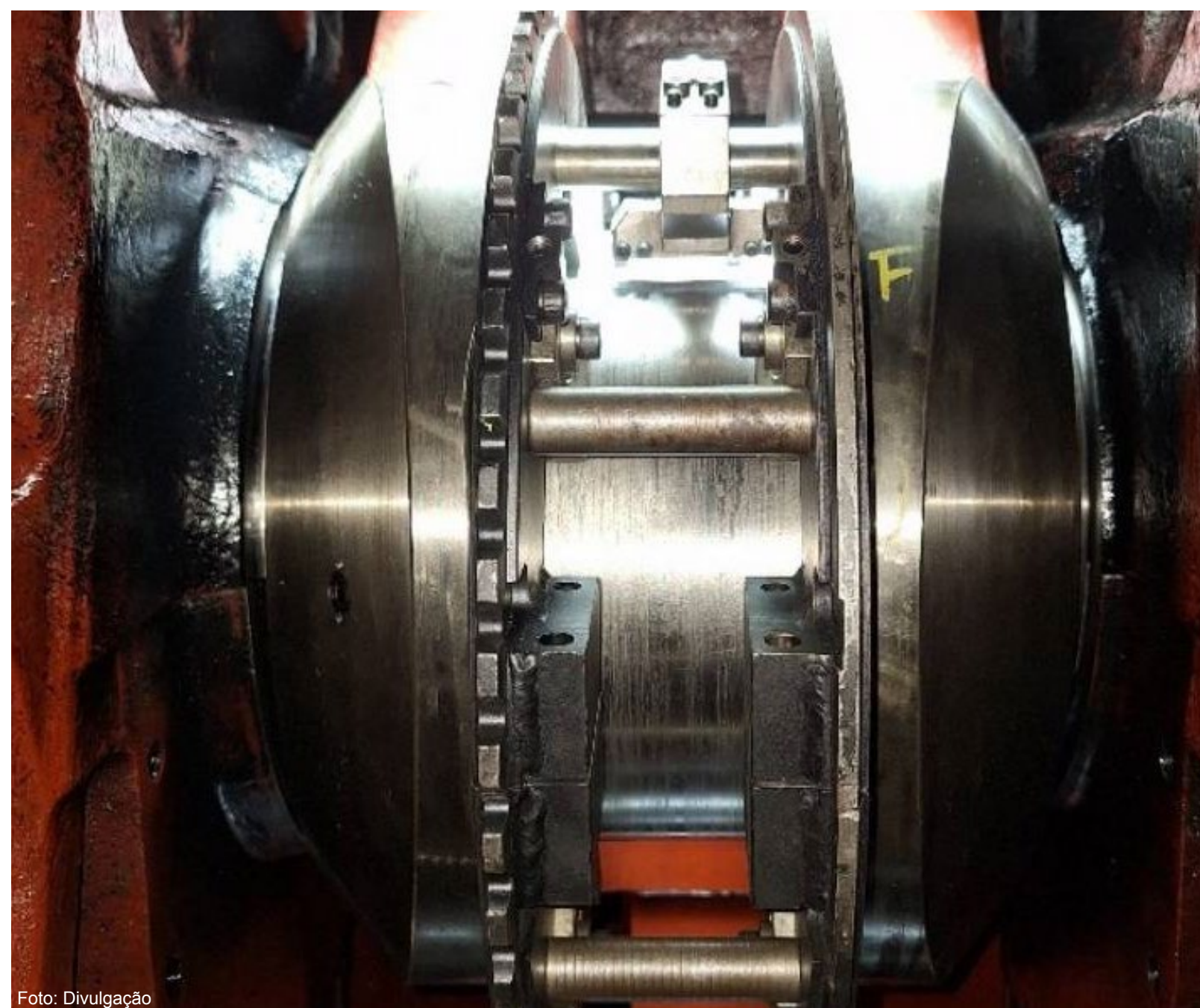


Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

Durante a travessia marítima até a Índia, os técnicos executaram a usinagem superficial, ajustes nos raios, verificações dimensionais e polimento final, assegurando o pleno restabelecimento das condições de funcionamento do pino — com os parâmetros de dureza e ovalização atendendo aos critérios exigidos.

Ao término da operação, os profissionais da Metalock Brasil, portadores de seaman's book (documento internacional de navegação), concluíram o serviço com êxito técnico e reconhecimento por parte do armador internacional, marcando mais uma missão cumprida com precisão e segurança.

TBG lança produto de curto prazo flexível anual



Foto: Divulgação

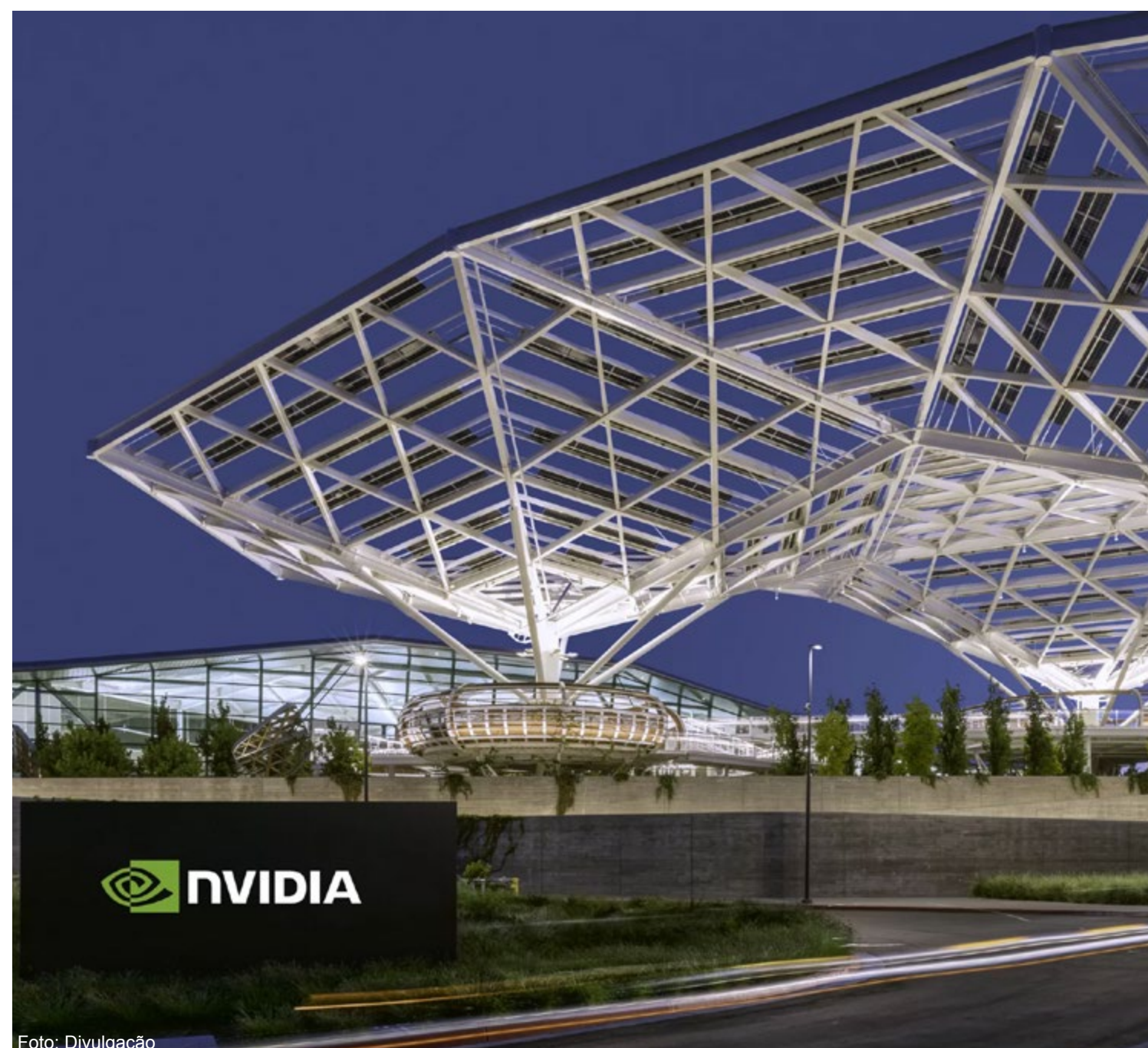
A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) oferecerá, a partir da 8ª Rodada para Oferta de Produtos de Curto Prazo, o produto de curto prazo Flexível Anual para o serviço de transporte firme (contrato válido do mês de assinatura até o final do ano). A iniciativa visa proporcionar maior flexibilização para os carregadores.

A modalidade possibilita ao carregador redução de custos para prazos de contratação maiores quando comparado com a contratação de outros produtos individuais. A proposta de lançamento do novo produto reforça o compromisso da TBG em acompanhar continuamente as necessidades do mercado, seja com melhorias nos produtos existentes ou novos produtos.



Foto: Divulgação

Schneider Electric acelera o desenvolvimento e a implementação de fábricas de IA em escala com a NVIDIA



A Schneider Electric, líder em transformação digital de gestão de energia e automação, anuncia uma colaboração com a NVIDIA para atender à crescente demanda por infraestrutura sustentável e pronta para a inteligência artificial (IA).

Juntas, Schneider Electric e NVIDIA estão avançando em iniciativas de pesquisa e desenvolvimento (P&D) para sistemas de energia, refrigeração, controle e rack de alta densidade a fim de viabilizar a próxima geração de fábricas de IA em toda a Europa e além.

Essa parceria global única, anunciada durante o NVIDIA GTC Paris, reúne os líderes mundiais em sustentabilidade e computação acelerada para apoiar as ambições de infraestrutura de IA da União Europeia e sua iniciativa “InvestAI”, que planeja mobilizar um investimento de €200 bilhões em IA.

Aproveitando sua expertise em infraestrutura pronta para IA, sustentabilidade e coordenação de redes, Schneider Electric e NVIDIA estão juntas respondendo ao “Plano de Ação Continente IA” da Comissão Europeia, que delineia uma missão compartilhada para instalar pelo menos 13 fábricas de IA em toda a Europa, enquanto estabelecem até cinco gigafábricas de IA.

“Schneider Electric e NVIDIA não são apenas parceiras – nossas equipes estão impulsionando P&D avançada e codesenvolvendo a infraestrutura necessária para alimentar a próxima onda de fábricas de IA globalmente”, afirma Olivier Blum, CEO da Schneider Electric.

“Juntos, observamos um tremendo sucesso na adoção de soluções de energia e refrigeração líquida de próxima geração construídas especificamente para data centers de IA. Esta parceria estratégica – que une os líderes mundiais em sustentabilidade e computação acelerada – nos permite potencializar ainda mais esse ímpeto, expandindo os limites do que é possível para as cargas de trabalho de IA de amanhã.”

“A IA é a tecnologia que define o nosso tempo – a força mais transformadora que está remodelando o nosso mundo”, diz Jensen Huang, fundador e CEO da NVIDIA.

“Juntamente com a Schneider Electric, estamos construindo fábricas de IA: a infraestrutura essencial que leva a IA para cada empresa, indústria e sociedade.

Novas soluções de infraestrutura habilitadas para NVIDIA

A Schneider Electric anuncia também um conjunto de soluções de data center prontas para IA, incluindo a nova infraestrutura EcoStruxure™ Pod e Rack. Projetado para fomentar os desenvolvimentos de IA globalmente, o Data Center Modular Pré-fabricado EcoStruxure Pod é uma arquitetura escalável baseada em pods que possibilita a rápida implementação de data centers de IA.

Como parte disso, um novo sistema de rack inspirado no Open Compute Project (OCP) da Schneider Electric foi desenvolvido para suportar a plataforma NVIDIA GB200 NVL72, que utiliza a arquitetura modular NVIDIA MGX integrando a Schneider Electric aos ecossistemas NVIDIA HGX e MGX pela primeira vez

Esses anúncios se baseiam em uma série de marcos compartilhados pelos dois líderes globais no início deste ano, incluindo a Schneider Electric e a ETAP, que revelou o primeiro gêmeo digital do mundo para sistemas elétricos e de energia em larga escala em fábricas de IA utilizando o NVIDIA Omniverse Blueprint.

Juntas, Schneider Electric e NVIDIA codesenvolveram uma série de projetos de referência completos baseados em sistemas elétricos e de refrigeração líquida, como um fornecedor aprovado de CDU para a NVIDIA – muitos dos quais englobam soluções do portfólio de refrigeração líquida da Motivair após a sua aquisição pela Schneider Electric em março de 2025. Por meio dessa parceria estratégica expandida e aprofundada, Schneider Electric e NVIDIA continuarão a acelerar suas iniciativas de infraestrutura, agilizando novos lançamentos de produtos e projetos de referência para construir as fábricas de IA do futuro.

fornecedores:

produtos/serviços



End.: Av. Rep. do Chile, 65
- Centro
Cep: 20031-912 Rio de Janeiro RJ
Tel.: 0800 728 9001
(21) 96940-2116 (WhatsApp)
Site: <https://petrobras.com.br/>

Somos uma empresa movida pelo desafio de prover energia que assegure a prosperidade de forma ética, segura e competitiva.

Somos uma sociedade anônima de capital aberto que atua de forma integrada e especializada na indústria de óleo, gás natural e energia.

Somos reconhecidos mundialmente por nossa tecnologia de exploração e produção de petróleo e gás natural em águas ultraprofundas. Entretanto, nossos negócios vão além do alcance do campo e da retirada de petróleo e gás.

Isso implica um longo processo por meio do qual transportamos petróleo e gás para nossas refinarias e unidades de tratamento de gás natural, que devem estar equipadas e em constante evolução para fornecer os melhores produtos.



End.: Av. Estados Unidos, 390
- Ed. Cidade de Salvador
Cep: 40010-020 Salvador BA
Tel.: (71) 98870-5263 (WhatsApp)
e-mail: contato@petroconsult.com.br
e flaviocajazeiras@yahoo.com.br

Fundada em Salvador, em 2011, a Petroconsult começou como Gerente de Operações em todo o Brasil na BCH- ENERGY SERVIÇOS DE PETRÓLEO LTDA. Em seguida trabalhou para a BV-BUREAU VERITAS, Contrato com a Engenharia da PETROBRÁS, de inspeção de recebimento, de toda a sonda, e auditorias documentais de SS,NS , chegadas ao Brasil e já operando no Brasil, conforme requisitos contratuais. Com a ANP, na inspeção e testes de sondas offshore, SGSO e outros. SOMOIL PETROLIFERA ANGOLANA S.A -Inspeção completa da sonda LAND RIGH PANGÉIA – KM. Empresa ENEVA/OLX – Inspeção completa de Sondas LAND RIGH, Na Parnaíba, Fazenda Torrão, para constatação da INTEGRIDADE da sonda e atendimento ao CONTRATO. PETRORIO – Avaliação geral dos Ativos de Produção de FRADES E POLVO A, e Sondas SS, como a PANTANAL, para a verificação da integridade e atendimento ao CONTRATO. SSE do Brasil, Inspeção, Teste, Integridade dos navios NS: DDGKG1, em KAKINADA/INDIA; Do Navio NS CORCOVADO na ESPANHA/ILHAS CANÁRIAS; Navio NS MYKONOS na Espanha/Ilhas Canárias. E demais CLIENTES. O que Fazemos: Comissionamento / Descomissionamento. Conformidade Legal (NR-10; NR-13; ANP-SGSO; SGIP). Vistorias, Inspeções, Auditorias Anuais e Certificações. Consultoria em projetos. Consultoria na Contratação de Sondas, Inspeção e Certificação. Coordenação e fiscalização de obras e reparos. Avaliação do Sistema de Manutenção, implantação e Inspeção, é Integridade. INTEGRIDADE DE ATIVOS. Planejamento, Gerenciamento de Paradas Programadas.



End.: Av. Rep. do Chile, 330 / 33º and,
Torre Oeste - Centro
Cep: 20031-170 Rio de Janeiro RJ
Tel.: 0800 743 5510
e-mail: fale@shell.com
Site: <https://www.shell.com.br/>

Fundada em Londres, em 1897, a Shell começou como uma pequena empresa comercial. Em 1903, ela se uniu a Royal Dutch Petroleum para se tornar uma das maiores empresas de energia do mundo. Hoje, atuamos em 70 países e territórios e empregamos cerca de 92 mil funcionários concentrando nossos esforços em tecnologia e inovação para atender à demanda global por energia de maneira responsável.

A Shell está no Brasil desde 1913. Nosso principal objetivo é responder às necessidades energéticas da sociedade hoje e no futuro, atuando de forma responsável nos âmbitos econômico, ambiental e social. Temos cerca de 900 funcionários. Nossa sede está localizada no Centro do Rio e contamos com uma fábrica de lubrificantes na Ilha do Governador. Uma das maiores empresas do mundo na área de Exploração e Produção, a Shell tem um dos seus maiores desafios tecnológicos no segmento de Upstream. A Shell Brasil foi a primeira empresa privada a produzir petróleo em escala comercial no país, na Bacia de Campos, após a abertura do mercado. Em Águas Profundas, temos 31 contratos com o governo brasileiro, sendo operadores em 21 destes projetos. A Shell Brasil está presente nas Bacias de Campos, Santos, Barreirinhas e Potiguar, com participação em 21 blocos exploratórios no país.



End.: Rua Sorocaba, 231 -Apto 307
- BLC 01 - Botafogo
Cep: 22271-110 Rio de Janeiro SP
Tel.: (21) 99819-0974
e-mail: irosas@onislineblind.com
Site: <https://www.onislineblind.com>

Em 1979, a nossa empresa foi fundada por Edmond Onis quem inventou o nosso primeiro obturador de ação rápida para isolamento absoluto, como solução para uma empresa petroquímica em Berre l'Etang, França.

A invenção foi extremamente bem sucedida, pois permitiu aos operadores isolar equipamentos de forma mais segura e em pouquíssimo tempo, em comparação com os equipamentos convencionais utilizados para realizar a mesma operação.

Há mais de 40 anos, a ONIS tem otimizado o seu produto para oferecer soluções customizadas a mais de 450 plantas em todo o mundo. Desde 1979, estamos fornecendo aos clientes soluções inovadoras para realizar o isolamento absoluto de tubulações de processos, conseguindo assim preservar os equipamentos de maneira rápida e mais segura!

[CLIQUE AQUI](#) e obtenha nossa apresentação completa em PDF.



End.: Praia de Botafogo 300 - 7º and,
Botafogo
Cep: 22250-040 Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 2559-7000
e-mail: contato@repsolsinopec.com.br
Site: <https://www.repsolsinopec.com.br/>

Somos pioneiros na abertura do mercado e na exploração no pré-sal brasileiro e atualmente, somos uma das empresas que mais produzem petróleo e gás no Brasil.

Somos uma Companhia brasileira de exploração e produção de petróleo e gás e somos parte do Grupo Repsol.

Ocupamos posição estratégica nas áreas de maior potencial do pré-sal brasileiro com atividades nas Bacias de Santos e Campos. Nossa carteira de ativos inclui três campos produtivos, Albacora Leste, Sapinhoá e Lapa e blocos exploratórios de grande potencial.

Começamos nossas atividades no Brasil em 1997, importando, comercializando e distribuindo, diretamente, óleos básicos e produtos petroquímicos. E em 2010, reestruturamos o nosso portfólio de ativos e focamos nossas atividades em upstream. No mesmo ano, fomos a empresa estrangeira privada que mais investiu em Exploração no país.



End.: Rua Lauro Müller, 116 - Sala 3001
- Parte - Botafogo
Cep: 22290-160
Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 2546-7700 / 3433-2000
Site: <https://corporate.exxonmobil.com/>

A ExxonMobil foi a primeira companhia de óleo & gás a se estabelecer no Brasil. Chegamos no país em 17 de janeiro de 1912, quando ainda nos chamávamos Standard Oil Company of Brazil, e desde então mantivemos watividades ininterruptas no país.

Nosso legado conta com a marca Esso e o personagem Tigre dos postos de combustíveis, além do Repórter Esso, que posteriormente deu origem ao Prêmio Esso de Jornalismo, uma das mais conceituadas premiações na história da imprensa brasileira por décadas.

A ExxonMobil teve autorização para se instalar no Brasil, por meio do Decreto do Presidente Hermes da Fonseca assinado a 17 de janeiro de 1912, ainda com o nome de Standard Oil Company of Brazil.

Fomos precursores na distribuição de produtos de petróleo, como a "gazolina" e o "kerozene", vendidos em tambores e latas. Marcamos nossa trajetória de mais de um século no Brasil com muitas iniciativas pioneiras, como a instalação das primeiras bombas de rua; a construção do primeiro vagão-tanque e caminhão-tanque do país; o abastecimento das primeiras aeronaves da aviação comercial brasileira; o programa de notícias que se tornou padrão no Brasil, o "Repórter Esso"; a instituição do Prêmio Esso de Jornalismo - conhecido posteriormente como Prêmio ExxonMobil de Jornalismo, por seis décadas.

fornecedores: **produtos/serviços**



End.: Rua Dona Izaurina, 11 -Manguinhos
Cep: 28953-534 -Armação de Búzios-RJ
Tel.: (22) 2623-3006
Celular: (21) 99128-6462/99251-9353
e-mail: vendas@clmsupply.com.br
Site: <https://www.clmsupply.com.br/>

A CLM está a mais de 10 anos no mercado nacional e na indústria de óleo e gás, fornecendo soluções na área de logística, técnica e engenharia. Fornecendo peças mecânicas, elétricas, conexões, válvulas, tubos e todos os acessórios das melhores empresas mundiais.

Temos uma equipe com mais de 25 anos de experiência no mercado de Óleo e Gás.

Nossa Missão: atender nossos clientes com maior valor agregado, através solução / atendimento rápido e inovadora na cadeia de suprimentos e logística com excelente qualidade e alto desempenho.

Valores: Trabalho em equipe, clientes satisfeitos, atender o cliente sempre da melhor maneira para encanta-lo com foco sempre no cliente.

Principais Clientes:



Tecnofire

End.: Av. Itaoca, 660 - Galpão 2
- Bonsucesso
Cep: 21061-020 Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 3392-07990 / (21) 98664-6407
e-mail: tecnofire@tecnofire.net.br
Site: <https://www.tecnofire.net.br/>

Tecnofire, há 14 anos certificando a segurança em sistemas e equipamentos de combate a incêndio e de salvatagem onshore e offshore, com direção técnica possuindo 40 anos de experiência no mercado. Creditados pelos mais importantes órgãos e classificadores nacionais e internacionais, sendo alguns deles: **Crea-RJ, Inmetro, CBMERJ, ABS, DNV, Lloyd's Register, BV, RINA e ISO: 9001.** Fornecemos produtos, serviços e certificamos um amplo escopo, tais quais:

- | | | |
|--------------------------|-------------------------------|------------------------|
| • Extintores de Incêndio | • Equip. SCBA | • Coletes salva-vidas |
| • Mangueiras de Incêndio | • Máscara de Fuga EEBD | • Puça de Resgate |
| • Sistema de Hidrantes | • Compressor de Ar Respirável | • Arcofil / Arcopan |
| • Mangotes de Transf. | • Lança Retinida Pneumático | • Roupas de Bombeiro |
| • Aplicadores LGE | • Oxigênio Medicinal | • Roupas Prot. Química |
| • Porta Corta Fogo | • Maca Offshore | • Roupas de Imersão |

Sistemas fixos de combate a incêndio: Co2, Wet chemical, Coifa cozinha offshore, LGE, Watermist, FlexiFog, Inergen, Novec, FM200, Oxiacetileno, Pó químico seco, substituição de mangotes de descarga dos sistemas, dentre outros sob consulta.



End.: Rua Catiri, 1.250 - Sala 213
- Bangu
Cep: 21863-005 Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 3439-7749
e-mail: comercial@rjvip.com.br
Site: <https://www.rjvip.com.br/>

A **RJ VIP** foi fundada em 2019 pelo empresário **Luiz Claudio Saad**. Um profissional com anos de experiência adquiridos em grandes organizações do mercado de logística e transporte. Identificando a necessidade e a ausência de profissionais qualificados neste setor, idealizou uma empresa prestadora de serviços com qualidade internacional e padrão de excelência em atendimento aos clientes.

A frota da **RJ VIP** conta com Carros Executivos, SUV's, Utilitários e Coletivos. Nossos veículos são novos e vistoriados periodicamente. Primamos pela pontualidade e pelo respeito as normas de trânsito. Nossos colaboradores são treinados. Temos motoristas bilíngues e equipe de atendimento em tempo integral. Todas as viagens são monitoradas e cobertas por seguro contra acidentes. Temos experiência em atender empresas do ramo de óleo e gás e offshore. Para quem não pode parar, a **RJ VIP** é a opção ideal e com diferenciais na **SOLUÇÃO PARA A CONDUÇÃO** de seus colaboradores, como foco na qualidade, desempenho e otimização de recursos. Temos como pilares o **CONFORTO, AGILIDADE, RESPONSABILIDADE e SEGURANÇA.**

CLIQUE AQUI e veja uma breve apresentação da RJ VIP.



End.: Rua Francisco Manoel, 64
- Jabaquara
Cep: 11075-110 Santos SP
Tel.: (13) 3019-1999 / 99721-4433
e-mail: sales@medinship.com
Site: <https://medinship.com/>

A **MEDINSHIP** é uma distribuidora de medicamentos e materiais médico hospitalares sediada na cidade de Santos/SP. Somos especializados no fornecimento para navios, plataformas, enfermarias e ambulatórios médicos. Trabalhamos com total dedicação e responsabilidade que a área necessita ter, priorizando e se destacando pela rapidez e agilidade em nossas entregas. Em nosso estoque dispomos de medicamentos, inclusive os de controle especial, injetáveis, soluções parenterais, produtos saneantes, produtos médicos hospitalares em geral e produtos para resgate.

Na área de navegação nos destacamos por sermos uma das únicas especializadas neste fornecimento no Brasil. Trabalhamos com valores agregados como fazer o fornecimento a bordo das embarcações em todo o Brasil, todos nossos medicamentos são etiquetados em Inglês, com uma longa data de validade, além de farmacêutico qualificado para fazer qualquer substituição por produtos equivalentes brasileiros caso seja necessário. Também possuímos o serviço de inspeção a bordo da enfermaria da embarcação e emitimos o "Medical Chest Certificate".

Quer um orçamento? Conte com um rápido atendimento pelo e-mail sales@medinship.com e os melhores preços do mercado brasileiro.



End.: Estr. Francisco da C. Nunes, 495
- Largo da Batalha
Cep: 24310-340 Niterói RJ
Tel.: (21) 2616-1146 / 2616-3124
e-mail: braumat@braumat.com.br
Site: <https://www.braumat.com.br>

RESINA - O sistema **CHOCKFAST** para alinhamento permanente de compressores e máquinas rotativas consiste de calços de resina epóxi líquida:
- **ORANGE:** Para alinhamentos críticos e de precisão.
- **RED:** Revestimento de alta resistência à compressão;

O que é um calçamento CHOCKFAST?

Chockfast é um composto fluido de resina epóxi que substitui os calços metálicos dispensando usinagem e ajustes manuais.

Chockfast Orange - Linha Naval: [Ficha técnica](#)

Certificados: [ABS](#), [Lloyd's Register](#), [DNV.GL](#), [Bureau Veritas](#)

Boletim Téc.: [Orange 3](#), [Orange 2](#) | [FISQP Resina](#) | [FISQP Hardener](#)

Chockfast Red - Linha Industrial: [Ficha técnica](#) | **Boletim Téc.:**

[6181ChockfastRedSG](#) | [FISQ Resina](#) | [FISQP Hardener](#) | [FISQ Agregado](#)



End.: Rua do Russel 804 - Glória
Cep: 22210-010
Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 3479-9800
e-mail: contato@equinor.com
Site: <https://www.equinor.com.br/>

A Equinor é uma empresa global de energia, com sede na Noruega e operações em mais de 30 países. No Brasil estamos presentes há mais de duas décadas, desde 2001, com foco em exploração e produção de óleo e gás, e em energias renováveis.

Até 2030, nossos investimentos no país devem alcançar 26 bilhões de dólares, contribuindo com o desenvolvimento do setor de energia e da economia local.

Nosso compromisso com o Brasil é de longo prazo, com um portfólio de óleo e gás diversificado, que inclui licenças em diferentes estágios - tanto em desenvolvimento quanto em produção.

Em renováveis, a primeira planta solar no portfólio global da Equinor está localizada no Ceará: o complexo solar Apodi, operando desde 2018, com capacidade de gerar energia para 200 mil famílias brasileiras. Mendubim, o segundo projeto solar do portfólio da Equinor no Brasil, está sendo construído no Rio Grande do Norte, em parceria com a Scatec e a Hydro Rein.