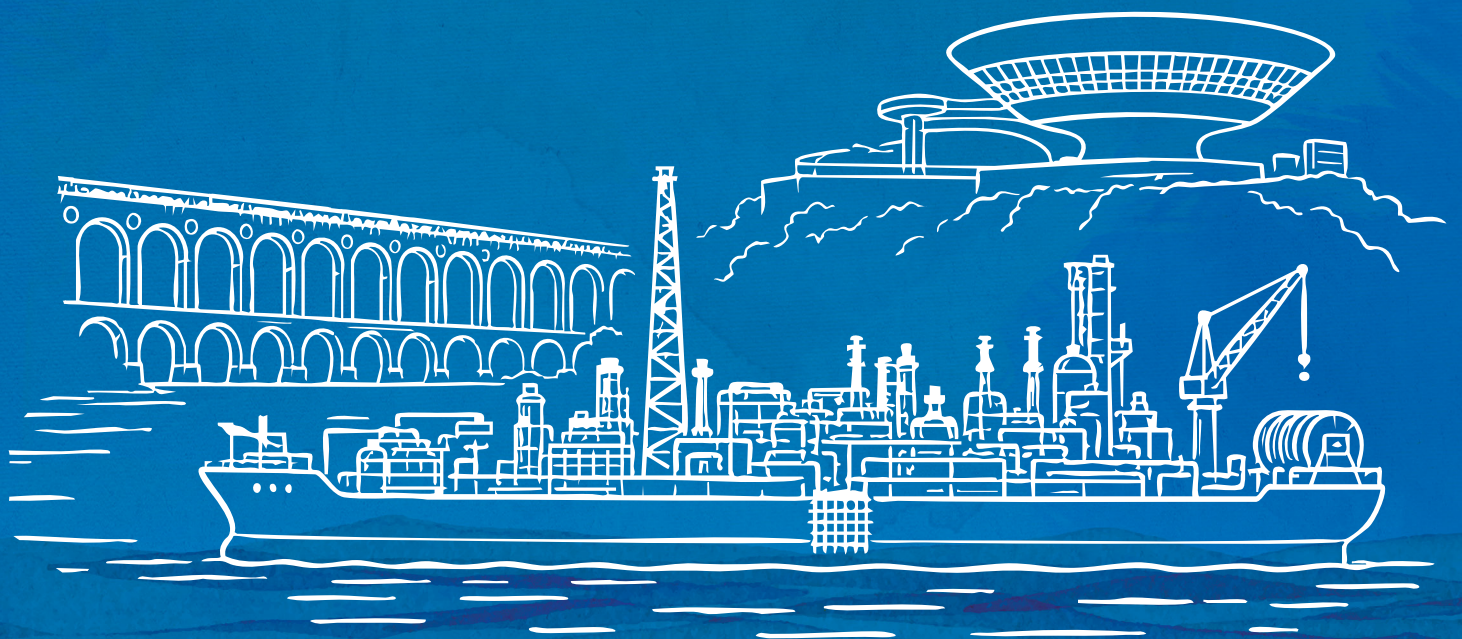


Firjan SENAI
SESI



ANUÁRIO DO
PETRÓLEO NO RIO

2026

Anuário do petróleo no Rio 2026 / Firjan SENAI SESI –2026. Rio de Janeiro :
Firjan, 2016-
v.: graf. color.

Títulos anteriores: Anuário do petróleo no Rio: panorama 2020; Anuário
da indústria de petróleo no Rio de Janeiro
Incluiu bibliografia
Anual

1. Indústria petrolífera – Rio de Janeiro. I. Firjan SENAI. II. Firjan SESI.

CDD 665.5098153

JUN. 2026

www.firjan.com.br

Av. Graça Aranha, 1, 8º andar
Centro, Rio de Janeiro
petroleo.gas@firjan.com.br

Expediente

Firjan – Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro

Presidente

Luiz César Caetano

1º Vice-Presidente Firjan

Carlos Erane de Aguiar

2º Vice-Presidente Firjan

Henrique Antônio Nora Oliveira Lima Junior

1º Vice-Presidente CIRJ

Isadora Landau Remy

2º Vice-Presidente CIRJ

Antonio Carlos Vilela

Diretor Executivo SESI SENAI

Alexandre dos Reis

Diretor de Competitividade Industrial e Comunicação Corporativa

Alexandre dos Reis (Interino)

Diretora de Gestão de Pessoas, Diversidade e Produtividade

Cintia da Silva Gaspar Miranda (Interina)

Diretora de Compliance e Jurídico

Gisela Pimenta Gadelha

Diretora de Finanças e Serviços Corporativos

Luciana Costa M. de Sá

Diretor de Educação e Cultura

Vinícius Cardoso

Presidente do Conselho Empresarial de Petróleo e Gás

Emiliano Fernandes Lourenço Gomes

CONTEÚDO TÉCNICO

GERÊNCIA-GERAL DE PETRÓLEO, GÁS, ENERGIAS E NAVAL

Gerente-Geral de Petróleo, Gás, Energias e Naval

Karine Barbalho Fragoso de Sequeira

Gerente de Projetos

Thiago Valejo Rodrigues

Gerente de Cenários

Savio Bueno Guimarães Souza

Gerente de Relacionamento e Parcerias

Juliana de Castro Lattari

Equipe Técnica

Bernard Melo Campos

Carina de Souza Torres Faria

Carolina de Moraes Ribeiro

Fabio Zaccaro Scelza

Felipe da Cunha Siqueira

Flávia Almeida Costa

Guilherme de Castro e Souza

Iva Xavier da Silva

Júlia Martins Aragão Pontes

Letícia Cristina Pereira C. Nascimento

Manuella Gonçalves Lopes

Maria Eduarda Domingos de Menezes

Pedro Rodrigues da Silva Neto

Priscila Lima Dos Santos Gomes

Raphaella de Moraes Chagas

Wilson Koji Matsumoto

PROJETO GRÁFICO

GERÊNCIA-GERAL DE COMUNICAÇÃO

Gerente-Geral de Reputação e Comunicação

Luiz Phillipe Steenhagen Blower

Gerente de Comunicação Estratégica e Consultoria

Amanda Zarife

Gerente de Marca e Comunicação

Fernanda Marino

Coordenador de Marca e Soluções de Comunicação

Túlio Andrade (Interino)

Equipe Técnica

Clara Marques

Matheus Dames

Júlia Caminha

Colaboração externa

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE PETRÓLEO (ABPIP)

Presidente

Marcio Felix

Gerente Executivo

Lucas Mota

Gerente de Suporte à Gestão

Kidja Frazão

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE)

Diretora de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges

Superintendente de Derivados do Petróleo e Biocombustíveis

Angela Costa

Analista de Pesquisa Energética

Carlos Pacheco

Analista de Pesquisa Energética

Marcelo Cavalcanti

Superintendente Adjunta

Patrícia Stelling

MINISTÉRIO DA CASA CIVIL

Diretor de Programa da Secretaria Adjunta de Infraestrutura Econômica

João Henrique Lima do Nascimento

ORGANIZAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO (ONIP)

Diretora Executiva

Marta Lahtermaher

PETROBRAS

Gerente-Geral da TR/Boaventura

Candido Luis Queiroz da Silva

Gerente de Transferência e Estocagem e Utilidades da TR/Boaventura

Gabriel Soares Amorim

PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. (PPSA)

Presidente

Luis Fernando Paroli

Assessora da Presidência

Andréa Dunningham

RYSTAD ENERGY

Vice-Presidente – Head de Mercados de Petróleo para a América Latina

Raphael Fauz

SIEMENS ENERGY

Vice-Presidente Sênior para a América Latina

Marcela Souza

VEIRANO ADVOGADOS

Sócia de Ambiental e Mudanças Climáticas

Beatriz Paulo de Frontin

Sócio de Petróleo e Gás

Ali El Hage

Sumário

Lista de Siglas.....	5
Editorial	8
Agradecimentos.....	10
Apresentação	12
MUNDO.....	14
Transformações na geopolítica energética à luz de choques externos e inovações tecnológicas	15
O reposicionamento do mercado de petróleo na nova geopolítica.....	17
A geopolítica sob a ótica do planejamento: desafios e oportunidades para o mercado de petróleo nacional	22
E&P	25
Afinal, onde a indústria nacional está posicionada em relação ao conteúdo local?.....	26
Novas fronteiras exploratórias	35
O que ainda podemos esperar do pré-sal?	40
Tecnologias para o futuro do offshore	42
Como podemos evoluir para a melhoria do ambiente de negócios de pequenos e médios produtores?.....	45
A nova Lei Geral do Licenciamento Ambiental e expansão da atuação do IBAMA.....	50
ABASTECIMENTO.....	52
O Complexo de Energias Boaventura e o novo paradigma do refino no Estado do Rio de Janeiro	53
REFLEXOS SOCIECONÔMICOS	56
Conexões industriais como ferramenta para novos negócios	57
Cenário do petróleo no Brasil: tradução de oportunidades para os trabalhadores	61
Referências Bibliográficas	65
Glossário.....	66

Lista de Siglas

Associações e Representações

ABESPETRO – Associação Brasileira das Empresas de Serviço de Petróleo

ABIMAQ – Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos

ABPIP – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás

ONIP – Organização Nacional da Indústria do Petróleo

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo

OMPETRO – Organização dos Municípios Produtores de Petróleo

IMO – International Maritime Organization

EIA – U.S. Energy Information Administration

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

IEC – International Electrotechnical Commission

SENAI – Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial

SESI – Serviço Social da Indústria

Firjan – Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro

FMI – Fundo Monetário Internacional

Órgãos e Entidades Governamentais

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Governo do Estado do Rio de Janeiro

MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços

MME – Ministério de Minas e Energia

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

IE/UFRJ – Instituto de Economia da UFRJ

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

PPSA – Pré-Sal Petróleo S.A.

CNI – Confederação Nacional da Indústria

IFSul – Instituto Federal Sul-rio-grandense

IF – Institutos Federais de Educação, Ciência e Tecnologia

Empresas e Operadoras

BP – British Petroleum

ESSS – Engineering Simulation and Scientific Software

Consultorias, Indicadores e Referências de Mercado

S&P – Standard & Poor's

WTI – West Texas Intermediate

STEO – Short-Term Energy Outlook (EIA)

Programas

RdO Fornecedores – Rede de Oportunidades para Fornecedores

Termos Técnicos e do Mercado de Petróleo e Energia

OPC – Oferta Permanente de Concessão

E&P – Exploração e Produção

R/P – Reserva/Produção

EOR – Recuperação Avançada de Petróleo

CCUS – Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono

HVO – Diesel Renovável (Hydrotreated Vegetable Oil)

SAF – Sustainable Aviation Fuel

BioQAV – Bioquerosene de Aviação

Boe – Barrel of Oil Equivalent

BPD – Barris por Dia

UPGNs – Unidades de Processamento de Gás Natural

HDT – Hidrotratamento de Diesel

HCC – Hidrocraqueamento Catalítico

HIDW – Hidroisomerização

EPC – Engineering, Procurement and Construction

CL – Conteúdo Local

PD&I – Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

Tributos e Indicadores Econômicos

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

FECP – Fundo Estadual de Combate e Erradicação à Pobreza

IPVA – Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores

ITD – Imposto sobre Transmissão Causa Mortis e Doação

ITBI – Imposto de Transmissão de Bens Imóveis

PIB – Produto Interno Bruto

Bases de Dados e Classificações

CAGED – Cadastro Geral de Empregados e Desempregados

CNAE – Classificação Nacional de Atividades Econômicas

RAIS – Relação Anual de Informações Sociais

CNPJ – Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica

Normas, Padrões e Regulamentações

NR – Norma Regulamentadora

ISO – International Organization for Standardization

Licenciamento e Termos Jurídicos

LP – Licença Prévia

LI – Licença de Instalação

LO – Licença de Operação

LAU – Licença Ambiental Única

LAE – Licença Ambiental Especial

LGLA – Lei Geral do Licenciamento Ambiental

Amicus Curiae – Amigo da Corte

Vacatio Legis – Período entre publicação e vigência da lei

Infraestrutura e Ativos Industriais

REDUC – Refinaria Duque de Caxias

PE – Plano Estratégico (Petrobras)

Outros Termos

TIC – Tecnologia da Informação e Comunicação

STEPS – Stated Policies Scenario

Editorial

O mercado de petróleo e gás local e global terá 2026 como um marco histórico em sua evolução. Um ponto de inflexão, da conscientização e da melhor percepção geral do quanto esses produtos fazem, e ainda farão por muito tempo, a diferença em sociedades mais ou menos desenvolvidas, sustentáveis e engajadas.

O protagonismo do petróleo no cenário energético – e a geopolítica definida por ele e para ele – é a mais pura evidência de sua importância para o mundo.

É nesse contexto que chegamos à 11ª edição do Anuário do Petróleo no Rio, uma publicação que busca trazer a visão da Firjan e de relevantes players do mercado sobre um momento fundamental para o futuro desta indústria, de decisão de investimentos, de inovação e de valorização do que já temos

Considerada uma fonte estratégica por todos os seus inúmeros atributos e aplicações cotidianas, o petróleo tem sido alvo de intensas disputas entre países nas últimas décadas, panorama que tem se intensificado novamente diante de uma série de conflitos.

Como consequência deste cenário, ao mesmo tempo que a alta nos preços do barril reforça o fôlego das empresas operadoras para novos investimentos, também pressiona as economias por conta do aumento nos preços dos combustíveis e do impacto causado ao longo das cadeias produtivas.

Porém é fundamental lembrarmos que este é um mercado cíclico e com uma dinâmica que inclui uma série de variáveis. Se hoje temos um cenário onde os preços estão acima dos US\$ 100 por barril, ao voltarmos a um passado não muito distante tínhamos um cenário de pandemia em que chegamos a valores abaixo de US\$ 20.

Isto mostra o grau de maturidade que esta indústria alcançou, sendo resiliente às oscilações e às dinâmicas do mercado energético, além de reforçar sua competitividade e importância para as principais economias do mundo.

A indústria do petróleo nacional, liderada pelo estado do Rio de Janeiro, se mostrou ao longo dos anos cada vez mais forte e preparada para continuar atendendo às demandas internas e globais mesmo diante de toda a volatilidade e pressões. É extremamente satisfatório constatar a presença da indústria local em parte relevante das encomendas de um mercado tão tecnológico e exigente.

O petróleo nacional, e em especial a nossa produção offshore, é bastante competitivo e um dos mais descarbonizados do mundo, em razão do desenvolvimento de tecnologias pela nossa indústria. Há cerca de 50 anos o grande volume de descobertas na porção fluminense das bacias de Campos e de Santos contribuiu para a construção de uma indústria capaz

de responder a grandes desafios. E não fizemos isso tudo sozinhos: muitas indústrias e competências externas se aglutinaram no Rio de Janeiro, contribuindo para alcançarmos a produção que temos hoje.

Não há como negar que temos no petróleo uma verdadeira alavanca de desenvolvimento. Mas para que isto se traduza em realidade de forma mais efetiva é necessário proteger as regiões produtoras, garantindo a justa compensação pelas externalidades impostas pelas atividades nestes territórios. Precisamos garantir um ambiente de negócios propício para a indústria se estabelecer e também dar condições adequadas para toda a sociedade no seu entorno.

O Rio de Janeiro é petróleo, veste petróleo, se movimenta com petróleo, se alimenta, vive e constrói com petróleo. O petróleo é a potência do Rio e o Rio é seu maior produtor. Não há o que negar ou o que esconder. Ainda seremos muito mais de petróleo do que de qualquer outra atividade.

A entrega de mais uma edição do Anuário do Petróleo no Rio consolida mais um ano de atuação da Firjan em prol deste mercado e de um futuro mais consciente para a indústria e a sociedade fluminense. Que esta edição traga informações valiosas para o nosso público.

Boa leitura!!

Luiz César Caetano
Presidente da Firjan

Agradecimentos

A realização desta edição do Anuário do Petróleo reafirma, mais uma vez, que os grandes resultados do mercado são construídos de forma coletiva. Ao longo desta trajetória, consolidamos parcerias estratégicas, fortalecemos conexões institucionais e ampliamos o diálogo entre os diversos agentes que impulsionam o mercado de petróleo no Estado do Rio de Janeiro e no Brasil.

Esta publicação é fruto do compromisso, da confiança e da dedicação de profissionais e instituições que compartilham o propósito de desenvolver um mercado cada vez mais competitivo, inovador e sustentável.

Gostaríamos de expressar nosso reconhecimento especial às lideranças e equipes que contribuíram diretamente para a construção desta edição:

À **ABPIP**, na figura de seu Presidente, Marcio Felix, bem como de sua equipe, representada por Lucas Mota e Kidja Frazão, pelo contínuo apoio e contribuição ao fortalecimento dos produtores independentes no Brasil.

À **Casa Civil**, por meio de João Henrique Lima do Nascimento, cuja atuação estratégica contribui para o alinhamento entre políticas públicas e o desenvolvimento do mercado energético.



À **EPE**, representada por sua Diretora de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Heloísa Borges, bem como de sua equipe, representada por Angela Costa, Carlos Pacheco, Marcelo Cavalcanti e Patrícia Stelling, pelo compromisso permanente com a produção de conhecimento técnico qualificado.

À **ONIP**, na pessoa de Marta Lahtermaher, pelo trabalho consistente na promoção da indústria nacional e na integração dos diversos elos da cadeia produtiva.

À **Petrobras**, representada por Candido Luis Queiroz da Silva e Gabriel Soares Amorim, cuja atuação no Complexo de Energias Boaventura simboliza um novo momento para o mercado de abastecimento no Estado do Rio de Janeiro.

À **PPSA**, por meio de seu Presidente, Luis Fernando Paroli, e da Assessora da Presidência, Andréa Dunningham, pelo papel essencial na gestão dos contratos do pré-sal e na geração de valor para a sociedade brasileira.

À **Rystad Energy**, na figura de Raphael Faucz, pelas análises estratégicas que contribuem para a compreensão das dinâmicas globais do mercado de petróleo.

À **Siemens Energy**, representada por Marcela Souza, pela visão inovadora e pelo compromisso com soluções energéticas que dialogam com os desafios da transição energética.

Ao **Veirano Advogados**, por meio de Beatriz Paulo de Frontin e Ali El Hage, pelas contribuições jurídicas fundamentais em temas ambientais, regulatórios e de petróleo e gás.

Cada uma dessas contribuições reforça a importância da integração entre setor público, iniciativa privada e instituições de pesquisa na construção de um ambiente de negócios mais sólido, eficiente e preparado para os desafios futuros.

Mais do que uma publicação, este Anuário representa um esforço coletivo de geração e disseminação de conhecimento. É a soma de diferentes expertises que permite transformar dados em inteligência, desafios em oportunidades e perspectivas em estratégias concretas para o desenvolvimento do mercado.

A todos que participaram desta edição, nosso sincero agradecimento. É por meio dessa colaboração contínua que seguimos fortalecendo o mercado de petróleo e contribuindo para o crescimento econômico e social do Rio de Janeiro e do Brasil.

Apresentação

A Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro apresenta a 11ª edição do Anuário do Petróleo no Rio destacando seu compromisso em fortalecer o ambiente de negócios da cadeia produtiva de petróleo e gás fluminense. Diante do atual contexto global, a **Firjan** inicia esta edição com um panorama do cenário internacional e um *overview* do mercado de petróleo no Rio em 2025.

Em sequência, a publicação foi organizada em quatro blocos principais, contando com a contribuição de importantes instituições:

No bloco **Mundo**, analisamos o reposicionamento do mercado de petróleo sob a ótica da geopolítica global com a contribuição da **Rystad Energy**, enquanto a **EPE** projeta os desafios e oportunidades para o mercado nacional sob o prisma do planejamento energético de longo prazo.

O capítulo de **Exploração e Produção** traz discussões importantes para a sustentabilidade do mercado. A **Firjan** apresenta um estudo sobre a política de Conteúdo Local, identificando gaps de fornecimento e oportunidades para a indústria nacional. A **Casa Civil** aborda as perspectivas para as novas fronteiras exploratórias, enquanto a **PPSA** analisa o que o mercado ainda pode esperar do potencial do pré-sal. A inovação tecnológica é discutida pela **Siemens Energy**, com foco no futuro do *offshore*, e a **ABPIP** traz

o debate sobre a evolução do ambiente de negócios para pequenos e médios produtores. Complementando a visão regulatória, o escritório **Veirano Advogados** detalha os impactos da nova Lei Geral do Licenciamento Ambiental e a expansão da atuação do IBAMA.

No segmento de **Abastecimento**, o destaque recai sobre o impacto estruturante do Complexo Boaventura no cenário do *downstream* nacional, apresentado pela **Petrobras**.

Por fim, os **Reflexos Socioeconômicos** evidenciam o retorno da atividade para a sociedade. A **ONIP** discute as conexões industriais como ferramenta para novos negócios, enquanto a **Firjan** traduz o cenário do petróleo em oportunidades reais para os trabalhadores. O papel social da indústria é reforçado novamente pela **Firjan SENAI SESI**, demonstrando como a qualificação profissional é o elo final que transforma a riqueza do subsolo em desenvolvimento humano.

Ao unir dados dinâmicos e artigos de especialistas, o Anuário do Petróleo no Rio 2026 reafirma que a indústria de petróleo e gás é o motor que impulsiona a inovação e a estabilidade econômica do Rio de Janeiro. Convidamos todos a explorar esta publicação e a construir, em conjunto, um futuro industrial cada vez mais robusto e sustentável.

RIO DE JANEIRO EM DESTAQUE

O Rio de Janeiro segue como maior hub de petróleo e gás no país, impulsionando a indústria, a inovação e o desenvolvimento socioeconômico



Bacia de Campos

Bacia de Santos

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

3,77

Milhões b/d
Em 2025



3,31

Milhões b/d
Em 2025



N° DE PLATAFORMAS



63

PLATAFORMAS
em operação

34 Bacia de Campos

29 Bacia de Santos

BACIAS PRODUTORAS



2

Bacia de Campos
e Bacia de Santos

RESERVAS PROVADAS

15.473

Milhões bbl

BALANÇA COMERCIAL ÓLEO BRUTO

EXPORTAÇÃO 38.815.298.035 U\$

IMPORTAÇÃO 2.352.287.893 U\$

Vendas Distribuidoras:

Etanol Hidratado 1.158 milhões l

Gasolina C 2.547 milhões l

GLP 904 mil m³

Óleo diesel 2.818 milhões l

CAPACIDADE INSTALADA:



268.895,4
b/d

REFINARIAS:

REDUC 251.592 b/d
MANGUINHOS 17.303 b/d

PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO em 2025: **225.683**
b/d

PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Estado e seus municípios



Royalties: **R\$ 30,23 bi**

Part. Especiais: **R\$ 14,72 bi**

Total: **R\$ 44,95 bi**

INFRAESTRUTURA



14 TERMINAIS

28 DISTRIBUIDORAS

N° DE EMPREGADOS

94.297



Postos de trabalho na cadeia de O&G
Em 2025

Para mais informações, acesse
nosso painel dinâmico:





CAPÍTULO 1

Mundo

ANUÁRIO DO **PETRÓLEO** NO RIO 2026

Transformações na geopolítica energética à luz de choques externos e inovações tecnológicas

Elaborado por Firjan

A partir de uma análise cronológica dos ciclos de crises internacionais, tais como guerras, instabilidades financeiras e das inovações tecnológicas, pode-se observar uma forte correlação desses fatores com a geopolítica energética.

Cada um desses ciclos vem provocando, desde o Primeiro Choque do Petróleo (1973), mudanças estruturais nas relações de oferta e demanda internacional de energia e nos fatores relacionados à segurança energética.

Entre 1974 e 1991, os choques do petróleo revelaram a vulnerabilidade dos importadores e estimularam a busca por alternativas, da energia nuclear ao GNL. Esse esforço tecnológico não apenas reduziu a dependência imediata, mas impulsionou a exploração em áreas fora da influência da OPEP, como o Mar do Norte e o Alasca. No entanto, a estabilidade foi interrompida entre 1979 e 1981 pelo início da Guerra Irã-Iraque. Este "segundo choque" fez os preços dobrarem. Contudo, diferentemente da crise anterior, o avanço tecnológico já tinha capacidade de contribuir para uma queda gradual na demanda.

O final do século trouxe novos desafios: entre 1998 e 2008, a volatilidade foi marcada por crises financeiras (Ásia, Subprime) e guerras (Iraque), mostrando como o preço do barril se tornou um termômetro da estabilidade global. A Crise do Subprime levou a economia global à pior recessão desde 1929, e pela primeira vez em décadas, a demanda global caiu severamente e o preço do petróleo despencou para a casa dos US\$ 35 ao final de 2008.

Mas, é a partir de 2007, que dois fenômenos paralelos transformaram o mercado: o primeiro foi a Revolução do Xisto (*Shale Gas e Shale Oil*) nos EUA, que começou a redesenhar o mapa da produção mundial, permitindo que os Estados Unidos saltassem de 33% de autossuficiência em 2005 para 65% em 2022, tornando-se o maior exportador mundial de GNL e reduzindo sua dependência histórica de conflitos no Oriente Médio. O outro fenômeno está relacionado às greves na Venezuela e interrupções na Nigéria, o que somado à alta demanda da China e de países emergentes, criaram um cenário de escassez.

Em 2022, a guerra entre a Ucrânia e a Rússia culminou em sanções da União Europeia contra Moscou, tendo como consequência uma forte redução da dependência europeia do gás russo, que despencou de 50% para apenas 10% em 2024. Para suprir essa lacuna, o continente recorreu ao mercado global de GNL via navios tanques, tendo os Estados Unidos como os principais beneficiários e consolidando uma nova era onde a segurança energética está atrelada à flexibilidade logística e à diversificação de fornecedores globais.

A transição dos EUA de importador para exportador líquido de energia é considerada uma das maiores mudanças geopolíticas do século, alterando profundamente sua postura diplomática e militar no Golfo Pérsico. Os Estados Unidos deixaram sua dependência direta do Golfo Pérsico para se tornarem os garantidores da segurança energética europeia, especialmente após o vácuo deixado pela Rússia em 2022.

Neste cenário de 2026, os conflitos entre EUA e Irã são o resultado direto dessa nova configuração de poder. Como os Estados Unidos alcançaram a autossuficiência, sua postura diplomática em relação a Teerã tornou-se mais rígida, utilizando sanções econômicas sem o receio imediato de um "choque de oferta" que paralisou a economia americana. Em resposta, o Irã utiliza a geografia como única alavanca de pressão.

Além disso, o cenário geopolítico consolida a América Latina como uma nova potência petrolífera. Este movimento é liderado pelo Brasil, que, através das suas reservas no pré-sal e de uma frota avançada de plataformas FPSO, assumiu a liderança da produção no continente. Este novo polo de oferta é reforçado ainda pelo crescimento explosivo da Guiana, que atingiu um milhão de barris por dia numa década, pelo xisto de Vaca Muerta na Argentina e pelo potencial de retomada da produção na Venezuela. Apesar de possuir as maiores reservas de petróleo do mundo, a indústria petrolífera da Venezuela viu sua produção declinar de quase 2 milhões de barris por dia para 1 milhão. A perspectiva, sob um governo estável, é que empresas estrangeiras voltem a investir no país, elevando a produção. De acordo com estimativas do JP Morgan, a produção poderia crescer 50% em dois anos quando comparada aos níveis observados em 2025. Esses fatores são determinantes para uma alternativa robusta à oferta da OPEP garantindo preços mais resilientes mesmo perante crises diplomáticas em outras regiões.

O que se desenha é uma geopolítica energética em que crises financeiras e tensões militares continuam ditando o ritmo, mas agora com novos atores e novas variáveis relacionadas à logística e tecnologia, que de certa forma amenizam os impactos nas relações de oferta e demanda global de petróleo

Ainda assim, os choques dos preços do petróleo continuam exercendo forte influência sobre a economia mundial. Segundo o FMI, as consequências da guerra do Irã dependerão principalmente da duração do conflito e da persistência da alta nos preços da energia. No curto prazo, o choque já pressiona inflação e mercados; no longo prazo, pode reduzir o crescimento mundial e gerar um quadro recessivo

Para 2026, o Fundo já reduziu a sua previsão de crescimento global de 3,3% para 3,1% e alerta ainda que o conflito pode levar a economia mundial a uma recessão se os preços da energia permanecerem elevados. Em um cenário prolongado, essa taxa pode cair para 2%, cenário similar à crise dos subprimes em 2008 e à pandemia de 2020.

No Brasil, o conflito pode afetar a economia tanto no curto como no longo prazo. Se pelo lado das participações governamentais a alta dos preços do petróleo eleva o patamar arrecadatório, por outro lado pressiona a alta dos preços internos dos combustíveis, transporte e energia elétrica, impactando os custos de produção da indústria e do agronegócio, resultando em maior taxa de inflação. Em janeiro de 2026, a projeção de inflação, de acordo com o Boletim Focus (Banco Central) era de 4% para 2026. Na última semana de abril, a projeção chegava a 4,86%, representando a sétima alta consecutiva.

A previsão de uma alta inflacionária compromete também possíveis cortes da SELIC. Em janeiro de 2026, a projeção era de se chegar ao final deste ano com uma taxa em torno de 12%. No entanto, na última semana, projeções do Banco Central mostram uma taxa de 13% no final do ano, comprometendo perspectivas de um crescimento econômico mais robusto.

O reposicionamento do mercado de petróleo na nova geopolítica

Elaborado por Rystad Energy

O teste de estresse

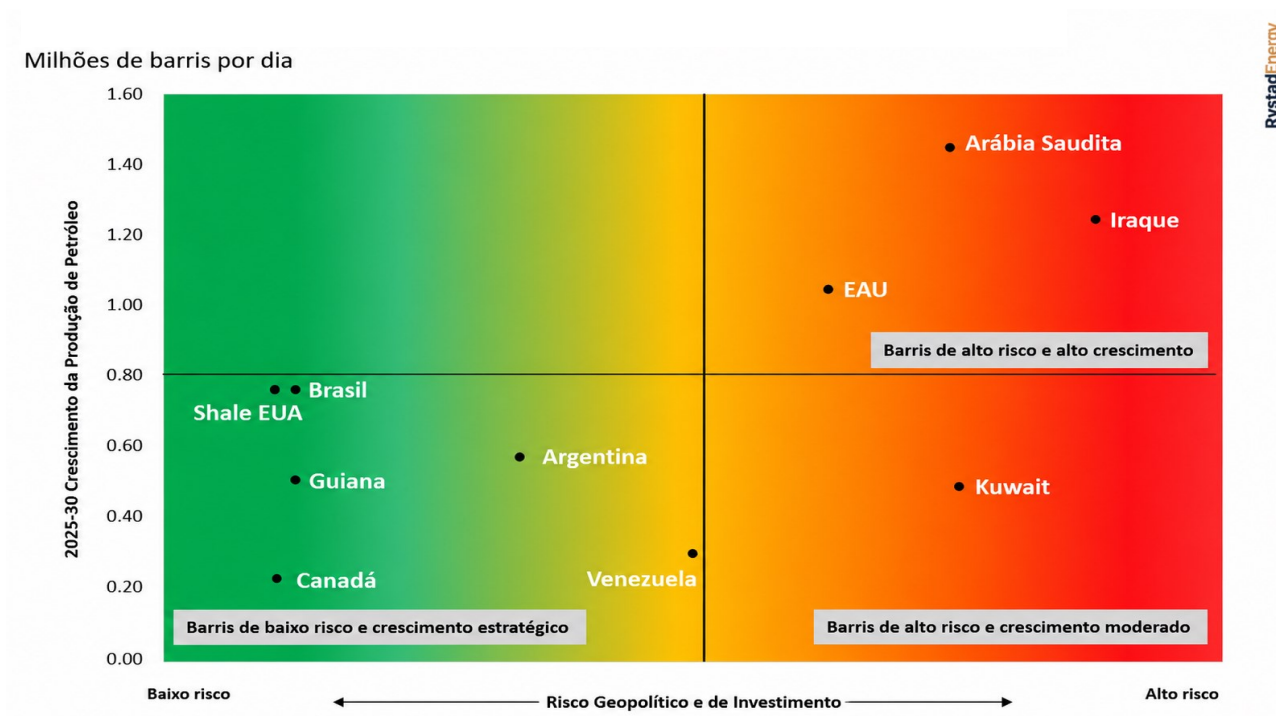
Nunca antes tantos barris saíram do tabuleiro tão rápido. A guerra no Oriente Médio em 2026 tirou de operação mais de 12 milhões de barris por dia de produção regional e fechou quase por completo o Estreito de Hormuz — a artéria por onde transitava cerca de um quinto da oferta global de petróleo. A escala do choque supera qualquer disrupção já registrada, inclusive os embargos dos anos 1970. O Brent saltou dos US\$ 70 por barril pré-conflito para picos acima de US\$ 120 e se estabilizou em torno de US\$ 100. No mercado físico, o estrago foi ainda maior: o crude Dubai spot ultrapassou US\$ 170 por barril, o maior valor da série desde que os registros começaram em 1986.

A onda de choque bateu primeiro na Ásia, destino de quase 90% dos fluxos que cruzavam o estreito. Filipinas decretou emergência energética nacional. Bangladesh fechou universidades e impôs racionamento de combustível. Índia elevou taxas de exportação sobre diesel e querosene de aviação para blindar o mercado doméstico. A perda de feedstock forçou refinarias asiáticas a cortar processamento de forma agressiva.

Mas a crise não ficou contida: margens de refino na Europa colapsaram, diferenciais de crude no Atlântico atingiram recordes, e governos acionaram a maior liberação coordenada de estoques estratégicos da história, com mais de 400 milhões de barris mobilizados em semanas.

Os danos não terminam quando os mísseis param. Há um estrago físico — infraestrutura atacada, produção interrompida, cadeias logísticas rompidas — e há um estrago de percepção, mais silencioso e mais duradouro: o cálculo de risco de seguradoras, armadores, refinadores e governos foi reescrito. A crise funciona como um teste de estresse que revelou fragilidades estruturais profundas num sistema energético cuja oferta e capacidade ociosa já vinham se deslocando do Oriente Médio para novas fronteiras produtivas — shale nos Estados Unidos, deepwater no Atlântico Sul. A pergunta central para investidores, governos e formuladores de política é dupla: qual a extensão e a duração desta crise, e o que muda para sempre depois dela.

Gráfico 1 – Principais regiões de oferta de petróleo, 2025-30 e avaliação de risco atual



Fonte: Rystad Energy UCube; Rystad Energy pesquisa e análise

A fragilidade exposta

Dos mais de 16 milhões de barris por dia que cruzavam o estreito, apenas 5 a 6 milhões têm rotas alternativas viáveis. A matemática é implacável. A Arábia Saudita é o único produtor do Golfo com capacidade significativa de bypass, via seu oleoduto Leste-Oeste até o terminal de Yanbu, no Mar Vermelho, hoje operando em sua capacidade máxima de 7 milhões de barris por dia. Os Emirados Árabes redirecionaram fluxos pelo oleoduto Habshan-Fujairah, mas ataques repetidos ao porto tornaram as operações intermitentes, transformando a alternativa em mais um ponto de vulnerabilidade.

O contraste entre produtores é revelador. Enquanto Arábia Saudita e Emirados limitaram suas perdas de exportação a

cerca de 30%, Iraque, Kuwait e Qatar — sem rotas alternativas escaláveis — viram suas exportações despencarem mais de 70%. A produção do sul do Iraque colapsou de 3,3 milhões de barris por dia para cerca de 700 mil em poucas semanas. Kuwait e Qatar, com capacidade combinada de 3,2 milhões de barris por dia de petróleo e 77 milhões de toneladas por ano de GNL, ficaram inteiramente reféns do estreito. Mesmo com todos os portos alternativos operando em níveis históricos, Yanbu, Fujairah e Ceyhan, somados, chegando a 6,8 milhões de barris por dia, o ganho efetivo é apenas uma fração dos mais de 20 milhões que transitavam pelo estreito, considerando petróleo cru e derivados.

A crise expôs a maior fragilidade que o mercado preferia não enxergar: concentrar cerca de um quarto da produção global e praticamente toda a capacidade ociosa num único chokepoint marítimo sempre foi um risco subestimado. O frágil cessar-fogo negociado até aqui não altera o diagnóstico. O acordo de duas semanas anunciado em 8 de abril reduziu o prêmio de pânico dos futuros, mas falhou em normalizar as operações. Com as negociações para um acordo permanente travadas, a passagem opera hoje sob um bloqueio duplo — o Irã

controlando quem transita, os Estados Unidos impedindo o acesso a portos iranianos — e o tráfego pelo estreito deteriorou após o cessar-fogo, não melhorou.

Mesmo num cenário de resolução diplomática acelerada, a normalização completa dos fluxos físicos levaria meses, entre reposicionamento da frota de petroleiros, recalibração de seguros marítimos e recuperação da produção interrompida. O tempo do papel e o tempo do barril são diferentes.

O prêmio de segurança

O estrago na percepção de risco já está cravado. Seguradoras marítimas quadruplicaram prêmios de risco de guerra para trânsito pelo Golfo. Refinadores asiáticos, que historicamente dependiam do crude do Golfo como espinha dorsal de seus contratos de fornecimento — com Vietnã, Filipinas e Japão dependendo de cerca de 80% do seu suprimento passando pelo Estreito — viram feedstock sumir, margens de refino colapsarem e foram forçados a buscar barris no Atlântico a custos recordes. Governos que enfrentaram emergências energéticas nacionais vão redesenhar políticas de estoque estratégico e diversificação de fornecedores. Nada disso é temporário: é estrutural.

O mercado de petróleo está migrando de um modelo de precificação baseado predominantemente no custo marginal de

extração para outro que incorpora, de forma estrutural, o risco logístico e geopolítico da rota de exportação. Não basta produzir o barril mais barato: é preciso que seja um fluxo confiável. É o que chamamos aqui de prêmio de segurança — a valorização estrutural e investimentos em barris cuja cadeia de exportação não depende de chokepoints vulneráveis.

O mapa global de investimentos upstream tende a se reconfigurar a partir dessa lógica. Relações contratuais, decisões de sourcing e alocação de capital de longo prazo passam a incorporar a segurança da rota como variável permanente, não mais como risco de cauda. Produtores no Atlântico, fora de estreitos contestados, ganham peso estratégico. E essa mudança pode perdurar bem depois de a crise que a detonou sair das manchetes.

O paradoxo estrutural

A crise de Hormuz não ocorre num vácuo. Ela se sobrepõe a um cenário estrutural já desafiador. Antes do conflito, nossa análise já apontava que, nos níveis atuais de investimento, as taxas de declínio natural da produção global gerariam um déficit de oferta de aproximadamente 10 milhões de barris por dia até 2040, mesmo mantendo capacidade ociosa atual. O pico de demanda de petróleo é esperado para o início dos anos 2030, impulsionado pela eletrificação do transporte rodoviário, mas a contração subsequente será gradual: petroquímicos, aviação e transporte marítimo sustentam demanda por décadas.

A crise acelera esse redirecionamento. Preços elevados geram caixa e incentivam investimento no curto prazo, e a reprecificação permanente do risco geopolítico canaliza esse capital para novas fronteiras produtivas fora do Oriente Médio. Shale, deepwater e oil sands ganham atratividade relativa não apenas por seus

fundamentos técnicos, mas pela segurança de suas rotas de exportação. É uma oportunidade concreta de diversificação da base global de investimentos upstream, e as regiões preparadas para absorver esse capital, com projetos maduros e ambiente regulatório estável, são as que mais se beneficiam.

As mudanças na matriz energética acrescentam outra camada a essa dinâmica. A crise reforçou que o argumento das renováveis não é apenas climático, mas de segurança nacional: países com matrizes diversificadas provaram-se mais resilientes ao choque. Essa percepção pode acelerar a eletrificação em mercados-chave, reduzindo demanda de petróleo no médio prazo enquanto a oferta já enfrenta restrições estruturais. A eletrificação pode acelerar em mercados-chave, comprimindo demanda de petróleo no médio prazo enquanto a oferta já enfrenta restrição estrutural.

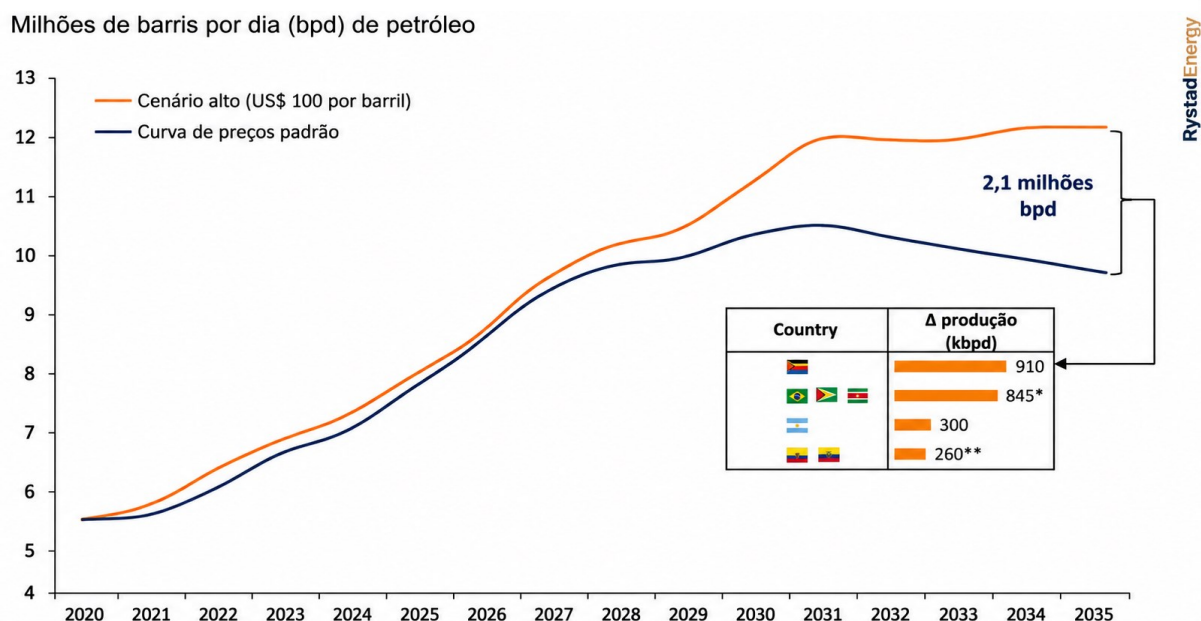
A oportunidade: América do Sul e o Brasil

É nesse contexto que a América do Sul emerge como a fonte mais relevante de oferta incremental segura do mundo. Nossa análise posiciona Brasil e Guiana no quadrante de baixo risco geopolítico e crescimento estratégico de produção — em contraste direto com os grandes produtores do Golfo, que ainda oferecem crescimento elevado, mas com exposição geopolítica agora comprovadamente alta.

A produção de deepwater sul-americana já ultrapassou a de todos os outros continentes

desde 2020, com trajetória para superar 6 milhões de barris por dia. Num cenário sustentado de petróleo a US\$ 100 por barril, estimamos que a América do Sul pode destravar até 2,1 milhões de barris por dia de oferta adicional até meados dos anos 2030, distribuídos entre offshore no Brasil, Guiana e Suriname, a reabertura gradual da Venezuela e o crescimento do shale de Vaca Muerta na Argentina. Esse upside seria apoiado por aproximadamente US\$ 33 bilhões em investimentos greenfield incrementais.

Gráfico 2 – Potencial da América do Sul em cenário de preço do petróleo estruturalmente elevado



Fonte: Rystad Energy UCube

O Brasil é o maior beneficiário desse reposicionamento. Projetos como Búzios XII, Bacalhau fase 2 e a revitalização de Albacora estão no pipeline de decisão final de investimento, com a Petrobras demonstrando eficiência líder da indústria no comissionamento de FPSOs. A receita adicional do governo brasileiro pode chegar a US\$ 16 bilhões ainda este ano, reforçando o papel central dos hidrocarbonetos nas finanças públicas. Além dos projetos em desenvolvimento, a margem do Atlântico Sul apresenta potencial exploratório de fronteira, com bacias geologicamente análogas à

Orange Basin da Namíbia, onde descobertas recentes renovaram o interesse global.

O pré-sal da Bacia de Santos consolida o Rio de Janeiro como epicentro de uma das províncias upstream mais estratégicas do mundo. A combinação rara de custo competitivo, segurança logística e escala posiciona o Brasil para capturar o fluxo de investimentos que o reposicionamento geopolítico do mercado de petróleo está gerando. Aproveitar essa janela é uma questão de visão estratégica, e de políticas públicas à altura do momento.

A geopolítica sob a ótica do planejamento: desafios e oportunidades para o mercado de petróleo nacional

Elaborado por EPE

Historicamente, a disponibilidade de recursos energéticos e seus padrões de uso constituem fatores centrais na dinâmica de conflitos geopolíticos, bem como na formulação de políticas energéticas externas e no planejamento doméstico das nações.

Nos últimos dois séculos, os combustíveis fósseis sustentaram o sistema energético global e o crescimento econômico; embora a participação do petróleo na matriz mundial apresente tendência de declínio, esse movimento ocorre de forma gradual, mantendo o recurso como insumo estratégico para a dinâmica da sociedade contemporânea. Em 2025, o mundo consumiu volumes superiores a 103 milhões de barris por dia, com previsão de crescimento de mais de 1,4 milhão de barris por dia em 2026.

Este artigo analisa a geopolítica sob a ótica do planejamento, destacando os desafios e oportunidades para o mercado de petróleo nacional, com especial atenção ao papel estratégico do estado do Rio de Janeiro nesse contexto.

A geopolítica da energia refere-se ao estudo da segurança nacional e da política internacional no contexto do cenário energético global. As variáveis da geopolítica energética abrangem múltiplas dimensões: a distribuição geográfica das reservas e a localização dos principais países exportadores e importadores; a disputa pela renda gerada pelo recurso; os embates políticos e estratégicos entre Estados; e as disputas entre grandes consumidores. Investigam-se também estratégias adotadas por países, blocos supranacionais e grandes potências para garantir sua própria segurança energética e, até mesmo,

influenciar outros países no campo da energia (Campos e Fernandes, 2017).

Ao longo do tempo, os principais objetivos de política energética estabelecidos por diferentes países se concentram em aspectos fortemente associados à segurança de abastecimento, como a valorização de recursos energéticos nacionais e a universalização do acesso à energia. Mais recentemente, observa-se uma preocupação crescente com as questões inerentes à sustentabilidade ambiental, à eficiência energética e às novas tecnologias de produção e uso de energia.

Em contextos de crise, a segurança energética reafirma-se como pilar estruturante da estabilidade política, econômica e social. O ambiente geopolítico recente tem produzido desdobramentos relevantes sobre as políticas energéticas e o planejamento de longo prazo. Nesse quadro, a segurança energética deixou de ser apenas disponibilidade física, passando a incorporar dimensões como confiabilidade institucional, estabilidade regulatória e resiliência das cadeias de suprimento.

Trata-se de um conceito multidimensional, que envolve fatores econômicos, geopolíticos, tecnológicos e institucionais, e que se manifesta de forma distinta entre países e ao longo das diferentes etapas da cadeia de abastecimento. A crescente centralidade da garantia de acesso e continuidade do suprimento de petróleo e derivados — especialmente a partir de regiões estratégicas como o Oriente Médio — revaloriza a geopolítica clássica do petróleo, ancorada no controle de reservas e de rotas de escoamento, em particular as marítimas.

Nesse contexto, ao se considerar as necessidades futuras de energia e a forma como o Brasil estrutura suas políticas públicas e sua inserção internacional, os preceitos da geopolítica energética devem ser incorporados de maneira estruturante ao planejamento energético nacional, orientando decisões de investimento, infraestrutura e posicionamento estratégico do País.

Dadas suas características estruturais, o Brasil deve adotar uma estratégia energética orientada ao uso eficiente de seus recursos, com vistas ao desenvolvimento sustentável de longo prazo. Nesse contexto, o planejamento energético nacional deve exercer papel ativo na coordenação da integração energética, por meio da ampliação da confiabilidade sistêmica, da diversificação das fontes e da origem do suprimento e do fortalecimento da infraestrutura. Essa estratégia deve ser sustentada por diretrizes claras, que incluem a segurança no abastecimento, a expansão e modernização da infraestrutura, a incorporação e difusão de tecnologias, o fortalecimento da base industrial, o uso eficiente da energia e o avanço de fontes renováveis e alternativas.

Nesse contexto, a disponibilidade de expressivos recursos de petróleo e gás natural, aliada às capacidades tecnológicas acumuladas em exploração e produção (E&P), impõe ao País a necessidade de estruturar uma estratégia energética própria e aderente às suas especificidades. Essa estratégia deve assegurar não apenas o aproveitamento eficiente desses recursos, mas também sua inserção competitiva no mercado internacional, conciliando a ampliação das exportações com o fortalecimento do fornecimento doméstico.

A partir desse direcionamento, destaca-se a relevância estratégica do Pré-sal brasileiro, cuja concentração no litoral do estado do Rio de Janeiro reforça o papel do estado como núcleo central da indústria petrolífera nacional. Essa província apresenta elevado potencial para a economia brasileira, tanto pelo volume de produção projetado quanto

pela qualidade do óleo, consolidando o País como um dos principais atores globais na exploração e produção offshore. Para além do Pré-sal, a revitalização de campos maduros — em especial na Bacia de Campos, historicamente central para a produção nacional e fortemente localizada no estado do Rio de Janeiro — deve assumir papel prioritário na estratégia energética brasileira. A extensão da vida útil desses ativos, por meio de ganhos de eficiência, inovação tecnológica e novos modelos de negócio, é fundamental para maximizar o aproveitamento dos recursos já descobertos, preservar a infraestrutura existente e sustentar a atividade econômica regional.

Atualmente, o Pré-sal contribui com mais de dois terços da produção nacional de petróleo e gás natural. As projeções indicam crescimento significativo da produção nacional de óleo cru na próxima década. Estima-se uma produção de petróleo de 4,9 milhões de barris por dia em 2035, com pico de 5,1 milhões de barris por dia em 2032 (EPE, 2025). Como consequência, o Brasil deve se consolidar entre os principais exportadores globais de petróleo, com destaque para o papel do estado do Rio de Janeiro como principal polo produtor nacional.

A maior estabilidade institucional do Brasil, quando comparada a outras regiões produtoras, contribui para a segurança energética global e posiciona o País — e, em particular, o estado do Rio de Janeiro — como um ambiente mais previsível, competitivo e atrativo para investimentos no setor.

Todavia, ao consolidar-se como exportador, o Brasil enfrenta desafios ao competir por participação em um mercado global cada vez mais competitivo, pressionado pela transição energética e pelo aumento da concorrência entre países produtores. Nesse contexto, a redução de custos, a eficiência logística e o fortalecimento da infraestrutura não são apenas diferenciais — são condições necessárias para a inserção competitiva do petróleo brasileiro no mercado internacional.

Nesse ambiente, outra oportunidade relevante reside na menor intensidade de carbono associada à produção de petróleo nacionais. Essa característica configura uma vantagem competitiva que deve ser ativamente capturada, à medida que os mercados internacionais passam a valorizar atributos ambientais na comercialização de energia.

Não obstante o grande potencial de recursos envolvidos, o desenvolvimento da produção do Pré-sal impõe desafios que devem ser enfrentados de forma coordenada, incluindo o aproveitamento do gás associado, a manutenção da produção em níveis elevados, a expansão das atividades exploratórias além das 200 milhas náuticas e o desenvolvimento das bacias terrestres brasileiras.

No que se refere ao mercado doméstico, embora haja processamento de petróleo em refinarias nacionais, o Brasil permanece historicamente como importador líquido de derivados. As projeções do PDE 2035 indicam a manutenção dessa condição ao longo da próxima década. Tal configuração delineia uma oportunidade que deve ser estrategicamente aproveitada pelo setor petrolífero nacional, especialmente por meio da viabilização de novos polos de produção e do fortalecimento da capacidade de processamento doméstico.

Em um ambiente marcado pela reconfiguração das cadeias globais de abastecimento, pela fragmentação do mercado energético e pela crescente exigência por maior valor agregado, a sustentabilidade dos novos projetos passa a requerer portfólios integrados que combinem ativos de hidrocarbonetos e de baixo carbono. Nesse cenário, o aprimoramento dos marcos regulatório e tributário deve ser tratado como elemento central da estratégia energética, de modo a tornar o processamento doméstico do petróleo não apenas economicamente mais atrativo, mas também estrategicamente preferencial em relação à exportação de óleo bruto.

A geopolítica, por sua vez, consolida-se como eixo estruturante do planejamento energético de longo prazo no Brasil. Os estudos conduzidos pela Empresa de Pesquisa Energética, nesse sentido, vão além do suporte à formulação de políticas públicas, orientando decisões estratégicas que assegurem segurança energética, competitividade internacional e desenvolvimento econômico — com especial destaque para o papel do estado do Rio de Janeiro como núcleo central da indústria petrolífera nacional.



CAPÍTULO 2

E&P

Afinal, onde a indústria nacional está posicionada em relação ao conteúdo local?

Elaborado por Firjan

Com o fim do monopólio estatal, a partir da Lei 9.478/1997, a exploração e produção de petróleo no país passou a ter uma nova dinâmica incluindo a aquisição de novas áreas, que passaram a ser ofertadas a partir de um processo de licitação de blocos exploratórios conduzido pela agência criada para regular, contratar e fiscalizar este mercado: a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Vale destacar que a política de conteúdo local é construída por diferentes instâncias. A definição das diretrizes e dos percentuais mínimos exigidos cabe ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), de que é exemplo a Resolução CNPE nº 11/2023, com o Ministério de Minas e Energia (MME) atuando na formulação dessas diretrizes e na secretaria-executiva do Conselho. À ANP compete traduzir essa orientação em regulação infralegal, contratar e fiscalizar os compromissos e disciplinar a certificação do conteúdo local. Compreender essa divisão de competências ajuda a situar cada avanço normativo no seu devido lugar.

Essa abertura do mercado trouxe desafios no sentido de equilibrar a atratividade de capital estrangeiro para novos investimentos e o desenvolvimento da cadeia produtiva nacional. Como parte dos instrumentos de fomento ao desenvolvimento industrial do país, o conteúdo local – CL, nos contratos de exploração e produção de petróleo e gás surgiu como um importante aliado a traduzir nosso potencial produtivo em demandas para a indústria nacional.

Esse conceito nasceu para assegurar que a riqueza do mercado se revertesse em investimentos diretos na indústria nacional, promovendo não apenas a aquisição de bens e serviços brasileiros, mas também o avanço tecnológico e a integração da cadeia produtiva.

Já nos primeiros contratos firmados na chamada Rodada Zero, em 1998, foram introduzidas cláusulas de preferência e igualdade de condições, porém, ainda sem as obrigatoriedades de aquisição local e de percentuais mínimos.

Desde então, o conteúdo local passou por sucessivas transformações, alterando desde percentuais mínimos até a sua participação na composição das ofertas licitatórias, nos modelos de fiscalização e nos critérios de cálculo dos índices de nacionalização.

A partir da 2ª Rodada, em 2000, por exemplo, estabeleceu-se que equipamentos ou componentes seriam validados como locais se possuísem 60% de fabricação nacional. Essa dinâmica durou até a Rodada 7, em 2005, quando a ANP publicou uma cartilha sobre o tema, introduzindo a atuação das certificadoras com o objetivo de padronizar e conferir maior rigor à apuração do conteúdo local, por meio da verificação independente dos percentuais declarados pelas operadoras.

Ao longo dos anos, na medida que os volumes de investimentos foram crescendo, os debates sobre a capacidade da indústria nacional de atender as exigências

contratuais se intensificaram, com ajustes sendo feitos em busca de um ponto ótimo que garantisse o desenvolvimento industrial e a competitividade dos projetos para as empresas operadoras.

Nas primeiras rodadas de licitação, o conteúdo local era um dos pilares do critério de julgamento das ofertas, compondo a nota final com o bônus de assinatura e o programa exploratório mínimo. Até a Rodada 4, o CL tinha um peso de 15% na pontuação final da oferta de aquisição no BID, passando para 40% nas Rodadas 5 e 6.

Inicialmente, as empresas interessadas faziam suas ofertas em termos de percentuais de CL que pretendiam cumprir, o que se manteve até a Rodada 4, quando nas duas rodadas seguintes foram introduzidos percentuais mínimos. Nas Rodadas 1 a 4 não havia segmentação detalhada, apenas um percentual global para a Fase de Exploração e a Etapa de Desenvolvimento da Produção, enquanto nas Rodadas 5 e 6 foram previstos também percentuais mínimos para atividades específicas de processamento e interpretação de dados, poços, engenharia de detalhamento, Unidade Estacionária de Produção e coleta e escoamento da produção.

A partir da Rodada 7 (2005), além do fator no BID ter sido reduzido para 20%, outras mudanças mais rígidas foram implementadas, como a necessidade de certificação de 3ª parte para comprovação do CL e a estratificação do CL Global em itens e subitens. Este período foi marcado pela introdução da Cartilha de Conteúdo Local com as novas regras sendo adotadas até a Rodada 13 (2015).

Este novo cenário impôs condições bastante desafiadoras para o cumprimento do conteúdo local na totalidade das aberturas contratuais, com exigências consideradas elevadas por muitas empresas operadoras, que alegavam dificuldades em encontrar determinados subitens com produção no

país, ou então em relação aos preços muito superiores aos internacionais em alguns casos.

Com as descobertas de grande porte nas áreas do pré-sal e o consequente crescimento do mercado de petróleo no país, este cenário tenderia a se intensificar. Muitas vezes, empresas optaram por “precificar” a multa pelo descumprimento da cláusula de CL a tentar buscar alternativas de fornecimento local.

Apesar disso, é importante destacar, que embora as dificuldades relatadas sobre o cumprimento das cláusulas de CL tenham existido, a indústria nacional também assumiu seu protagonismo no crescimento do mercado de petróleo no país, contribuindo para viabilizar o aumento da produção ao longo dos anos, com parcerias no desenvolvimento de tecnologias premiadas internacionalmente que nos levaram a alcançar as reservas do pré-sal, por exemplo.

Diante desse cenário, a regra de CL voltou a ser reavaliada, buscando um ponto ótimo entre o desenvolvimento industrial e a competitividade dos projetos para as empresas operadoras.

A partir de 2016 ocorreu a fase caracterizada pela maior flexibilidade da cláusula de Conteúdo Local, que tinha como objetivo torná-la mais efetiva no cumprimento dos objetivos de construção de capacidade produtiva local e mitigar o impacto negativo da ferramenta sobre a sustentabilidade financeira dos projetos de E&P.

Assim, a partir das Rodadas 14 e das novas Rodadas do Regime de Partilha da Produção (R2 e R3), todas em 2017, fixaram-se compromissos em macrogrupos, sem a enorme estratificação anterior, nos termos da Resolução CNPE nº 7, de 2017. Contudo, em 2023, por meio da Resolução nº 11, publicada pelo CNPE, houve atualizações dos percentuais mínimos exigidos nas áreas offshore.

Atualmente, os percentuais mínimos exigidos se dividem da seguinte forma:

- Áreas *onshore*:
 - » Fase de Exploração: **50%**
 - » Etapa de Desenvolvimento da Produção: **50%**
- Áreas *offshore*:
 - » Fase de Exploração: **18%**, sendo alterado para **30%** a partir da Resolução 11/2023 do CNPE
 - » Etapa de Desenvolvimento da Produção:
 - Poços: **25%**, sendo alterado para **30%** a partir da Resolução 11/2023 do CNPE
 - Escoamento da Produção: **40%**
 - UEP: **25%**

Em 2018, a Resolução nº 726/2018 permitiu o aditamento de contratos, o ajuste e transferência de excedente, e regulamentou as hipóteses de isenção (*waiiver*) nos contratos da 7ª à 13ª Rodadas de concessão, nos contratos da Cessão Onerosa, e, nos contratos da 1ª e 2ª Rodadas de Partilha da Produção. Esse mecanismo de *waiiver* possibilitou, em caráter excepcional, autorizar a exoneração do compromisso de CL em relação à contratação de determinado bem ou serviço, nas seguintes hipóteses:

- Inexistência de fornecedor nacional;
- Preços ou prazos excessivos em comparação ao mercado externo;
- Necessidade de tecnologias inéditas no Brasil.

Como parte do aperfeiçoamento regulatório e da estratégia para o CL, em 2021, foi publicada a Resolução ANP 848/2021, com a previsão de substituição do pagamento de multa por descumprimento de compromissos de conteúdo local, em determinados casos, pela realização de novos investimentos em bens e serviços nacionais, estimulando assim, novas contratações no país.

Já em 2024, novos aperfeiçoamentos foram implementados por meio da Lei 15.075/2024, que promoveu a possibilidade de redução dos *royalties* referentes aos contratos da Rodada Zero, como forma de incentivo a investimentos em Conteúdo Local nas atividades de E&P. Também foi contemplada a transferência de excedentes de CL em valores devidamente certificados, entre contratos de E&P vigentes.

Outro avanço importante da referida Lei, se deu pela alteração da Lei 14.871/2024, incluindo a possibilidade de autorização de quotas diferenciadas de depreciação acelerada para navios-tanque novos empregados nas atividades de navegação de cabotagem de petróleo e seus derivados e embarcações de apoio marítimo, produzidos no Brasil, conforme índices mínimos de CL definidos por ato do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Embora este caso não seja uma obrigatoriedade dos contratos de E&P, tal medida foi fundamental para fomentar novas contratações ligadas ao mercado de O&G via indústria local.

De forma a compreender o estágio atual da indústria nacional em relação às exigências do passado, e tendo em vista a importância que muitos daqueles itens e subitens das rodadas anteriores possuem, avaliamos de forma comparativa os índices dos principais subitens de Águas Profundas do Edital da Rodada 7 com os resultados disponibilizados publicamente pela ANP no Painel Dinâmico de Certificação de Conteúdo Local, integrante dos Painéis Dinâmicos de Conteúdo Local da Agência (disponível em www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/conteudo-local/paineis-conteudo-local).

Conforme informado no manual do referido painel, as operadoras "podem adquirir bens e serviços sem conteúdo local certificado, conforme suas estratégias de aquisição

e cumprimento da obrigação, ou ainda ter deixado de exigir certificados para produtos passíveis de certificação, o que tem como consequência a contabilização dos valores despendidos nesses itens como integralmente estrangeiros", de modo que a base de certificação captura somente os fornecimentos certificados. Os dados consolidados de todos os gastos, nacionais e estrangeiros, nas atividades de exploração e desenvolvimento são fornecidos pelo Painel Dinâmico de Investimentos em Conteúdo Local, disponível em www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/conteudo-local/paineis-conteudo-local.

Antes de avançar, é importante observar que o percentual de conteúdo local é um indicador relativo, calculado pela razão entre o valor nacional e o valor total contratado em cada período. Por essa natureza, ele é sensível à composição dos projetos, à variação de preços e câmbio e à forma como as rubricas são agregadas. Por isso, sua leitura isolada não traduz, por si só, a real capacidade da indústria nacional, e ganha consistência quando acompanhada de indicadores complementares, como os volumes absolutos de dispêndio, o valor efetivamente gerado no país e a abrangência da participação nacional ao longo das diferentes linhas de fornecimento.

Cabe ainda uma observação quanto à comparabilidade: as certificações analisadas decorrem de contratos firmados sob regras mais recentes, em que os compromissos foram organizados em macrogrupos,

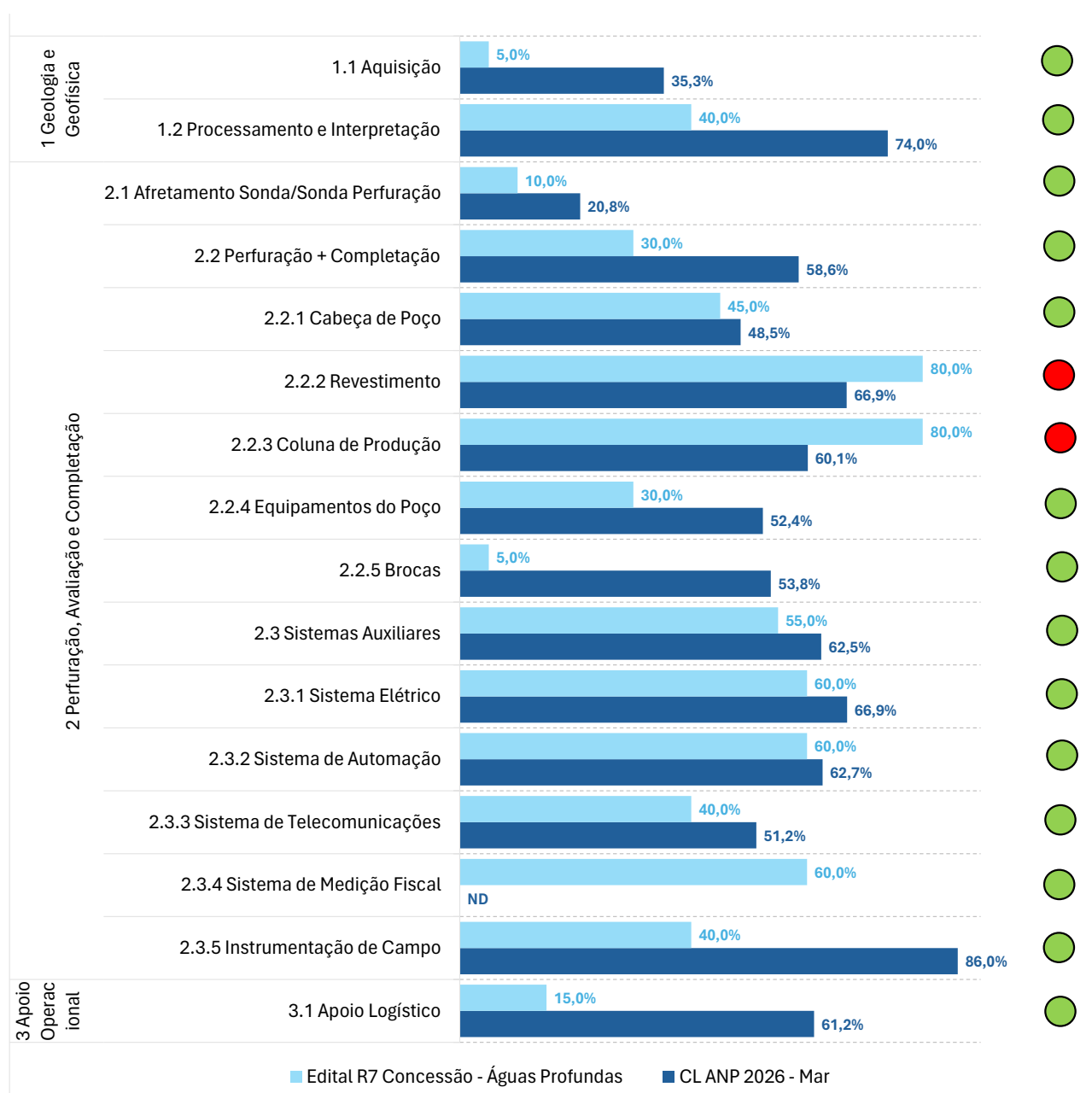
enquanto o Edital da Rodada 7 trabalhava com uma estratificação detalhada por itens e subitens. A comparação entre os dois conjuntos é valiosa como referência histórica, mas deve ser lida com a cautela própria de regimes regulatórios distintos.

De uma maneira geral, os dados obtidos no Painel Dinâmico da ANP, indicaram que a Fase de Exploração nas áreas marítimas licitadas, apresentaram conteúdo local de 43%, acima das atuais exigências e dentro da faixa proposta para águas profundas na Rodada 7, entre 37% e 55%.

Convém lembrar, na leitura dos resultados, que os percentuais certificados refletem o conteúdo local efetivamente contratado e comprovado nos projetos, e não a totalidade da capacidade instalada da indústria nacional. O resultado é influenciado pelas escolhas de contratação das operadoras e pelas hipóteses de isenção (waiver) eventualmente aplicadas, o que reforça a importância de interpretar os números no contexto de cada contrato.

Uma análise comparativa dos subitens desta Fase, é apresentada no Gráfico 3, que reforça a capacidade da indústria nacional em atender patamares acima das exigências da época da Rodada 7 em praticamente todos os subitens relacionados a Fase de Exploração, divididos nas categorias: 1 – Geologia & Geofísica; 2 – Perfuração, Avaliação e Completação e; 3 – Apoio Operacional.

Gráfico 3 – Conteúdo Local Médio: Fase de Exploração

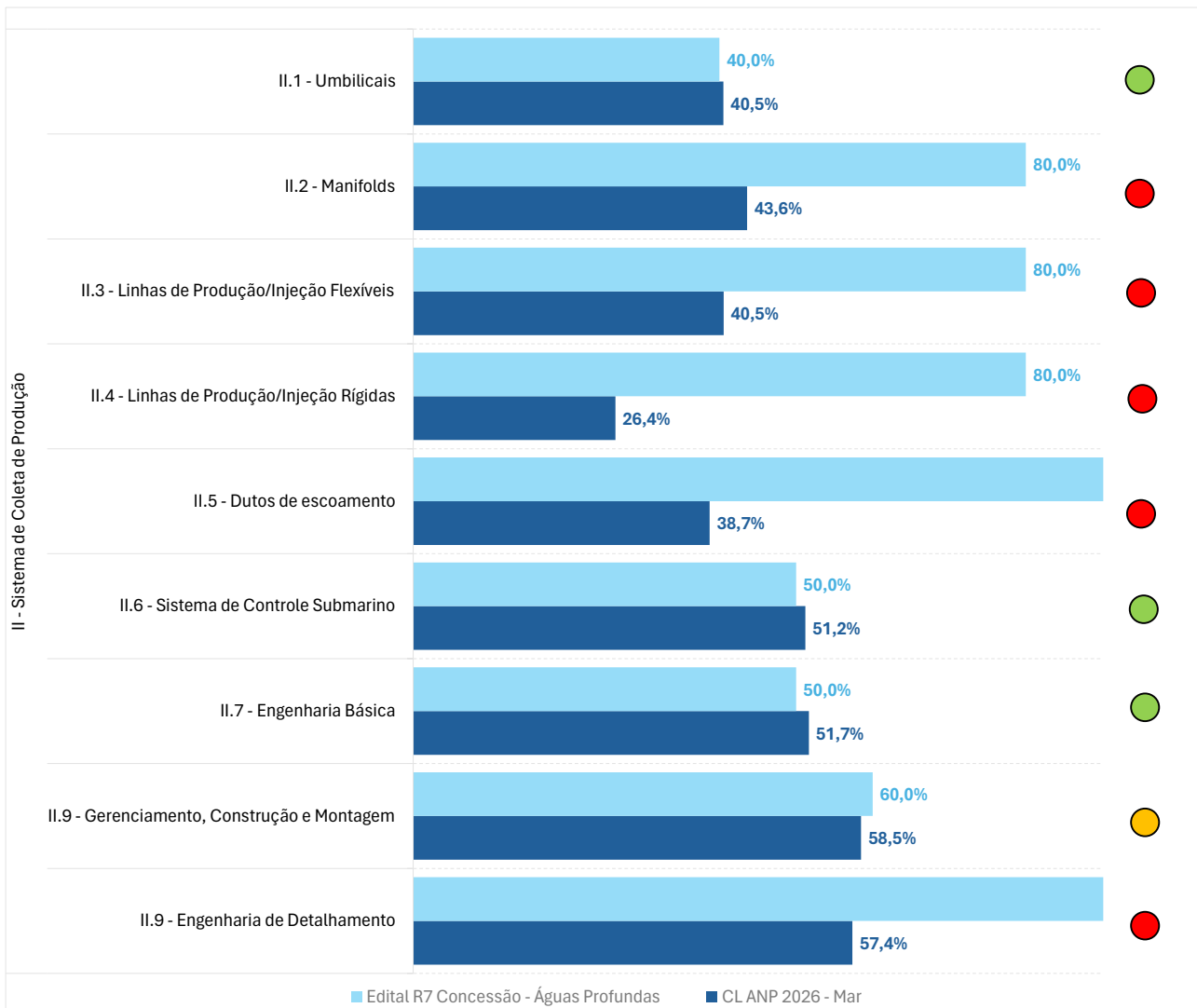


Fonte: Elaboração Firjan a partir de dados disponibilizados no Painel Dinâmico Relatório de Investimento em Conteúdo Local (acesso em 20/05/2026) e Planilhas de Conteúdo Local da Rodada 7 de Concessão (Águas Profundas)

Como únicos subitens dentre aqueles que fizeram parte do mapeamento, cujo CL não alcançou o patamar pretendido a época da Rodada 7, temos a Coluna de Produção e o Revestimento do Poço, porém cabe destacar que ambos possuem percentuais de CL acima de 60%, o que mostra a forte presença da

indústria nacional dentre as operações da fase de exploração. No geral, o afretamento de sonda foi o item com menor participação da indústria nacional com 20,8%, porém, ao compararmos com as exigências passadas, este percentual é bastante superior.

Gráfico 4 – Conteúdo Local Médio: Etapa de Desenvolvimento da Produção – Sistema de Coleta de Produção



Fonte: Elaboração Firjan a partir de dados disponibilizados no Painel Dinâmico Relatório de Investimento em Conteúdo Local (acesso em 20/05/2026) e Planilhas de Conteúdo Local da Rodada 7 de Concessão (Águas Profundas)

Ao avançarmos para a Etapa de Desenvolvimento da Produção, temos um cenário mais desafiador, com valores totais dos investimentos em Desenvolvimento da Produção que apresentaram parcela de CL Média de 36%.

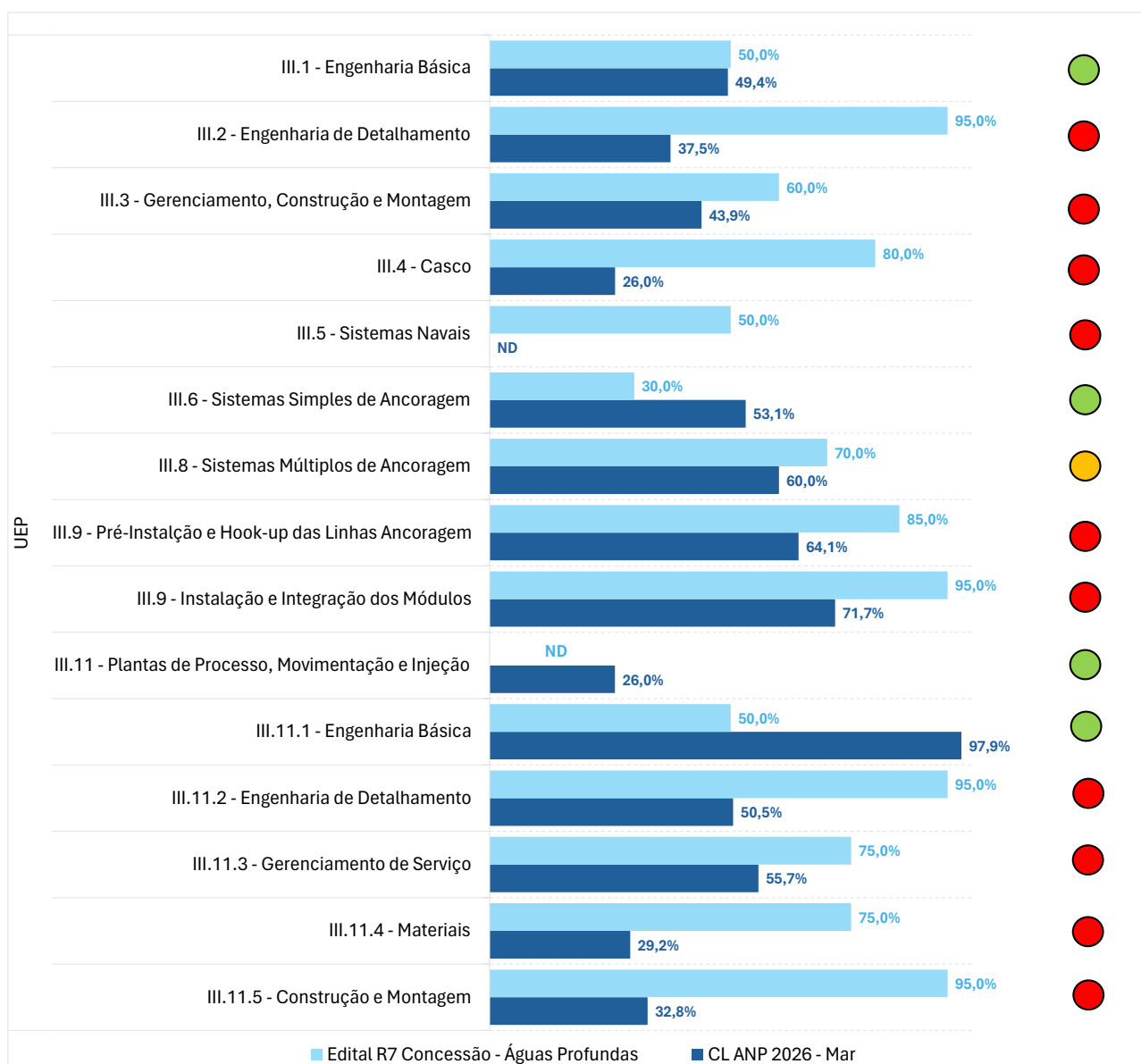
No comparativo detalhado entre os subitens do Sistema de Coleta da Produção dos campos marítimos, é possível observar onde estão os maiores desafios para evoluirmos em termos de atendimento via indústria nacional, como mostra o Gráfico 4.

A indústria nacional tem conseguido superar os percentuais em itens como Engenharia Básica, Sistemas de Controle Submarino e Umbilicais,

ficando também bem próximo aos limites em Gerenciamento, Construção e Montagem.

Os resultados também mostram que, em geral, ainda temos um caminho grande a percorrer para alcançarmos patamares exigidos no passado em relação aos demais subitens do sistema de coleta da produção. Também é importante destacar que, embora mesmo aquém das exigências do passado, itens importantes da arquitetura submarina como Manifolds e Linhas de produção/ Injeção Flexíveis apresentam índices acima de 40% de CL, parcela de nacionalização ainda assim relevante.

Gráfico 5 – Conteúdo Local Médio: Etapa de Desenvolvimento da Produção – UEP



Fonte: Elaboração Firjan a partir de dados disponibilizados no Painel Dinâmico Relatório de Investimento em Conteúdo Local (acesso em 20/05/2026) e Planilhas de Conteúdo Local da Rodada 7 de Concessão (Águas Profundas)

Por fim, ainda na Etapa de Desenvolvimento da Produção, a avaliação dos subitens relacionados a Unidade Estacionária de Produção foi onde pode-se notar os maiores desafios para a indústria nacional, como mostra o Gráfico 5.

Com base nos dados obtidos, é possível considerar que o desempenho da indústria nacional para a UEP, está acima das exigências da 7ª Rodada de Concessões apenas nos subitens de Engenharia Básica e Sistemas Simples de Ancoragem.

De uma maneira geral, alguns subitens relacionados a serviços, como Engenharia de Detalhamento, Gerenciamento de Serviço, Pré-Instalação e Hook-up das Linhas de Ancoragem, além de Instalação e Integração dos Módulos, também apresentam parcelas significativas de participação da indústria nacional, embora abaixo dos índices esperados nos contratos da 7ª Rodada de Concessão.

Pelo lado da aquisição de bens, a análise mostra que ainda precisamos de uma

evolução mais robusta, cujas contratações podem representar maior capilaridade ao longo do encadeamento produtivo. Subitens como Materiais e as Plantas de Processo, Movimentação e Injeção, apresentam índices de CL médio abaixo de 30%. Construção e Montagem e o próprio Casco da embarcação são outras atividades que possuem CL médio próximos a faixa de 30%, e que devem ser trabalhados em função do elevado potencial de geração de empregos no país..

É importante destacar que, embora a Etapa de Desenvolvimento da Produção tenha apresentado maior distância entre as exigências do passado e o CL médio dos certificados apresentados pela ANP, a indústria nacional se fez presente em praticamente todas as linhas de fornecimento.

Além disso, as exigências em alguns subitens se mostravam bastante elevadas, entre 80% e 100%, o que naturalmente já seria um grande desafio para o atingimento dos compromissos contratuais passados.

Estes casos mostram a importância de uma estratégia permanente de monitoramento das capacidades produtivas da indústria nacional, como forma de garantir a sua participação nas demandas do mercado de uma forma mais aderente ao nosso parque industrial instalado, sem prejuízo no atendimento pelo lado das empresas operadoras.

Diante do apresentado, concluímos que mesmo diante de um cenário mais desafiador que de outras regiões de elevado grau de industrialização no mundo, a indústria nacional tem sido capaz de contribuir para o avanço do mercado de petróleo e gás no país, se posicionando como um importante *player* para o atendimento de nossas demandas.

Após quase três décadas de aplicação do CL, o balanço entre erros e acertos mostra que o sucesso do Conteúdo Local depende de uma calibragem constante por parte do CNPE, bem como na mobilização de todos os agentes capazes de promover melhorias no ambiente de negócios para as empresas locais, desde o poder público até as entidades de classe e academia. Para que a indústria brasileira não perca competitividade no dinâmico mercado global, é importante que as exigências venham acompanhadas de uma política fiscal equilibrada e acesso facilitado ao crédito.

É possível vislumbrar que com os ajustes regulatórios adequados e a melhoria do ambiente de negócios, possamos ter uma indústria mais competitiva e ainda mais presente nas demandas deste mercado, fazendo uso do CL como um pilar do seu desenvolvimento que possibilitará abrir novos mercados e expandir os seus negócios.



APOIO OFFSHORE

FORMAÇÃO QUE MOVE O SETOR.
QUALIDADE QUE GERA CONFIANÇA.



No dia 25/02, ocorreu na Firjan SENAI Macaé a apresentação do **Curso de Reparador de Equipamentos Offshore**.



Nesta reunião, tivemos a presença das principais empresas de Hotelaria Offshore que atuam nas Bacias de Campos e Santos, além da Gerência de SMS da Petrobras.



Este curso é inédito na Firjan SENAI e também no mundo Offshore, fortalecendo o setor de hotelaria e trazendo mais qualidade e formação específica necessária para os profissionais de hotelaria.



Atualmente, temos uma média de **8.000 pessoas** que integram o setor de hotelaria e atuam nas Bacias de Campos e Santos (atuando diretamente com a Petrobras e Terceirizadas). Podemos ampliar estes cursos para navios, rebocadores e FPSOs de bandeiras estrangeiras, ampliando de forma significativa o número de atendimentos.



A Trilha de Apoio Offshore conta com cursos de Qualificação e Aperfeiçoamento, que têm como objetivo atender às demandas contratuais e os requisitos de segurança alimentar no meio marítimo.

O SETOR EM NÚMEROS



8.000

pessoas atuam no setor de hotelaria nas Bacias de Campos e Santos.



Atuação direta com a Petrobras e empresas terceirizadas.



Potencial de expansão para navios, rebocadores e FPSOs de bandeiras estrangeiras.



Mais formação, mais qualidade, mais segurança e continuidade operacional.

TRILHA DE APOIO OFFSHORE



APERFEIÇOAMENTO PROFISSIONAL



BOAS PRÁTICAS DE CASARIO

O curso tem como objetivo desenvolver as atividades de conservação, limpeza, arrumação e apoio logístico aos camarotes, promovendo conforto, organização e bem-estar no ambiente offshore.



SEGURANÇA DE ALIMENTOS

O curso tem como objetivo desenvolver as competências e requisitos relacionados à segurança de alimentos, armazenamento, conservação e manipulação segura de alimentos. Seguindo as normas, diretrizes de boas práticas de higiene e segurança alimentar.



QUALIFICAÇÃO PROFISSIONAL



AUXILIAR DE SERVIÇOS GERAIS OFFSHORE

O curso preconiza a formação de entrada para o setor de apoio offshore, haja vista que não existe no mercado um curso de qualificação que habilite os seus egressos para atuar nesse mercado. Este curso habilita a atuação nas atividades de Saloneiro, Paioleiro e Taifeiro/Camareiro.



SALONEIRO



PAIOLEIRO



TAIFEIRO /
CAMAREIRO



REPARADOR DE EQUIPAMENTOS OFFSHORE

Reparar equipamentos das estruturas de apoio offshore e seus respectivos ambientes (cozinha, camarotes e lavanderia), realizando diagnóstico de falhas, desmontagem, substituição de componentes, ajustes e testes funcionais, conforme normas técnicas e procedimentos de qualidade, segurança, saúde, higiene e meio ambiente, assegurando a continuidade operacional e a confiabilidade dos serviços a bordo.



PROFISSIONAIS
MAIS QUALIFICADOS



MAIS SEGURANÇA
ALIMENTAR



OPERAÇÕES
MAIS EFICIENTES



SETOR FORTALECIDO,
FUTURO GARANTIDO

Novas fronteiras exploratórias

Elaborado por Casa Civil

Introdução

Assim como ocorreu com a Bacia de Campos após a descoberta do Pré-sal, o estágio avançado dos projetos de desenvolvimento na Bacia de Santos já demanda a busca por novas fronteiras para o adequado planejamento da autossuficiência e segurança energética do Brasil na próxima década.

A compreensão das novas fronteiras no Brasil certamente envolve aspectos da Geologia, da política energética, da regulação e da geopolítica, que determinam as tendências, sobretudo no momento que as cadeias de valor estão sendo impactadas por choque de preço de petróleo.

As analogias geológicas – seja com os países vizinhos Guiana e Suriname, seja com a margem conjugada africana – apontam que tanto a Margem Equatorial Brasileira quanto a Bacia de Pelotas são regiões de grande potencial. Uma outra fronteira de oportunidade, que criou excepcionais trajetórias de expansão de investimentos, de produção e de desenvolvimento tecnológico em alguns países é a exploração de recursos não convencionais.

Recentemente, novos elementos ganharam relevância, reforçando os aspectos estratégicos do setor de Óleo e Gás no mundo. Nas Américas, sem juízo de valor apenas os fatos, podemos citar de maneira sintética:

- (a) O redirecionamento da política energética divulgado pelos EUA, com priorização da exploração de hidrocarbonetos para garantir autossuficiência, segurança e dominância energética, por meio do direcionamento expressivo para a exploração de recursos fósseis;
- (b) a ação que resultou em nova fase de controle sobre a produção Venezuelana, bem como a consequente estabilização da disputa territorial entre Venezuela e Guiana em regiões de expansão da produção de petróleo;
- (c) a Guiana se firmando como um dos principais hot spots, decorrente do rápido desenvolvimento e produção, bem como da expansão recorde do PIB;
- (d) a retomada do debate legislativo na França para autorização da exploração de petróleo na Guiana Francesa; e
- (e) a licença ambiental para a perfuração pela Petrobras do poço Morpho (bloco FZA-M-59), na Bacia da Foz do Amazonas, emitida pelo IBAMA em setembro de 2025, após o cumprimento rigoroso de todas as condicionantes de segurança.

Todos esses temas indicam não apenas o interesse nos recursos, mas a intensidade da dinâmica geopolítica na região, centrada na energia.

No Brasil, a ANP avança no processo de estudo de disponibilização de novas áreas na Oferta Permanente tanto na Margem Equatorial, quanto na Bacia de Pelotas.

A Região da Margem Equatorial

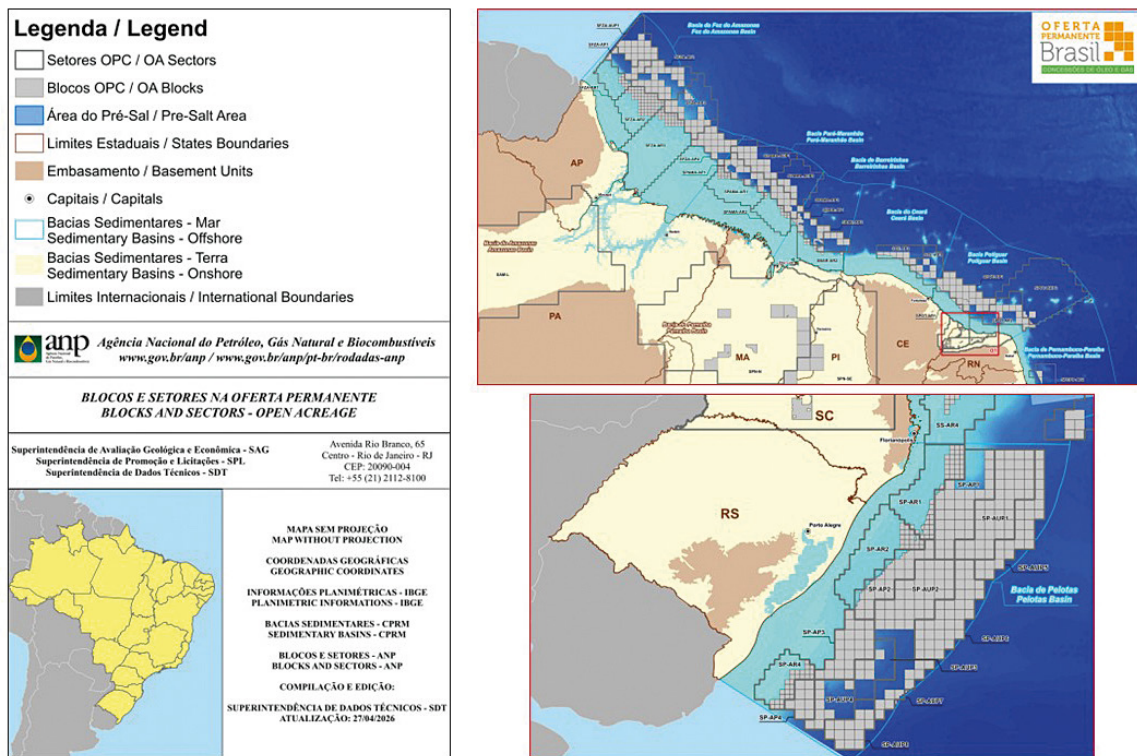
O resultado do 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão da ANP consolidou o interesse estratégico na Margem Equatorial, especialmente na Bacia da Foz do Amazonas, onde Petrobras, ExxonMobil, Chevron e CNPC foram as grandes protagonistas. A Petrobras e a ExxonMobil atuaram em um consórcio de parceria igualitária (50% cada) e arremataram conjuntamente 10 blocos exploratórios, dividindo a operação de forma que cada empresa lidera cinco dessas áreas. Já o consórcio formado por Chevron e CNPC obteve sucesso em 9 blocos, com a Chevron assumindo a posição de operadora em todas as concessões conquistadas pela dupla. Ao todo, essas quatro companhias asseguraram 19 blocos na região, reforçando a aposta na fronteira exploratória do extremo norte brasileiro e o próximo passo é o licenciamento ambiental para as atividades de exploração.

A inclusão de novas áreas na Margem Equatorial na Oferta Permanente depende da Manifestação Conjunta (emitida pelos Ministérios de Minas e Energia e do Meio Ambiente). Enquanto bacias como a da Foz do Amazonas e Potiguar já tiveram setores liberados e ofertados nos 4º e 5º Ciclos da Oferta Permanente de Concessão (OPC), grandes extensões das bacias do Pará-

Maranhão, Barreirinhas e Ceará permanecem sob análise, como apresenta a Figura 1. A ANP mantém centenas de blocos em "fase de estudo", o que significa que eles ainda não foram submetidos ou aprovados na instância ministerial conjunta para integrar o edital. Áreas em águas ultraprofundas nessas três bacias, bem como setores adjacentes a unidades de conservação ou áreas de exclusão tecnológica (acima de 3.000 metros de lâmina d'água), são as que demandam avaliação detalhada.

Dados da ANP indicam que a agência trabalha na valoração de novos setores para os próximos ciclos (2026-2027), mas a inclusão efetiva depende da atualização da Portaria Interministerial que rege as diretrizes ambientais para o setor de petróleo. As áreas sem manifestação conjunta representam volume significativo de recursos potenciais da Margem Equatorial (estimados em parte dos 30 bilhões de barris da região), permanecendo como uma reserva estratégica que aguarda o consenso político-ambiental para ir a leilão. Todos esses elementos apontam que, atendidos os requisitos ambientais da legislação brasileira, é possível iniciar uma nova etapa de atração de investimentos no setor de O&G na região.

Figura 1 – Blocos em análise para a OPC (a) Bacias de Margem Equatorial e (b) Bacia de Pelotas



Fonte: ANP

Bacia de Pelotas

A Bacia de Pelotas (346.873 km²) desponta como uma promissora fronteira exploratória de petróleo e gás. Embora ainda sem descobertas comerciais, estudos apontam similaridades com a margem conjugada africana (como a Namíbia), indicando potencial em turbiditos areníticos, com foco de exploração em águas profundas e ultraprofundas. Descobertas recentes na África, Uruguai e sul da Bacia de Santos impulsionaram o mercado, culminando na assinatura de 44 contratos exploratórios na região em 2024, evidenciando um momento estratégico e oportuno para a bacia.

O estágio atual busca conciliar o avanço exploratório com a sensibilidade socioambiental marinha e costeira. Em

debate está: (a) a sobreposição de blocos exploratórios com áreas de importância biológica e zonas pesqueiras; (b) os modelos de dispersão de possíveis vazamentos de óleo; e (c) a elaboração de uma Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) prévia.

As tendências indicam a viabilização das explorações através de adaptações aos critérios de conservação. Avalia-se a não inclusão de blocos em lâminas d'água menores que 50 metros e distâncias inferiores a 50 km da costa e, devido a esses recortes, espera-se que boa parte dos 484 blocos em análise, como mostra a Figura 1, sejam incluídos na Oferta Permanente de acordo com a legislação ambiental.

Recursos não Convencionais

O que torna os recursos não convencionais singulares são as características geológicas da rocha reservatório – como a baixa permeabilidade – e a dificuldade de movimentação do fluido na rocha.

Nessas condições, alcançar a produção economicamente viável e sustentável nos países pioneiros demandou inovações tecnológicas, sendo as principais: (a) o fraturamento hidráulico que, por meio de alta pressão, constrói fissuras na rocha aumentando a permeabilidade; e (b) a perfuração horizontal, que permite maior área de contato no reservatório.

No aspecto específico de pioneirismo e desenvolvimento tecnológico para a exploração de recursos não convencionais destacam-se empreendedores da indústria petrolífera americana, que são os responsáveis pelo que se tornou conhecido no mundo como “revolução de shale”.

No Brasil, o histórico relacionado ao tema inicia com a observação dos excepcionais resultados do uso do fraturamento hidráulico na indústria americana a partir de 2008. Em 2013, a ANP realizou a 12ª Rodada de Licitação, incluindo áreas com opção de exploração de recursos não convencionais. Contudo, manifestações de entidades contrárias influenciaram instituições como o Ministério Público e Assembleias Legislativas, resultando em moratórias e leis proibitivas.

Em 2020, o Governo Brasileiro criou o Projeto Poço Transparente, que é uma iniciativa estratégica voltada para a produção de conhecimento técnico e científico sobre a exploração de recursos não convencionais em bacias sedimentares terrestres no Brasil. Seu propósito central é conferir transparência ao processo de fraturamento hidráulico, permitindo que órgãos reguladores e a sociedade acompanhem de perto a segurança das operações e os reais impactos ambientais. Ao compartilhar dados em tempo real sobre o monitoramento de aquíferos e a

integridade dos poços, o projeto busca mitigar a assimetria de informação, demonstrando a viabilidade técnica e a segurança operacional necessárias para o desenvolvimento sustentável dessa fronteira energética.

Em 2025, o Superior Tribunal de Justiça (STJ) estabeleceu o Incidente de Assunção de Competência 21 (IAC21/STJ) sobre o tema fraturamento hidráulico. O Incidente de Assunção de Competência 21 (IAC21/STJ) é um instrumento jurídico de uniformização de jurisprudência que visa pacificar a controvérsia sobre a legalidade do fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais no Brasil. Originado a partir de ações civis públicas que questionavam a técnica devido a preocupações ambientais, este incidente transferiu o julgamento da matéria para a Primeira Seção do Superior Tribunal de Justiça, garantindo que a decisão final tenha caráter vinculante.

Os impactos nas ações judiciais são profundos, uma vez que a admissão do IAC21 suspende a tramitação de todos os processos individuais ou coletivos em território nacional que discutam o mesmo tema. Essa paralisação temporária evita decisões conflitantes entre diferentes tribunais e assegura que, após a fixação da tese pelo STJ, os magistrados de instâncias inferiores apliquem obrigatoriamente o entendimento firmado.

No final de 2025, foi realizada uma Audiência Pública no STJ com representantes governamentais e privados, que participaram como *amicus curiae*.

Em abril de 2026, a embaixada americana em Brasília, promoveu uma missão técnica para aprofundamento e capacitação nas melhores práticas técnicas e regulatórias sobre o tema de fraturamento hidráulico, na qual uma delegação de autoridades brasileira percorreu instituições públicas e privadas nos EUA, nas cidades de Washington, Tulsa e Denver.

A experiência adquirida na Missão demonstrou que a indústria petrolífera americana construiu um ecossistema que, ao mitigar riscos ambientais pela inovação tecnológica e aprimoramento regulatório, alcançou expansão extraordinária em produção, investimento, emprego e renda.

O pioneirismo e os resultados da indústria americana na exploração e produção de recursos não convencionais demonstram a oportunidade. Em 2008 o volume de produção americano era um pouco superior ao que o Brasil produz atualmente. Em 2026, a produção é de 13 milhões de barris por dia, sendo 85% do gás e 75% do óleo provenientes de recursos não convencionais.

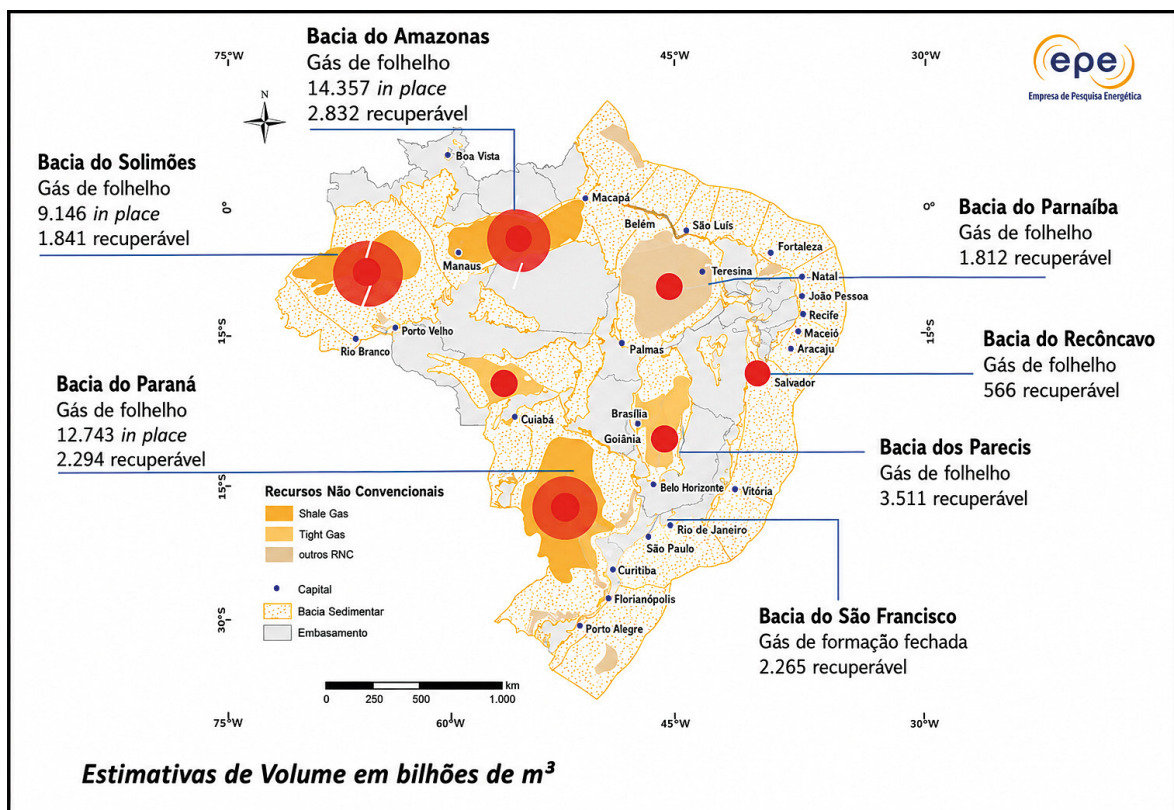
A EIA aponta que as projeções da produção de reservatórios não convencionais, que colocam os Estados Unidos no topo dos maiores produtores mundiais de

hidrocarbonetos, são diretamente impactadas pelo desconhecimento de grandes áreas de formações produtoras, como ocorre no Brasil.

A Figura 2 mostra estudo elaborado pela EPE com estimativas de potenciais volumes de recursos não convencionais no Brasil. A incerteza sobre o potencial nacional de reservatórios não convencionais não é uma exclusividade brasileira, o que demanda o avanço na execução de testes controlados, como proposto pelo projeto Poço Transparente.

Nas próximas décadas, a segurança energética brasileira dependerá da capacidade de desenvolver, simultaneamente, as novas fronteiras offshore da Margem Equatorial e da Bacia de Pelotas, ao mesmo tempo em que o país amplia a produção de conhecimento científico sobre seus recursos não convencionais, sempre sob elevados padrões ambientais e regulatórios.

Figura 2 – Estimativas de Volume em bilhões de m³



Fonte: EPE. Elaboração a partir de dados da EIA.

O que ainda podemos esperar do pré-sal?

Elaborado por PPSA

40

O pré-sal brasileiro já deixou de ser uma promessa. É hoje um pilar estratégico da economia nacional e uma referência global em exploração de petróleo em águas profundas. Ao responder por aproximadamente 82% da produção nacional, garante segurança energética, fortalece a balança comercial e posiciona o Brasil como fornecedor confiável em um mercado internacional cada vez mais suscetível a instabilidades geopolíticas. Em 2025, a produção média diária atingiu 3,7 milhões de barris — um recorde histórico, com crescimento de 12,3% em relação a 2024. A Bacia de Santos manteve a liderança, respondendo por quase 78% da produção média diária. Além de arrecadar royalties e tributos, a União conta com produção em 13 campos, sendo que cinco deles são os maiores produtores do país - Tupi, Búzios, Mero, Itapu e Jubarte. Toda a produção atribuível à União é comercializada pela PPSA, convertendo recurso geológico em receita direta para o país.

O cenário internacional atual reforça a importância estratégica do pré-sal. Conflitos geopolíticos em regiões-chave para a produção de petróleo, como o Oriente Médio, afetam diretamente o mercado global, provocando aumentos imediatos nos preços do barril e pressionando custos logísticos e setores industriais sensíveis, como transporte, alimentos e energia. O Estreito de Ormuz, responsável por cerca de 20% do fluxo mundial de petróleo, é um exemplo claro da vulnerabilidade da oferta global. Interrupções nesse corredor impactam os preços internacionais, influenciando o mercado doméstico mesmo para países produtores como o Brasil. A guerra é sempre indesejável — e seus efeitos, amplamente negativos.

Mas ela evidencia uma realidade inegável: países muito dependentes de importações estão sendo forçados a rever suas estratégias de abastecimento, buscando fornecedores confiáveis fora das zonas de instabilidade.

Nesse movimento, o Brasil ocupa uma posição que não é fruto do acaso. Além de ser percebido como um porto seguro sob o aspecto geopolítico - fruto do trabalho da nossa chancelaria e da nossa postura pacífica como nação-, há 13 anos foi tomada a decisão estratégica de instituir o regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal - modelo que assegurou à União participação direta nos resultados e maior capacidade de gestão sobre reservas de elevada relevância nacional.

Se não tivéssemos realizado, ao longo de décadas, os investimentos no pré-sal e na construção de uma indústria nacional robusta, estaríamos hoje em uma posição muito mais vulnerável. Ao contrário, construímos um regime que garante recursos para o país e uma base produtiva sólida.

O petróleo do pré-sal — leve, com baixo teor de enxofre e menor intensidade de carbono — reúne atributos cada vez mais valorizados em um mercado que combina urgência de segurança energética com pressão por transição ambiental. Esse reposicionamento já se traduz em interesse concreto. Países da Ásia, fortemente dependentes do petróleo do Oriente Médio, buscam alternativas para mitigar riscos geopolíticos. Economias altamente industrializadas passam a enxergar o Brasil não como opção secundária, mas como polo estável de investimento e abastecimento. E o ambiente institucional brasileiro — marcado pelo respeito a contratos, previsibilidade regulatória

e estabilidade jurídica — reforça essa percepção. A presença das maiores empresas petrolíferas do mundo no país e o crescente interesse nas rodadas de licitação são o termômetro mais preciso dessa confiança.

Do ponto de vista da produção, ainda estamos em fase de expansão. Nossos estudos mostram que, a partir de 2028, os contratos de partilha deverão produzir cerca de dois milhões de barris por dia — mais de 40% da produção nacional. O pico de produção da União, nos contratos vigentes, está projetado para 2033: 506 mil barris de petróleo por dia e 3,8 milhões de metros cúbicos diários de gás natural até 2034. Em dez anos, teremos ofertado ao mercado cerca de 1,4 bilhão de barris de óleo e 9 bilhões de metros cúbicos de gás nesse regime fiscal.

Após 2033, considerando os contratos com declaração de comercialidade na atualidade, em regime de partilha, o consenso técnico aponta para o início de um declínio gradual da produção, decorrente da maturação dos grandes campos atualmente em operação.

Importante ressaltar que o pré-sal ainda apresenta oportunidades significativas em áreas já conhecidas. Uma de suas características mais relevantes é justamente o fato de que grande parte do potencial se encontra dentro de campos já descobertos, a partir do contínuo aprimoramento do conhecimento geológico e tecnológico. Revisões de modelos geológicos, avanços na recuperação de reservatórios carbonáticos, a instalação de projetos de desenvolvimento complementares, progresso tecnológico e a reavaliação de volumes originalmente classificados como contingentes têm permitido ampliar reservas e prolongar a vida útil desses ativos.

Em paralelo aos investimentos em projeto de desenvolvimento complementares, observa-se a ampliação da oferta exploratória. Ainda este ano, na próxima rodada da Oferta Permanente de Partilha, 23 áreas serão ofertadas, com expectativa de forte

interesse do mercado. Adicionalmente, conduzimos, na PPSA, estudos de avaliação técnica no polígono do pré-sal, com foco na identificação do potencial remanescente e na estruturação de novas oportunidades. Recentemente, nomeamos mais duas áreas na Bacia de Santos — Rutilo e Feldspato —, reforçando nosso papel na geração de conhecimento e na busca pela ampliação da fronteira exploratória. O objetivo estratégico é assegurar a continuidade da exploração no país, oferecendo novas oportunidades ao mercado e atraindo investimentos para projetos economicamente viáveis.

Outro vetor relevante é a monetização e a redistribuição de áreas não contratadas em jazidas compartilhadas, mecanismo que permite capturar valor adicional de estruturas já parcialmente desenvolvidas. O primeiro leilão dessas áreas, realizado pela PPSA em dezembro de 2025, demonstrou o potencial dessa iniciativa ao viabilizar a incorporação ao mercado de parcelas adjacentes a campos como Mero e Atapu, anteriormente pertencentes à União.

Esse conjunto de iniciativas reforça que o pré-sal ainda possui uma trajetória relevante de crescimento de produção e de geração de valor nos próximos anos. Claro que, como toda província petrolífera madura, é necessário olhar para além do ciclo de expansão e considerar sua evolução no longo prazo.

A manutenção de níveis elevados da produção nacional dependerá, nesse contexto, de uma agenda estruturada que inclua a abertura de novas fronteiras exploratórias, a extensão da vida útil dos grandes campos do pré-sal, investimentos em projetos de desenvolvimento complementares, desenvolvimento de novas tecnologias para produção em jazidas com elevados teores de CO₂, desenvolvimento de áreas marginais e investimentos contínuos em eficiência operacional e tecnologias de recuperação avançada.

Tecnologias para o futuro do offshore

Por Siemens Energy

Na indústria de petróleo e gás, o setor offshore é o dominante no Brasil, representando 97% da produção de petróleo e 87% da produção de gás natural nacional. Com mais de 150 plataformas, o país é líder em águas profundas e ultra profundas, impulsionado pelo pré-sal.

Nessas operações são utilizadas estruturas muito específicas, como é o caso das unidades flutuantes, capazes de operar em águas profundas. Trata-se de um setor intensivo em tecnologia, que demanda soluções avançadas em engenharia, logística e segurança para viabilizar a extração contínua de recursos energéticos estratégicos. Esse legado técnico, desenvolvido e aprimorado ao longo de décadas, permanece essencial e inquestionável, ainda que siga em constante evolução.

É o caso do enfrentamento de novos desafios estruturais, como o de reduzir emissões, aumentar a eficiência, operar com mais inteligência e integrar os ativos offshore a um sistema energético cada vez mais complexo e interconectado. Nesse contexto, o futuro do offshore não se caracteriza por uma ruptura abrupta com tecnologias existentes, mas pela evolução coordenada de soluções já comprovadas, agora combinadas com novos conceitos de eletrificação, digitalização e descarbonização. É essa convergência técnica, energética e operacional que passa a redefinir o desenho dos empreendimentos modernos realizados em alto-mar.

Nesse contexto, as turbinas a gás ainda exercem um papel estratégico nas operações offshore, ao oferecerem alta confiabilidade, autonomia operacional e rápida capacidade de resposta, atributos

essenciais em campos remotos ou em ambientes onde a conexão elétrica não é viável. Em diversos cenários, essas soluções seguem sendo tecnicamente robustas e economicamente competitivas, especialmente quando integradas a configurações de ciclo combinado offshore, que ampliam a eficiência energética e reduzem o consumo de combustível.

Um exemplo emblemático é o FPSO BW Opal, pertencente à BW Offshore. Localizado no campo de gás Barossa, na Austrália, é considerada a maior usina de geração de energia offshore do mundo. A plataforma foi concebida para garantir o suprimento contínuo de energia à planta existente de gás natural liquefeito (GNL) em Darwin, no norte do país, combinando alta eficiência operacional com uma menor pegada de carbono. Por meio da solução em ciclo combinado que fornecemos, foi possível maximizar a eficiência no uso do combustível, apoiando de forma concreta os objetivos de descarbonização da BW Offshore e viabilizando a produção de gás a custos mais competitivos.

Já a eletrificação de instalações offshore a partir da costa, o chamado *power from shore*, representa justamente uma evolução relevante na forma como a energia é produzida, distribuída e gerenciada em campos marítimos. Mais do que uma simples mudança de fonte de energia, trata-se de um reposicionamento do modelo offshore dentro do sistema energético, conectando plataformas a redes elétricas continentais cada vez mais diversificadas e resilientes.

O *power from shore* vem para ampliar esse leque, adicionando novas possibilidades

de configuração energética sem desqualificar as soluções já consolidadas. Com uma abordagem híbrida, plataformas deixam de ser sistemas energéticos isolados e passam a operar como extensões inteligentes da rede onshore, ou seja, em terra firme, combinando geração local, fornecimento externo, redundância operacional e sistemas avançados de controle.

Outra experiência muito relevante e replicável no Brasil ocorreu no Mar do Norte, no desenvolvimento do campo **Yggdrasil**, na Noruega, onde a Siemens Energy forneceu os sistemas elétricos, de instrumentação, controle e telecomunicações para as

plataformas Hugin A e Hugin B. Nesse caso, a eletrificação a partir da costa foi integrada desde as fases iniciais de concepção do projeto. O modelo permitiu reduzir a intensidade de emissões associadas à operação e, ao mesmo tempo, simplificar a arquitetura energética e operacional das instalações offshore, sem comprometer a confiabilidade ou a disponibilidade. Esses projetos mostram que o *power from shore* não substitui o offshore tradicional, mas o reposiciona em um contexto energético mais amplo, no qual flexibilidade e integração passam a ser ativos estratégicos.

Operação remota: quando a distância deixa de ser uma limitação

Em paralelo à eletrificação, a digitalização vem transformando a forma como ativos offshore são projetados, operados e mantidos. Sistemas integrados de automação, instrumentação, telecomunicações e controle permitem que plataformas cada vez mais complexas sejam monitoradas e operadas a partir de centros onshore, com elevados níveis de segurança e continuidade operacional.

No projeto Yggdrasil, todas as plataformas, incluindo unidades de processo e instalações não tripuladas, foram concebidas para operação remota desde o primeiro dia, apoiadas por altos níveis de automação e integração digital. Esse modelo reduz significativamente a exposição humana em ambientes hostis, ao mesmo tempo em que amplia a capacidade de análise, diagnóstico avançado e tomada de decisão baseada em dados em tempo real. Mais do que uma solução tecnológica, a operação remota representa uma mudança conceitual na presença offshore, deslocando conhecimento,

especialização e inteligência operacional para ambientes onshore mais acessíveis, conectados e colaborativos.

Enquanto a eletrificação avança, cresce também a atenção sobre o calor de processo, elemento essencial em inúmeras operações em alto-mar. Tradicionalmente associado à combustão, o fornecimento de calor passa agora a explorar alternativas elétricas de alta eficiência, integradas aos sistemas de potência e controle existentes.

Soluções de eletrificação do calor, combinadas a equipamentos rotativos avançados, acionamentos elétricos e sistemas inteligentes de gestão energética, permitem reduzir perdas, aumentar a precisão operacional e preparar instalações para uma futura integração com fontes de energia de menor intensidade de carbono. Essa evolução segue a lógica histórica do offshore: progressiva, rigorosamente testada e orientada à confiabilidade de longo prazo.

Captura de carbono: conectando o offshore às cadeias futuras de CO₂

Mesmo com níveis avançados de eletrificação e eficiência, as emissões residuais permanecem em diversos cenários operacionais. Nesse contexto, tecnologias de captura, compressão e gestão de CO₂ surgem como elementos complementares de um offshore mais sustentável, eficiente e integrado às cadeias futuras de carbono.

A incorporação de sistemas de captura associados a turbo máquinas, compressores e infraestrutura elétrica adequada cria as bases para futuros hubs offshore de carbono mais baixo, conectados a sistemas de utilização e armazenamento de CO₂. Mais do que uma solução isolada, a captura de carbono amplia o papel do offshore dentro da transição energética global, conectando produção, energia e indústria de forma sistêmica.

Projetos como Yggdrasil demonstram que o futuro do offshore não é definido por uma única tecnologia, mas pela capacidade de integrar soluções energéticas, digitais e industriais de maneira consistente e equilibrada. Embora ainda pouco difundidos no mercado sul-americano, esses conceitos

dialogam diretamente com os desafios do Atlântico Sul: escala, confiabilidade, competitividade e eficiência ambiental. Ao combinar experiência operacional, engenharia elétrica, automação avançada e visão sistêmica de energia, a indústria offshore constrói um novo capítulo, capaz de manter o offshore relevante, eficiente e preparado para as próximas décadas.

Neste contexto, a Siemens Energy atua globalmente na integração de tecnologias ao longo de toda a cadeia de valor do offshore com alto conteúdo local, combinando geração, eletrificação, automação, digitalização e soluções voltadas à descarbonização, como é o caso de turbinas a gás com capacidade de queima de etanol e hidrogênio. Com experiência em projetos complexos e presença em diferentes mercados, a companhia contribui para a evolução técnica do setor, apoiando operadores e parceiros na construção de sistemas onshore e offshore mais eficientes, resilientes e preparados para os maiores desafios energéticos.

Como podemos evoluir para a melhoria do ambiente de negócios de pequenos e médios produtores?

Elaborado por ABPIP

O fortalecimento do ambiente de negócios para pequenos e médios produtores de petróleo e gás no Brasil é um passo essencial para ampliar a competitividade do setor, fomentar investimentos e impulsionar o desenvolvimento regional. Nesse contexto, a atuação coordenada entre agentes públicos, reguladores e entidades representativas tem papel determinante para reduzir barreiras e criar condições mais equitativas de mercado.

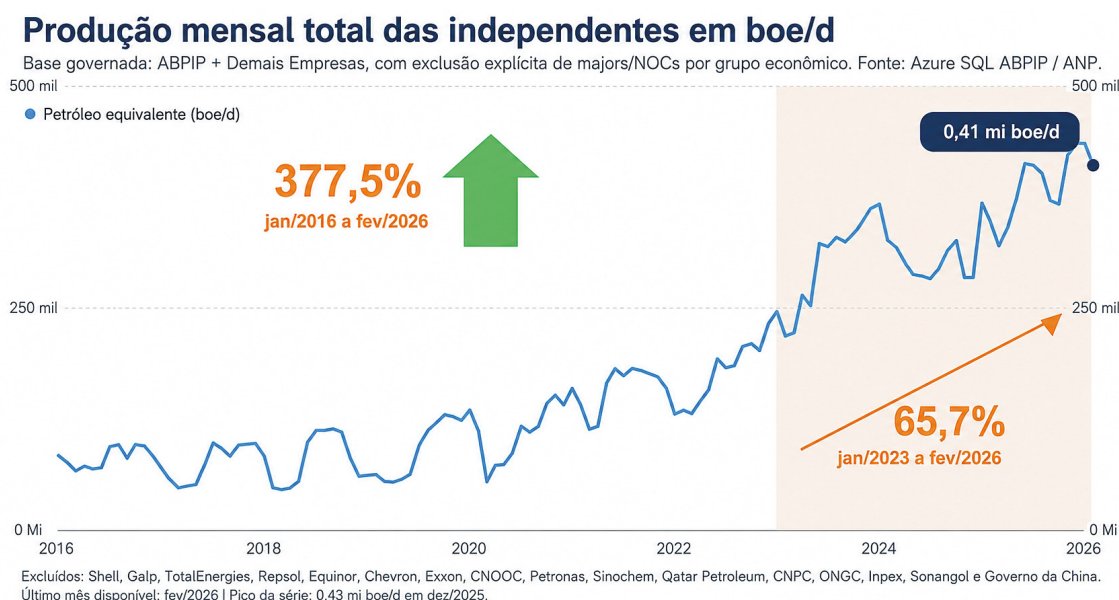
Nos últimos 10 anos foram observados avanços relevantes quanto a produção de petróleo e gás, como ilustra o gráfico 6, especialmente em campos maduros e

marginais, onde os produtores independentes têm demonstrado elevada capacidade de geração de valor. E para que essa indústria continue crescente é necessário um ambiente regulatório adequado, promovendo a diversidade de empresas independentes.

Entretanto, persistem desafios estruturais que impactam diretamente a sustentabilidade e expansão dessas empresas. Entre eles, destacam-se a complexidade regulatória, a elevada carga tributária, o acesso limitado a financiamento e a necessidade de maior previsibilidade nas políticas públicas.

45

Gráfico 6 – Produção de óleo e gás dos campos operados por empresas independentes: Produção mensal total das independentes em boe/d



Fonte: Elaboração ABPIP com base em dados do Painel Dinâmico da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Simplificação regulatória e segurança jurídica

A evolução do ambiente de negócios passa, necessariamente, pela simplificação dos processos regulatórios. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) tem avançado com iniciativas de modernização normativa, mas ainda há espaço para aprimorar a previsibilidade e reduzir custos administrativos. Procedimentos mais ágeis para aprovação de planos de desenvolvimento, cessão de direitos e licenciamento são fundamentais para aumentar a eficiência operacional.

Além disso, a estabilidade regulatória é essencial para atrair investimentos de longo prazo e as empresas enquadradas como pequenas e médias produtoras operam com

margens mais sensíveis a mudanças abruptas, o que torna a segurança jurídica um fator crítico para sua permanência no mercado.

Uma questão prática é a publicação da Lei nº14.134/21, mais conhecida como Nova Lei do Gás, e seu Decreto Regulamentador (Decreto nº 10.712/21), que determina a ANP, como órgão regulador do setor de gás natural, uma série de definições infralegais para o desenvolvimento do setor. Em virtude da complexidade do tema, entende-se que a postergação da agenda regulatória traz incertezas, riscos e pretere o crescimento desse energético tão importante para o Brasil e para o mundo.

Acesso a financiamento e instrumentos de crédito

46

Outro ponto central é a ampliação do acesso a capital. Diferentemente das grandes operadoras, produtores independentes enfrentam maiores dificuldades para obter financiamento competitivo. Nesse sentido, políticas públicas articuladas com o sistema financeiro, com apoio do MDIC e do MME, podem estimular a criação de linhas específicas de crédito, garantias e mecanismos de mitigação de risco.

A participação de bancos de desenvolvimento e a estruturação de fundos voltados ao setor podem contribuir significativamente para viabilizar projetos, especialmente em ativos terrestres e de menor escala.

Além do acesso a financiamento, existem também os desafios no âmbito dos custos estimados das garantias financeiras de descomissionamento declarados no Programa Anual de Trabalho (PAT), cujos valores estabelecidos pela ANP têm sido significativamente superiores às estimativas apresentadas pelas operadoras, sem que ainda haja uma transparência totalmente adequada quanto aos critérios utilizados, o que tem gerado insegurança jurídica e um ônus excessivo para as empresas.

Infraestrutura e acesso a mercados

A infraestrutura de escoamento e processamento ainda representa um gargalo relevante. A ampliação do acesso a dutos, terminais e unidades de processamento em condições não discriminatórias é essencial para garantir competitividade. Iniciativas voltadas à abertura do mercado de gás natural, apoiadas pelo MME e MDIC, são exemplos positivos, mas sua implementação plena ainda demanda avanços. Observa-se que a divisão de competências entre os estados no mercado de gás natural garante às unidades federativas direito de exclusividade sobre a atividade de distribuição de gás natural canalizado, enquanto todos os demais aspectos ficam sob a égide da União.

Entretanto, o que se verifica atualmente é a contínua disposição de alguns estados em

avançar sob competências da União, gerando imbróglis jurídicos e incertezas que podem inibir decisões de investimento por parte de agentes econômicos.

Nesse contexto, para quantificar, de forma objetiva, as melhores práticas em cada estado e seus pontos de melhoria, foi desenvolvido em 2023 o Ranking do Mercado Livre de Gás (RELIVRE) que compreende 04 itens regulatórios, sendo estes: 1) facilidade de migração; 2) isonomia entre consumidores cativos e livres; 3) comercialização; e 4) desverticalização da cadeia de gás natural.

Sendo assim, a promoção de hubs regionais e soluções compartilhadas pode reduzir custos operacionais e aumentar a eficiência logística dos pequenos e médios produtores.

Incentivo à inovação e à eficiência operacional

A adoção de novas tecnologias é um diferencial competitivo importante. Programas de incentivo à inovação, parcerias com universidades e centros de pesquisa, e o fortalecimento de políticas industriais podem elevar a produtividade e reduzir custos. A exemplo de parcerias das operadoras independentes com às instituições educacionais, como a Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA) que coordena para estudos associados a diferentes culturas, a partir da irrigação com água produzida pela estação de tratamento.

Um ponto de relevância é a segurança energética gerada pela maximização do fator de recuperação dos campos maduros por métodos de recuperação avançada de petróleo, em inglês Enhanced Oil Recovery (EOR). Com foco estratégico em prolongar a vida útil do reservatório as operadoras utilizam a injeção de CO₂ para recuperação

do óleo residual, avançam em pesquisas com projetos pilotos de injeção de nitrogênio na Fazenda Belém/CE, além da geração e injeção de vapor, tratamento e reinjeção de água produzida em alguns ativos da Bacia Potiguar/RN. Portanto, nos campos maduros brasileiros, as independentes já não atuam apenas na preservação da produção. Há evidências concretas de avanço em recuperação secundária e em projetos seletivos de aumento de recuperação, com destaque para injeção de água, soluções térmicas e pilotos específicos em ativos terrestres. O movimento ainda é concentrado, mas é real e tecnicamente relevante.

Além disso, pode-se considerar a maximização da vida útil de plataformas offshore por meio de soluções de tie-back, atualmente essa tecnologia é utilizada em diversos países, como Estados Unidos, Reino Unido e Noruega.

Integração da cadeia de fornecedores

O fortalecimento da cadeia de suprimentos é outro elemento essencial. Promover a integração de uma rede eficiente de fornecedores locais, que também enfrentam desafios semelhantes à das pequenas e médias empresas independentes de petróleo e gás. A promoção de iniciativas que estimulem a capacitação e competitividade desses fornecedores contribui para o desenvolvimento sustentável do setor como um todo.

Nesse aspecto, o papel de entidades representativas como a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP) e a Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan) é fundamental para articular demandas, promover boas práticas e fomentar o diálogo entre os diversos agentes da indústria.

Conclusão

A melhoria do ambiente de negócios para pequenos e médios produtores no Brasil exige uma abordagem sistêmica e colaborativa. A continuidade das reformas regulatórias, o fortalecimento do acesso a financiamento, o desenvolvimento de infraestrutura e o incentivo à inovação são pilares fundamentais para consolidar um setor mais competitivo e sustentável.

Ao alinhar esforços entre governo, reguladores e setor privado, o Brasil tem a oportunidade de potencializar o papel dos produtores independentes na revitalização de ativos, na geração de empregos e no desenvolvimento regional, contribuindo de forma significativa para a segurança energética e o crescimento econômico do país.

Capacitação para o mercado de Petróleo e Gás

O SENAI oferece 55 cursos técnicos alinhados às demandas da cadeia de O&G



Áreas de Formação

Eletroeletrônica

Soldagem

Mecânica

Refrigeração

Automação
Mecatrônica

Química

Logística

Petróleo e Gás

Alguns dos principais cursos oferecidos

Operador de
Processos Químicos

Mecânico de Manutenção
e Instalação de Sistemas
de Climatização

Técnico em
Eletrotécnica

Técnico em
Eletromecânica

Técnico em
Química

Técnico em Refrigeração
e Climatização

Eletricista
Industrial Naval

Técnico em
Manutenção de
Máquinas Industriais

Técnico em
Soldagem

Treinamento em ROV -
Veículo Operado
Remotamente

Técnico em
Logística

Técnico em
Automação Industrial

Inspetor de
Soldagem N1

Técnico em
Petroquímica

Técnicas de Içamento e
Movimentação de
Cargas

Instrumentista
Industrial

Consulte a lista completa de cursos no site do FIRJAN SENAI:



A nova Lei Geral do Licenciamento Ambiental e expansão da atuação do IBAMA

Elaborado por Veirano Advogados

Após mais de duas décadas de debates legislativos, o Brasil passou a contar, em fevereiro de 2026, com uma Lei Geral do Licenciamento Ambiental (LGLA), Lei nº 15.190, de 8 de agosto de 2025. Com a entrada em vigor — após *vacatio legis* de 180 dias —, a lei inaugura um novo capítulo na governança ambiental brasileira, consolidando o aprendizado de décadas do licenciamento ambiental, com algumas inovações e controvérsias, além de desafios práticos para o Ibama.

O licenciamento ambiental é, na prática, o principal instrumento da Política Nacional do Meio Ambiente (Lei nº 6.938/1981). Após anos de um sistema organizado, praticamente, por resoluções do Conama e legislações estaduais, a LGLA busca atender o desejo de se ter uma norma geral que padronize, dentro do possível, o licenciamento ambiental no território nacional.

O objetivo é trazer organização a um sistema normativo disperso e heterogêneo por meio da sistematização de licenças, padronização de linguagem e procedimentos em âmbito nacional. Entre as diretrizes centrais da lei, destacam-se a celeridade e economia processual, a prevenção do dano ambiental, o desenvolvimento sustentável e a participação pública (art. 1º, § 2º).

A lei prevê sete tipos de licença ambiental e três modalidades procedimentais principais. O licenciamento trifásico — sequência clássica de Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI) e Licença de Operação (LO) — permanece como regra para empreendimentos de maior impacto, no que se amolda ao dever de proporcionalidade,

expressamente reforçado pela Constituição, na defesa do meio ambiente, que exige “tratamento diferenciado conforme o impacto ambiental dos produtos e serviços e de seus processos de elaboração e prestação” (art. 170, VI). Paralelamente, com base em práticas de licenciamentos conduzidos pelos estados, foram adotadas modalidades simplificadas: o procedimento bifásico, que aglutina duas licenças em uma (LP/LI ou LI/LO), e o procedimento em fase única, que concentra a avaliação da viabilidade ambiental e a autorização de instalação e operação em uma única etapa, com a emissão da Licença Ambiental Única (LAU).

No caso do Ibama, que, conforme a divisão de competências estabelecida na Lei Complementar nº 140/2011, licencia majoritariamente projetos de impacto ambiental federal, a regra é a utilização do licenciamento trifásico. Assim, um primeiro desafio e oportunidade para o Ibama será a adoção e normatização de procedimentos bifásicos. A chave do sucesso dessas modelagens está na previsibilidade de impactos de determinada atividade para a emissão conjunta de LI/LO.

Entre as inovações mais polêmicas que podem afetar o Ibama está a Licença Ambiental Especial (LAE). A LAE destina-se a projetos considerados estratégicos pelo governo federal, definidos por decreto presidencial com base em proposta bianual do Conselho de Governo, e prevê a conclusão do licenciamento em até doze meses. O Ibama poderá ser demandado a emitir muitas LAEs, de modo que é necessária normatização sobre essa modalidade de licença, a fim de trazer segurança jurídica.

Trata-se de licença vista com ceticismo por permitir que empreendimentos “estratégicos”, definidos politicamente e sem critérios técnicos claros, sejam licenciados em rito especial. A chave será assegurar que a conveniência política não se sobreponha à necessidade de análise técnica adequada, logo, proporcional, conforme exige expressamente a nossa Constituição (art. 170, VI).

A lei reforça que a exigência do Estudo de Impacto Ambiental e do Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) destina-se a atividades potencialmente causadoras de significativa degradação ambiental, permitindo sua substituição por estudos mais simplificados quando a autoridade licenciadora assim considerar. Na seara dos estudos ambientais, a LGLA traz algumas inovações visando ganhos de eficiência: (i) a possibilidade de estudo ambiental para o conjunto de atividades localizadas na mesma área de estudo – com emissão de Licença Prévia única -, desde que identificado um responsável legal; e (ii) o aproveitamento de diagnósticos e dados ambientais já produzidos em estudos anteriores, quando um novo empreendimento for implantado na mesma área de estudo de outro já licenciado.

A LGLA estabelece a possibilidade de recurso contra condicionantes no prazo de 30 dias, inclusive com possibilidade de efeito suspensivo, enfatizando a dialética do procedimento e a dinamicidade do licenciamento ambiental. Há também a possibilidade de revisão de condicionantes e controle ambiental, a pedido do empreendedor ou de ofício pelo Ibama.

Para o Ibama, a LGLA passa a valer concomitantemente com a ampliação de suas funções institucionais. Por meio da Portaria Ibama nº 25, de 26 de fevereiro de 2026, o Instituto passou a integrar oficialmente o grupo de Instituições Científicas, Tecnológicas e de Inovação (ICTs), o que possibilita sua atuação em pesquisa científica e tecnológica, desenvolvimento de produtos, serviços e processos inovadores. Como ICT, o Ibama

pode firmar parcerias com universidades, empresas, organismos internacionais e comunidades tradicionais, além de acessar novas fontes de financiamento para pesquisa.

Nesse contexto, a LGLA reforça a centralidade da avaliação de impactos ambientais baseada em critérios técnicos e promove o fortalecimento institucional (art. 2º, I e IV). Como ICT, o Ibama pode desenvolver metodologias de avaliação de impacto, modelagens e indicadores ambientais, produzir bases de dados ambientais qualificadas, e avaliar resultados ambientais do licenciamento, algo historicamente frágil. Abre-se uma oportunidade estratégica de colaboração com players do setor. Essa colaboração, contudo, deve preservar a independência funcional do Ibama no âmbito do licenciamento ambiental, assegurando que as atividades de PD&I permaneçam distintas das funções de controle e fiscalização.

Assim, o Ibama se encontra diante de um desafio duplo frente à LGLA: adaptar seus procedimentos internos às novidades do licenciamento e, ao mesmo tempo, compatibilizar sua função de controle e prevenção ambiental diante da ampliação de sua função institucional como ICT.

Durante o período de acomodação da LGLA e das normativas dos órgãos licenciadores, uma das diretrizes que devem nortear eventuais dúvidas ou controvérsias é o fortalecimento dos instrumentos de mediação e conciliação, a fim de garantir segurança jurídica e evitar a judicialização de conflitos (art. 2º, IV).

A LGLA é alvo de três Ações Diretas de Inconstitucionalidade (nº 7913, 7916 e 7919) e uma Ação Direta de Constitucionalidade (nº 102) perante o Supremo Tribunal Federal. O desenlace das ações no STF e a qualidade da regulamentação infralegal serão determinantes para definir se a lei representará, de fato, a desejada modernização do sistema de licenciamento ambiental.



CAPÍTULO 3

Abastecimento

O Complexo de Energias Boaventura e o novo paradigma do refino no Estado do Rio de Janeiro

Elaborado por Petrobras

No Plano Estratégico 2026–2030, a Petrobras prevê aportes da ordem de US\$ 20 bilhões no segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC), Petroquímica e Fertilizantes. O objetivo é otimizar a cadeia produtiva e maximizar o valor dos ativos, incluindo estudos para produção de produtos de baixo carbono. Desse montante, US\$ 3,2 bilhões são dedicados exclusivamente ao Complexo de Energias Boaventura, inserindo-se em um escopo financeiro ainda mais amplo de US\$ 13 bilhões voltados à transição energética global da companhia (englobando bioprodutos, descarbonização e PD&I).

No Estado do Rio de Janeiro, o Complexo consolida-se como um dos principais vetores dessa transformação. Destaca-se a plena operação das duas UPGNs, que agregaram 21 milhões de m³/d à capacidade de processamento da Petrobras. Essa infraestrutura já representa um aumento substancial na oferta de gás natural processado e GLP, fortalecendo a segurança energética e a malha de abastecimento da região Sudeste.

No âmbito do refino, o projeto avança com a implantação de um parque de alta complexidade, composto por unidades de hidrotreatamento de diesel (HDT), hidrocrackeamento catalítico (HCC) e hidroisomerização (HIDW) para a produção de lubrificantes de Grupo II. Integradas de forma sinérgica às correntes intermediárias da REDUC, essas unidades tiveram suas obras iniciadas em 2025. O comissionamento e a partida escalonada estão previstos para o período entre 2028 e o início de 2029,

completando o escopo com termelétricas, central de utilidades e tancagem.

Alinhado à premissa de uma transição energética justa e à redução das emissões de gases de efeito estufa, o Boaventura abriga estudos para projetos de geração de energia elétrica e produção de combustíveis renováveis. O PE 2026–2030 contempla a construção de uma Usina Fotovoltaica (com capacidade de 14 MW nominal e pico de 17 MW), com operação prevista para 2027, além de estudos para construção de uma planta dedicada de biorrefino para a produção de diesel renovável (HVO) e querosene de aviação sustentável (SAF) a partir de matérias-primas renováveis. Em paralelo, avançam os estudos para o polo de captura de carbono (CCUS), visando reaproveitar o CO₂ gerado para elevar a recuperação de petróleo na Bacia de Campos, uma iniciativa importante rumo ao net zero de emissões.

O impacto socioeconômico do Complexo é relevante. A retomada das obras está mobilizando o mercado de todas as cidades do entorno do Boaventura, com estimativa de gerar mais de 10.000 empregos diretos no pico da obra. Essa curva de demanda exige e promove intensa qualificação profissional nas áreas de caldeiraria, soldagem, instrumentação e elétrica, além de impulsionar a infraestrutura de suporte local para as empresas de EPC.

Associado a este desenvolvimento, a gestão hídrica do empreendimento rompe paradigmas operacionais: 100% da demanda de água industrial é atendida por água

de reuso. Viabilizada por um contrato pioneiro com a Águas do Rio e obras iniciadas em dezembro de 2025, a nova adutora amplia a captação e o tratamento de esgoto de São Gonçalo. Trata-se de um investimento estruturante que aumenta a disponibilidade de saneamento básico para a população e contribui de forma decisiva para a despoluição da Baía de Guanabara.

O Programa Autonomia e Renda Petrobras, com a parceria dos Institutos Federais e do Senai, representa uma oportunidade significativa para pessoas que buscam uma formação profissional. Além de contribuir para a valorização e desenvolvimento de pessoas que residem nas áreas de abrangência das operações da Petrobras, o Programa promove a inclusão social, especialmente de grupos em vulnerabilidade socioeconômica. A grande novidade é a

chegada do Eixo Tecnologia, que vai preparar jovens para as profissões que estão moldando o presente e o futuro.

Na área socioambiental, a Petrobras apoia mais de 20 projetos, sociais e ambientais, que desenvolvem suas atividades na região de abrangência do Complexo de Energias Boaventura, entre outras localidades. As iniciativas ambientais têm foco na conservação marinha e costeira, na restauração florestal, no monitoramento da biodiversidade e na educação ambiental. Já os projetos sociais promovem ações educacionais, culturais e esportivas, fortalecendo a rede de proteção social de crianças e adolescentes e qualificando profissionalmente jovens e adultos em situação de vulnerabilidade econômica. Estes projetos beneficiam mais de 10 mil pessoas.

Conclusão

A consolidação do Complexo de Energias Boaventura elevou a oferta nacional de gás natural e, futuramente, garantirá o aumento da produção de combustíveis estratégicos e óleos lubrificantes de alta performance. O projeto engloba estudos para produção de combustíveis renováveis, com fomento ao desenvolvimento de novas cadeias produtivas ligadas ao agronegócio (óleos vegetais e gorduras animais).

Para o Estado do Rio de Janeiro, o Boaventura traduz-se em aumento de arrecadação tributária, atração de capital, qualificação populacional e liderança tecnológica. Ao integrar gás natural, refino fóssil, biocombustíveis e energia limpa em um mesmo ecossistema, o projeto se posiciona não apenas como uma expansão industrial, mas como o marco zero do refino do futuro no Brasil.

Programa Autonomia e Renda Petrobras



QUALIFICAÇÃO QUE TRANSFORMA

Iniciativa voltada à qualificação profissional que conecta formação técnica às demandas reais da indústria, promovendo inclusão produtiva e geração de oportunidades. Realizado em parceria com o SENAI, o programa atua em diferentes regiões do país, preparando profissionais para o mercado de trabalho e contribuindo diretamente para o desenvolvimento econômico e social das comunidades onde está presente.



ES, MG, PE, PR,
RJ, RS e SP
Cobertura nacional
com impacto local

20 MIL



VAGAS
em cursos técnicos e
profissionalizantes



MAIS
OPORTUNIDADES

De inserção no
mercado de trabalho
Gerando renda e
transformando vidas

IMPACTO QUE GERA TRANSFORMAÇÃO



INSERÇÃO NO MERCADO DE TRABALHO
Mais oportunidades para alunos e comunidades



GERAÇÃO DE RENDA
Qualificação que impulsiona renda e autonomia



INCLUSÃO
Formação acessível que transforma realidades



FORTELECIMENTO DA INDÚSTRIA LOCAL
Profissionais qualificados para demandas reais

JORNADA DO ALUNO



AULA INAUGURAL
Boas vindas e início da jornada



FORMAÇÃO TÉCNICA
Aprendizado teórico e prático alinhado à indústria



CERTIFICAÇÃO
Conclusão e certificação pelo Senai



MERCADO DE TRABALHO
Conexões com empresas e oportunidades reais

NÚMEROS DO PROGRAMA



3 EDITAIS
EM EXECUÇÃO



+40 CURSOS
OFERTADOS



PRESENÇA EM
46 MUNICÍPIOS



ATUAÇÃO EM
POLOS ESTRATÉGICOS
DE ENERGIA



ALTA ADEÇÃO
DAS TURMAS E
ENGAJAMENTO

FORMAÇÃO PARA O SETOR DE ENERGIA



MECÂNICA INDUSTRIAL
Manutenção e operação de máquinas e equipamentos industriais



ELETROTÉCNICA
Instalações elétricas, comandos e automação industrial



MOVIMENTAÇÃO DE CARGAS
Operação segura de equipamentos e logística industrial



SEGURANÇA DO TRABALHO
Promoção de ambientes seguros e práticas de prevenção



CALDEIRARIA E SOLDA
Processos e técnicas voltadas à indústria

EMPREGABILIDADE NO CENTRO



FEIRAS E EVENTOS
Aproximação com empresas e geração de networking



ORIENTAÇÃO DE CARREIRA
Preparação para o mercado e desenvolvimento de carreira



ACESSO A OPORTUNIDADES
Conexão direta com vagas e processos seletivos



CAPÍTULO 4

Reflexos Socioeconômicos

Conexões industriais como ferramenta para novos negócios

Elaborado por ONIP

Em um setor marcado por projetos de grande escala e alta especialização, a formação de conexões industriais torna-se elemento decisivo para a competitividade da cadeia produtiva de óleo e gás. Projetos offshore mais desafiadores, demandas por redução de custos, metas de descarbonização e a ampliação de atividades como o descomissionamento vêm exigindo uma reorganização das formas tradicionais de contratação e execução. Nesse contexto, a competitividade deixa de ser resultado apenas da capacidade individual das empresas e passa a depender, cada vez mais, da combinação eficiente de competências ao longo do encadernamento produtivo.

A indústria de petróleo e gás é, por natureza, intensiva em integração. Da exploração ao descomissionamento, os projetos envolvem operadoras, empresas de engenharia, fabricantes de equipamentos, prestadores de serviços especializados e uma ampla rede de fornecedores. A coordenação entre esses atores é determinante para ganhos de produtividade, redução de riscos e inovação. Nesse ambiente, observa-se uma transformação estrutural: modelos isolados dão lugar a parcerias entre empresas, e a colaboração passa a ocupar papel central na viabilização de projetos, com impactos diretos em eficiência, custos e competitividade.

Essa tendência se materializa, em diversos mercados, na adoção dos chamados contratos de aliança (*Alliance Contracting*). Consolidado em países como Noruega e Reino Unido, esse modelo baseia-se na integração entre operadoras e fornecedores estratégicos, com

compartilhamento de riscos e incentivos alinhados ao desempenho do projeto. Experiências conduzidas por empresas como a Equinor e iniciativas documentadas pela *Offshore Energies UK* indicam ganhos de eficiência, redução de custos e maior previsibilidade na execução de campanhas offshore, inclusive em atividades de descomissionamento. Ao reunir competências, experiências e recursos, esses arranjos aceleram o desenvolvimento e a aplicação de soluções tecnológicas, de ferramentas digitais a novas técnicas operacionais, com efeitos diretos na execução dos projetos.

A difusão desses modelos reforça a relevância das conexões industriais como instrumento de competitividade. A integração entre empresas com competências distintas viabiliza soluções mais completas, amplia a escala, reduz riscos e fortalece a inserção da indústria nacional em projetos de maior porte.

No Brasil, iniciativas de integração da cadeia produtiva já demonstram esse potencial. Projetos offshore conduzidos pela Petrobras mobilizam redes de fornecedores nacionais em parceria com integradores internacionais, enquanto campanhas de descomissionamento têm aproximado empresas de engenharia, portos e recicladores industriais, com destaque para estruturas como o Porto do Açu. Essas experiências evidenciam que a execução de projetos complexos depende da atuação coordenada entre diferentes segmentos da cadeia. Ao mesmo tempo, iniciativas voltadas à inovação, envolvendo operadoras, universidades e institutos tecnológicos, como o SENAI, reforçam o papel dessas redes para ampliar a competitividade do setor.

A combinação de competências entre empresas torna-se fator decisivo para ampliar a participação de fornecedores brasileiros em projetos de maior porte e de maior intensidade tecnológica. Mais do que atender a requisitos contratuais, o conteúdo local competitivo depende da capacidade da indústria nacional de oferecer soluções integradas e tecnologicamente estruturadas.

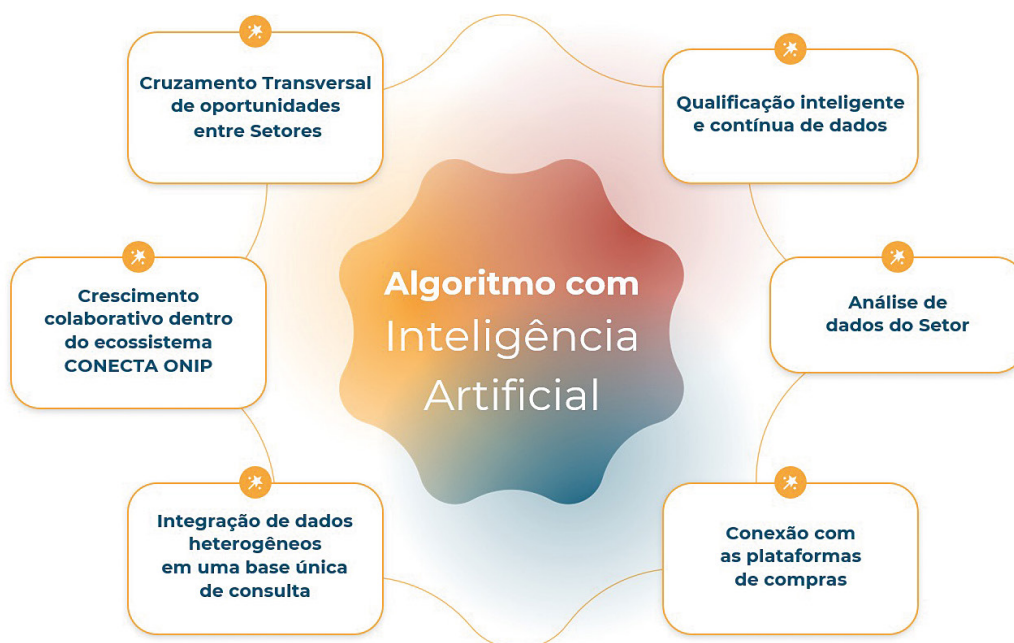
As diretrizes da política de conteúdo local, sob coordenação do CNPE e implementação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), orientam o desenvolvimento da cadeia de suprimento como elemento central para o fortalecimento da indústria nacional de petróleo e gás. Em paralelo, a cooperação

entre empresas também contribui para o avanço de práticas sustentáveis, permitindo reduzir emissões, otimizar o uso de recursos naturais e incorporar soluções de menor impacto ambiental. Sob a perspectiva de política industrial, o estímulo a conexões estruturadas amplia a capacidade de atendimento da cadeia doméstica, favorece a internalização de competências e fortalece a competitividade sistêmica do país.

Nesse contexto, iniciativas que aproximam oferta e demanda ganham relevância. Ao permitir a formação de consórcios, estimular a inovação e ampliar a participação da indústria brasileira em projetos estratégicos, essas iniciativas contribuem para expandir o conteúdo local de forma sustentável.

Figura 3 – Plataforma CONECTA ONIP

Vamos conectar o mercado de óleo e gás



É nesse cenário que se insere o CONECTA-ONIP (<https://conecta.onip.org.br>), projeto voltado à articulação entre demanda e oferta na cadeia produtiva de petróleo e gás. A plataforma visa à ampliação da visibilidade das competências da indústria nacional, facilita a identificação de oportunidades e promove conexões entre empresas com potencial de atuação conjunta. Ao reunir informações estruturadas sobre fornecedores, o CONECTA-ONIP estimula parcerias, fomenta a cooperação tecnológica e fortalece a competitividade do mercado brasileiro, ao mesmo tempo em que contribui para a integração produtiva e ao desenvolvimento de soluções de maior valor agregado.

Ao apoiar a conexão entre empresas, a plataforma se alinha diretamente às tendências internacionais de contratação colaborativa, além de viabilizar o desenvolvimento de soluções integradas e criar um ambiente propício à adoção de modelos semelhantes aos contratos de aliança, nos quais a cooperação entre os diferentes elos da cadeia é elemento central para o sucesso dos projetos.

A importância dessas conexões torna-se ainda mais evidente diante das novas oportunidades no Brasil: a expansão de projetos offshore e de campos maduros; o avanço do descomissionamento; o desenvolvimento de novas fronteiras exploratórias e a crescente demanda por soluções de baixo carbono exigirão maior integração entre empresas. O fortalecimento dessas dinâmicas permitirá ampliar a participação da indústria nacional, promover inovação e elevar a competitividade industrial do país.

Assim, mais do que uma tendência, as conexões industriais consolidam-se como um vetor estratégico de política industrial para o desenvolvimento da cadeia produtiva de óleo e gás. Ao integrar competências, facilitar o acesso a oportunidades e estimular a cooperação, iniciativas como o CONECTA-ONIP contribuem para a construção de um ambiente industrial mais dinâmico, competitivo e preparado para os desafios futuros do setor.



Treinamento em Normas Regulamentadoras

A Firjan SESEI atua no desenvolvimento de capacitações voltadas à prevenção de acidentes, à promoção da saúde ocupacional e ao aumento da eficiência operacional.

Essa experiência inclui:

Atendimento a grandes empresas industriais

Operadoras do setor de Óleo e Gás

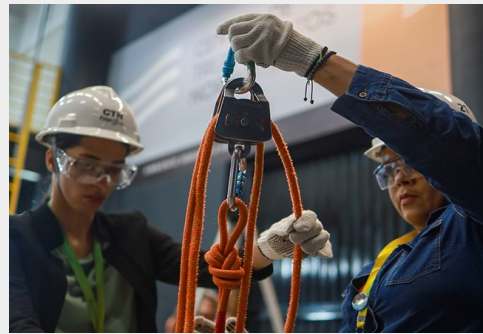
Prestadores de serviço e fornecedores

Portfólio com mais de 100 treinamentos normativos, com possibilidade de oferta nas modalidades presencial, semipresencial e EaD.

Os Centros de Treinamentos Normativos, em Benfica, Niterói e Macaé, além de unidades móveis, oferecem **formação imersiva**, com uso de tecnologias alinhadas às exigências do Ministério do Trabalho e Emprego e às melhores práticas do mercado.

As capacitações contribuem para:

- Redução de acidentes
- Aumento da produtividade
- Melhoria do clima organizacional
- Fortalecimento da cultura de segurança



Projetos para o mercado

Transpetro
Treinamentos de Normas Regulamentadoras



São prestados serviços de capacitação em mais de 20 NRs, contemplando atividades teóricas e práticas, com desenvolvimento de conteúdos customizados alinhados aos procedimentos operacionais da Transpetro.

Universidade Petrobras
Capacitação ao Programa de Formação



Os empregados alocados passam por um programa de formação inicial, que inclui treinamentos em NRs, bem como capacitação específica nas funções técnicas que irão desempenhar.

Dentre as normas contempladas, destacam-se:

NR 37 - Segurança e Saúde em Plataformas de Petróleo

NR 35 - Trabalho em Altura

NR 20 - Segurança e Saúde no Trabalho com Inflamáveis e Combustíveis

NR 33 - Segurança e Saúde nos Trabalhos em Espaços Confinados



Cenário do petróleo no Brasil: tradução de oportunidades para os trabalhadores

Elaborado por Firjan

Uma das principais características do mercado de petróleo é sua dinamicidade. Diversas variáveis estão em movimentação o tempo todo, seja na operação, seja no olhar financeiro global. Isso torna qualquer previsão de cenário mais desafiadora.

Do ponto de vista do trabalho, a indústria é intensiva em capital, tanto na etapa de construção dos empreendimentos, quanto no olhar do quantitativo de pessoal necessário para manter as operações em segurança.

Mas, assim como o mercado é dinâmico, o comportamento dos empregos também é sujeito a variações. Ao longo dos últimos 15 anos, por exemplo, em função de crises e um ambiente econômico mais restritivo, foram observados períodos com menores níveis de empregabilidade pela indústria e, conseqüentemente, seu encadeamento produtivo.

Organizações precisam trabalhar com simulações de cenários para seus processos de tomada de decisão. Esse tipo de abordagem ajuda a delimitar diferentes futuros possíveis, os mais conhecidos cenários otimista, mais provável e pessimista. Além disso, cada vez mais é preciso considerar tendências e projeções estruturadas para não depender apenas de dados históricos.

Especialmente no mercado de petróleo, onde muitas vezes empresas precisam operar sob condições desafiadoras, em termos econômicos e operacionais, possíveis mudanças no ambiente externo demandam planos de resposta rápido para conseguirem um diferencial competitivo.

Os recentes conflitos e guerras no mundo evidenciam a dificuldade de se prever exatamente o que vai acontecer, com impactos diretos na volatilidade do preço do petróleo, com elevado grau de imprevisibilidade.

61

Aplicação de modelo preditivo para projeção de empregos no mercado de petróleo

Um dos ferramentais que podem ser utilizados para previsão de cenários é o modelo preditivo. Tais modelos possuem papel relevante e já são aplicados no mercado de óleo e gás, em áreas como previsão de preços, logística e estimativa de produção.

De forma geral, esses três tipos de aplicação ilustram como os modelos preditivos agregam valor ao mercado de petróleo. Enquanto a previsão de preços está mais associada à gestão de risco e decisões financeiras, a

logística foca na eficiência operacional e redução de custos, e a previsão de produção impacta diretamente a avaliação de ativos e o planejamento de longo prazo. Em comum, todos esses casos demonstram que o maior diferencial não está apenas nos algoritmos utilizados, mas na capacidade de integrar dados de alta qualidade com decisões estratégicas bem orientadas.

Para a realidade do estado do Rio de Janeiro, estado com cada vez mais atividade ao longo da cadeia de valor do petróleo e gás e em

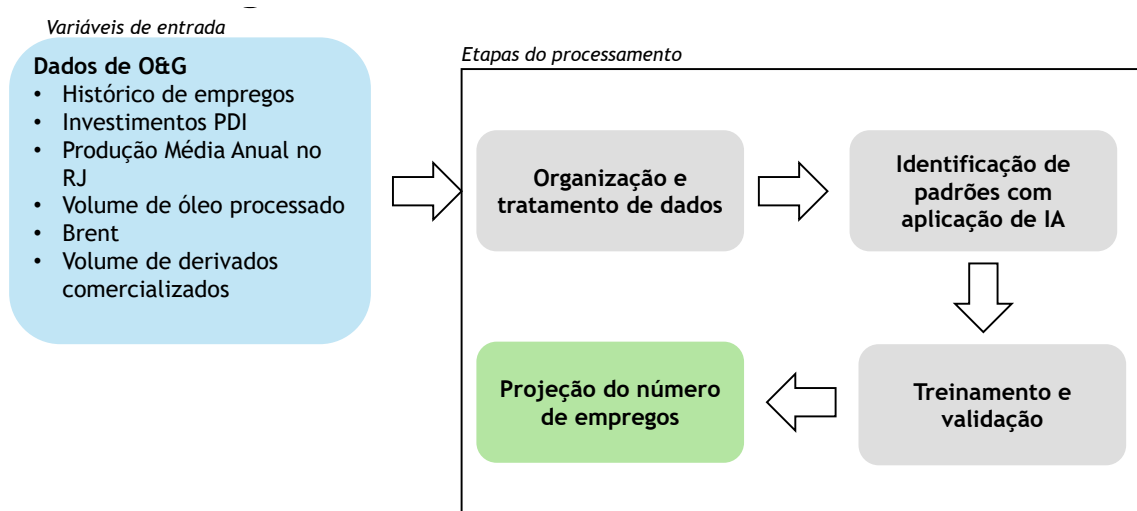
seu encadeamento produtivo, é importante analisar o comportamento do mercado de trabalho, trazendo impactos sociais e econômicos expressivos.

Nesse sentido, para o melhor planejamento do setor público e da iniciativa privada, a Firjan desenvolveu um modelo preditivo de empregos para o mercado de petróleo. A aplicação contempla base de dados histórica que o Anuário do Petróleo no Rio traz, desde a sua primeira edição, uma evolução dos empregados nos elos de E&P e Abastecimento. O modelo elaborado também traz um olhar sobre os empregados da cadeia fornecedora,

conforme dados da RAIS e do CAGED disponíveis no Painel Dinâmico de Dados.

Ao inserir variáveis como valores de investimentos em P,D&I, preço do barril de petróleo, volume de óleo processado, e outras, combinando com aplicação de método de inteligência artificial, o modelo preditivo é capaz de correlacionar e identificar padrões de comportamento para trazer de resultado a projeção de empregos nos próximos anos. O esquemático apresentado a seguir detalha as etapas macro do modelo e elenca as bases de dados utilizadas.

Figura 4 – Esquemático das etapas de processamento do modelo preditivo de empregos



Fonte: Elaboração própria, 2026

Todos os dados estão na mesma base cronológica e, quando aplicável, no mesmo recorte para o estado do Rio de Janeiro, o que tende a aproximar o resultado real do previsto. Para uma maior série histórica, os dados de entrada utilizados iniciam em 2000 e vão até 2025.

Para efeitos de transparência e por se tratar de uma linguagem mais acessível, todo o modelo foi escrito utilizando Python. O método de processamento escolhido foi o LSTM - *Long Short Term Memory*, também conhecido por simular uma rede neural que não esquece dos acontecimentos passados, garantindo uma certa memória desses eventos durante o seu processamento, cálculos e análises.

Projeção de empregos para 2026 e 2027 segue em patamares elevados

Fatores que explicam o mercado de petróleo conviver com ciclos de alta e baixa são aqueles ligados à geopolítica mundial e ao comportamento da economia dos países, tanto pelo olhar de oferta quanto de demanda do petróleo e de seus derivados.

Para os resultados, foram selecionados apenas o ano atual de 2026 e o próximo de 2027, no intuito de reduzir as incertezas e trazer, assim, um cenário mais influenciado pela conjuntura atual.

Do comportamento dos dados, observamos uma contribuição maior dos dados de investimentos em P,D&I e do preço do Brent como aqueles que mais influenciaram a previsão do número de empregos.

A projeção para o ano de 2026 apresenta uma tendência de crescimento em + 2,5% em relação aos dados de 2025, com um número absoluto acima de 96 mil trabalhadores diretos e indiretos. Já para 2027, o número apresenta pequena variação, ainda com alta superior a + 1,5 % comparado ao ano de 2025, volume também acima da casa dos 96

mil trabalhadores. Isso representa um ganho de empregos em mais de 1.400 profissionais.

Essa demanda tem sido fortalecida dada a restrição de oferta mundial, maior necessidade de produção de energia para atender outras atividades da economia e pela viabilidade de novos projetos de investimento a partir de um cenário mais favorável de Brent.

Importante lembrar que estamos em um ciclo virtuoso do mercado, quanto mais investimentos, maior o número de ativos em produção e, por conseguinte, maiores serão os volumes extraídos dos recursos naturais. Por sua vez, o aumento dos investimentos em pesquisa decorre de obrigação contratual, o que também contribui para essas perspectivas positivas, além de também demandar profissionais qualificados para execução de projetos.

Os resultados obtidos sugerem um cenário mais otimista de empregos à curto prazo e podem ser observados no Gráfico 7 apresentado a seguir.

Gráfico 7 – Previsão de empregos para 2026 e 2027 no mercado de petróleo no Rio de Janeiro



Fonte: Elaboração própria, 2026

Análises, impactos e recomendações futuras

Como qualquer previsão, é importante sinalizar que o cenário real e o estimado quase sempre não coincidem. Mesmo com uma visão otimista para o ano atual e utilizando ferramentas de IA, o modelo preditivo proposto não consegue contemplar todos os fatores reais que têm potencial de influenciar o quantitativo de empregos no mercado de petróleo no estado do Rio de Janeiro.

Ainda assim, a estimativa tende a ser conservadora, dada a construção do modelo e comportamento de a curva real apresentar valores de empregos efetivamente registrados em sua maior parte acima daqueles estimados pela curva com os dados de previsão, com variação média absoluta em patamar inferior a 5% nos últimos cinco anos.

Mesmo considerando um cenário de Brent mais valorizado no futuro, em função dos impactos principalmente do conflito no

Oriente Médio e fechamento do estreito de Ormuz, uma maior valorização dessa variável ou uma redução brusca dos valores futuros podem alterar significativamente o cenário construído.

Cabe registrar que a entrega desse modelo preditivo também pode servir como base para o trabalho de planejamento de instituições de ensino, dentre elas a Firjan SENAI, e no olhar de empregabilidade dos profissionais da indústria.

Por fim, este trabalho deve seguir com um olhar de maior granularidade dos dados de empregos, por nível de formação – médio e superior, valores históricos na casa dos 38% e 45% respectivamente – quanto por carreiras envolvidas, que vão desde aquelas profissões mais transversais até as mais específicas, traduzindo ainda mais as oportunidades para os trabalhadores.

Referências Bibliográficas

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DE SERVIÇOS DE PETRÓLEO (ABESPETRO). Conteúdo local na visão da ABESPetro. Apresentação no Workshop de Conteúdo Local, 2021. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Certificação de conteúdo local. Apresentação do Workshop de Conteúdo Local, 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Relatório de Conteúdo Local: Resultados e Indicadores da Cadeia de Fornecedores de Bens e Serviços da Indústria de Petróleo e Gás Natural no Brasil. Rio de Janeiro: ANP, 2023.

CAMPOS, A.; FERNANDES, C. The Geopolitics of Energy. In: FERNANDES, C.; RODRIGUES, T. (Orgs.). Geopolitics of Energy and Energy Security. Lisboa: Instituto da Defesa Nacional, Cadernos nº 24, p. 23-40, 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia – 2035. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2035>. Acesso em: 07 abr. 2026.

EQUINOR. Collaborative contracting and supplier engagement in offshore projects. Stavanger: Equinor, 2022.

FORMAN, John Milne Albuquerque. Conteúdo local na indústria do petróleo e gás no Brasil. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2016.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS (IOGP). Collaborative contracting: aligning operator and supplier objectives. London: IOGP, 2020.

MCKINSEY & COMPANY. Collaboration in capital projects: delivering better outcomes in oil and gas. Houston: McKinsey & Company, 2018.

MENDES, Pietro Adamo Sampaio. Conteúdo local: perspectivas para fornecedores nacionais e planejamento setorial. Apresentação no evento Conexões MME – A cadeia produtiva do aço, indústria naval e conteúdo local, Ipatinga (MG), 5–6 fev. 2026. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

MOURGUES, Alan. Collaborative Excellence: Expanding Horizons in Oil & Gas Projects. February 24, 2024. Disponível em: Collaborative Excellence.

OFFSHORE ENERGIES UK. Supply chain principles and collaborative contracting in the UK offshore energy sector. London: Offshore Energies UK, 2021.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). Clusters, innovation and entrepreneurship. Paris: OECD Publishing, 2019.

ORGANIZAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO (ONIP). CONECTA-ONIP: Plataforma de articulação da cadeia produtiva de petróleo e gás. Rio de Janeiro: ONIP, 2024.

SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DA CONSTRUÇÃO E REPARAÇÃO NAVAL E OFFSHORE (SINAVAL). O conteúdo local na visão dos fornecedores. Apresentação, 2021.

YERGIN, Daniel. Ensuring Energy Security. Foreign Affairs, March 1, 2006. Disponível em: <https://www.foreignaffairs.com/world/ensuring-energy-security>. Acesso em: 7 abr. 2026.

YERGIN, Daniel. The Quest: energy, security and the remaking of the modern world. London: Allen Lane, 2011. 804 p.

Glossário

A

Águas rasas: águas oceânicas situadas a qualquer distância do litoral com profundidade do leito marinho de 0-300 metros.

Águas profundas: águas oceânicas situadas a qualquer distância do litoral com profundidade do leito marinho de 300-1.500 metros.

Águas ultraprofundas: águas oceânicas situadas a qualquer distância do litoral com profundidade do leito marinho maior que 1.500 metros.

Asfalto: derivado de petróleo, composto por hidrocarbonetos pesados e regulamentado pela Resolução ANP nº 2, de 14/1/2005.

B

Bacia: Região da crosta terrestre onde se depositam rochas sedimentares, com potencial para acumular petróleo e gás natural, estejam ou não associados entre si.

Bacia sedimentar: formação geológica onde se acumulam rochas sedimentares, onde podem ou não ser encontrados recursos fósseis, como petróleo e gás natural, e aquífero.

Barril: unidade de medida de volume, equivalente a 158,98 litros ou 0,15898 metros cúbicos (m³), comumente usada para quantificar petróleo e seus derivados.

Barril de óleo equivalente (boe): unidade de equivalência energética, utilizada para representar diferentes energéticos de acordo com o valor energético contido em um barril de petróleo.

Barril de petróleo por dia (bpd): unidade utilizada para referenciar a produção diária de barris de petróleo.

Bloco exploratório: áreas delimitadas geograficamente referentes a uma bacia sedimentar, onde se desenvolvem atividades de exploração de petróleo e gás natural, realizadas pelo modelo de concessão, partilha ou cessão onerosa. **Biocombustível:** substância obtida a partir de biomassa renovável, utilizado na geração de energia.

Biocombustível: Substância obtida a partir de biomassa renovável, utilizada como fonte de energia em substituição ou adição aos combustíveis fósseis. Os biocombustíveis mais comuns incluem etanol, biodiesel e biogás.

Biodiesel: combustível produzido a partir de óleos vegetais extraídos de diversas matérias-primas. Atualmente, por determinação da ANP, o biodiesel está sendo adicionado na proporção de 5% ao diesel de origem fóssil.

Brent: cesta de petróleos produzidos no Mar do Norte, tendo o grau API de 39,4°, teor de enxofre de 0,34% e oriundos dos sistemas petrolíferos Brent e Ninian.

C

Cadeia de valor: conjunto das diversas etapas de produção que agregam valor ao produto final comercializado, considerando como início a produção da matéria-prima.

Cadeia Fornecedora: Conjunto de empresas, atividades e processos que estão envolvidos na produção e entrega de um produto ou serviço, desde a aquisição das matérias-primas até a entrega ao consumidor final.

Campo: Área produtora de petróleo ou gás natural, proveniente de um ou mais blocos exploratórios, a partir de reservatórios localizados em diferentes horizontes geológicos.

Cessão onerosa: Modelo de cessão de uma área exploratória para a Petrobras – negociação bilateral com a União, mediante a contrapartida do pagamento de determinado valor, o qual foi regulamentado pela Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, limitando a exploração em até 5 bilhões de boe.

Combustíveis Renováveis: São aqueles derivados de fontes de energia que se regeneram naturalmente, ou seja, podem ser continuamente renovados em um ciclo natural e não se esgotam, ao contrário dos combustíveis fósseis, como petróleo, carvão e gás natural.

Commodity: termo em inglês que designa uma mercadoria específica e padronizada em seu estado bruto, que possui importância comercial em nível mundial, como o café, o algodão, o petróleo, os minerais metálicos e não metálicos, entre outros. Estas mercadorias têm o seu preço negociado em bolsas de mercadorias e de futuros.

Concessão: modelo de concessão de uma área para exploração e produção de petróleo e gás natural para uma empresa operadora ou consórcio explorador, realizada através de uma rodada de licitação aberta, organizada pela ANP.

Consórcio: conjunto de empresas que adquirem uma área para realização de atividades de exploração e produção de petróleo e/ou gás natural.

Conteúdo local: Exigência de que uma determinada porcentagem de bens, serviços e recursos humanos utilizados em atividades de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil seja proveniente do território nacional.

Coque de petróleo: derivado do petróleo resultante do processo de craqueamento de resíduos pesados (coqueamento), constituído entre 90-95% de carbono. Comumente, utilizado na fabricação de coque calcinado, pela indústria do alumínio e na fabricação de eletrodos, na produção de coque siderúrgico, por exemplo.

Craqueamento: processo de refino de hidrocarbonetos, que visa reduzir as moléculas maiores e mais complexas em moléculas mais simples e leves, para aumentar a proporção dos produtos mais leves e voláteis. Este processo pode ser realizado através de meio térmico ou catalítico.

D

Derivados de petróleo: produtos provenientes de processos que visam à transformação físicoquímica do petróleo.

Descomissionamento: Processo de desativação e desmantelamento de instalações de exploração e produção de petróleo e gás ao final de sua vida útil.

Distribuidora: agente cuja atividade caracteriza-se pela aquisição e revenda de produtos, como combustíveis, lubrificantes, asfaltos, outros derivados do petróleo, gás natural e gás liquefeito envasado (GLP), exercida por empresas especializadas, no modo a granel (por atacado) para a rede varejista ou grandes consumidores.

Downstream: refere-se a atividades de transporte e distribuição de produtos da indústria do petróleo, desde a refinaria até as empresas de distribuição (no caso de gás natural e gás liquefeito de petróleo, por exemplo) ou até os pontos de venda ao consumidor final (gasolina, querosene de aviação, óleo diesel, lubrificantes etc.) ou até os estabelecimentos industriais (fabricantes de borracha sintética, plásticos, fertilizantes, anticongelantes, pesticidas, produtos farmacêuticos etc.)

E

Empresa operadora: empresa responsável por conduzir e executar atividades de exploração e produção na área, seguindo os parâmetros estabelecidos no contrato de concessão, partilha ou cessão onerosa celebrado junto à ANP.

Efeito multiplicador: efeito observado quando um investimento gera um valor adicionado final maior do que o inicialmente aplicado. Esse aumento ocorre pois o investimento gera empregos e eleva o poder de compra dos indivíduos, e como consequência estimula a demanda por diversos bens e serviços da economia. Um exemplo pode ser visto quando o estabelecimento da indústria do petróleo em um município acaba por estimular também o comércio e os investimentos em infraestrutura, entre outros.

Etanol: biocombustível líquido derivado de biomassa renovável, composto principalmente pelo álcool etílico, podendo ser utilizado em motores a combustão interna com ignição por centelha, em outras formas de geração de energia ou na indústria petroquímica. Atualmente é regulamentado pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011 Resolução ANP nº 907, de 18 de novembro de 2022: Estabelece as especificações do etanol combustível e as regras de comercialização em todo o território nacional. Lei nº 13.576/2017 (Lei do Biocombustível): Institui diretrizes para a produção, comercialização e uso de biocombustíveis no Brasil, com destaque para o etanol. Ela também estabelece normas para o abastecimento e a fiscalização do mercado de etanol combustível.

Etanol hidratado combustível (EHC): álcool etílico hidratado combustível ou etanol hidratado combustível é o etanol destinado à venda no posto revendedor para o consumidor final em veículos automotores. Atualmente é regulamentado pela Resolução ANP nº 7, de 9/2/2011 e também a Resolução ANP nº 7, de 21/2/2013. Resolução ANP nº 907, de 18 de novembro de 2022, que estabelece as especificações do etanol combustível e as regras de comercialização em todo o território nacional.

Etanol anidro combustível: álcool etílico destinado a compor a mistura com a gasolina A na formulação da gasolina C, em proporção definida por legislação aplicável.

F

FPSO (Floating Production Storage and Offloading): unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de petróleo e gás, utilizada na indústria de óleo e gás.

G

Gás liquefeito de petróleo (GLP): mistura de hidrocarbonetos com alta pressão de vapor, obtida do gás natural em unidades de processo especiais, mantida na fase líquida em condições especiais de armazenamento na superfície.

Gás natural: hidrocarbonetos que permaneçam em estado gasoso nas condições atmosféricas normais de temperatura e pressão.

Gás natural veicular (GNV): nomenclatura dada para a utilização do gás natural com o objetivo de ser um combustível em veículos automotores.

Gasolina A: derivado de petróleo isento de componentes oxigenados, e utilizado como combustível em veículos automotivos dotados de motores de ignição por centelha. Atualmente regulamentado pela Resolução ANP nº 40, de 25/10/2013. Resolução ANP nº 807, de 23 de janeiro de 2020, que estabelece as especificações da gasolina de uso automotivo e as obrigações de controle de qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos que comercializam o produto em todo o território nacional.

Gasolina C: combustível obtido da mistura de gasolina A e do etanol anidro combustível, nas proporções definidas pela legislação em vigor. Atualmente regulamentado pela Resolução ANP nº 40, de 25/10/2013. Resolução ANP nº 807, de 23 de janeiro de 2020, que estabelece as especificações da gasolina de uso automotivo e as obrigações de controle de qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos que comercializam o produto em todo o território nacional.

Gasolina de aviação: derivado de petróleo utilizado como combustível para aeronaves com motores de ignição por centelha. Atualmente regulamentado pela Resolução ANP nº 17, de 26/7/2006. Resolução ANP nº 901/2022: Essa resolução estabelece a especificação da gasolina de aviação comercializada pelos agentes econômicos autorizados pela ANP a exercer as atividades de produção, distribuição e revenda de combustíveis de aviação em território nacional.

Grau API: escala criada pelo American Petroleum Institute (API) e o National Bureau of Standards, com o objetivo de medir a densidade relativa de líquidos.

H

Hidrocarboneto: composto químico constituído apenas por átomos de carbono e hidrogênio. O petróleo e o gás natural são exemplos de hidrocarbonetos.

L

Lâmina d'água: A profundidade da água sobre um campo de petróleo ou área marítima onde se realiza a exploração e produção de petróleo e gás.

Lavra ou produção: conjunto de operações coordenadas que visam à extração de petróleo e/ou gás natural de um reservatório, assim como do seu preparo para sua movimentação. As atividades de produção de petróleo foram regulamentadas pela Lei nº 9.478, de 6/8/1997.

M

Midstream: segmento da cadeia de valor de petróleo que contempla as atividades de refino.

N

Nafta: produto derivado de petróleo utilizado como matéria-prima da indústria petroquímica para produção de eteno e propeno, além de outras frações líquidas, como benzeno, tolueno e xilenos. A nafta também pode ser utilizada para geração de gás para uso doméstico através de um processo industrial.

O

Offshore: termo em inglês que significa localizado no mar.

Onshore: termo em inglês que significa localizado em terra.

Óleo, óleo cru ou óleo bruto: ver Petróleo.

Óleo combustível: derivado de petróleo composto por frações mais pesadas da destilação atmosférica do petróleo, o qual é largamente utilizado como combustível industrial em caldeiras e fornos.

Óleo diesel: derivado do petróleo, utilizado como combustível em automóveis, ônibus, SUVs (Sport Utility Vehicle), furgões, caminhões, pequenas embarcações marítimas, máquinas de grande porte, locomotivas, navios e geradores elétricos, entre outros.

Óleo diesel S-10: variação do óleo diesel, o qual é passado por processos para redução do teor de enxofre, limite máximo de 10 mg/kg. Atualmente regulamentado pela Resolução ANP nº 50, de 23/12/2013. A esse volume adiciona-se um grande potencial a ser explorado

Óleo lubrificante: derivado do petróleo comumente utilizado para reduzir o atrito e o desgaste de peças e equipamentos.

Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep): organização multinacional composta por Argélia, Gabão, Guiné Equatorial, República do Congo, Líbia, Nigéria, Irã, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita e Venezuela, estabelecida em 1960, visando coordenar as políticas de petróleo de seus membros.

P

Parafina: derivado do petróleo composto de hidrocarbonetos sólidos parafínicos obtidos no processo a partir de óleos lubrificantes, sendo muito utilizado na indústria de velas, papéis, lonas, baterias, pilhas, laticínios, frigoríficos e alguns produtos químicos.

Participação especial: compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários produtores de petróleo e/ou gás natural, nos casos de grande volume de produção, a qual é avaliada trimestralmente. A participação especial é atualmente regulamentada pelo Decreto nº 2.705, de 3/8/1998.

Participações governamentais: se refere a todas as apropriações financeiras ou físicas que o governo realiza de acordo com a produção de petróleo e/ou gás natural. Atualmente são as participações governamentais os royalties, participação especial, pagamento pela retenção de área e percentual do excedente em óleo – no caso da partilha.

Partilha de produção: modelo de exploração e produção de petróleo, de gás natural, que prevê não apenas o pagamento de royalties, como também a divisão física da produção de hidrocarbonetos descontados os custos incorridos nas atividades de exploração e produção. Atualmente é regulamentado pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010.

Pesquisa ou exploração: atividades destinadas a avaliar a área, tendo como objetivo a identificação de reservatórios com indícios de hidrocarbonetos.

Petróleo: todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado, o qual tem a sua exploração e produção regulamentadas pela Lei nº 9.478, de 6/8/1997.

Poço exploratório: poço perfurado para a realização de estudos geológicos para verificar as condições do reservatório explorado.

Poço de produção: é o poço que tem como objetivo realizar a exploração dos recursos de hidrocarbonetos encontrados nos reservatórios e considerados comerciais.

Poço injetor: todo poço que tem como finalidade a injeção de diferentes substâncias para a estimulação da produção de hidrocarbonetos.

Poço especial: poço que visa permitir a realização de operação específica, a qual não se enquadra nas definições de poços exploratório ou de produção.

Pós-sal: formação geológica que se encontra acima da camada de sal.

Pré-sal: formação geológica se encontra abaixo da camada de sal.

Q

Querosene: derivado do petróleo composto por frações de hidrocarbonetos seguintes à gasolina e anteriores ao diesel na destilação do petróleo, podendo ser utilizado como combustível para aviões (ver Querosene de aviação), aquecimento doméstico, iluminação - o querosene iluminante, solventes e inseticidas.

Querosene de aviação (QAV): derivado de petróleo utilizado como combustível em turbinas de aeronaves. Atualmente regulamentado pela Resolução ANP nº 37, de 1/12/2009. Resolução ANP nº 856/2021: Regula a especificação dos querosenes de aviação no Brasil¹. Ela estabelece as especificações do querosene de aviação JET A e JET A-1, dos querosenes de aviação alternativos e do querosene de aviação C (JET C)

R

Refino ou refinação: conjunto de processos que tem como finalidade a transformação do petróleo em subprodutos, chamados de derivado de petróleo.

Repetro: É um regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens que se destina às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e gás natural.

Reservas: volumes de petróleo e gás natural considerados comercialmente recuperáveis, comumente categorizados de acordo com o grau de certeza sobre a recuperação destes volumes.

Reservas totais: soma dos volumes estimados a serem recuperados a partir das reservas provadas, prováveis e possíveis.

Reservas provadas: volume de petróleo e/ou gás natural que possui alto grau de certeza de que a quantidade a ser recuperada será de pelo menos 90% do valor estimado.

Reservas prováveis: volume de petróleo e/ou gás natural que possui uma menor estimativa de recuperação do que a das reservas provadas.

Reservas possíveis: volume de petróleo e/ou gás natural que, a partir da análise de dados de geociências, é indicado como menos provável de se recuperar do que as reservas prováveis e provadas.

Reservatório: formação geológica com propriedades específicas de armazenamento de petróleo e/ou gás natural.

Rodada de licitações: ação organizada pela ANP, que tem como objetivo o leilão entre empresas e consórcios interessados em adquirir áreas exploratórias em concessões ou de partilha.

Rodada zero: primeira rodada de licitação realizada nos termos do art. 34 da Lei do Petróleo, na data de 6 de agosto de 1998, para que a Petrobras assinasse contratos de concessão daqueles campos que se encontravam em produção. Para os blocos com descobertas comerciais a empresa teve garantidos os seus direitos de prosseguir com as atividades de exploração e desenvolvimento da produção.

Royalties: compensação financeira paga pelos concessionários mensalmente, independentemente do volume da produção do campo. Os recursos obtidos são distribuídos entre estados, municípios, Comando da Marinha do Brasil, Ministério da Ciência e Tecnologia e para o Fundo Especial, administrado pelo Ministério da Fazenda.

S

Shale: em português xisto, se refere a um petróleo não convencional produzido a partir de fragmentos de xisto betuminoso e através de pirólise, hidrogenação ou dissolução térmica. Esses processos convertem a matéria orgânica no interior da rocha (querogênio) em petróleo e gás sintéticos.

Solvente: derivado do petróleo em forma líquida utilizado como dissolvente de substâncias sólidas e/ou líquidas.

T

TCF (Trillion Cubic Feet): português, trilhão de pés cúbicos, unidade volumétrica comumente utilizada para medir o volume de produção e reservas de gás natural.

U

Upstream: o segmento de upstream da cadeia de valor do petróleo engloba todas as etapas desde a exploração preliminar até a extração e transporte do recurso.

W

WTI (West Texas Intermediate): preço de referência para contratos de compra e venda de petróleo muito utilizado na Bacia do Atlântico, baseado na qualidade do óleo cru produzido no Texas.

Firjan SENAI
 **SESI**

