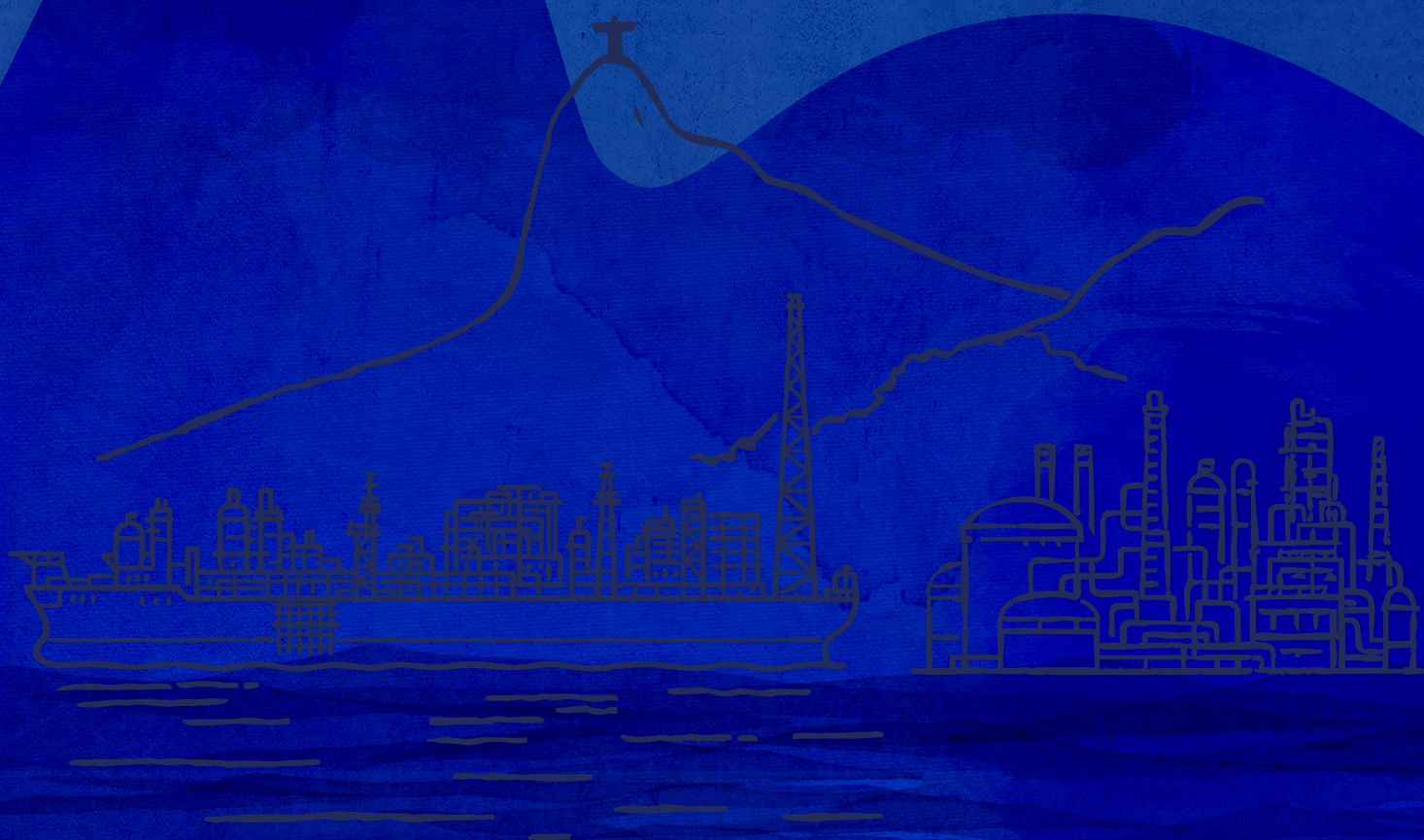


Firjan SENAI
SESI



10 ANOS

ANUÁRIO DO
PETRÓLEO NO RIO

EDIÇÃO ESPECIAL

SENAI. Departamento Regional do Rio de Janeiro
S474d 10 anos anuário do petróleo no Rio / Firjan SENAI SESI. – Rio de Janeiro: [s.n], 2025.
104 p. : il.

Edição especial

1. Indústria petrolífera – Rio de Janeiro. 2. Petróleo. 3. Transição energética. I. Firjan SESI. II. Título.

CDD 665.5098153



JUN. 2025

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

Diretora de Gestão de Pessoas, Diversidade e Produtividade

Adriana Torres

Diretor Executivo Sesi SENAI

Alexandre dos Reis

Diretor de Competitividade Industrial, Inovação e Comunicação Corporativa

Maurício Fontenelle

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 Cenários

Fernando Luiz Ruschel Montera

Gerente de Projetos

Thiago Valejo Rodrigues

Coordenadora de Relacionamento e Parcerias

Juliana de Castro Lattari

Equipe Técnica

Bernard Melo Campos

Carina de Souza Torres Faria

Carolina de Moraes Ribeiro

Emanuelle Ferreira de Lima

Felipe da Cunha Siqueira

Iva Xavier da Silva

Letícia Cristina Pereira C. Nascimento

Luise de Moura Monteiro

Maria Eduarda Jacinto de Miranda

Maria Eduarda Domingos de Menezes

Miguel Lopes Fintelmam de Souza

Pedro Rodrigues da Silva Neto

Priscila Lima dos Santos Gomes

Savio Bueno Guimarães Souza

PROJETO DE COMUNICAÇÃO

GERÊNCIA GERAL DE REPUTAÇÃO E COMUNICAÇÃO

Gerente de Comunicação Corporativa e Eventos

Karla de Melo

Gerente de Comunicação Corporativa

Amanda Zarife

Equipe Técnica

Danielle Pascoalino

Margareth Moreira

Mariana Figueiredo Machado

Renata Mach

Colaboração externa

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA,
COMÉRCIO E SERVIÇOS

Geraldo Alckmin

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E
BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP)

Patricia Huguenin

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE)

Aline Santos

Heloisa Borges

Thiago Prado

EQUINOR

Veronica Coelho

PETROBRAS

Mario Jorge da Silva

Renan Silvério

PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. (PPSA)

Tabita Loureiro

PRIO

Emiliano Gomes

Francilmar Fernandes

RYSTAD ENERGY

Jorge León

Sumário

Lista de Siglas.....	6
Editorial Firjan	8
Editorial PRIO	9
Editorial ANP.....	10
Editorial Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços	12
Agradecimentos.....	13
Apresentação – Edição comemorativa 10ª Edição	15
 ANÁLISE FIRJAN: O PASSADO DO PETRÓLEO E A CONSTRUÇÃO DO AGORA	 17
O passado do petróleo e a construção do agora.....	18
Introdução	18
Exploração e produção: o gigante mundial é fluminense.....	19
O constante desafio da segurança de abastecimento nacional.....	21
Tecnologia e Inovação como driver de crescimento do mercado	24
Mercado de Petróleo como Catalisador do Desenvolvimento	25
Considerações Finais	32
 DESTAQUES ESTATÍSTICOS DO MERCADO	 33
 MAPAS DO PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO	 47
 O FUTURO DO PETRÓLEO E O PETRÓLEO DO FUTURO	 52
A construção do futuro do petróleo no Rio já começou.....	53
Introdução	53
Perspectivas de produção e impactos para o Rio	54
Segmentos de combustíveis e inovação para atendimento à descarbonização.....	59
Fortalecimento da indústria do petróleo está atrelado à base industrial consolidada	60
Considerações Finais	64
O Futuro do petróleo e a transição energética no Brasil: desafios e oportunidades	65

Os desafios da transição energética para a indústria de petróleo.....	70
<i>Introdução</i>	70
<i>Os desafios da transição energética para a indústria de petróleo e gás</i>	71
<i>Uma proposta para estruturar a contribuição das energias fósseis no processo de transição energética</i>	71
<i>Como estão o Brasil e a Petrobras nesse processo?</i>	73
<i>Considerações finais</i>	75
O futuro do petróleo e o petróleo do futuro: a contribuição brasileira.....	76
<i>Introdução</i>	76
<i>O petróleo do futuro</i>	77
<i>A contribuição do petróleo brasileiro e dos contratos de partilha</i>	79
Como a busca pelo aumento do fator de recuperação pode contribuir com a redefinição da indústria	81
<i>Introdução</i>	81
<i>O papel das independentes no novo cenário de E&P</i>	82
<i>Cases de sucesso mundial</i>	84
<i>Tiebacks como estratégia</i>	85
<i>Desafios inerentes ao setor</i>	86
Transição com responsabilidade: o papel do petróleo na construção do futuro energético.....	88
<i>O petróleo e a transição energética: realidade e equilíbrio</i>	88
<i>O petróleo do futuro: descarbonizado, inteligente e competitivo</i>	89
<i>O Brasil como protagonista da nova energia</i>	89
<i>Construindo juntos o futuro da energia</i>	90
O papel integral do petróleo na transição energética.....	91
GLOSSÁRIO	98

Lista de Siglas

Associações e representações

ABESPETRO – Associação Brasileira das Empresas de Serviço de Petróleo

ABIMAQ – Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ABPIP – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo

EIA – Energy Information Administration

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás

IEC – International Electrotechnical Commission

IMO – Organização Marítima Internacional

OMPETRO – Organização dos Municípios Produtores de Petróleo

ONIP – Organização Nacional da Indústria do Petróleo

Órgãos e entidades governamentais

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CNI – Confederação Nacional da Indústria

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

IE/UFRJ – Instituto de Economia da UFRJ

IF – Institutos Federais de Educação, Ciência e Tecnologia

IFSul – Instituto Federal Sul-Rio-Grandense

MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços

MME – Ministério de Minas e Energia

PPSA – Pré-Sal Petróleo S.A

Termos

BioQAV – bioquerosene de aviação

Boe – barrel of oil equivalent

BPD – barris por dia

CAGED – Cadastro Geral de Empregados e Desempregados

CCUS – captura, utilização e armazenamento de carbono

CNAE – Classificação Nacional de Atividades Econômicas

CNPJ – Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica

E&P – exploração e produção
EOR – recuperação avançada do petróleo
FECF – Fundo Estadual de Combate e Erradicação à Pobreza
GLP – gás liquefeito do petróleo
HVO – hydrotreated vegetable oil
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IPVA – Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores
ISO – International Organization for Standardization
ITBI – Imposto de Transmissão de Bens Imóveis
ITCMD – Imposto sobre Transmissão Causa Mortis e Doação
NR – Normal Regulamentadora
OPC – oferta permanente de concessão
PD&I – pesquisa, desenvolvimento e inovação
PIB – produto interno bruto
R/P – reserva/produção
RAIS – Relação Anual de Informações Sociais
RdO – Programa Rede de Oportunidades
SAF – sustainable aviation fuel
STEPS – stated policies scenarios
TIC – tecnologia da informação e comunicação
WTI – West Texas Intermediate

Editorial Firjan

Ao celebrarmos uma década de história do nosso Anuário do Petróleo, convido cada um de vocês a olhar para além dos números e estatísticas e a se conectar com o pulsar humano que tem sustentado o nosso mercado. Esses 10 anos de trabalho não representam apenas uma marca temporal; eles simbolizam os momentos de coragem, os desafios superados e, sobretudo, a essência de pessoas que, com paixão e dedicação, transformaram o cenário do petróleo no Rio de Janeiro e no Brasil.

Em cada reviravolta dessa trajetória, encontramos o poder da capacidade humana. Foram dias de incerteza e noites de reflexão, em que a esperança se fez luz, mesmo diante das maiores adversidades. Foi nesse calor das lutas diárias que floresceu a capacidade de nos reinventarmos, de unir nossas forças e de reconhecer que cada conquista não é apenas um marco econômico, mas uma vitória para cada família, para cada profissional que sonha e trabalha para um futuro melhor.

Nosso legado é construído, acima de tudo, pela humanidade que pulsa em cada projeto, em cada inovação e em cada decisão tomada com o coração e a mente abertos para o novo. É na coragem de questionar, na empatia que fortalece as relações e na vontade de transformar o nosso entorno que reside a verdadeira grandeza do nosso setor.

O petróleo, mais que uma fonte de energia, é o reflexo de uma paixão compartilhada – a paixão de transformar desafios em oportunidades e de construir pontes entre o presente e o futuro.

Neste momento de celebração, reafirmo o nosso compromisso com um caminho que une progresso e responsabilidade, tecnologia e sensibilidade, desenvolvimento e sustentabilidade. Convido cada um a olhar para dentro e reconhecer a força que nos impulsiona: a certeza de que, juntos, podemos moldar um amanhã em que o crescimento econômico caminha lado a lado com a valorização do ser humano.

Que esta edição comemorativa de 10 anos do Anuário do Petróleo da Firjan sirva como um lembrete de que o verdadeiro valor do nosso trabalho está na capacidade de inspirar, de acolher e de transformar vidas. Sigamos, então, com a convicção de que cada desafio enfrentado é um passo em direção a um futuro mais justo, humano e próspero para todos.

Com profunda gratidão a todos que ao longo desses anos contribuíram ativamente e que nos prestigiaram em cada lançamento e esperança renovada, desejo uma boa leitura e um futuro ainda melhor!

Luiz César Caetano
Presidente do Sistema Firjan

Editorial PRIO

Celebrar uma década de existência é sempre um marco significativo – e neste ano temos o privilégio de comemorar duplamente: tanto a PRIO quanto o Anuário do Petróleo no Rio, completam 10 anos de trajetória.

Esta 10ª edição do Anuário, elaborada com rigor pela Firjan, representa a consolidação de uma publicação estratégica para o mercado e um tributo ao esforço coletivo de todos que acreditam na força transformadora da indústria de petróleo e gás no Brasil, especialmente no Rio de Janeiro.

Ao longo dos últimos dez anos, o Anuário da Firjan tem sido uma voz ativa e qualificada no debate energético nacional, promovendo conhecimento técnico, reunindo dados confiáveis e fomentando reflexões importantes para o desenvolvimento sustentável da cadeia de petróleo, gás, energias e naval. Esta edição especial reforça esse compromisso ao reunir análises e artigos de líderes que atuam diretamente na evolução do mercado.

A PRIO se orgulha de fazer parte da transformação recente do setor. Desde a nossa fundação, em 2015, nos dedicamos à missão de revitalizar campos maduros *offshore*, enxergando valor onde outros já não veem potencial. Somos uma empresa independente, ágil e inovadora, com uma visão clara: aumentar o fator de recuperação e estender a vida útil de ativos maduros, gerando mais valor, com foco em eficiência e responsabilidade ambiental.

Acreditamos que o futuro da produção nacional passa, inevitavelmente, por uma

reinterpretação dos ativos existentes. A solução do *tie-back*, por exemplo, tem sido fundamental para agregarmos novos poços e áreas satélites a infraestruturas de produção já instaladas, otimizando investimentos e reduzindo emissões. Essa estratégia não só amplia a recuperação de reservas como reforça nosso compromisso com um modelo de operação mais inteligente, rentável e sustentável.

A PRIO nasceu e cresceu com o olhar voltado para o que o Brasil tem de melhor: recursos abundantes, talentos locais e capacidade de inovar. Seguiremos investindo, estudando e desenvolvendo soluções, sempre com a certeza de que o protagonismo do setor privado é essencial para o crescimento econômico, a geração de empregos e a segurança energética do país.

Parabenizo a Firjan por essa década de dedicação ao Anuário do Petróleo no Rio e agradeço a oportunidade de participar desta edição comemorativa. Para nós é um orgulho ocuparmos a presidência do Conselho de Petróleo e Gás dessa importante instituição. Uma empresa *made in Rio* em parceria com uma das principais instituições voltadas ao desenvolvimento econômico, social e ambiental do nosso estado.

Que os próximos dez anos sejam ainda mais produtivos, colaborativos e inovadores. Estamos apenas começando.

Emiliano Gomes

Diretor Jurídico e Institucional da PRIO e Presidente do Conselho de Petróleo e Gás

Editorial ANP

O debate envolvendo a produção e demanda de energia, fortalecido nos últimos anos, vem sendo travado dentro de um contexto complexo que toca a todos. Emergência climática, segurança energética, desenvolvimento tecnológico, escassez de alimentos, dentre muitos outros, são temas presentes às mesas de discussões, e, independentemente do lado para o qual a balança penda, de acordo com o momento, todos concordam que o mundo precisa de energia e em grande quantidade.

Em 2024, as Nações Unidas projetaram uma população mundial de cerca de 9,7 bilhões de habitantes em 2050, com o pico de 10,3 bilhões sendo alcançado em 2080. Com todo esse crescimento populacional, precisaremos enfrentar uma consequência natural: o aumento da demanda por energia. De acordo com as diferentes fontes e cenários de crescimento traçados, os números sempre impressionam, com estimativas que, muitas vezes, superam os 10% de crescimento da demanda por energia em 2050. Normalmente, essa tendência encontra explicação no desenvolvimento das economias emergentes, onde populações crescentes e uma classe média fortalecida resultarão em maior demanda por energia.

Nesse sentido, não restam dúvidas de que as fontes fósseis continuarão a responder por parte da demanda global durante algum tempo, embora ainda seja difícil estimar por quanto tempo, considerando todas as questões envolvendo a capacidade das nações de descarbonizar suas matrizes energéticas.

O Brasil vem se destacando no cenário mundial como um grande produtor de petróleo com baixa pegada de carbono, o que o coloca em vantagem em relação a outros países produtores. Desde 2017, o saldo na balança comercial de petróleo e derivados

é positivo. No ano passado, por exemplo, o superávit superou 20 bilhões de dólares.

A indústria de óleo e gás nacional já ocupa um lugar de destaque na economia interna. Ocupamos a 9ª posição no ranking dos países produtores de petróleo, com potencial para figurar entre os cinco maiores produtores do globo em 2030. Em janeiro de 2025, a produção diária nacional de petróleo foi de cerca de 3,4 milhões de barris, sendo que o pré-sal respondeu por quase 80% desse total.

Uma indústria de petróleo e gás forte dinamiza a economia nacional e gera emprego e renda para a sociedade. Atualmente, essa indústria responde por cerca de 10% do PIB industrial brasileiro e por cerca de 65% dos recursos investidos em pesquisa, desenvolvimento e inovação no setor de energia. Com o crescimento desse mercado, podemos testemunhar o surgimento de novas cadeias produtivas e modelos de negócios, o crescimento de investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação, além do pagamento das participações governamentais que são distribuídas à União, estados e municípios.

As participações governamentais, referentes aos royalties, e as chamadas participações especiais, pagas nos casos dos campos de grande produção, em 2024, responderam pela distribuição de 98 bilhões de reais aos beneficiários legais. Tais compensações representam a distribuição direta de recursos financeiros a estados e municípios, com impactos diretos na melhoria das condições de vida das populações.

Contudo, o cenário de produção de longo prazo dependerá dos resultados exploratórios dos blocos contratados, da atratividade dessas descobertas e de novos investimentos em exploração. Sabemos que o número de poços exploratórios perfurados *offshore*

reduziu drasticamente desde 2015. Nossas reservas provadas de petróleo são de 17,1 bilhões de barris, sendo que o estado do Rio de Janeiro responde por mais de 80% do total. Para atendermos à demanda crescente de energia, mesmo considerando a posição de destaque do país em relação às renováveis, será fundamental elevar o número de perfurações. Isso porque a recomposição das nossas reservas será essencial para assegurar a manutenção da produção e a garantia de suprimento, assegurando o abastecimento nacional.

A previsão total de investimentos para o período de 2025 a 2029 é de 608 bilhões de reais. Atualmente, agentes do setor têm buscado investir em soluções que reduzam as emissões ao longo das etapas que compõem a cadeia de óleo e gás, incluindo produção, transporte e refino, com vistas a aumentar sua competitividade.

Muitas empresas de óleo e gás, já há alguns anos, vêm ampliando seus negócios para incluir as energias renováveis em seus portfólios. São empresas com grande capacidade financeira e experiência em pesquisa e inovação, bem como na superação de desafios tecnológicos. E é por isso que o país poderá se beneficiar nesse momento, dadas as suas grandes potencialidades em se tratando de energia.

O Brasil ocupa uma posição de vanguarda na descarbonização. Há mais de meio século, as dificuldades em descobrirmos nossas principais reservas petrolíferas nos levaram a construir uma matriz energética baseada no nosso potencial hidrelétrico e no desenvolvimento tecnológico que permitiu o uso do etanol como substituto da gasolina e, posteriormente, de outros biocombustíveis. Ao longo do tempo, mesmo que por motivos diversos, assumimos uma visão de complementaridade entre as tecnologias. Fontes fósseis e renováveis se equiparam na composição do nosso balanço energético nacional.

E, para conseguirmos avançar ainda mais, o acesso a dados confiáveis e informações de boa qualidade é fundamental. Este anuário é mais uma prova do compromisso da Firjan SENAI Sesi com o desenvolvimento do estado do Rio de Janeiro e do país. Convidamos todos os leitores a explorarem os dados e análises aqui reunidos, essenciais para compreender os rumos do setor e suas oportunidades futuras.

Boa leitura!

Patricia Huguenin

Diretora-Geral Interina da ANP

Editorial Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços

Em 2024, o petróleo foi o principal produto exportado pelo Brasil, suplantando a soja, até então nossa commodity com mais inserção no mercado internacional. Ele representou 13,34% do que enviamos para o exterior no ano passado, totalizando US\$ 44,8 bilhões – 5,2% a mais do que em 2023. Foi o melhor resultado da participação no comércio exterior desde 1997, quando, então, época, o peso era de apenas 0,07% na balança.

Esse importante produto tem peso considerável também na nossa economia, e muito mais, ainda, na do Rio de Janeiro. O Brasil é o sétimo maior produtor de petróleo do mundo, com extração de 4,16 milhões de barris por dia, à frente de países tradicionais nesse quesito, como Emirados Árabes, Irã e Kwait, por exemplo.

Já a participação do Rio de Janeiro na exploração de petróleo e gás natural está muito à frente de outros estados. Em 2024, significou R\$ 43,6 bilhões (incluindo a capital fluminense), ou 85,1% do total. No ano passado, o estado recebeu R\$ 13,1 bilhões de royalties e mais R\$ 12,6 bilhões de participações especiais.

Os empregos gerados são de alta qualificação, impulsionando uma cadeia de suprimentos e serviços que incentivam novos negócios. Estima-se que, no Brasil, cerca de 110 mil trabalhadores atuem no setor.

O petróleo e o gás são utilizados na fabricação de uma miríade de produtos que fazem parte do nosso dia a dia, dos quais, muitas vezes, a população não se dá conta. São artigos como roupas, móveis, eletrodomésticos, carros, aviões, xampus e cosméticos.

Alguns dizem que o petróleo está com seus dias contados e que é um erro insistir na sua

exploração. No entanto, erro é desperdiçar ouro, deixando de extrair o que a natureza deu ao Brasil. Além disso, temos aqui uma exploração responsável e com pouquíssimos acidentes.

O governo aposta numa transição energética, e, para tanto, o setor petroleiro é parceiro. Em 8 de outubro, o presidente Luiz Inácio Lula da Silva sancionou a Lei do Combustível do Futuro. A lei promove a sustentabilidade no setor de petróleo e gás, incentivando a adoção de tecnologia de baixo carbono e a diversificação da matriz energética, alinhando o Brasil às tendências de redução de emissões.

No ano passado também, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) aprimorou e republicou o edital de oferta permanente de concessão (OPC), tornando o portfólio mais atrativo e adequado aos critérios socioambientais, visando aumentar a participação de novos agentes no mercado.

Já o Decreto 12.362/2025 estabelece a redução do montante de royalties em contratos da Rodada Zero, com incentivo para investimentos na realização de conteúdo local nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás.

A atuação conjunta do governo e da iniciativa privada contribui para o desenvolvimento dessa importante cadeia produtiva, e o Rio de Janeiro lidera esse processo com tecnologia, inventividade, trabalho e responsabilidade. É o Brasil extraíndo riquezas e exportando qualidade.

Geraldo Alckmin

Vice-presidente da República e Ministro do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços

Agradecimentos

A realização desta edição comemorativa é fruto de um esforço coletivo. São 10 anos de parcerias, de confiança e de uma profunda colaboração que fortalece o mercado de petróleo no estado do Rio de Janeiro e, por consequência, toda a nossa sociedade brasileira. Este marco é o resultado do comprometimento incansável de equipes internas e da generosidade de parceiros externos, cujas contribuições ampliaram nossa visão e solidificaram nosso caminho rumo à inovação e à sustentabilidade.

Inicialmente, faz-se necessário reconhecer especialmente aqueles que contribuíram para o sucesso desta edição comemorativa do Anuário. Primeiro e com grande destaque, precisamos reconhecer a contribuição inestimável para compor o Editorial desta edição, tendo sido agraciados com uma contribuição do nosso **Vice-Presidente do Brasil e Ministro de Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços, Geraldo Alckmin**.

Destacamos, também, as sempre parceiras **EPE** e **PPSA**, que não medem esforços para agregar valor nesta e tantas outras ações. Nosso eterno agradecimento pelo tempo e confiança que nos são depositados.

Outra parceira que, do mesmo modo, se dedica para contribuir em nossos projetos: a **PRI**. Além das sábias palavras e conhecimento encaminhados nos artigos desta e muitas outras publicações, não

podemos deixar de agradecer por aceitar ser nossa patrocinadora para concretizar o lançamento e evento de comemoração da 10ª Edição do Anuário.

Nesta edição, contamos também com o conhecimento transferido por outras três grandes empresas: **Equinor, Petrobras e Rystad Energy**. São empresas que confiam em nosso trabalho e estão conosco neste e em tantos outros projetos voltados a disseminação do conhecimento e melhoria da competitividade do nosso mercado.

As contribuições dos diversos agentes que compõem o ecossistema do setor de petróleo e gás, como associações, instituições públicas, empresas e consultorias, têm sido fundamentais para impulsionar o progresso do mercado no Brasil. Juntas, essas forças atuam de forma complementar, fomentando a discussão em prol da inovação e da competitividade e construindo um ambiente cada vez mais promissor.

É dessa sinergia entre diferentes olhares, experiências e propósitos que nascem soluções transformadoras, capazes de alinhar desenvolvimento econômico, responsabilidade socioambiental e visão estratégica. Por isso, nesta edição especial, temos a honra de expressar nossa sincera gratidão a cada entidade que, ao longo desses anos e com sua expertise e dedicação, participou deste projeto. Reconhecemos e celebramos suas contribuições.

ABESPETRO – Associação Brasileira das Empresas de Serviço de Petróleo	MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços
ABIMAQ – Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos	MME – Ministério de Minas e Energia
ABPIP – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo	Nissan
ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis	ONIP – Organização Nacional da Indústria do Petróleo
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social	Petrobras
BP	PPSA – Pré-Sal Petróleo S.A.
Equinor	PRIO
EPE – Empresa de Pesquisa Energética	Rystad Energy
IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás	S&P
IE/UFRJ – Instituto de Economia da UFRJ	Total Energies
Ipiranga	Trench Rossi Watanabe

Cada contribuição sintetizou um compromisso coletivo que transforma desafios em oportunidades, e inovações, em histórias de superação. É essa união de esforços que revela a verdadeira força do mercado de petróleo, que se eleva de um motor econômico a um símbolo de resiliência, coragem e transformação humana.

Agradecemos a todos os envolvidos, agentes externos e internos – como lideranças e diferentes equipes da Firjan, cujas ações diárias reverberam como um legado de esperança e evolução. Unidos por um propósito comum, construímos uma história nesses 10 anos do Anuário do Petróleo.

Apresentação – Edição comemorativa 10ª Edição

Em uma década marcada por transformações, inovações e desafios superados, o mercado de petróleo do estado do Rio de Janeiro reafirma sua posição como um dos principais motores de desenvolvimento econômico e social. Esta edição comemorativa do Anuário do Petróleo celebra 10 anos de excelência na análise, na divulgação e no acompanhamento de um mercado que, muito mais que números, traduz histórias de parcerias estratégicas, avanços tecnológicos e contribuições decisivas para a economia regional e nacional.

Ao longo desses 10 anos, o Anuário tem sido referência no fornecimento de informações qualificadas, combinando dados estatísticos robustos com análises profundas dos desafios e oportunidades do mercado.

Este trabalho não apenas orienta as estratégias empresariais e a formulação de políticas públicas, mas também ressalta o papel multiplicador do setor – gerando empregos de alta qualificação, impulsionando investimentos e fomentando a inovação em diversas áreas da economia e desenvolvendo o Brasil.

A relevância do mercado de petróleo transcende a esfera econômica, impactando diretamente a melhoria do ambiente de negócios e o desenvolvimento social. Ao valorizar este mercado, evidenciamos a importância de uma atuação integrada, que une a expertise de órgãos reguladores, o poder público, instituições de pesquisa, players do mercado e entidades formadoras de opinião.



Nesta edição especial, o olhar se volta tanto para a consolidação de uma trajetória de sucesso quanto para as novas perspectivas que se desenham com a transição energética e os avanços, fundamentais para um futuro sustentável e competitivo.

A celebração dos 10 anos do Anuário do Petróleo simboliza também a capacidade de adaptação e a busca constante por inovação, características de um mercado longo. É também um convite para que empresas, profissionais e decisores continuem a construir, de forma colaborativa, um mercado cada vez mais dinâmico, transparente e alinhado com as demandas globais de desenvolvimento e sustentabilidade.

Convidamos todos a explorarem os conteúdos desta edição, que reúne análises criteriosas, contribuições de especialistas e uma visão integrada do presente e do futuro do mercado de petróleo. Do mesmo modo, convidamos também à imersão nos

dados disponibilizados no formato de Painel Dinâmico, onde convergimos as principais estatísticas do mercado para contribuir com tomadas de decisão informadas.

Que este marco seja inspiração para novas parcerias, investimentos estratégicos e a continuidade de uma trajetória que tem transformado desafios em oportunidades de crescimento para o Rio de Janeiro e para o Brasil.

Cada parceiro, com sua expertise e dedicação, reafirma a crença no seu potencial transformador, pavimentando o caminho para um futuro em que progresso e sustentabilidade caminham juntos.

Agradecemos a todos os envolvidos, cujas ações diárias reverberam como um legado de esperança e evolução. Unidos por um propósito comum, construímos uma história nesses 10 anos do Anuário do Petróleo.

O Anuário do Petróleo no Rio apresenta avaliações qualificadas do mercado, evidenciando o estado fluminense no cenário nacional. O documento completo e o Painel Dinâmico de Dados podem ser acessados, na forma digital, na página da Firjan, no ambiente dedicado aos mercados de petróleo, gás, energias e naval: www.firjan.com.br/petroleoegas





CAPÍTULO 1

Análise Firjan: o passado do petróleo e a construção do agora

O passado do petróleo e a construção do agora

Elaborado por Firjan

Introdução

O mercado de petróleo é pilar essencial da economia brasileira, com o estado do Rio de Janeiro como epicentro desse mercado, que se destaca como líder na exploração e produção de petróleo no país e um dos principais mercados de abastecimento. Desde a primeira edição do Anuário, em 2016, a evolução dessa indústria reforçou a importância do Brasil no mercado global e evidenciou como a exploração eficiente e a implementação de políticas públicas coordenadas podem impulsionar o desenvolvimento econômico local.

18

As mudanças estruturais ocorridas nesse período incluem a modernização de práticas em diversos segmentos desse extenso mercado: sísmica, exploração, produção, processamento, distribuição, comissionamento às crescentes demandas por descomissionamento, extensão da concessão em campos maduros e revitalizações – passando pela diversificação dos atores de mercado, surgimento de novas soluções, tecnologias e regulamentações, obrigações e incentivos –, ampliando a produção que gerou aumento de arrecadação, o financiamento de políticas públicas, o desenvolvimento social e econômico do estado e a massificação de investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação.

A Firjan, com sua missão de promover um ambiente propício para os negócios e incentivar a inovação e o desenvolvimento, tem atuado para acompanhar essas transformações e suas implicações para a indústria e a sociedade fluminense. Reconhecendo essa dinâmica e importância para o estado do Rio de Janeiro, a Firjan se manteve empenhada em registrar e analisar essa trajetória por meio do Anuário do Petróleo no Rio que chega à sua 10ª edição com suporte do SENAI e SESI, com foco na indústria e no trabalhador industrial.

Esse artigo explora as nuances do mercado de petróleo no Brasil e no Rio de Janeiro, destacando não apenas os resultados positivos, mas também os desafios enfrentados ao longo dos anos. Com uma análise abrangente das inúmeras atividades que esse mercado engloba, será possível delinear um panorama mais completo da indústria, refletindo seu impacto sobre a economia e a vida dos cidadãos.

Aproveitamos, também, para destacar alguns dos casos de sucesso da atuação da Firjan como parceira no desenvolvimento desse mercado, entregando soluções de capacitação, desenvolvimento social, tecnológico e no apoio à melhoria do ambiente de negócios.

Exploração e produção: o gigante mundial é fluminense

O protagonismo do Rio de Janeiro no segmento de exploração e produção de petróleo no Brasil é destaque nacional e reconhecido mundialmente. Como país, representamos em torno de 2,5% da produção mundial em 2015, mas diante de um crescimento de 75% até 2024 na produção nacional, estima-se que o Brasil tenha adicionado seis décimos percentuais no *market share* da produção mundial, considerando que o crescimento da produção mundial foi de apenas 12% no mesmo período.

Foram esforços contínuos para consolidação de nossa capacidade produtiva em horizontes geológicos mais profundos e em lâminas d'água cada vez maiores. Esforços que foram recompensados com altos níveis de produtividade e um óleo mais leve, com mais valor frente a outros. Mais recentemente, destacam-se, também, as investidas para recuperação de mais óleo em campos chamados maduros e áreas de economicidade marginal que mesmo tendo limites de produção menores podem contribuir para crescimento da produção e da arrecadação por consequência.

E essa evolução da produção brasileira se deu, em sua maioria, ao crescimento da produção do estado do Rio de Janeiro. De 2015 até 2024 o Rio adicionou 1,36 milhão de barris por dia de produção, já o restante dos estados produtores amargou reduções de quase 500 mil barris por dia. Como resultado, as águas fluminenses passaram de 67% para 87% da produção nacional.

É importante ressaltar que os níveis recordes de produção só se tornaram possíveis graças a uma série de investimentos contínuos na aquisição de conhecimento sobre nossas reservas. Entre 2008 e 2015, foram perfurados 287 poços exploratórios em águas fluminenses, um número expressivo e que reforça a postura agressiva na busca por aumentar nossas reservas e por consequência, o patamar de produção.

Nesse sentido, a queda da atividade exploratória nos últimos anos traz um alerta ao verificarmos que nos nove anos seguintes e chegando em 2024, a exploração reduziu a apenas 45 poços. Esse cenário traz à tona o fato de termos perdido mais de 10 anos de segurança energética ao não repetirmos a estratégia adotada no passado que nos levou às grandes descobertas.

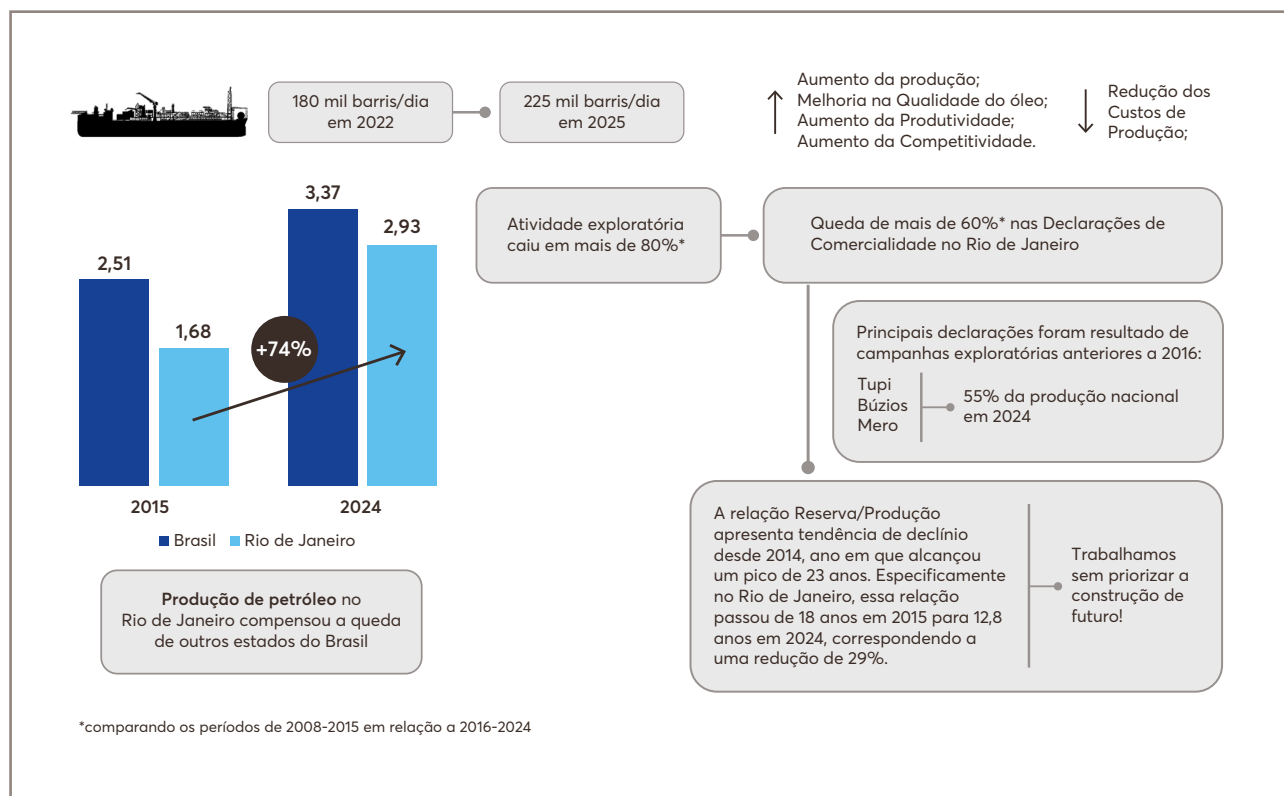
Isso não ocorreu apenas no Rio ou no ambiente *offshore*, quando avaliamos por uma visão histórica, do total de poços exploratórios perfurados no Brasil menos de 3% foram concluídos entre 2016 e 2024. O impacto dessa inação exploratória pode não parecer muito claro quando observamos o crescimento da produção e das reservas, mas olhando com cuidado é possível identificar alguns fatores críticos que colocam em risco a continuidade da nossa produção, posição e segurança energética:

- na comparação das **declarações de comercialidade** entre os períodos de 2008-2015 e 2016-2024, as declarações de comercialidade de campos em águas fluminenses caíram mais de 60%; e
- por consequência da não descoberta de novas áreas, a relação **Reserva/Produção do Brasil** caiu em pouco mais de 1 ano e do Rio em mais de 4 anos, indo de 17,6 em 2015 para 12,8 anos as reservas do ano. Vale destacar que o maior nível alcançado pelo fator Reserva/Produção foram alcançados entre 2013 e 2014, na casa de 21 anos no Brasil e 23 anos no Rio.

Foi graças à atividade exploratória no período anterior à 2016 que descobrimos as principais reservas produtoras de hoje: Tupi, Búzios e Mero, as quais juntas somaram em torno de 55% da produção nacional em 2024. Alinhado a este desenvolvimento, agregamos cada vez mais conhecimento para expandir nossas unidades de produção para maximizar os resultados de produção dos mega campos descobertos.

Na época do lançamento do primeiro Anuário do Petróleo no Rio, em 2016, as plataformas que entravam em operação estavam na casa de 150 mil barris por dia de capacidade de produção. Ao longo dos anos, acumulando prêmios e reconhecimentos internacionais

pelo desenvolvimento de nossas capacidades técnicas, chegamos a plataformas de 180 mil barris em torno de 2022 e, junto da 10ª edição do Anuário, o Brasil alcança agora a perspectiva de instalação de plataformas com capacidade de 225 mil barris por dia.



É certo ressaltar o êxito da política pública de estímulo à produção de campos maduros e marginais implementadas ao final da década de 2010. Aqueles campos que tiveram sua produção incentivada através de redução de percentual de royalties para a produção incremental tiveram aumento de sua produção, enquanto aqueles que não usufruem dos benefícios mantiveram a tendência de queda.

Reconhecendo o potencial de contribuição que esses campos ainda apresentam para o Rio e o Brasil, publicamos ao final de 2024 os resultados e barreiras ainda encontradas

para o desenvolvimentos de campos maduros e áreas marginais na nota técnica **"A relevância de campos maduros e marginais para o estado do Rio"**¹ e entregamos o **"Painel Dinâmico de Campos Maduros e Marginais"**², que, com apoio institucional do Governo do Estado do Rio de Janeiro, da ABPIP – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo – e da OMPETRO – Organização dos Municípios Produtores de Petróleo –, ordenam uma série de propostas que colaboram com a manutenção e desenvolvimento das áreas de produção, por extensão de contrato, aumento de arrecadação e geração de empregos.

¹ [Nota-Tecnica-Campos-Maduros-Novembro-2024.pdf](#)

² [Petróleo e Gás | Firjan](#)

O constante desafio da segurança de abastecimento nacional

Entre 2015 e 2024, o segmento de refino e abastecimento de derivados de petróleo no Brasil passou por diversas iniciativas que geraram mudanças estruturais significativas. Um dos aspectos mais marcantes foi a introdução de um modelo de negócios mais aberto e competitivo, promovido pela Petrobras e pelo governo, que visou atrair investimentos privados e concorrência. O desinvestimento da Petrobras em ativos de refino, como a venda de algumas de suas refinarias, fez parte do conjunto de ações e medidas que trouxeram uma maior diversificação da oferta de derivados e melhoria da concorrência.

Além disso, a implementação da política de preços de paridade ao valor do petróleo no mercado internacional também contribuiu para uma nova dinâmica ao cenário de preços de combustíveis no Brasil, trazendo um maior alinhamento dos preços internos com as flutuações do mercado global, aumentando a previsibilidade e dando uma importante referência aos consumidores e investidores. Por outro lado, essa política de preços também gerou desafios, especialmente em momentos de alta volatilidade nos preços internacionais, provocando debates sobre a segurança energética e a proteção do consumidor.

A busca pela sustentabilidade também se reforçou nas discussões relativas a esse mercado. Ações para reduzir a emissão de carbono e aumentar a eficiência energética nas refinarias têm preenchido a lista de prioridades, indicando um novo paradigma que pode impactar não apenas a produção de derivados, mas também as estratégias de abastecimento e o posicionamento do Brasil no contexto energético global. Os mandatos de mistura de biocombustíveis, seja pelo lado de redução das emissões, seja pelo impacto de preço e competitividade do país como um todo, foram tema de constante discussão.

Para o mercado de refino e abastecimento a avaliação do período não é tão positiva assim. A começar pela diferença entre expansão do parque de refino e do consumo de combustíveis: entre 2015 e 2024 não ocorreram expansões significativas da capacidade de refino do país, enquanto as vendas de combustíveis aumentaram 13%.

Pelo menos, nesse período a taxa de utilização das refinarias passou de níveis em torno de 70-75% para 85%. Essa melhoria operacional contribuiu fortemente para a redução da dependência de importação de combustíveis. Em 2015 enfrentávamos dependência generalizada desses produtos, alcançando perto de 15% na gasolina A, 10% no diesel e mais de 30% em outros combustíveis³.

Em 2024 o cenário melhorou, mas para um país que cresceu sua produção de petróleo em 34%, ainda há espaço para avanço. A dependência externa de gasolina A reduziu para 8% e, no caso dos demais combustíveis, passamos a não depender de importações no total deles. No entanto, a situação do diesel piorou, com a dependência de importações subindo para 19%. Além disso, ainda é uma realidade a dependência externa de outros derivados importantes, como nafta, lubrificantes e produtos petroquímicos, o que reforça a necessidade de ampliar a capacidade de refino e diversificar a produção interna.

Em especial, o Brasil segue fortemente dependente da importação de óleos básicos, insumo essencial para a produção de lubrificantes. Em 2023, o país importou 898 mil m³ desses óleos — o segundo maior volume da história — com destaque para o grupo II, pouco produzido internamente, representando uma dependência estimada superior a 40% da demanda total. Esse cenário reforça a necessidade de ampliar a capacidade de

³ Querosene e gasolina de aviação, óleo combustível e querosene iluminante.

refino e diversificar a produção nacional para reduzir vulnerabilidades da cadeia de abastecimento (Boletim de Lubrificantes | Edição 1 | Março de 2024 – IBP).

Melhoramos o nosso fator de utilização, significando um maior volume de petróleo refinado no país (mais de nove por cento), e reduzimos a dependência de importações de combustíveis, mas há ainda um fator agravante: a maior parte dessa melhoria de cenário advém do aumento do percentual de óleo importado no total refinado, o qual passou de 8,92% em 2014 para 12% em 2024. Em outras palavras, dos 158 mil barris por dia adicionais que passaram a ser refinados no Brasil, aproximadamente 50% são de origem importada.

Quando colocamos a lupa no perfil produtivo do Rio de Janeiro, a princípio o estado parece reforçar sua autossuficiência na produção de combustíveis, produzindo praticamente o dobro do que é vendido no estado, mas na realidade é o estado que mais depende da importação de óleo para o mix de refino, alcançando 43% de todo o petróleo refinado no estado.

Na primeira edição do Anuário, em 2016, ressaltávamos essa preocupação quanto ao cenário de dependência externa, ao citarmos a importância de agregar valor ao óleo

produzido localmente, fortalecendo nossa base industrial e a segurança no abastecimento nacional por meio da intensificação da atividade de refino no estado.

Não temos mais o cenário de controle de preços que afastavam investimentos, mas um país que apresenta produção de petróleo 90% maior que a sua venda de combustíveis, não pode conviver com níveis de dois dígitos de importação de combustíveis.

Por fim, é preciso destacar uma questão particular do Rio no segmento de abastecimento: o impacto de biocombustíveis. Historicamente, enquanto o estado superavitário no balanço interno de combustíveis derivados de petróleo, o Rio é deficitário no balanço de biocombustíveis.

Para o biodiesel melhoramos entre 2015 e 2024, reduzindo de 14 para 3,6 vezes o volume de vendas no estado em relação à produção. Já para o etanol o cenário de déficit aponta para um resultado ainda mais desfavorável, com a demanda interna passando de 11 para 15 vezes maior que a produção do estado.

Com a ampliação dos níveis de mistura apresentado pela Lei Combustível do Futuro, o cenário de dependência da produção de biocombustíveis de outras regiões deverá se agravar ainda mais no Rio.

DESTAQUES PARA O SEGMENTO DE ABASTECIMENTO NO BRASIL E RIO ENTRE 2016 E 2024



MELHORIAS

Redução dos níveis de ociosidade de refinarias

Redução da dependência externa

	2016	2024
Gasolina A	18%	8%
Diesel	11%	19%
Outros Combustíveis	36%	-



PONTOS DE ATENÇÃO

Capacidade de refino estável

Aumento do volume de óleo importado no total processado

Aumento do nível de óleo importado (total) de 8,9% para 12%

Dependência de importação, mas produção de petróleo 90% maior que vendas internas

O Rio de Janeiro produz mais combustíveis do que consome, mas 43% do óleo refinado no estado é de origem importada.

Cases de sucesso - Atuação Firjan

Foresea: Programa de Desenvolvimento Offshore Foresea – Firjan SENAI

Objetivo: Contratação de profissionais para atender demandas *offshore* na operação de sondas de perfuração.

Proposta: Capacitação profissional com aplicação de trilhas de formação em diferentes perfis como: mecânica, eletroeletrônica, perfuração, guindaste e subsea.

Atuação: Condução do processo seletivo e pré capacitação pela Firjan SENAI, contratação de 48 trainees em regime CLT pela Foresea e complementação de formação com embarques supervisionados, alcançando o certificado de 420 horas de capacitação.



23

TechnipFMC: Programa de Formação de Mulheres Migrantes – Firjan SENAI SESI

Objetivo: Contratação de profissionais para atender demandas de operador de produção industrial.

Proposta: Em parceria com a Agência ONU para migração (OIM) trabalhar na formação de mulheres migrantes em situação de vulnerabilidade social e econômica de países como Venezuela, Colômbia e Angola.

Atuação: Condução do processo formativo em competências profissionais e habilidades comportamentais e socioemocionais de 25 mulheres em 380h +100h de capacitação e treinamento respectivamente, finalizando com a contratação de 22 mulheres que concluíram as etapas para serem operadoras de produção industrial.

Defesa de interesses da indústria - Firjan:

Cláusula de Conteúdo Local - atuação em prol da inserção da indústria nas demandas: durante o processo de revisão da cláusula de conteúdo local a Firjan capitaneou uma coalização criada com diversas associações para defender que a cláusula não fosse reduzida a zero por cento. Ao final das negociações com o governo e concessionárias os percentuais de comprometimento foram simplificados e divididos em FPSO, Subsea e Poços.

Defesa de um calendário de Rodada de Licitação de Blocos Exploratórios: a perenidade da produção e reposição de reservas se inicia com a aquisição de novas áreas de exploração, por isso, a Firjan defendeu que o governo implementasse um Calendário de Rodadas, trazendo maior previsibilidade ao mercado. Entre 2017 e 2021 foram realizadas 9 rodadas, a partir de 2022, implementado o modelo de Oferta Permanente, já tendo sido realizada 4 ciclos até 2024.

Tecnologia e Inovação como *driver* de crescimento do mercado

Como já apresentado, o Brasil passou por uma transformação significativa no mercado de petróleo ao longo da década de 2010. Um importante fator que impulsionou esse resultado foi o investimento em desenvolvimento de tecnologia e inovação, o qual contou com uma bem-sucedida ferramenta de política pública: a Cláusula de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação – parte dos contratos de exploração e produção.

A evolução dessa Cláusula explicita o avanço do setor, não apenas em volumes de investimento, mas com a ampliação da visão dos projetos desenvolvidos para além do E&P. Em 2015, as obrigações de investimento dessa cláusula somavam pouco mais de R\$ 900 milhões e agora, em 2024, ultrapassam R\$ 4 bilhões, totalizando – nesse período – R\$ 23 bilhões em obrigações.

Dos projetos iniciados e divulgados pela ANP, mais de 70% são investimentos nas áreas de exploração e produção, que contribuíram para consolidar o Brasil como líder global na exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas. Tecnologias como inteligência artificial, análise de big data e aprendizado de máquina foram incorporadas para otimizar operações e aumentar a recuperação de petróleo. O uso de gêmeos digitais nas plataformas permitiu simulações em tempo real para prever falhas e melhorar a eficiência operacional.

A automação avançada também desempenhou um papel crucial, reduzindo a necessidade de intervenção humana em ambientes hostis. Sistemas de inspeção robótica e drones submarinos foram amplamente adotados para monitoramento de equipamentos submarinos, contribuindo para a segurança e manutenção preventiva. Além disso, a utilização de novas formulações químicas e técnicas avançadas de injeção de CO₂ favoreceram a recuperação avançada de

petróleo (EOR), aumentando a produtividade dos campos.

O segmento de refino e abastecimento foi a segunda maior área com aproximadamente dez por cento dos aportes. As inovações se concentraram na modernização das unidades e no aprimoramento dos processos para elevar a conversão e reduzir emissões. Novas tecnologias de craqueamento catalítico e hidrocrackeamento foram implementadas para maximizar a produção de combustíveis de maior valor agregado, como diesel de baixo teor de enxofre e combustíveis marítimos mais limpos, alinhados às regulamentações internacionais da IMO 2020.

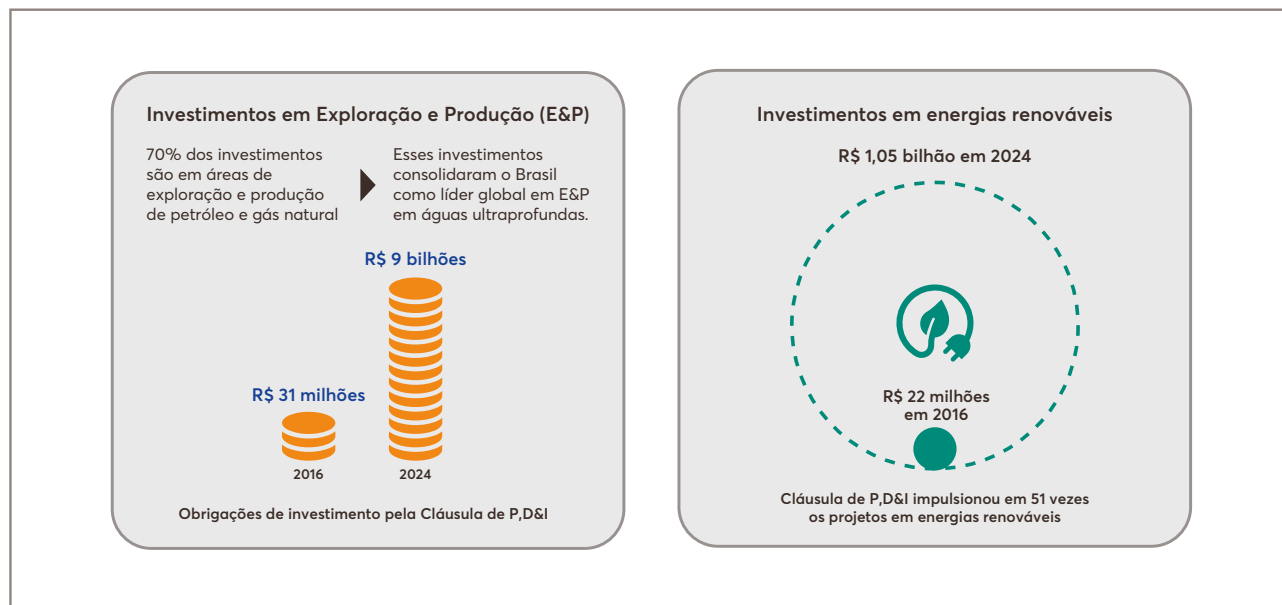
A digitalização das refinarias também ganhou espaço com a adoção de sistemas de controle avançados e sensores inteligentes para otimizar o consumo energético e reduzir desperdícios. Além disso, parcerias com startups e centros de pesquisa viabilizaram o desenvolvimento de catalisadores mais eficientes, diminuindo custos e aumentando a sustentabilidade da operação.

No abastecimento, a infraestrutura logística passou por aprimoramentos, com investimentos em tecnologias de rastreamento e monitoramento para garantir maior confiabilidade na distribuição de derivados. Sistemas de inteligência artificial foram aplicados para prever demandas e otimizar estoques, evitando gargalos e reduzindo custos operacionais.

O maior destaque, não em termos totais, mas em evolução, ficou por conta dos investimentos relacionados a outras fontes de energias e biocombustíveis. As demandas de descarbonização de sistemas produtivos são grandes desafios para o mercado de petróleo, as quais as empresas de petróleo responderam aumentando, de 2015 a 2024, em 51 vezes o volume de investimentos direcionados a novas energias e biocombustíveis.

Entre as principais iniciativas, destacam-se a captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS), eólicas *offshore*, projetos de hidrogênio, célula combustível e aquelas também relacionadas as fontes de energias mais consolidadas comercialmente e tecnologicamente, como solar e eólica *onshore*.

Além disso, o co-processamento de biocombustíveis em refinarias trouxe avanços na produção de combustíveis mais limpos, como o diesel verde (HVO). As empresas do setor também investiram na eletrificação de operações *offshore* e na utilização de fontes renováveis para abastecimento energético de plataformas, como eólica e solar, reduzindo o uso de combustíveis fósseis na geração de energia para operações.



Mercado de Petróleo como Catalisador do Desenvolvimento

Na terceira edição do Anuário, lançado em 2018, apresentamos um esquemático para ilustrar a visão de como o mercado de petróleo catalisa o desenvolvimento da economia do país e Rio de Janeiro. Tendo como ponto de partida os investimentos ao longo da cadeia de valor de petróleo no Brasil a partir de agentes privados e públicos, podemos propiciar múltiplas externalidades positivas para o país através do:

- adensamento da cadeia de fornecedores;
- agregação de valor nos bens intermediários e finais;
- investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação;
- arrecadações diretas e indiretas;

- geração de empregos ao longo de todo encadeamento produtivo; e
- investimentos em iniciativas de desenvolvimento social.

Para isso, é necessário que o ambiente de negócios seja desenhado para viabilizar esses investimentos, mas indo mais além, que seja focado em tornar perene os benefícios da exploração de um produto finito. Ou seja, que oportunize tanto o desenvolvimento de capacidades locais de fornecimento e melhorias de infraestrutura, mas também que a partir desse mercado de centenas de bilhões de dólares em oportunidades sejamos capazes de alcançar outros mercados, diversificando nossa base de atendimento e fortalecendo essas externalidades positivas no país.

Evolução das arrecadações acompanham o crescimento do mercado

Não é nenhuma surpresa que entre 2015 e 2024 tenhamos observado a arrecadação de royalties e participação especial oriundos da produção alcançar novos recordes. Ao longo desses anos, sendo o Rio o principal produtor, o estado também foi importante gerador de receita para o país: total de R\$ 479 bilhões em royalties e participação especial foram gerados a partir da produção no estado, dos quais em torno de R\$ 240 bilhões foram distribuídos para a União, outros estados e municípios.

Devemos destacar que esse crescimento de arrecadação ocorreu de forma generalizada, em que os campos maduros e áreas marginais também contribuíram significativamente. Ao longo desse período, estas áreas foram responsáveis pela

geração de quase dez por cento de toda a arrecadação oriunda de águas fluminenses.

Além disso, a nível estadual a cadeia de petróleo também é uma importante contribuinte. Reconhecendo os benefícios desse mercado para a economia e o impacto positivo na sociedade, o mercado de petróleo é objeto de diversos benefícios, reduções e isenções tributárias.

Mesmo assim, o mercado de petróleo – apenas com o ICMS – foi responsável pelo equivalente a um ano da arrecadação geral de tributos estaduais⁴ de mais de R\$ 60 bilhões de reais entre 2015 e 2024. Em termos da parcela de ICMS, o mercado de petróleo equivale de dez a 15% da arrecadação, a depender do ano.

Cadeia de fornecedores forte para uma indústria do petróleo pujante

26

Costumamos conviver com vultosas cifras de investimentos no mercado de petróleo, tanto para novos projetos como para operação de ativos existentes. Grandes números só se transformam em empreendimentos graças à indústria fornecedora de bens e prestadores de serviços, responsável por entregar cada material, componente, parte, peça, equipamento, módulo e sistema.

Ao longo do tempo é natural que as empresas industriais e não-industriais integrantes desse mercado passem por mudanças, refletindo os ciclos de alta ou baixa demanda por petróleo. Em especial, nos últimos dez anos, eventos globais e locais contribuíram para redefinição das cadeias globais de suprimentos, com maior pressão para uma competitividade local.

Nesta edição especial do Anuário do Petróleo no Rio, destacamos a relevância do encadeamento produtivo do petróleo nacional e fluminense. Neste sentido, o relacionamento entre compradores e fornecedores faz parte de um ecossistema comercial dinâmico que é influenciado pela previsibilidade de novas encomendas, o cenário macroeconômico e a utilização da capacidade produtiva no atendimento das demandas do mercado.

Antes de olhar para a próxima década e refletir sobre o futuro do petróleo, necessitamos, primeiramente, entender quais são os desafios e as oportunidades do presente. Sendo um estado com uma das maiores bases de empresas para atendimento aos empreendimentos de

⁴ Análise própria a partir de dados disponibilizados pela SEFAZ-RJ, que considera a arrecadação de ICMS, FECP, IPVA, ITD, Dívida Ativa, Juros, Outros Tributos, Multa, Taxas, ICM e ITBI. Os dados disponibilizados até março de 2024 podem ser acessados em: [Dados de Arrecadação - Secretaria de Estado de Fazenda do Rio de Janeiro](#)

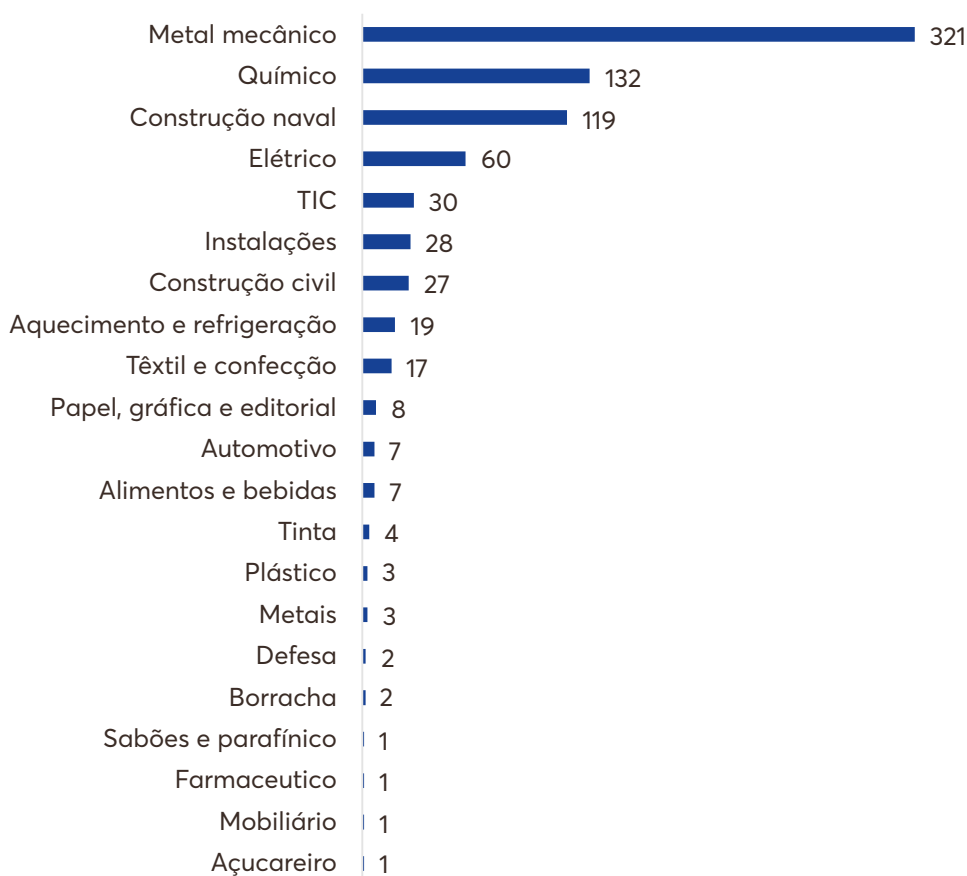
petróleo, a Federação de Indústrias do Rio de Janeiro, através do SENAI e do SESI, estruturou o Programa Rede de Oportunidades (RdO), uma iniciativa voltada a apoiar uma maior participação da indústria fornecedora nos mercados de petróleo, gás e naval. Ao longo de três anos, foram mapeados diferentes conjuntos de dados das empresas compradoras e fornecedoras do mercado, permitindo identificar gargalos e oportunidades, e assim, contribuir com propostas de ações para desenvolver a cadeia de suprimentos.

Informações extraídas das 16 primeiras edições do RdO, que congregou um público superior a 1.700 empresas de diferentes atividades, apontam para um mercado em aquecimento e consonante com um ciclo de alta do petróleo. A partir das 22 empresas-âncoras que apresentaram suas

oportunidades e requisitos de compras no Programa, mais de mil itens possíveis de compras puderam ser relacionados a partir das demandas informadas. No Gráfico 1, são apresentados os principais segmentos industriais demandados. Mais especificamente, dentre os bens que mais vezes foram procurados, podemos citar: bombas, filtros e válvulas. Já para serviços com maior interesse, destacamos: inspeção, limpeza e manutenção de equipamentos.

Como pré-requisitos para funcionamento legal e formalização contratual, as documentações mais pedidas são: o cartão de inscrição no CNPJ, o cartão de inscrição estadual e o contrato social original. No caso de certificações da empresa ou de um produto, as empresas demandantes costumam solicitar em maior frequência a NR-10, a ISO 9001 e a NR-12.

Gráfico 1 – Oportunidades levantadas pelas âncoras por segmento industrial.



Fonte: elaboração e dados próprios Firjan.

Já no olhar dos fornecedores, perto de 30.000 itens de fornecimento foram correlacionados às famílias de demandas buscadas pelas âncoras. Estão atrelados a esse número mais de 6.200 fornecedores com potencial de atendimento, dos quais 40% ficam no RJ.

O estado do Rio de Janeiro tem a maior concentração industrial por km², e a grande maioria dessas indústrias atende a esse

mercado. Através desses fornecedores locais, a atividade de petróleo tem se viabilizado, principalmente nas operações existentes, que dependem de uma logística mais próxima. Isso se soma com o desenvolvimento de parte obrigatória de novos projetos, que deve ser atendida por empresas instaladas em território nacional.

Expansão do mercado, expansão da economia, expansão de empregos

O Rio de Janeiro é a segunda maior economia do país com PIB total de R\$ 1 trilhão, sendo que aproximadamente 45% são de origem da indústria. Como já sabemos, a indústria de petróleo é grande motor da economia do estado e os dados apresentados pela CNI explicitam isso: **a indústria do petróleo representa aproximadamente 80% do PIB industrial do estado**, o que significa dizer que **a indústria do petróleo representa em torno de 35% do PIB total do Rio de Janeiro**.

A nível de país, **a indústria do petróleo fluminense representa sete por cento de toda a indústria nacional**.

Mas esses dados fazem referência apenas àquelas atividades ligadas diretamente à indústria do petróleo. Se consideramos o que explicitamos nesse capítulo como "externalidades positivas" com a indução de outros segmentos econômicos a partir do petróleo – logística, construção civil, serviços gerais e outras atividades industriais para fornecimento de bens –, é fácil dizer que **o mercado de petróleo é responsável por mais de 40% de todo o PIB do estado do Rio de Janeiro**.

Essas externalidades positivas da indústria do petróleo, entretanto, são complicadas

de quantificar, pois permeiam diversos segmentos que não atendem exclusivamente ao mercado de petróleo. Do mesmo modo, para os impactos no mercado de trabalho podemos apenas identificar aqueles empregos que são diretamente relacionados ao mercado de petróleo.

Entre 2015 e 2024, passamos por um período de reestruturação da dinâmica do mercado de petróleo no Rio e Brasil, incluindo tanto revisões das estratégias das empresas, quanto o desenvolvimento do segmento de descomissionamento de unidades de produção – o que reduz os contratos para operação de plataformas. Agravados pela pandemia, em 2020, chegamos à valores semelhantes à 2010 dos empregos diretamente relacionados ao mercado de petróleo, de acordo com dados do RAIS e CAGED/MTE.

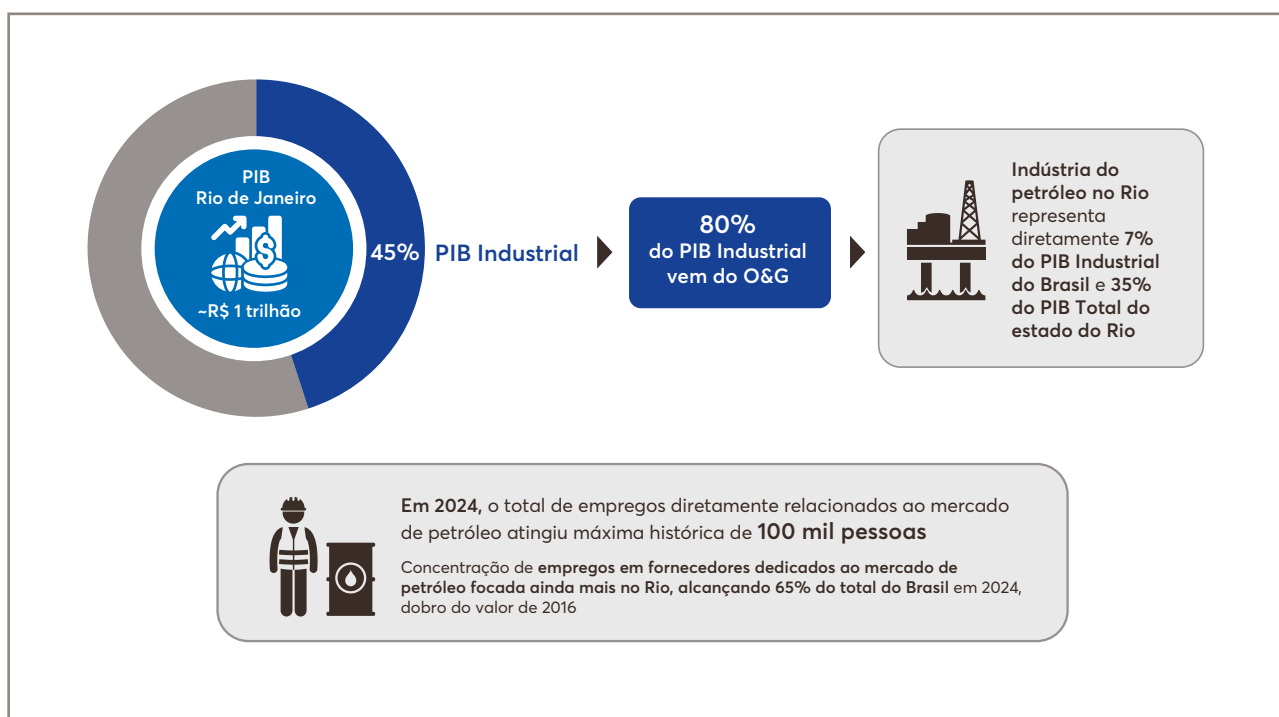
Desde então, o avanço das atividades de petróleo gerou contratações que retomaram o emprego do estado nesse mercado com crescimento constante até 2024, acumulando alta de 30%. **O saldo de empregos diretamente ligados ao petróleo atingiu a ordem de 100 mil empregos nesse ano, recorde histórico de empregos do mercado de petróleo no Rio.**

Como é de se esperar, mesmo com avanço da desativação e descomissionamento de unidades de produção, o segmento de E&P cresceu aproximadamente 45% no período, alinhado à instalação de diversas unidades de produção. Nesse segmento retornamos a representar quase 65% de todos os empregos do país.

Mas o grande destaque foi no segmento de fornecedores⁵ que são classificados como exclusivos para o mercado de petróleo, o qual aumentou 75%. Para além das contratações, **a indústria fornecedora de petróleo se adensou no território do estado do Rio,**

representando hoje mais de 65% do total do Brasil, quase o dobro da participação em 2016.

Em termos da população do estado, pode parecer uma parcela pequena do todo, mas são empregos em sua maioria que demandam maior qualificação e com nível de remuneração na ordem de três vezes maior que a média salarial do estado. Isso significa dizer, que em termos de massa salarial, os empregos diretamente ligados ao petróleo equivalem à quase 300 mil pessoas, que impactam quase 1 milhão de pessoas, considerando o âmbito familiar.



⁵ Considera os fornecedores classificados no CNAE 28518: Fabricação de Máquinas e Equipamentos para a Prospeção e Extração de Petróleo, não contabilizando a indústria naval que possui grande convergência com o mercado de petróleo, mas que opera sob dinâmica própria.

Cases de sucesso - Atuação Firjan

Petrobras: Programa Autonomia e Renda – Firjan SENAI Sesi

Objetivo: Qualificar profissionalmente e ampliar oportunidades para pessoas em situação de vulnerabilidade socioeconômica.

Proposta: Em parceria com Institutos Federais de Educação, Ciência e Tecnologia (IFs), a Fundação de Apoio ao IFSul (FaifSul), em unidades SENAI Sesi de 47 municípios do Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná, Rio Grande do Sul e Pernambuco, ofertar cursos técnicos e de qualificação profissional nas seguintes áreas: Elétrica, Edificações, Mecânica, Metalurgia, Soldagem, Automação Industrial, Planejamento e Controle de Produção e Segurança do Trabalho, entre outras.

Atuação: Condução do processo formativo e oferta de 12.700 vagas pelo SENAI, contemplando a concessão de bolsas-auxílio de R\$ 660 mensais aos participantes e de R\$ 858 para mulheres mães de filhos até 11 anos a serem pagas via Sesi.

Crédito: Isabela Lisboa/Firjan



Crédito: Danilo Quadra/Firjan



Cases de sucesso - Atuação Firjan

Repsol Sinopec e ESS: Projeto Divisor – Firjan SENAI

Objetivo: A atividade de perfuração é de grande importância e elevados custos em uma etapa inicial ainda cheia de incertezas quanto a retorno financeiro, como no caso da exploração, e também no desenvolvimento da produção, desse modo, o projeto visa contribuir para identificar melhorias no processo de perfuração, resultando em redução de tempo e custos de perfuração, além de aumentar a segurança e eficácia da perfuração.

Proposta: Prever eventuais problemas no processo de perfuração de poços, consolidando informações operacionais e de projeto em um sistema centralizado e integrando múltiplas bases de dados. Oferecer visualização 3D da perfuração do poço em tempo real, junto de dados relevantes para a tomada de decisões, como litologia, propriedades de fluidos de perfuração, trajetórias projetadas, dados de sensores de campo, resultados de simulações e outros.

Atuação: Digitalização, visualização e simulação virtual de dados de perfuração com apoio de aprendizado de máquina, digitalização, visualização e simulação virtual de dados de perfuração com apoio de aprendizado de máquina.

PRIO: Reação Offshore – Firjan SENAI

Objetivo: Realizar a capacitação de profissionais para o mercado offshore desenvolvendo habilidades técnicas e socioemocionais - soft skills.

Proposta: Parceria da PRIO, Firjan SENAI, Instituto Reação e Instituto Todos na Luta, o projeto conta com cursos com foco em qualificação profissional e formação socioemocional para Operador de Produção Offshore, com uma carga horária de 340 horas. Desde o início da parceria, 90 formandos foram contratados pela PRIO, que desenhou o programa de forma a atender e utilizar os recursos da cláusula de P,D&I, cancelados pela ANP

Atuação: Capacitação de profissionais para o mercado de petróleo e gás, por meio de uma metodologia Firjan SENAI de formação profissional, estrutura de suas unidades envolvidas, tanto de laboratórios quanto de instrutores.

Considerações Finais

O período que nos trouxe à 10ª edição do Anuário do Petróleo no Rio, de 2015 a 2025, marcou uma fase de notáveis transformações, que reafirmaram a importância desse mercado para o país e o posicionamento do petróleo como um motor econômico vital para o Rio de Janeiro. O crescimento expressivo na produção e na arrecadação de participações governamentais demonstrou o potencial do setor para gerar receitas significativas, que aliadas à implementação de políticas públicas eficazes e investimentos em pesquisa e desenvolvimento, contribuíram para a expansão das capacidades produtivas do estado.

Entretanto, não podemos ignorar os desafios que permanecem, incluindo a necessidade de diversificação e a busca por soluções sustentáveis em um mundo que busca ser cada vez mais eficiente em carbono. Além disso, a dependência de importações de combustíveis e biocombustíveis precisa ser abordada com urgência, a fim de mitigar a exposição do estado nesse segmento e reduzir a vulnerabilidade econômica.

O Rio de Janeiro, enquanto protagonista na produção de petróleo nacional, deve focar em ser ainda mais resiliente e buscar respostas para uma questão: qual será o futuro do petróleo e o petróleo do futuro e quais os impactos para o nosso estado?

A nossa missão como Firjan se mantém firme neste cenário: promover um desenvolvimento sustentável para a indústria fluminense, com o mercado de petróleo como um catalisador para preparar o estado para os desafios do futuro. Ao abordar as limitações e oportunidades do setor, nos comprometemos a apoiar inovações e iniciativas que potencializem o crescimento econômico, a geração de empregos, aprofundar o entendimento sobre a realidade da indústria, suas capacidades e competências.

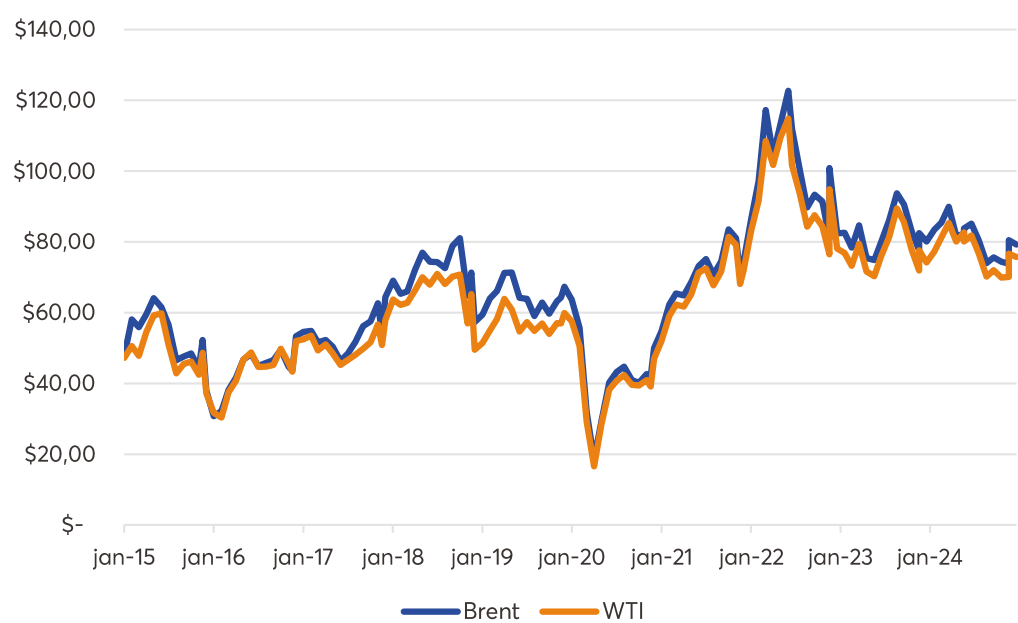
É um esforço contínuo, que dentro de nossa pauta de trabalho visa aumentar a competitividade do estado, tendo como uma das frentes assegurar que o legado do petróleo continue a beneficiar o estado do Rio de Janeiro e suas comunidades por muitos anos.



CAPÍTULO 2

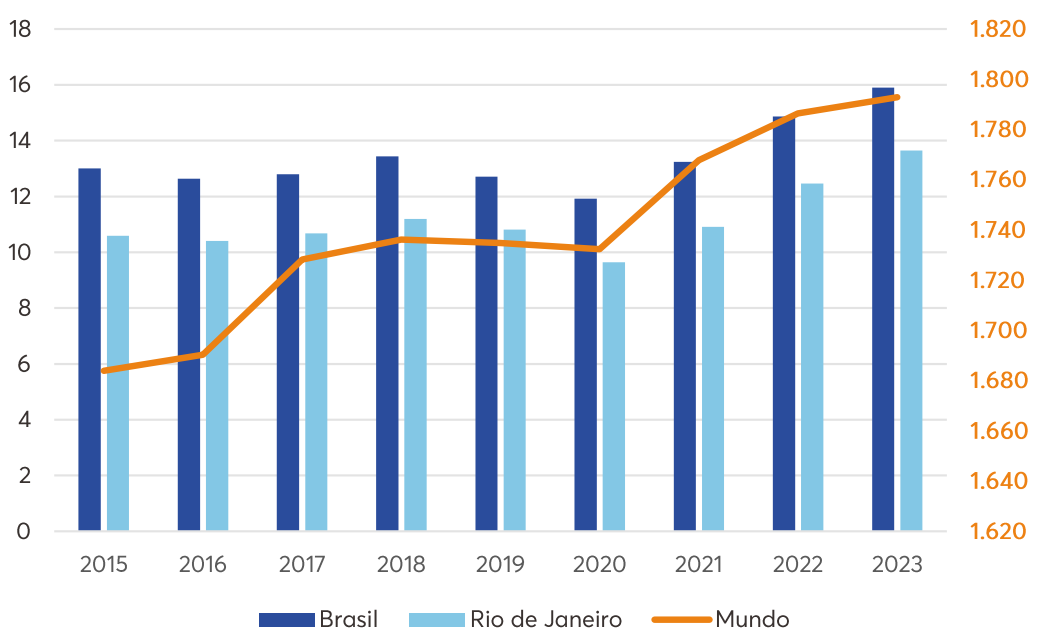
Destques estatísticos do mercado

Histórico do Preço do Petróleo Brent e WTI – dólares/barril



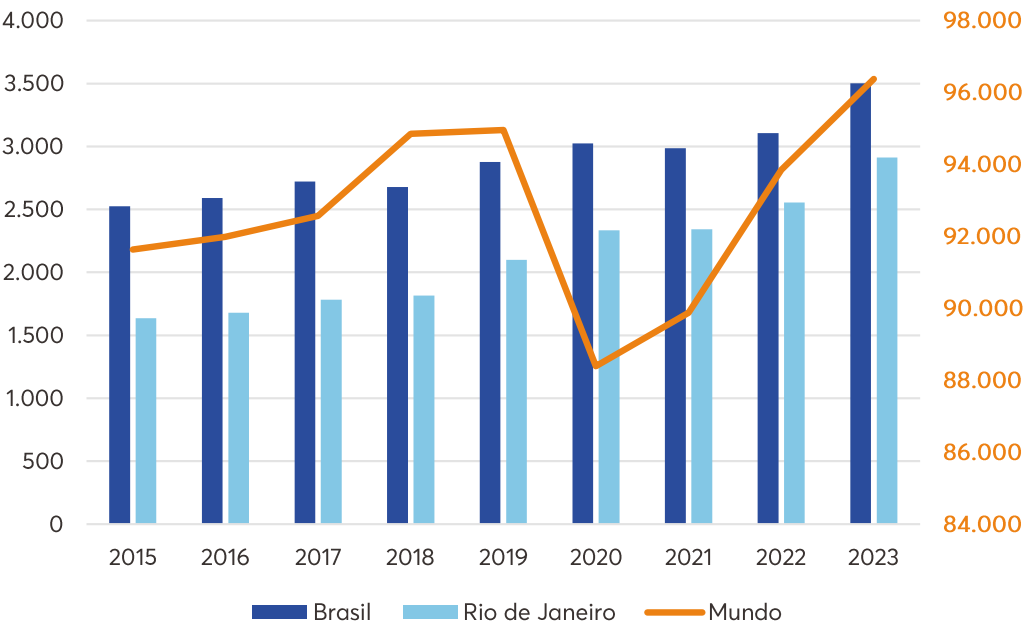
Fonte: EIA,2025

Histórico das reservas provadas no mundo, Brasil e Rio de Janeiro – em bilhões barris



Fonte: Energy Institute, 2024; ANP 2025

Histórico da produção de petróleo no Brasil, Rio e Mundo – em mil barris/dia



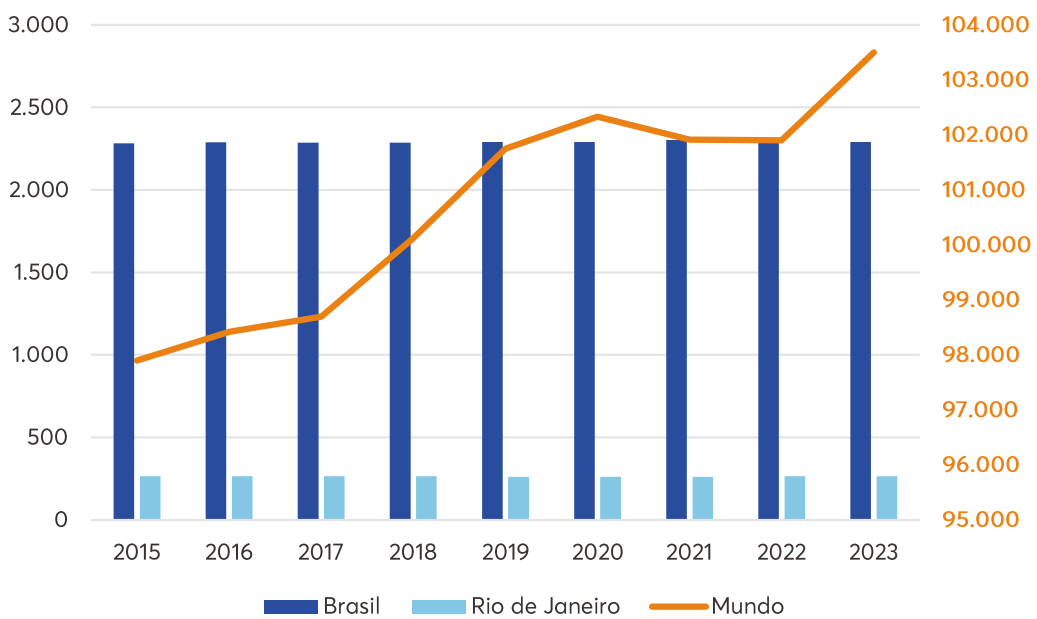
Fonte: Energy Institute, 2024; ANP 2025

Histórico da produção mundial de petróleo e participação do Brasil e Rio no total – em mil barris/dia

Ano	Mundo	% BR/Mundo	Brasil	% RJ/BR	Rio de Janeiro	% RJ/Mundo
2015	91.631,77	2,76%	2.524,98	64,77%	1.635,41	1,78%
2016	91.988,63	2,82%	2.591,35	64,81%	1.679,54	1,83%
2017	92.568,42	2,94%	2.720,90	65,54%	1.783,16	1,93%
2018	94.851,74	2,82%	2.678,89	67,79%	1.815,94	1,91%
2019	94.960,88	3,03%	2.876,22	72,95%	2.098,27	2,21%
2020	88.391,10	3,42%	3.025,56	77,10%	2.332,80	2,64%
2021	89.876,88	3,32%	2.987,16	78,39%	2.341,54	2,61%
2022	93.848,00	3,31%	3.107,00	82,22%	2.554,60	2,72%
2023	96.376,06	3,63%	3.502,32	83,16%	2.912,49	3,02%

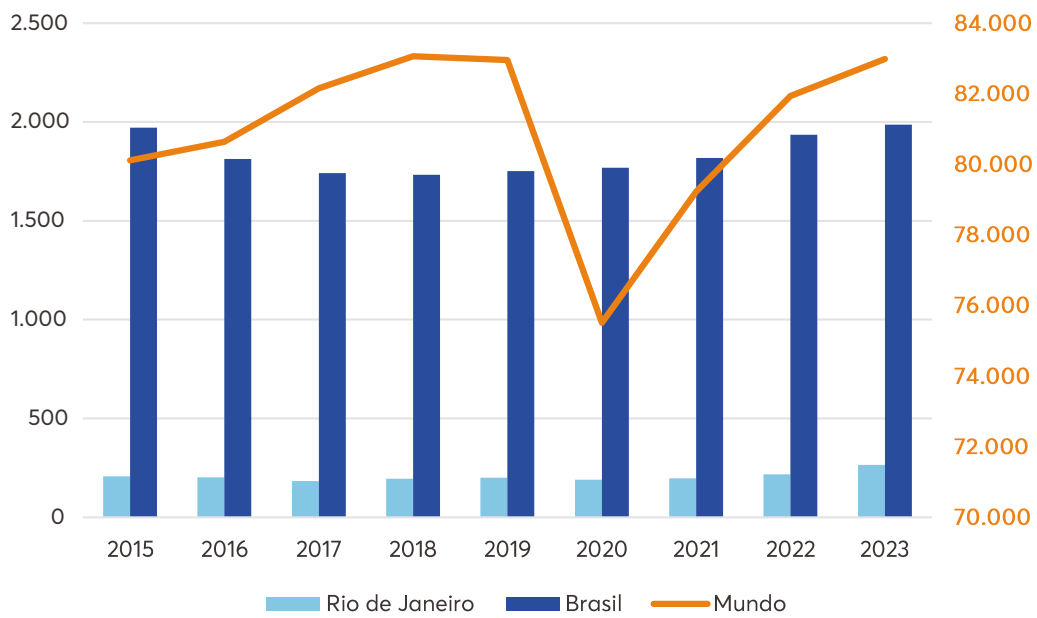
Fonte: Energy Institute, 2024; ANP 2025

Histórico da capacidade de refino do mundo, Brasil e Rio de Refino – em mil barris/dia



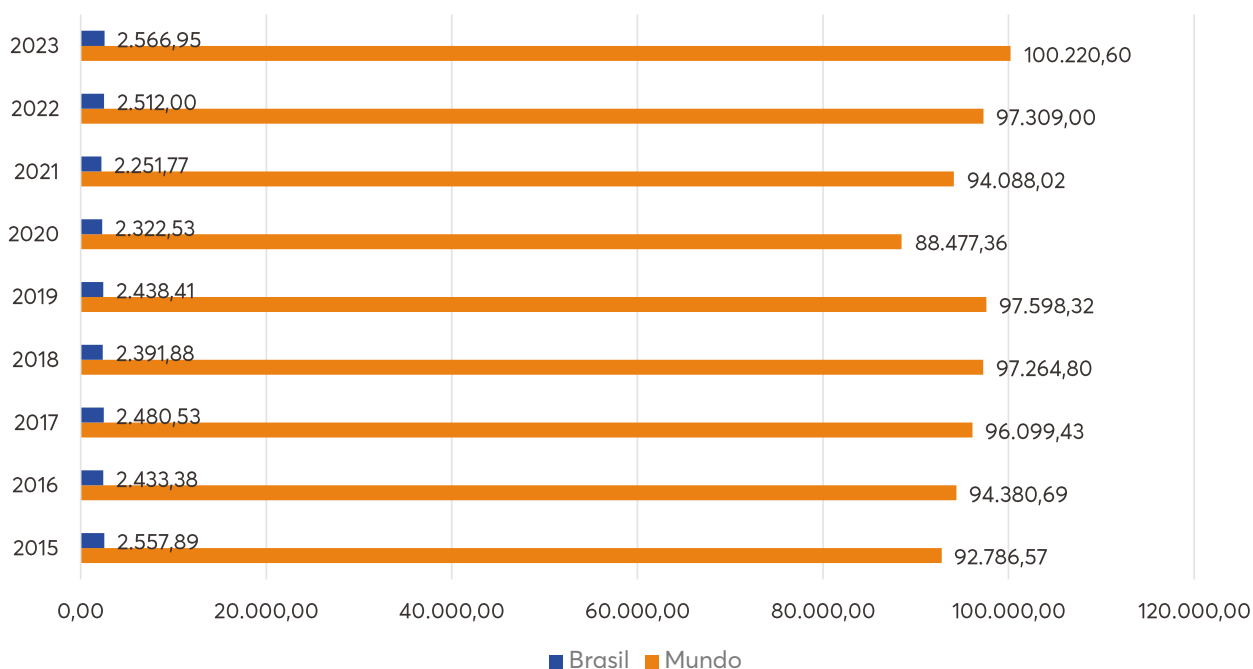
Fonte: Energy Institute, 2024.

Histórico do volume refinado de óleo no mundo, Brasil e Rio de Janeiro – em mil barris/dia



Fonte: Energy Institute, 2024.

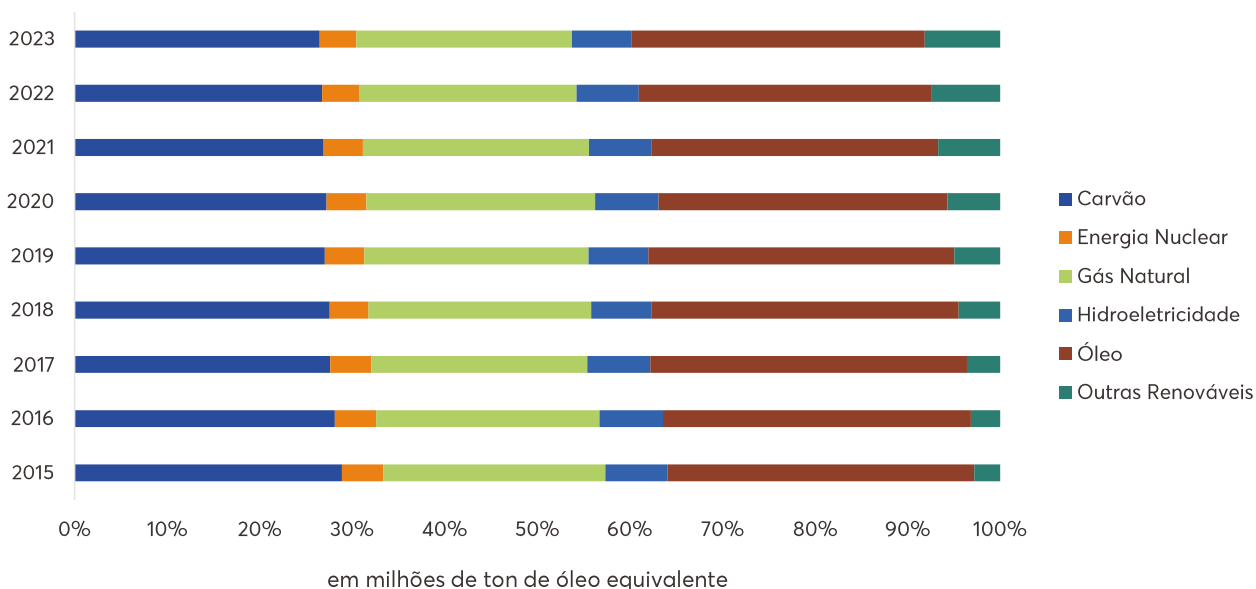
Histórico do consumo de óleo no mundo e Brasil – em mil barris/dia



Fonte: Energy Institute, 2024.

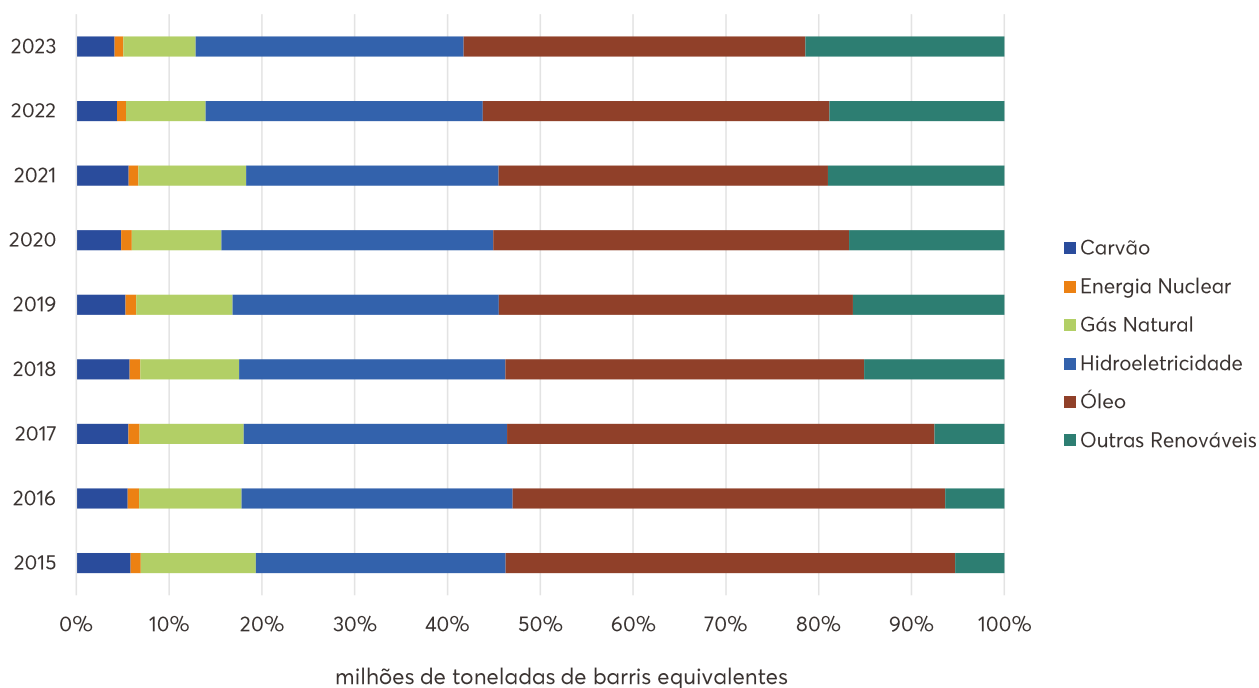
Participação por tipo de fonte primária no consumo mundial de energia

37



Fonte: Energy Institute, 2024.

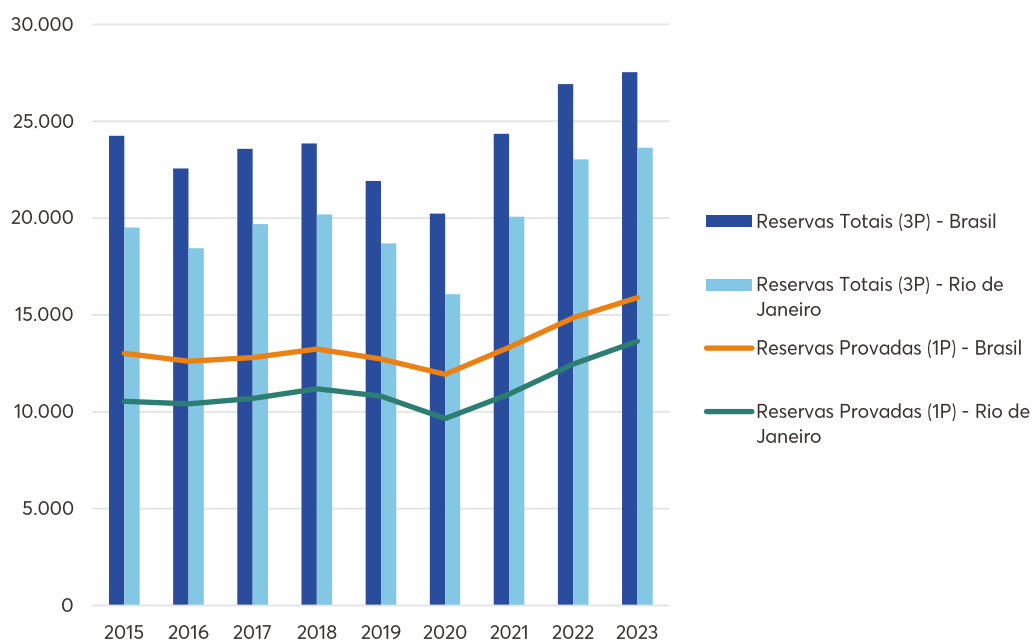
Participação por tipo de fonte primária no consumo de energia no Brasil



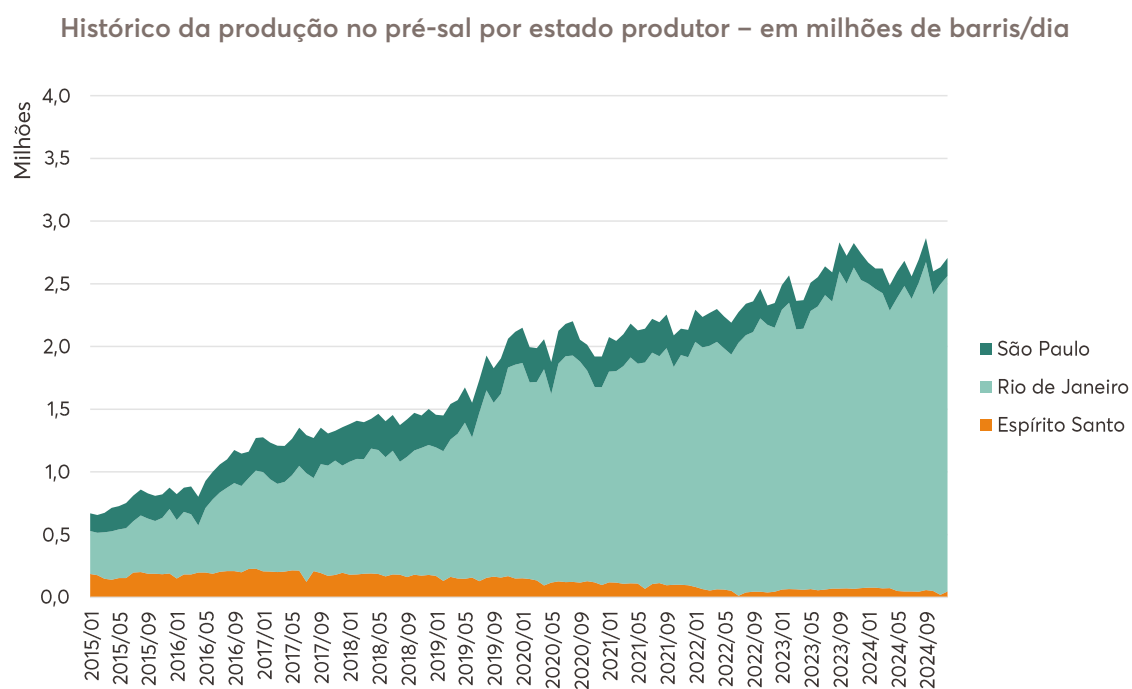
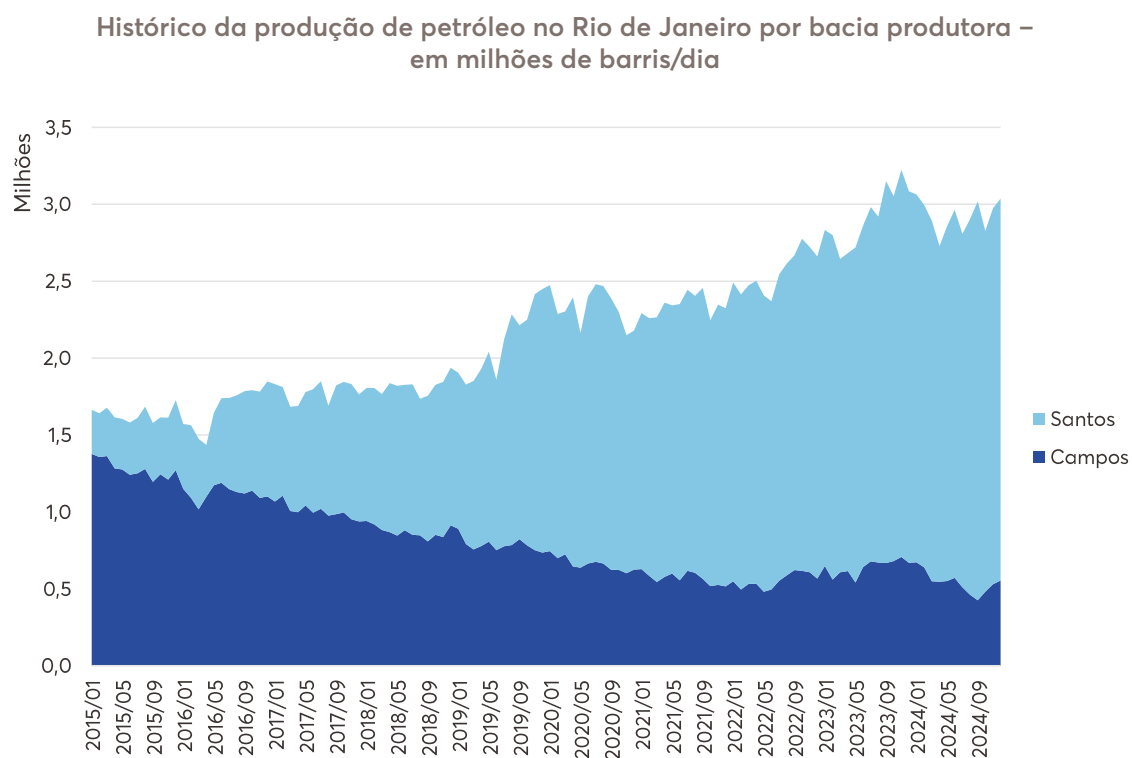
Fonte: Energy Institute, 2024.

38

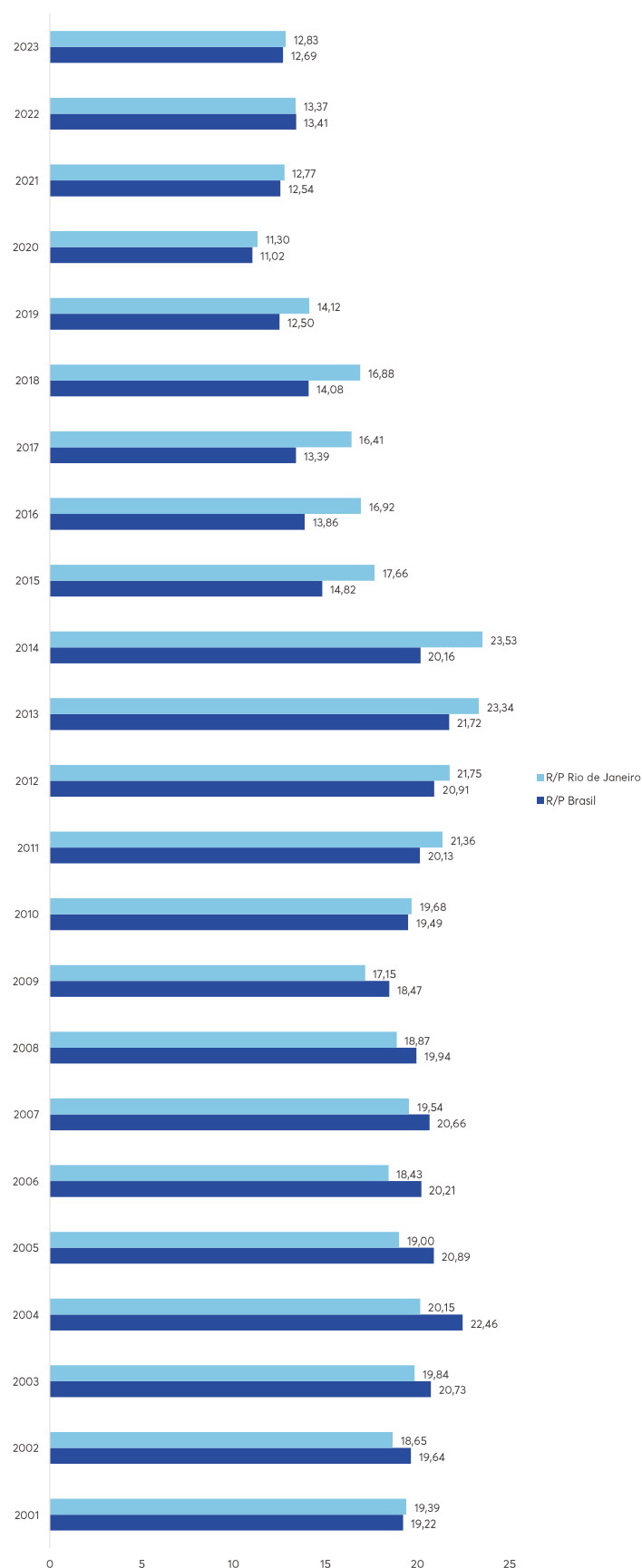
Reservas totais e provadas no Brasil e Rio de Janeiro – em milhões de barris



Fonte: ANP; 2025

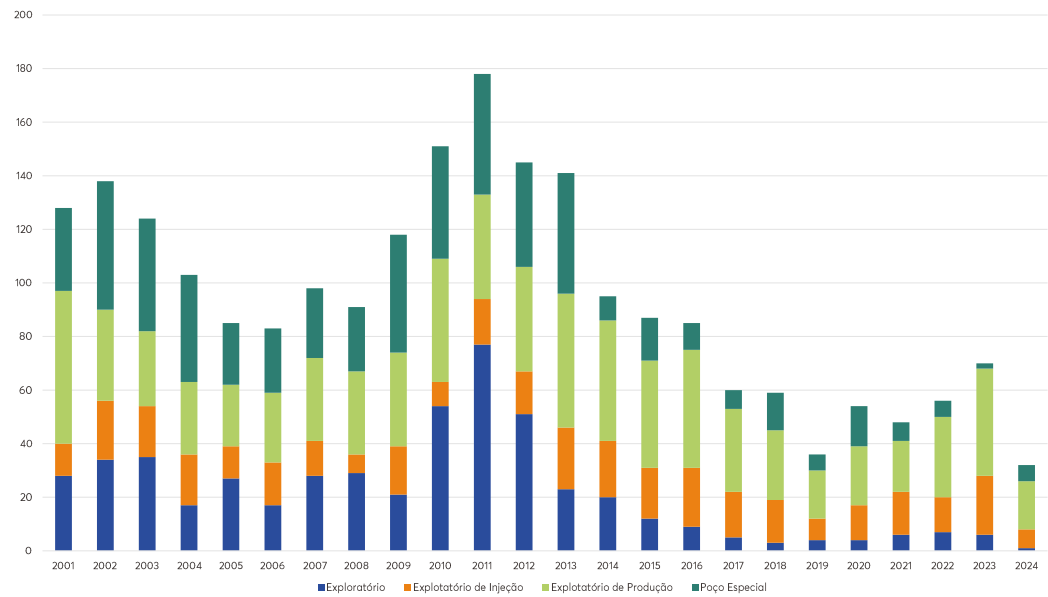


Histórico da relação R/P no Rio de Janeiro e Brasil – em anos



Fonte: ANP, 2025.

Histórico da atividade perfuratória no Rio de Janeiro por tipo de poço



Fonte: ANP, 2025.

Participação do Rio de Janeiro nos poços offshore

Ano	%RJ/BR em poços offshore
2001	61,24%
2002	74,59%
2003	68,51%
2004	69,59%
2005	65,38%
2006	64,34%
2007	73,13%
2008	66,42%
2009	56,73%
2010	70,56%
2011	71,77%
2012	65,32%
2013	65,89%
2014	59,01%
2015	67,44%
2016	90,43%
2017	90,91%
2018	89,39%
2019	70,59%
2020	85,71%
2021	88,89%
2022	86,15%
2023	84,34%
2024	74,42%

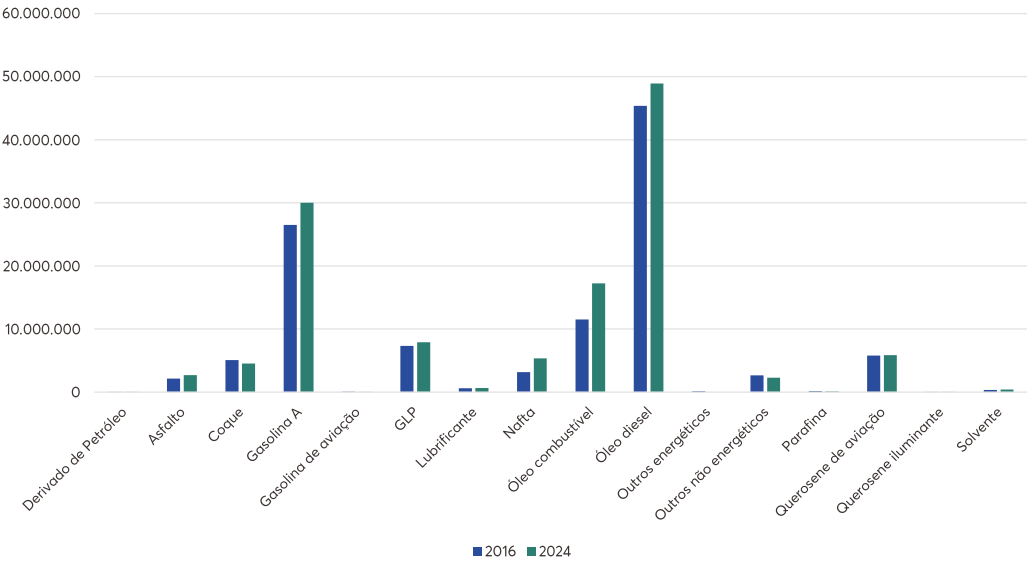
Fonte: ANP, 2025.

Histórico da capacidade de refino, volume refinado e taxa de ocupação no Brasil e Rio de Janeiro – em barris/dia

Ano	Capacidade de refino Brasil	Volume refinado Brasil	Taxa de ocupação Brasil	Capacidade de refino RJ	Volume refinado RJ	Taxa de ocupação RJ
2015	2.393.704,45	1.983.599,35	82,87%	265.592,40	207.541,83	78,14%
2016	2.401.566,63	1.831.351,01	76,26%	265.592,40	202.810,88	76,36%
2017	2.401.566,63	1.737.884,00	72,36%	265.592,40	184.122,25	69,33%
2018	2.401.566,63	1.725.680,30	71,86%	265.592,40	195.776,76	73,71%
2019	2.406.926,39	1.747.865,60	72,62%	261.593,20	199.821,12	76,39%
2020	2.406.926,39	1.767.852,76	73,45%	261.593,20	191.010,27	73,02%
2021	2.404.424,54	1.818.594,04	75,64%	261.593,20	197.474,72	75,49%
2022	2.365.981,22	1.935.046,23	81,79%	265.895,43	216.812,88	81,54%
2023	2.410.638,87	1.986.338,94	82,40%	265.895,43	233.659,61	87,88%
2024	2.410.638,87	1.994.533,52	82,74%	265.895,43	227.028,47	85,38%

Fonte: ANP, 2025.

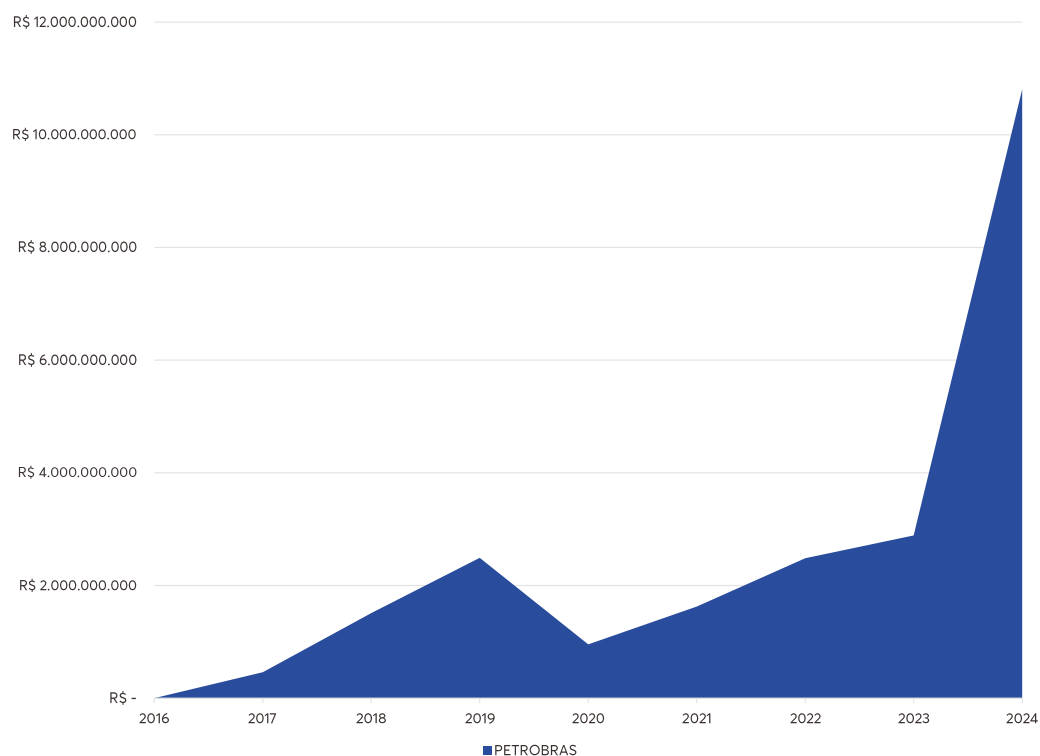
Produção por derivado de petróleo no RJ em 2016 e 2024 - em metros cúbicos



Derivado de Petróleo	2016	2024
Asfalto	2.152.075	2.707.365
Coque	5.076.586	4.526.686
Gasolina A	26.514.231	30.013.949
Gasolina de aviação	53.902	46.606
GLP	7.329.727	7.892.833
Lubrificante	616.529	646.423
Nafta	3.175.436	5.340.137
Óleo combustível	11.506.738	17.234.872
Óleo diesel	45.369.807	48.918.257
Outros energéticos	120.403	-
Outros não energéticos	2.668.293	2.274.945
Parafina	162.366	114.472
Querosene de aviação	5.789.278	5.861.464
Querosene iluminante	7.668	6.472
Solvente	331.453	414.964

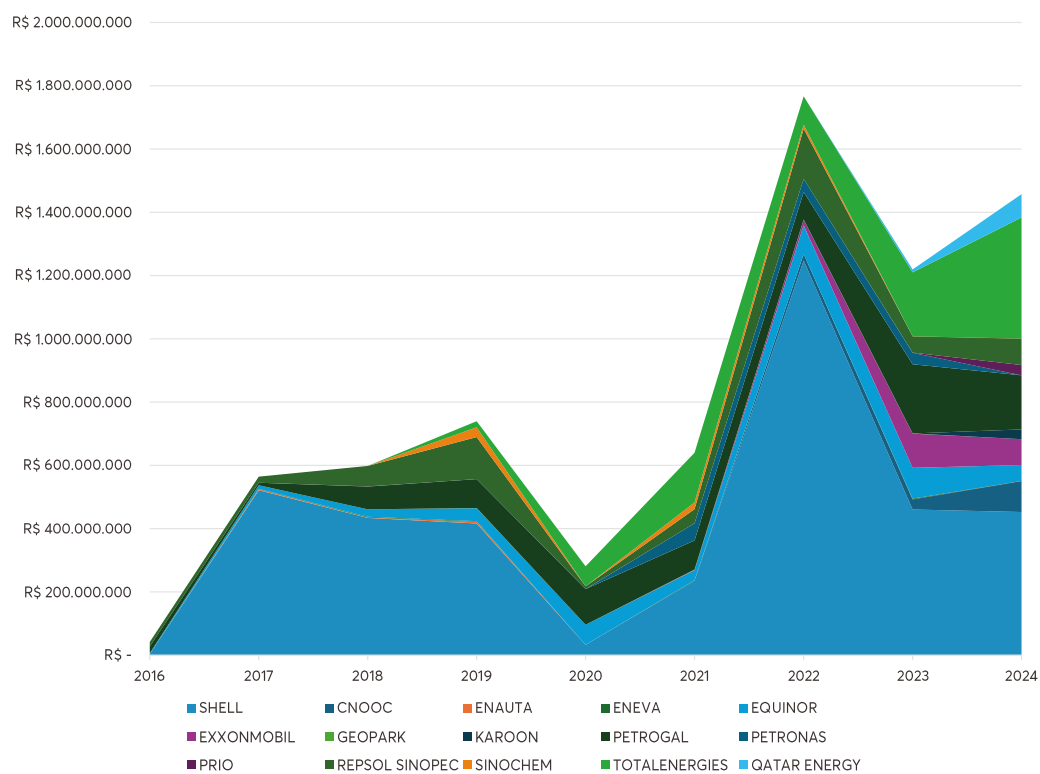
Fonte: ANP, 2025.

Histórico de investimentos pela Cláusula de P,D&I pela RT 3/2015 – Petrobras



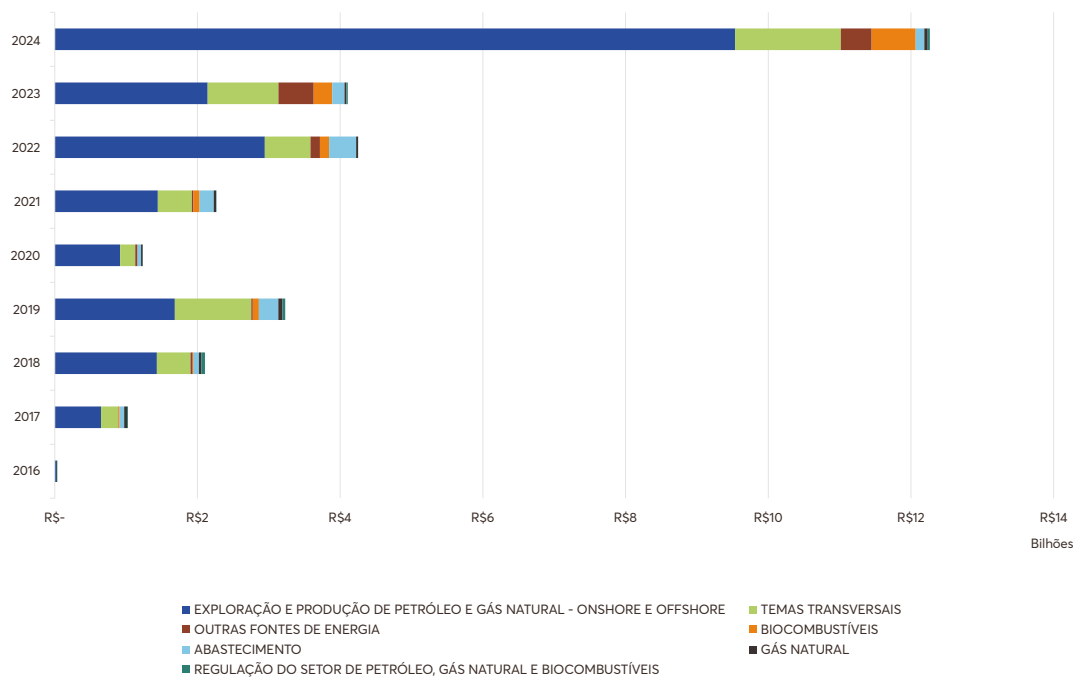
Fonte: ANP, 2025.

Histórico de investimentos pela Cláusula de P,D&I pela RT 3/2015 – Outras Empresas



Fonte: ANP, 2025.

Histórico de investimento da Cláusula de P,D&I por Tema pela RT 3 - 2015



Fonte: ANP, 2025.

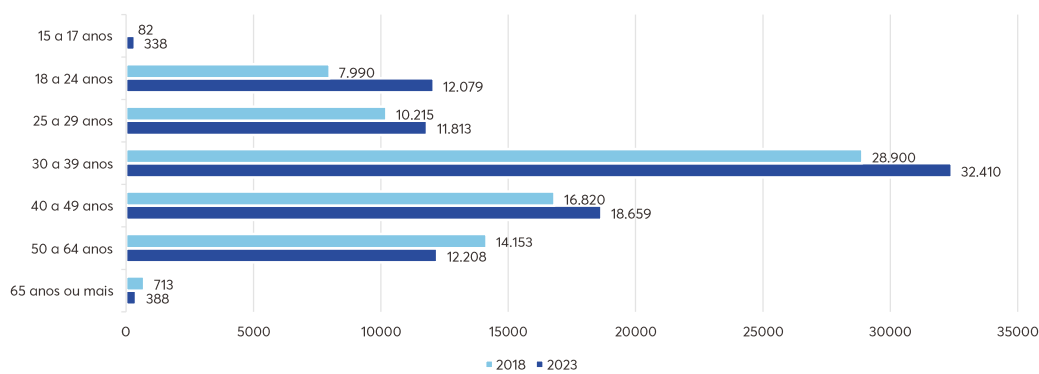
Histórico de empregados no encadeamento produtivo do petróleo no Rio de Janeiro e participação no Brasil

45

Ano	Abastecimento		Cadeia fornecedora		E&P	
	Empregados	% RJ/BR	Empregados	% RJ/BR	Empregados	% RJ/BR
2015	51.386	11%	3.685	34%	37.053	65%
2016	50.691	11%	3.125	35%	30.651	64%
2017	48.021	11%	2.691	33%	28.333	65%
2018	47.389	11%	2.801	39%	27.769	64%
2019	47.835	11%	3.141	44%	28.461	63%
2020	45.419	10%	2.380	45%	27.144	59%
2021	48.657	10%	2.864	51%	29.531	59%
2022	47.129	1%	3.426	52%	32.547	56%
2023	48.853	9%	3.869	52%	31.463	54%
2024	51.649	9%	2.905	39%	32.225	53%

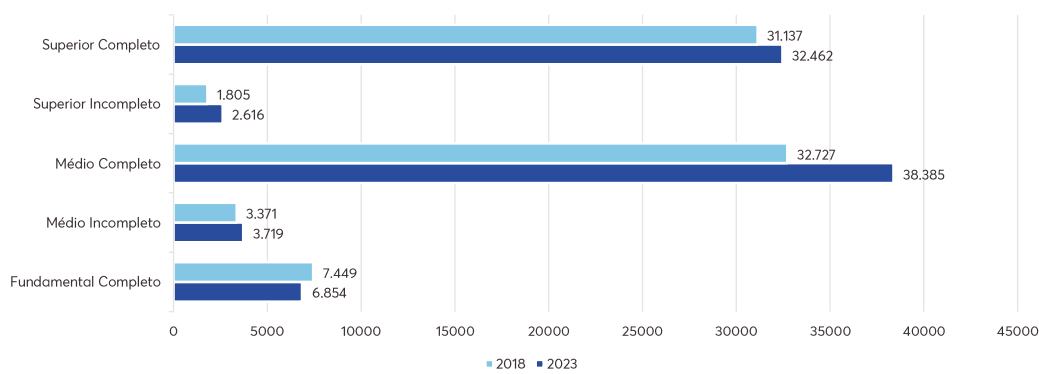
Fonte: Rais, 2023; Caged, 2025.

Empregados no encadeamento do petróleo por faixa etária* em 2016 e 2023



Fonte: Rais, 2023; Caged, 2025.

Empregados no encadeamento do petróleo por escolaridade* em 2016 e 2023



Fonte: Rais, 2023; Caged, 2025.

*os números por categoria não contabilizam todos os empregados

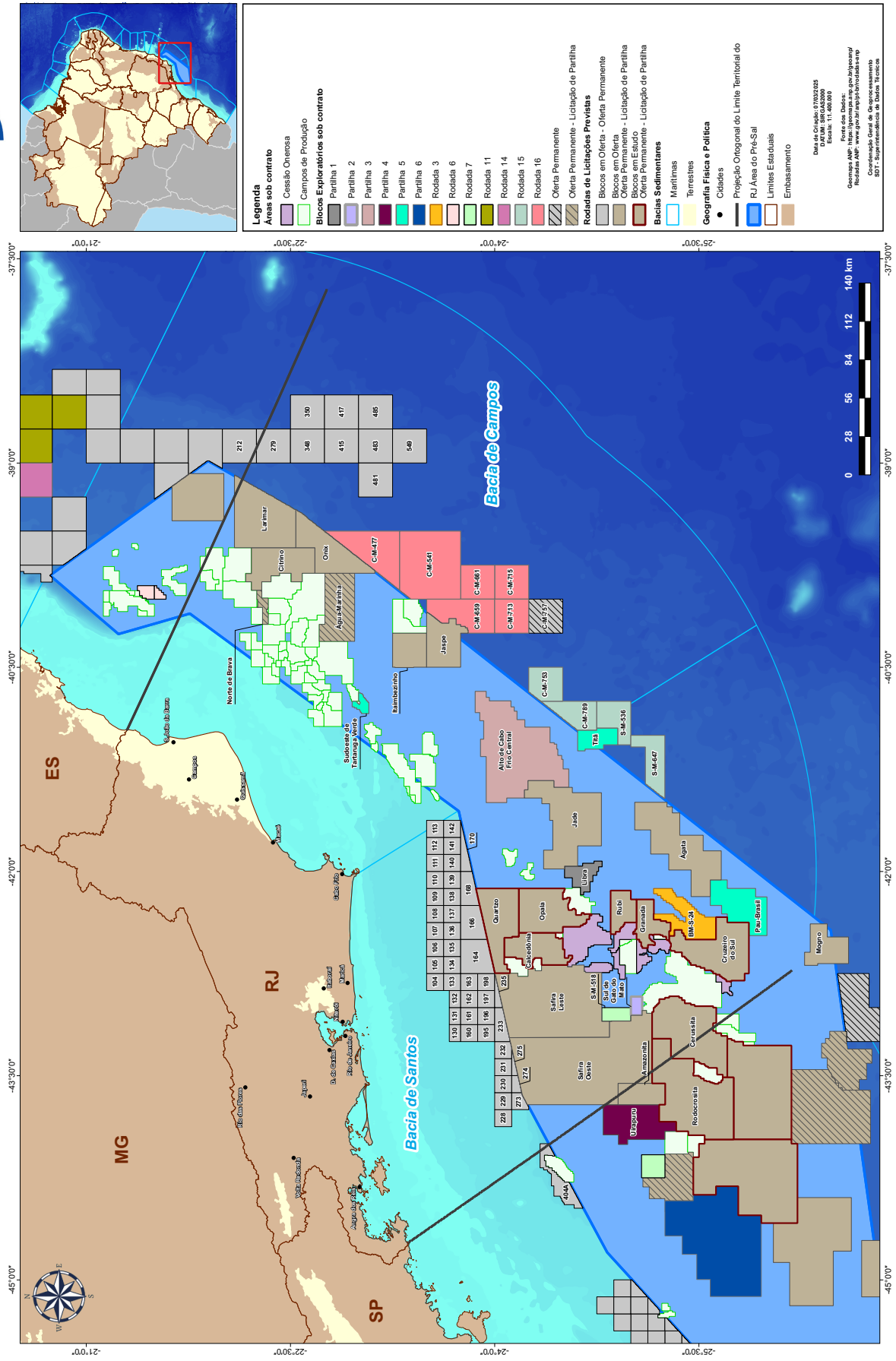


CAPÍTULO 3

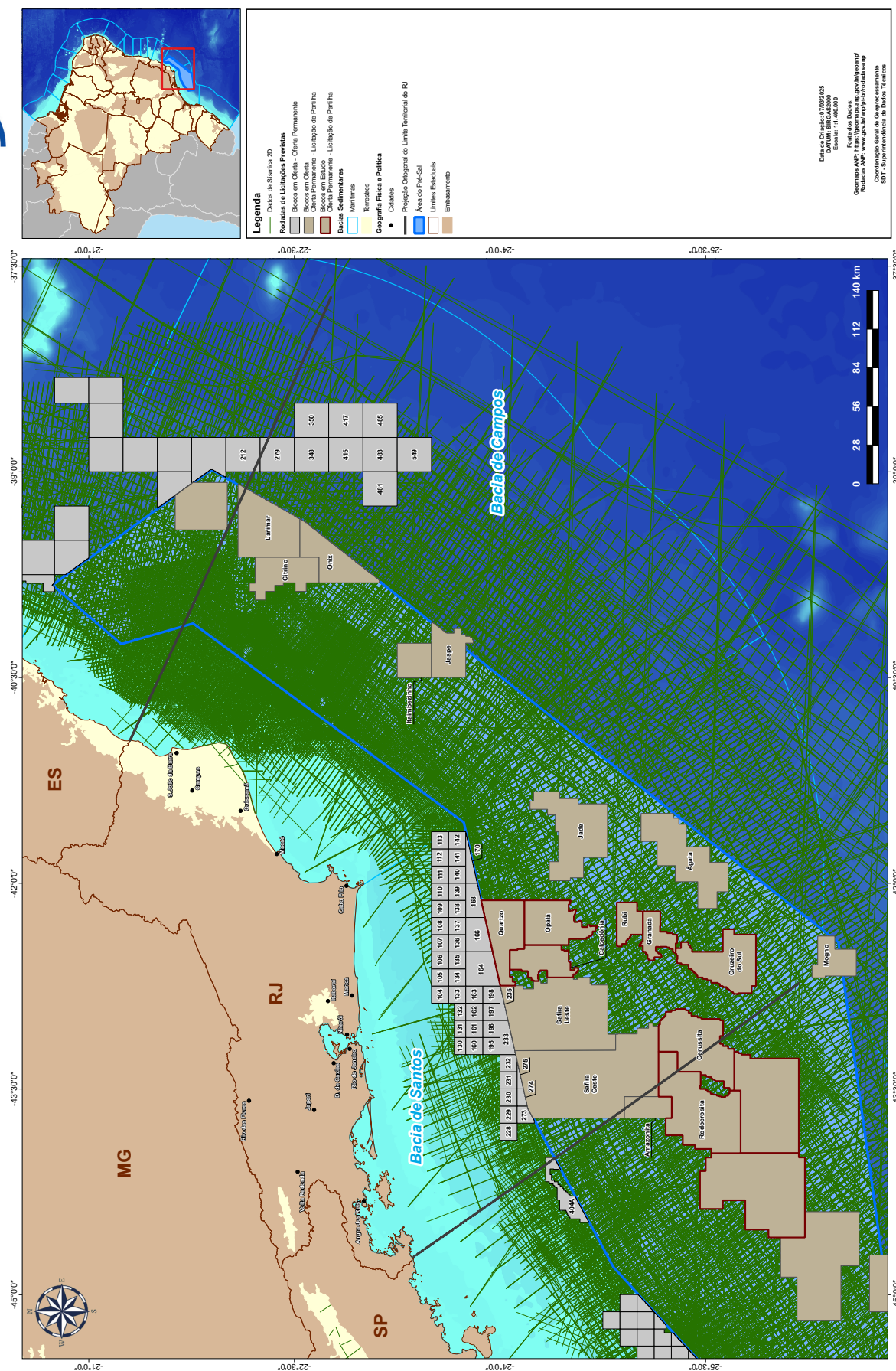
Mapas do petróleo no Rio de Janeiro



Mapa da Indústria do Petróleo no Rio de Janeiro - 2025

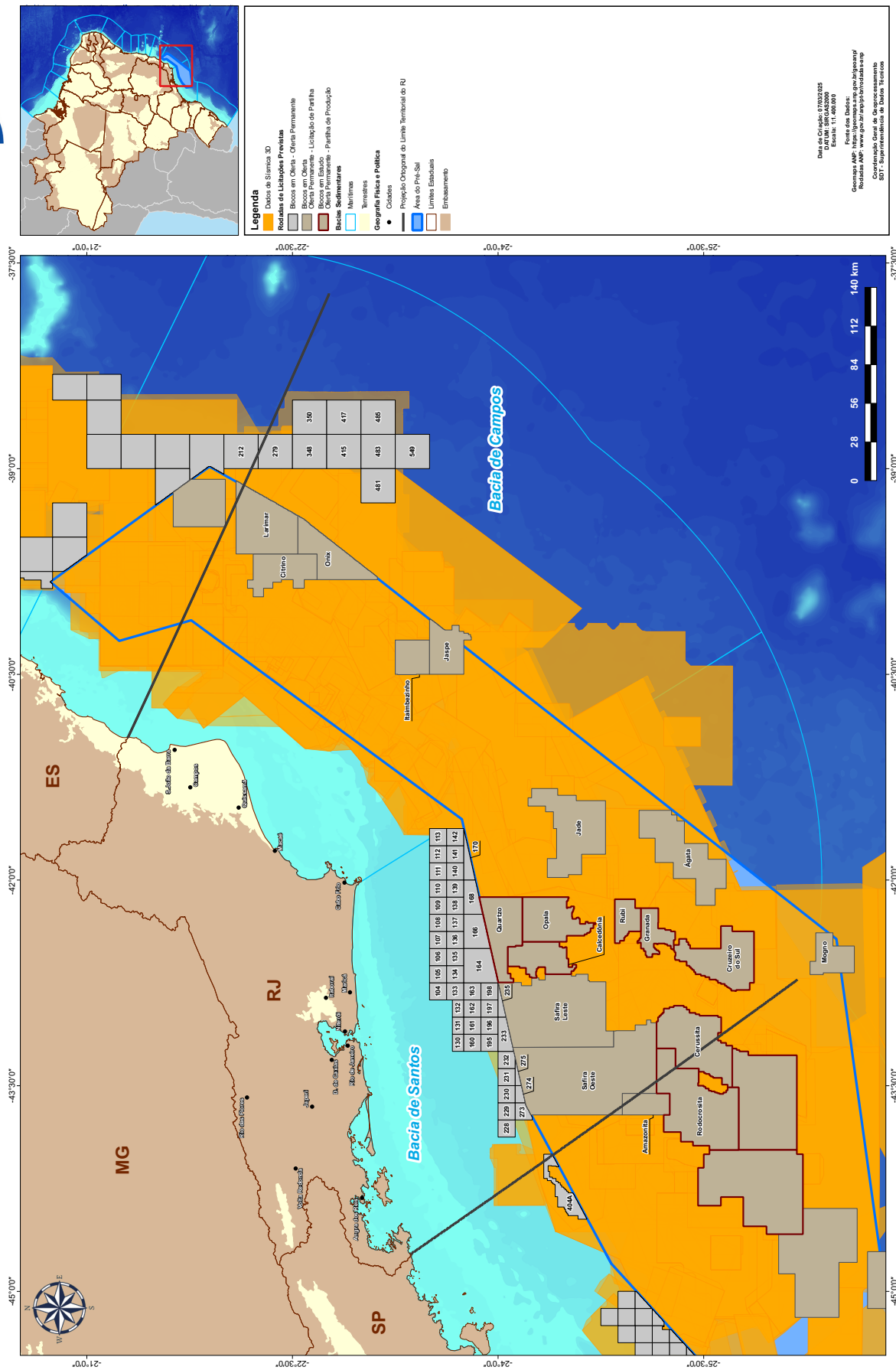


Mapa de Dados Sísmicos 2D no Rio de Janeiro - 2025



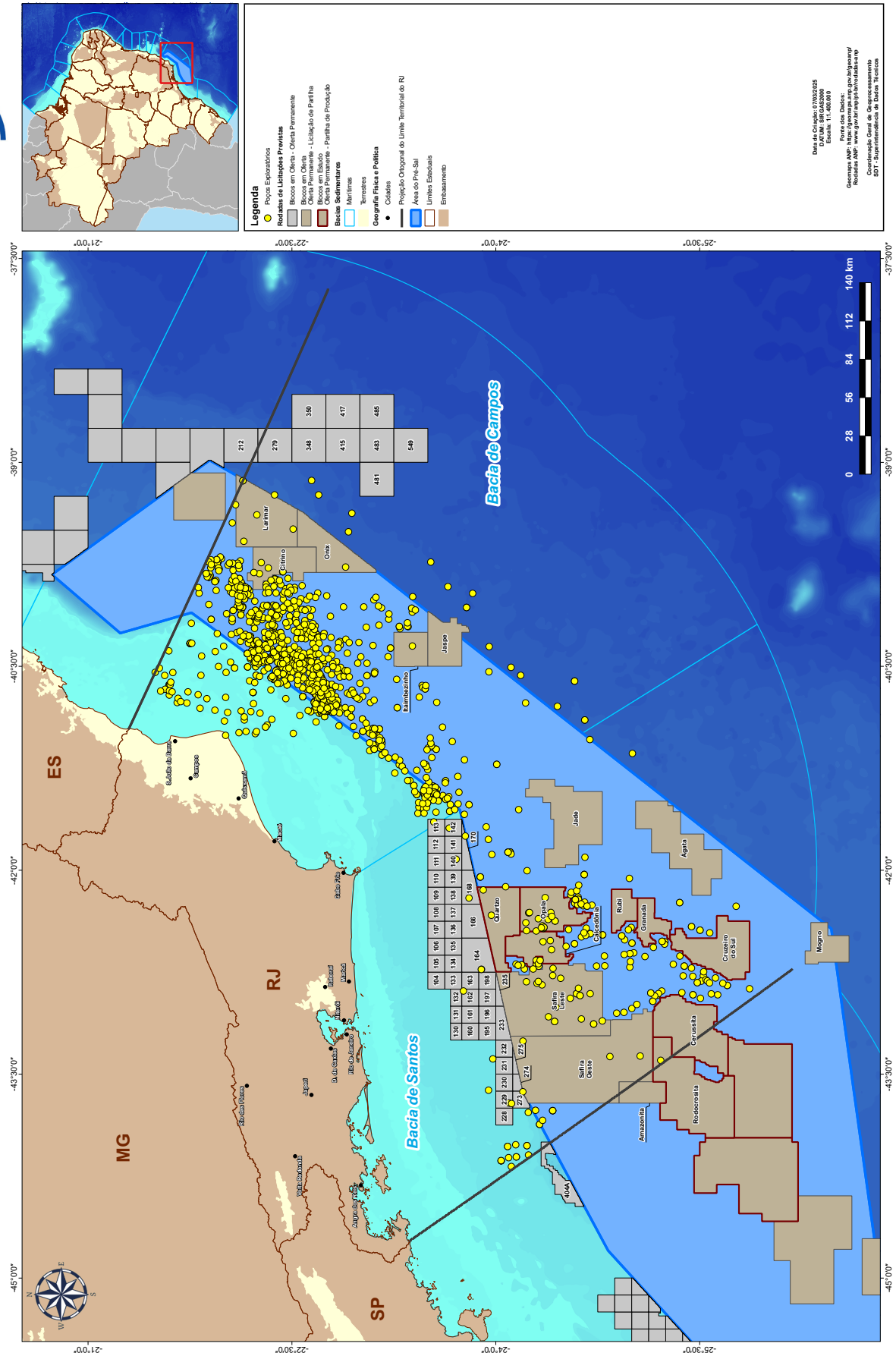


Mapa de Dados Sísmicos 3D no Rio de Janeiro - 2025





Mapa de Poços Exploratórios no Rio de Janeiro - 2025





CAPÍTULO 4

O futuro do petróleo e o petróleo do futuro

A construção do futuro do petróleo no Rio já começou

Elaborado pela Firjan

Introdução

A realidade que precisamos internalizar quando falamos do cenário energético mundial vai além do foco na descarbonização e transição energética, precisamos encarar também o cenário de adição energética. Essa realidade de busca por mais energia pode ser traduzida nas palavras de Daniel Yergin, Peter Orszag e Atul Arya: *"mais do que substituir as fontes de energia convencionais, o crescimento das energias renováveis está se realizando em complemento às fontes convencionais"*.

É aqui que nosso esforço se traduzirá em resultado, em eficiência como resposta ao contínuo aumento de demanda por energia. Quanto mais avançamos, crescemos, desenvolvemos e nos conectamos mais energia precisamos. Não podemos desperdiçar o que se pode somar.

Indo além, a visão de futuro do mercado de energia se configura de maneira heterogênea pelo globo, seja pela visão da demanda e de desenvolvimento econômico que será diferenciado entre regiões, seja pelas crescentes preocupações com a segurança

energética. Isso significa que o mix de energia de um país ou região não será a regra ditada por alguns. Temos diferentes momentos de nação para nação, de estado para estado. Enquanto alguns buscam a substituição dos combustíveis fósseis, pois faz sentido em sua matriz econômica e de sustentabilidade, outros ainda se esforçam para adicionar consumo de fósseis, como resposta às suas demandas de crescimento e suas restrições econômicas.

Essa realidade também é explicitada pela *International Energy Agency* (IEA) em seu relatório *World Energy Outlook 2024*. Nos extratos regionais do relatório, é possível depreender essa variedade de realidades explicitada na Figura 1 e em referência aos resultados do cenário base de avaliação da agência, chamado de STEPS – *Stated Policies Scenarios*, que indica redução percentual do petróleo na matriz energética mundial em 2050, mas praticamente mantém os volumes demandados atuais em termos nominais desse energético.

Figura 1 – Variação no consumo total de energia e de petróleo por países ou regiões até 2050

País/Região	Demanda por Energia	Demanda por Óleo
Estados Unidos	↓↓↓	↓
China	↓	↓
Índia	↑	↑↑
América Latina e Caribe	↑	↑
União Europeia	↓↓↓	↓↓↓
África	↑↑↑	↑↑↑
Oriente Médio	↑↑	↑
Eurasia	→	↑
Japão e Coreia	↓	↓
Sudeste Asiático	↑	↑

Fonte: elaboração própria a partir de dados do World Energy Outlook 2024 – IEA

Por consequência, o futuro descarbonizado significa um futuro com menor consumo de petróleo em algumas regiões, mas aumento

do consumo em outras. E o que isso significa para o Brasil e para o Rio de Janeiro?

Perspectivas de produção e impactos para o Rio

Ao longo dos últimos 10 anos, vivenciamos uma expansão contínua do mercado de petróleo no país, mas uma retração da sua parcela na matriz energética na ordem de 2 pontos percentuais. Nesse período de 2015 a 2024, o PIB do Brasil cresceu na casa de 12%, não por acaso, o crescimento do consumo de Óleo Diesel e Gasolina foi na mesma ordem.

E, até o final dessa década, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) explicita que deveremos observar crescimento semelhante da produção de petróleo na matriz energética – aumentando em 50% a produção de petróleo, mas com redução de 4 pontos percentuais de participação na matriz energética.

Com foco no Rio de Janeiro, que deve impulsionar grande parte desse crescimento da produção nesse horizonte de avaliação até 2030, isso será resultado de investimentos multibilionários para expansão da infraestrutura de produção, que – apenas no Rio de Janeiro – alcançam aproximadamente US\$ 85 bilhões e resultam em pelo menos 15 mil empregos diretos e indiretos com a operação de plataformas e mais de R\$ 300 bilhões em arrecadação de royalties e participação especial no estado e seus municípios.

Mas a visão até 2030 não explicita a realidade para qual o Rio de Janeiro e seus municípios precisam estar preparados: a produção local de petróleo – dada as informações hoje disponíveis – deve atingir o pico de produção nos primeiros anos da próxima década, podendo ser antecipado caso novos projetos em estudo não se traduzam em realidade. Isso se refletirá em um cenário de pressão para o estado, resultante da redução das arrecadações relacionadas e da própria atividade econômica relacionada à produção de petróleo. Cabe ressaltar que este cenário ainda pode se agravar por outras condições de mercado desfavoráveis como, preços do barril e câmbio, por exemplo.

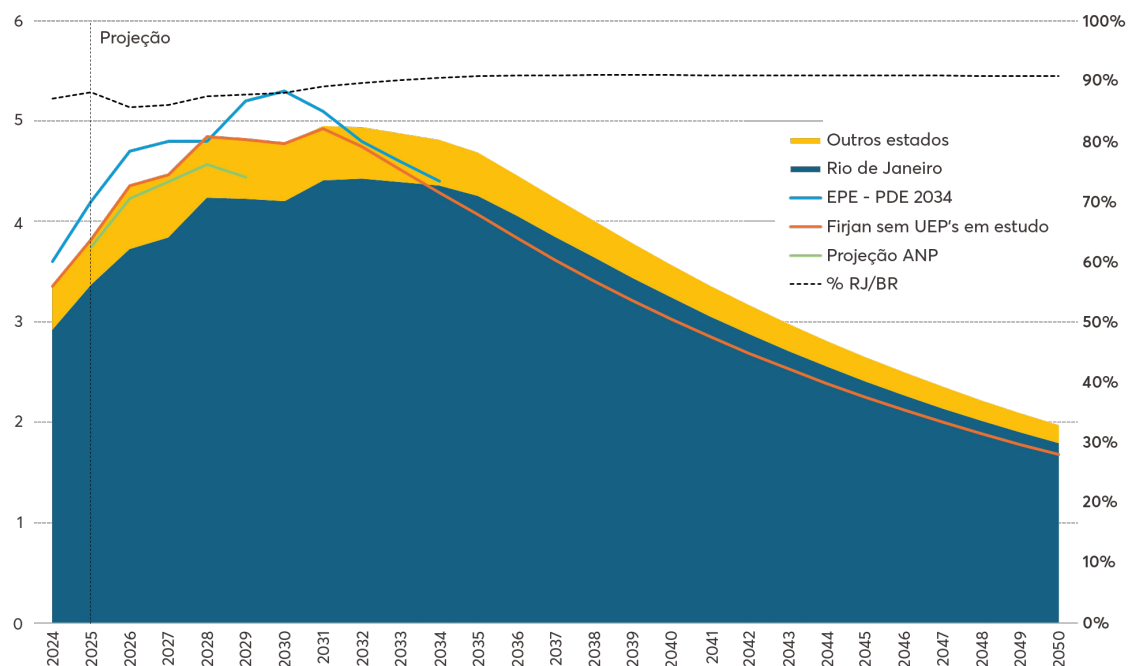
Para explicitar essa questão, estruturamos uma visão de projeção de arrecadação de participações governamentais para o Rio de Janeiro até 2050. Essa projeção utilizou como base informações disponíveis no mercado sobre desenvolvimento de áreas, cronograma de instalação de novas plataformas e premissas de produção. Os resultados estão explícitos nos Gráficos 2, 3 e 4.

Inúmeras premissas foram adotadas tanto nas projeções de produção quanto em relação aos montantes gerados em participações governamentais via produção futura, as quais podemos destacar: UEP's já em fase de declínio avaliadas em relação ao desempenho histórico e ações para revitalização dos respectivos campos; novas UEP's seguindo tempo de *ramp up* de 10 meses, plateau de 52 meses e taxa de declínio de 0,5% a.m. Além da carteira de novas UEP's confirmadas, foram consideradas 3 adicionais indicadas (Búzios, Tupi e Mero) e 1 adicional estimada (definimos uma eventual revitalização de Roncador).

Para o Brent, foi utilizada projeção mensal da EIA (Short-Term Energy Outlook fev/25) para o período jan/25 – dez/26. Até 2025, foi utilizada a média 2026 de forma constante no valor de 62,50 U\$/bbl, e os preços de referência do óleo de cada campo do estado foram atualizados de acordo com variação baseada no Brent. Para o câmbio foram utilizados os valores disponíveis no Boletim Focus - Banco Central de 21/02/25, fixando o valor do último ano disponível (2028) para os anos subsequentes em R\$ 5,93/US\$.

As alíquotas de royalties aplicadas de acordo com os regimes de cada campo e benefícios existentes, sendo que as plataformas com produção em mais de uma área sob diferentes regimes, foram subdivididas conforme o percentual médio de cada um em 2024. Para os campos com redução de alíquota de royalties, foram utilizadas as alíquotas efetivas de dez/24 (ANP). No cálculo das PE's, foram adotadas as alíquotas progressivas previstas no Decreto 2.705/1998 para águas profundas (> 400 m e > 3º ano), tendo as respectivas deduções da receita bruta estimadas conforme histórico de cada campo em mil R\$/m³ óleo.

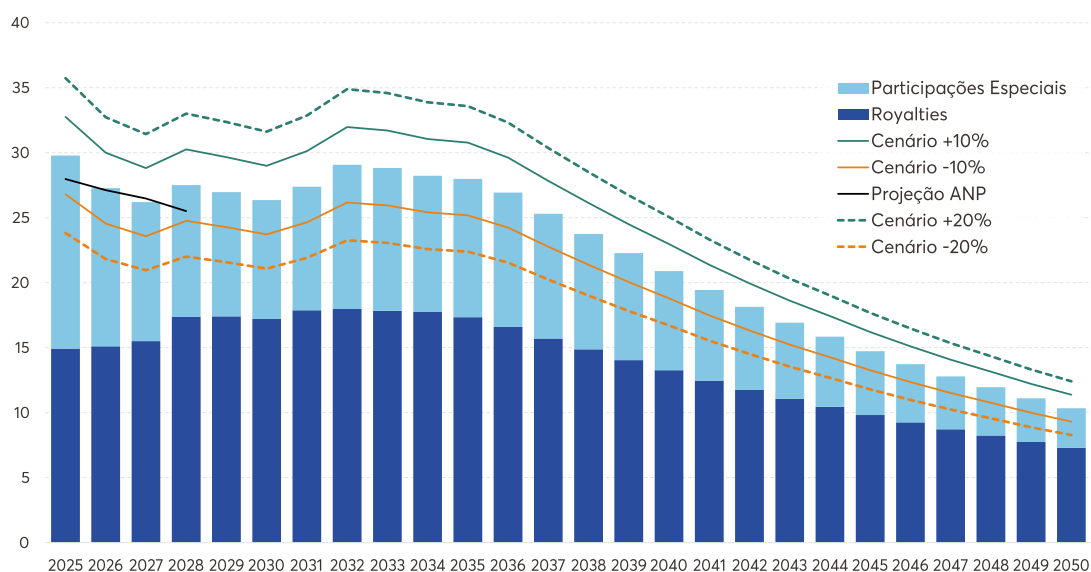
Gráfico 2 – Projeção de produção petróleo no Rio de Janeiro e outros estados de 2025 até 2050 – em milhões de barris/dia



Nota: Projeção EPE foi elaborada anteriormente a divulgação do PN 2025-2029 da Petrobras, que indicou postergação de algumas plataformas previstas em relação ao PN anterior.

Fonte: cálculos próprios da Firjan a partir de dados do mercado, Petrobras (2024), ANP (2025), ANP (2025a), ANP (2025b), EPE (2024), EIA (2025)

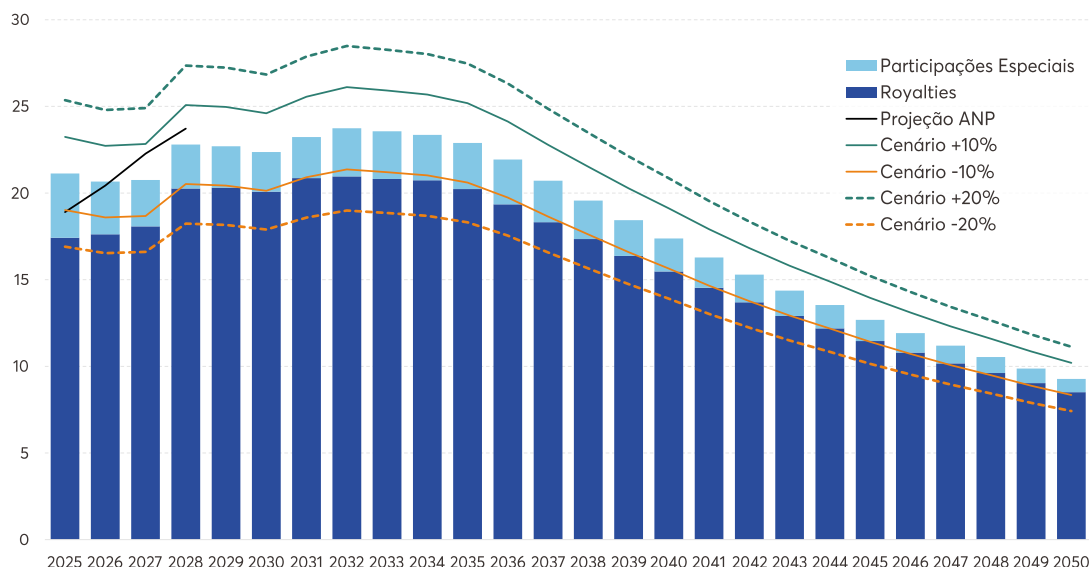
Gráfico 3 – Projeção de arrecadação de royalties e participação especial no estado do Rio de Janeiro de 2025 até 2050 – em bilhões de R\$



Nota: Cenários adotados visam considerar eventuais variações das condições de mercado que impactam nas arrecadações, como preços do barril e câmbio, por exemplo.

Fonte: cálculos próprios da Firjan a partir de dados do mercado, 2025.

Gráfico 4 – Projeção de arrecadação de royalties e participação especial nos municípios do estado do Rio de Janeiro de 2025 até 2050 – em bilhões de R\$



Nota: Cenários adotados visam considerar eventuais variações das condições de mercado que impactam nas arrecadações, como preços do barril e câmbio, por exemplo.

Fonte: cálculos próprios da Firjan a partir de dados do mercado, 2025.

Tendo como base as taxas de câmbio citadas e o preço de referência de dezembro de 2024 para cálculo de participações governamentais alinhados à variação projetada do Brent projetada pelo EIA – *US Energy Information Association* – a projeção resultou em um crescimento dos repasses de royalties e participação especial para o Rio e seus Municípios até o ano de 2023, na ordem de R\$ 55 bilhões, seguindo em queda para alcançar valor 60% menor que o pico em 2050.

Historicamente, a dinâmica das condições de mercado que impactam nas arrecadações oriundas da produção de petróleo e gás é bastante variável, podendo trazer resultados ainda mais desafiadores para as contas públicas do estado do Rio, que tem nas participações governamentais um importante aliado no fechamento anual de suas contas. Os resultados da projeção mostram que, ao adotarmos um Cenário Alternativo com redução de 20% em relação ao Cenário Base, o que é perfeitamente plausível por

ser equivalente a um Brent na casa dos US\$ 50/barril, por exemplo, poderia levar as arrecadações de royalties e participações especiais no estado e seus municípios em 2050 a um montante de “apenas” R\$ 15,7 bilhões, valor este quase 70% inferior ao patamar estimado para 2025.

E as razões para esse cenário identificado não tem relação direta e exclusivamente com a descarbonização ou transição energética, mas sim, com o arrefecimento das atividades de exploração de novas áreas.

Esse alerta faz parte de diversas edições anteriores desse Anuário: **a perfuração de novos poços exploratórios no Brasil e Rio de Janeiro ano após ano alcançam recordes mínimos.** Conforme apresentado no capítulo “O passado do petróleo e a construção do agora”, do total de poços exploratórios perfurados no Brasil, menos de três por cento foram concluídos entre 2016 e 2024. O mesmo comportamento é observado na exploração em águas fluminenses.

Como são esses os poços responsáveis por identificar e confirmar a presença de novas reservas capazes de recompor nossos estoques, reduzir atividade exploratória significa limitar o nosso conhecimento sobre nossas riquezas e, por consequência, nosso potencial futuro de atender demandas internas e externas.

Sabemos que talvez não sejam descobertas novas reservas como do campo de Tupi, Búzios ou Mero, mas se arrefecermos nossa atividade exploratória reduzimos ainda mais a chance de descobrir novas reservas. Atualmente, existem mais de 25 blocos em exploração em águas fluminenses e outros 54

estão disponíveis para aquisição no 5º Ciclo de Oferta Permanente.

De fato, a manutenção da oferta de novas áreas exploratórias pode contribuir para o aumento e continuidade das atividades petrolíferas e das reservas locais. Ao mesmo tempo, é importante que possamos construir um ainda melhor ambiente de negócios para o desenvolvimento tanto de novas áreas quanto daquelas consideradas maduras e marginais. Implementar a flexibilidade de regimes dentro do polígono do pré-sal para áreas e volumes que não se viabilizem comercialmente via regime de partilha, pode trazer uma importante contribuição nesse sentido.

Cases de sucesso - Atuação Firjan

Firjan SENAI Sesi: Protagonismo nacional na construção da nova indústria brasileira

A Firjan SENAI Sesi reforça seu protagonismo na transformação do setor produtivo estadual e nacional ao expandir sua estrutura tecnológica e reunir cinco de suas sete unidades de alta tecnologia dentro de um reconhecido ambiente de inovação, no Parque Tecnológico da UFRJ. Voltada à pesquisa aplicada e à oferta de serviços de alta complexidade, a nova estrutura integra áreas estratégicas para o futuro da indústria como biotecnologia, tecnologias de materiais e de superfícies e inteligência artificial, promovendo soluções inovadoras para os desafios do setor produtivo. Alinhada à política da Nova Indústria Brasil, a iniciativa fortalece a conexão entre universidade e empresas, promovendo projetos colaborativos, formação de profissionais para a solução de desafios complexos da indústria como transição energética, mobilidade, defesa e a produção alimentar.

Crédito: Paula Johas / Firjan



1.570
projetos ativos

R\$ 296,5 milhões
em investimentos
em P&D

3.000 m²
laboratórios no
ISI B&F

24
patentes depositadas

+ R\$ 100 milhões
em recursos para os
próximos 6 anos

+ 36 milhões
em recursos não
reembolsáveis

Segmentos de combustíveis e inovação para atendimento à descarbonização

Não foi apenas o ambiente de produção que mudou na última década, as pautas de conformidade e alinhamento às questões ambientais e sociais também ganharam substancial atenção. Isso fica claro a partir dos projetos iniciados de cunho relacionado à descarbonização – biocombustíveis e outras fontes de energia, que são financiados pela Cláusula de P,D&I da ANP, que fechou 2024 no maior valor da série histórica com R\$ 1,16 bilhão em projetos. Um crescimento de 47% frente 2023.

Vale ressaltar do momento específico no qual nos encontramos e que impacta as expectativas futuras. Devido às mudanças de posicionamento político dos Estados Unidos e a busca por melhorias nos índices de rentabilidade das companhias de petróleo, vemos um freio de arrumação onde estas empresas reforçam o seu posicionamento para as energias tradicionais do petróleo e retornando o foco para o gás natural.

Esses são movimentos naturais de ajustes em momento de nascimento de novos mercados, mas devemos manter em mente que diretivas foram instauradas a nível federal, no Brasil, que determinam em lei, mudanças estruturais no mercado de petróleo. E este é o caso de combustíveis e suas metas de mistura com biocombustíveis editadas na Lei Combustível do Futuro:

- até dez por cento de SAF no combustível de aviação em 2037;
- até 25% de Biodiesel no diesel em 2030;
- até 35% de etanol anidro na Gasolina.

São determinações que impactam a dinâmica do mercado e, como consequência, vemos mudanças de direção da Petrobras, ao passo que inclui em seu planejamento estratégico a ampliação da oferta de biocombustíveis e a previsão do retorno da companhia ao mercado de etanol.

Pelo viés de descarbonização, essas são ações de impacto direto – com redução das emissões na base de consumo. Estes resultados podem ser incrementados ainda mais com a concretização de projetos de captura e armazenamento geológico de gás carbônico.

Nesse contexto, no Rio de Janeiro, a Petrobras apresenta como carteira em avaliação a produção de 19 mil barris por dia de BioQAV no Complexo Boaventura. Esse projeto, considerando a expectativa de crescimento das vendas de QAV apresentadas pela companhia, representaria algo em torno de oito por cento das vendas totais de combustíveis de aviação em 2050, em conjunto com o projeto em implementação na RPBC, a capacidade interna de produção mais do que atenderia a demanda nacional.

Já o projeto de captura e armazenamento de carbono, tem o Rio de Janeiro com âncora do nascimento desse mercado, com um projeto piloto visando a injeção de 100 mil toneladas de gás carbônico por ano. Esses projetos viabilizariam a redução da pegada de carbono de processos industriais, contribuindo ainda mais na descarbonização. Não por menos, os projetos de remoção e armazenamento de gás carbônico constam como uma das dez principais Tendências de Energias e Tecnologias Limpas de 2024 e no report de 2025.

Essa é uma realidade que está em construção e que demanda investimentos massivos para sua concretização. Além de mudanças comportamentais de consumo, a experiência atual já deixa claro que a transição ou ampliação desses mandatos não é trabalho simples. Recentemente, representações de distribuidoras de combustível solicitaram a suspensão da mistura de biodiesel, frente a questões relacionadas à fiscalização.

Em qualquer cenário, a parceria e investimentos em tecnologia são caminhos sem volta tanto para o processo de descarbonização quanto na melhoria de índices de competitividade. No caso específico da fiscalização das misturas, observa-se uma clara oportunidade para

desenvolvimento de sistemas automatizados para agilizar e facilitar essa fiscalização, evitando cenários de risco que aumentem a nossa exposição externa e segurança de abastecimento de combustíveis dada a redução da mistura.

Fortalecimento da indústria do petróleo está atrelado à base industrial consolidada

A dinâmica do mercado do petróleo envolve fusões, aquisições, formalização de parcerias em um ambiente de muita competição, práticas que têm sido intensificadas e são refletidas no posicionamento de cada empresa.

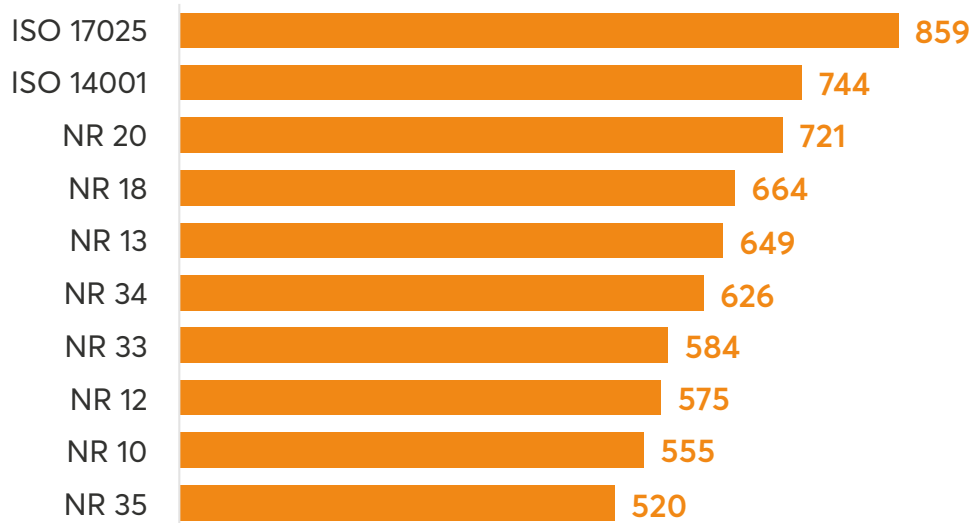
Como conhecemos, as atividades de petróleo no Brasil estão em muito concentradas no estado do Rio de Janeiro, cenário que não têm previsão de mudar. Em uma perspectiva para os próximos dez anos, a concentração de infraestruturas dedicadas, novos projetos já anunciados e ampliação da operação daqueles mais maduros permanecem em território fluminense. Assim como permanecerá toda a cadeia produtiva, que é extensa, com fornecedores de bens e serviços diretos, subfornecedores e ainda aquelas empresas que atuam de forma indireta e ou por efeito multiplicador.

Há ainda oportunidades para atração de competências e expansão da base de empresas existentes. Para tanto, é preciso uma avaliação daquelas demandas que podem ser consideradas críticas. Atrelado ao Programa RdO, é possível pensar dois espectros da relação comercial entre

compradores e fornecedores e como ponto de partida mais de 150 demandas (15%) não possuem fornecedor identificado na base de dados da Firjan com mais de 7.500 empresas ativas no Brasil, perto de 1/3 no RJ. Bens como consumíveis de soldagem, separador à frio, painel de ignição do flare e serviços como calibração por ultrassom, recuperação de metais e solventes, e cromagem industrial são exemplos que podem representar novas frentes de negócios.

Ademais, através do cruzamento entre a demanda de certificações e o atual panorama dos fornecedores, temos identificados alguns *gaps*, como apresentado no Gráfico 5. Os três principais são ISO 17.025, ISO 14.001 e NR-20 que dissertam sobre a competência de laboratórios de ensaio e calibração, sobre o sistema de gestão ambiental e sobre a segurança e saúde no trabalho com inflamáveis e combustíveis, respectivamente. Todavia, é importante frisar que não necessariamente todos os fornecedores necessitam de todas as certificações, dada a natureza dos bens e serviços demandados.

Gráfico 5 – Gaps de certificação: número de fornecedores que não possuem as certificações listadas.



Fonte: Firjan, 2025.

A partir deste diagnóstico do encadeamento produtivo, a Firjan, por meio do SENAI e do Sesi, atua estrategicamente para suprir as necessidades identificadas e desenvolver as empresas. Para cada *gap* mapeado, conforme detalhado na Tabela 2, existe um portfólio com soluções específicas que vão desde a qualificação profissional e a inovação tecnológica até melhorias em saúde e segurança do trabalho.

Como parte do RdO, está a oferta de capacitação para fornecedores. Deste modo, além de fomentar a interação entre compradores e fornecedores para promover um ambiente mais dinâmico e favorável de oportunidades no estado, a Firjan SENAI Sesi contribui com sua expertise para ajudar nos desafios de suprimentos do mercado.

Tabela 2 – Portfólio Firjan SENAI SESI por gap de certificação.

Certificação	Instituição	Portfólio Firjan SENAI SESI
ISO 17025	SENAI	Auditoria interna e implantação de sistemas nas normas NBR ABNT ISO IEC 17025 e na NBR ABNT ISO IEC 17065
		Consultoria técnica para atendimento à NBR 17.025
ISO 14001	SENAI	Implantação da ISO 14.001
NR 20	SENAI	NR 20 – Segurança e Saúde no Trabalho com Inflamáveis e Combustíveis
NR 18	SENAI	NR 18 – Condições e Meio Ambiente de Trabalho na Indústria da Construção
NR 13	SESI	NR-13 – interpretando seus requisitos
NR 34	SENAI	NR 34 – Condições e Meio de Trabalho na Indústria da Construção, Reparação e Desmonte Naval
NR 10	SENAI	NR 10 – Básico de Segurança Em Instalações E Serviços Com Eletricidade
NR 33	SENAI	NR 33 – Segurança e Saúde nos Trabalhos em Espaços Confinados
NR 12	SESI	Inventário e Plano de adequação de máquinas e equipamentos - NR12
NR 35	SENAI	NR 35 – Trabalho em Altura

Fonte: Firjan, 2025.

62

O futuro do petróleo se faz com a diminuição dos gaps de fornecimento, tanto em atendimento às demandas quanto na qualificação das empresas e seus produtos. Nossa indústria já mostrou que tem capacidade para aproveitarmos a riqueza gerada aqui para além da agregação de valor em derivados e produtos a partir do petróleo, também com nossa capacidade de entregar encomendas que fazem a roda desse mercado girar.

Nosso petróleo do futuro têm a expectativa de, cada vez mais, diminuir sua intensidade em carbono e se integrar com um ambiente de maior diversidade energética. Empresas de petróleo adicionam em suas carteiras projetos

de novas energias, descomissionamento e CCUS. Todas essas movimentações devem gerar novos tipos de demanda e a construção de novos mercados.

Iniciativas como o Rede de Oportunidades seguem proporcionando espaços mais transparentes e de trocas profícuas entre compradores e fornecedores. Portanto, a Firjan SENAI SESI prosseguirá impulsionando ações estruturantes que promovam o desenvolvimento industrial e a capacitação de todo o mercado, da indústria do petróleo aos fornecedores, com geração de valor, de emprego, de renda e de inovação também ao longo do encadeamento produtivo.

Cases de sucesso - Atuação Firjan

Rio de Janeiro ganha polo estratégico em tecnologia com o Centro de Referência DigiTech

O Centro de Referência DigiTech, desenvolvido pela Firjan SENAI, é um projeto inovador que visa fortalecer a qualificação técnica em um dos setores mais estratégicos da atualidade. Instalado no edifício ECO Sapucaí, na Cidade Nova – RJ, o centro ocupará mais de 2.500 m² com estrutura de ponta, incluindo laboratórios de software, hardware, cibersegurança e um auditório com capacidade para 100 pessoas.

Além da infraestrutura moderna, o projeto se beneficia de uma localização estratégica, cercado por empresas de grande relevância nacional e internacional, como Petrobras, Vale, Eletrobras, BNDES, Banco do Brasil e Caixa Econômica Federal. A proximidade com instituições como Porto Maravilha, IMPA Tech, FGV, IBMEC, dentre outras, fortalece ainda mais a integração com o ecossistema de inovação e conhecimento da região.

O Centro de Referência DigiTech oferecerá cursos técnicos, especializações e certificações reconhecidas por gigantes da tecnologia como AWS, Microsoft, Google, Cisco e Oracle. O centro também atuará em rede com outras unidades Firjan SENAI, promovendo formação de excelência em todo o estado. Empresas do setor poderão contar com cursos customizados, enquanto projetos especiais atenderão demandas do setor público, startups e parceiros estratégicos. Assim, o Centro de Referência DigiTech consolida-se como um polo de inovação, capacitação e conexão com o mercado, contribuindo para o fortalecimento da indústria e da economia digital no Rio de Janeiro.



Considerações Finais

À medida que nos dirigimos para um futuro cheio de diretrizes que parecem delinear um caminho claro e previsível, os agentes do mercado devem estar prontos para abraçar o incerto e para transformações não esperadas. A realidade de que a descarbonização não implica na eliminação do petróleo, mas sim em um aprimoramento das práticas de produção e no fortalecimento da integração com novas fontes de energia, é um ponto-chave na construção de um futuro sustentável e diversificado.

Nesse contexto, é vital que as empresas e os profissionais do setor continuem a buscar inovações que atendam simultaneamente à demanda por produtos mais limpos e à eficiência operacional das atividades. O mesmo deve fazer as entidades governamentais, as quais precisam estar preparadas para futuros disruptivos e precisam olhar o petróleo como um catalisador do desenvolvimento do futuro e não apenas para cobrir contas do passado.

Além disso, a identificação de oportunidades e a superação de desafios emergentes serão fundamentais para a prosperidade do setor. O investimento na formação e capacitação das equipes é essencial para garantir que as empresas possam se adaptar aos novos mercados, às novas exigências.

Do mesmo modo, fornecedores precisam acompanhar essas mudanças para, não apenas visar a redução dos *gaps* de competitividade de fornecimento, mas identificar aquelas adaptações que precisam fazer para serem parte desse processo de transformação. Parcerias sólidas entre diferentes fornecedores e junto aos compradores precisam ser incentivadas, pois são fundamentais para maximizar o potencial do mercado.

Essas visões de desenvolvimento do mercado fazem parte da razão de ser da Firjan. Estamos em constante adaptação para identificar as melhorias necessárias internas para atendimento aos novos desafios do mercado, seja na qualificação dos trabalhadores, no desenvolvimento tecnológico, em soluções ambientais e nos outros serviços.

O futuro do petróleo, assim como o petróleo do futuro, exige uma abordagem holística que considere a diversificação energética, a sustentabilidade e o desenvolvimento econômico como pilares essenciais. É com esse olhar, que, através de suas ações, a Firjan apoia a indústria do petróleo e busca assegurar que o crescimento do mercado seja alinhado às demandas sociais e ambientais do futuro, por uma indústria fluminense e um Rio cada vez melhor!

O Futuro do petróleo e a transição energética no Brasil: desafios e oportunidades

Elaborado pela EPE

O mercado global de energia está passando por uma transformação profunda, impulsionada por questões climáticas, geopolíticas e tecnológicas. Esse processo de transição energética é um dos maiores desafios do século XXI, com países ao redor do mundo buscando formas de reduzir suas emissões de gases de efeito estufa (GEE) e migrar para fontes de energia mais sustentáveis. No Brasil, a transição energética é um processo estratégico, em que o petróleo ainda desempenha um papel fundamental, mas ao lado de uma crescente inserção das energias renováveis. O país, que é reconhecido por sua matriz elétrica predominantemente renovável, e por sua matriz energética equilibrada, com cerca de 48% de fontes renováveis, possui o desafio de continuar sendo um *player* global no mercado de petróleo, enquanto investe na expansão de fontes limpas e na busca por soluções inovadoras para a redução das emissões de GEE.

O petróleo e seus derivados predominam no setor de energia do País, representando 35% do total (EPE, 2024). Ainda que as energias de fontes renováveis tenham reduzido seus custos nas últimas décadas, a contribuição dos combustíveis fósseis garante a segurança energética. Isso traz para o contexto da transição energética brasileira o grande desafio da descarbonização dessa parte importante da matriz energética nacional.

As necessidades energéticas do mundo permanecem em ascensão e a demanda energética deverá crescer aproximadamente 1/3 até 2040, a ser atendida tanto pelo uso de óleo e gás, quanto por renováveis como eólica e solar (EPE, 2022). Além disso, o

petróleo mantém sua importância na matriz energética primária mundial por ser um recurso estratégico e pela sua influência na geopolítica. Essa também é a expectativa para o cenário nacional. Nesse sentido, o posicionamento do futuro do petróleo no planejamento energético do País, como combustível fóssil – preliminarmente observado como oposto às energias limpas –, deve se aliar a uma estratégia de Óleo e Gás (O&G) em um cenário de transição energética.

A contribuição dos combustíveis fósseis tem relevância na segurança energética, como fonte complementar para garantir o suprimento de energia, tendo em vista a expansão das fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica que têm previsão de expressivo aumento na capacidade instalada nos próximos anos (EPE, 2022a), bem como a sazonalidade dos sistemas hidrelétricos e a redução da capacidade de armazenamento dos reservatórios. A garantia do suprimento passa, portanto, pelo equilíbrio entre a diversificação da matriz com uso ampliado de fontes menos emissoras e a complementação de fontes fósseis que assegurem a geração de energia.

O Plano Nacional de Energia 2055 - PNE 2055 (EPE, 2025) e o Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - PDE 2034 (EPE, 2024) fornecem uma análise abrangente das perspectivas para o setor de petróleo e gás no Brasil, com um olhar atento tanto ao futuro próximo quanto ao longo prazo. O PNE 2055, por exemplo, traça o desenvolvimento energético do país até meados do século, contemplando o papel do petróleo na matriz energética em um cenário global cada vez

mais pautado pela descarbonização. No curto e médio prazo, o PDE 2034 traz previsões detalhadas de produção, que apontam para um crescimento expressivo da produção de petróleo até 2030, com pico de produção chegando a 5,3 milhões de barris por dia. Essa projeção de crescimento, impulsionada especialmente pelas reservas do pré-sal, assegura ao Brasil a posição de destaque no cenário global de produtores de petróleo.

No entanto, essa trajetória de crescimento não se sustenta ao longo de toda a década. A produção de petróleo no Brasil tende a apresentar uma desaceleração após o pico de 2030, com uma previsão de queda moderada a partir de 2032. Esse declínio, ainda que gradual, apresenta um grande desafio para o país, que depende das receitas do setor de petróleo para sustentar seu desenvolvimento econômico. A expansão da exploração e produção para novas fronteiras será um dos maiores desafios para garantir a continuidade da produção. O Brasil precisa explorar novas áreas, tanto em terra (*onshore*) quanto no mar (*offshore*), para aumentar suas reservas e sustentar a produção nos próximos anos. A exploração de novas bacias e o avanço em áreas ainda não totalmente avaliadas são essenciais para superar o declínio da produção nas áreas mais maduras, como as bacias de Campos e Santos, que já enfrentam um processo de esgotamento gradual.

As fronteiras exploratórias brasileiras, principalmente nas regiões ainda não totalmente desenvolvidas, representam uma oportunidade de alavancar a produção e garantir a relevância do Brasil no mercado global de petróleo e gás. A pesquisa e o desenvolvimento de novas tecnologias de exploração, como a perfuração em águas mais profundas e a utilização de novas tecnologias para extração de petróleo em condições desafiadoras, serão fundamentais para ampliar as possibilidades de exploração. As bacias sedimentares ainda pouco exploradas apresentam riscos socioambientais elevados, devido às lacunas

significativas no conhecimento técnico e científico. Dessa forma, sua exploração requer uma abordagem regionalizada e estratégica, que apoie o planejamento cuidadoso das atividades de prospecção, instalação de infraestrutura e operação, visando à prevenção de impactos ambientais em ecossistemas e espécies sensíveis. Nesse contexto, o desenvolvimento de estudos socioambientais abrangentes, que extrapolam os requisitos do licenciamento ambiental de atividades específicas, pode desempenhar um papel crucial na mitigação de riscos e conflitos socioambientais, além de promover a sustentabilidade. Além disso, o setor de petróleo no Brasil precisará de um esforço coordenado entre governo e indústria para promover a contratação de áreas e a definição de políticas que incentivem a exploração de novas fronteiras exploratórias, com foco na viabilidade técnica e econômica dos projetos.

Um dos grandes pilares da produção de petróleo no Brasil continuará sendo o pré-sal, que será responsável por aproximadamente 76% da produção de petróleo nacional em 2034. No entanto, a expansão do pré-sal não será suficiente para sustentar a produção de petróleo indefinidamente. Apesar do bom desempenho do Ciclo da Oferta Permanente, que registrou um aumento de 19% nas áreas arrematadas nos últimos anos, o declínio observado reflete a redução das atividades exploratórias nesse período. Um indicativo claro dessa diminuição é a queda no número de poços exploratórios perfurados. Para manter os patamares produtivos, o Brasil precisará continuar explorando novas áreas, além de adotar uma abordagem mais integrada com o setor de gás natural.

O PDE 2034 também apresenta um crescimento significativo para a produção de gás natural no país, que deve alcançar 316 milhões de metros cúbicos por dia em 2034, representando uma contribuição importante para a transição energética. As maiores produções são provenientes das bacias de Santos, Campos, Solimões,

Parnaíba, Sergipe-Alagoas e Amazonas. O gás natural, como combustível de menor intensidade de carbono, desempenha um papel crucial na estratégia brasileira para a redução das emissões, funcionando como um complemento das fontes renováveis na matriz energética e garantindo uma transição mais gradual e segura.

Entre os aspectos econômicos relacionados às projeções de produção de petróleo e gás natural, estima-se que os investimentos em atividades de E&P no Brasil possam variar entre US\$ 451 bilhões e US\$ 477 bilhões no período de 2025 a 2034 (EPE, 2024a). A entrada em operação de novas plataformas representa um fator crucial para a concretização dessas projeções. Estima-se que, ao longo da próxima década, 28 novas plataformas sejam implantadas, sendo 13 delas já anunciadas pelas empresas do setor. Na Bacia de Santos, observa-se uma crescente demanda por plataformas de grande porte, com capacidade para processar até 225 mil barris de líquidos por dia. Para áreas com reservas menores, há um aumento na adoção de soluções como *subsea tie-back*, especialmente na Bacia de Campos, visando otimizar o desenvolvimento da produção.

A indústria de óleo e gás natural é essencial para a economia brasileira, representando cerca de 17% do PIB industrial e sendo um motor de segurança energética e desenvolvimento econômico. Os investimentos previstos, com destaque para os R\$ 360 bilhões do Novo PAC, são fundamentais para o crescimento do país. Até 2034, espera-se que a produção nacional de petróleo e gás atinja 6,5 milhões de barris de óleo equivalente por dia, gerando centenas de milhares de empregos e mais de US\$ 600 bilhões em receitas para o governo. Além de impactar a arrecadação fiscal e a balança comercial, a redução dos investimentos em E&P pode comprometer a segurança do abastecimento e afetar negativamente a economia nacional.

Porém, o Brasil também enfrenta o desafio de manter sua competitividade no setor de petróleo e gás natural em um cenário global cada vez mais marcado pela transição para fontes de energia mais limpas. A crescente pressão por parte de investidores e consumidores para a descarbonização das indústrias e a implementação de tecnologias mais verdes tem levado as grandes empresas do setor a traçarem metas ambiciosas de descarbonização. Nesse contexto, o Brasil precisa acelerar a inovação tecnológica para manter sua posição de liderança no mercado global de petróleo e gás. Tecnologias como a captura e armazenamento de carbono (CCS) e a implementação de práticas operacionais mais eficientes podem contribuir significativamente para a redução das emissões associadas à exploração de petróleo e gás natural.

A priorização das medidas de mitigação envolve uma série de fatores específicos de cada projeto, como o custo de implementação, as características técnicas, o potencial de mercado do gás capturado, a maturidade das tecnologias e a proximidade de fontes de eletricidade de baixo carbono. Entre as principais tecnologias consideradas, destacam-se inspeções para detecção de vazamentos, eliminação da queima de rotina, eletrificação das operações, instalação de dispositivos para recuperação ou queima de gás, e melhorias na eficiência operacional, além das soluções de CCS/CCUS. A aplicação de CCUS abrange diversos usos em setores variados, como plantas industriais e centrais de energia (Engie, 2023). Ademais, oferece o potencial de contribuir com a remissão de anos de impacto do setor de petróleo e gás, que a partir da competência técnica construída ao longo da história, pode garantir a migração da expertise da indústria petrolífera no sentido de facilitar o uso de fontes renováveis e reduzir a pegada ambiental da indústria de O&G, e de outros setores industriais (EPE, 2022). O largo conhecimento técnico construído pela

indústria de O&G podem migrar por exemplo para a implementação de fontes de eólica *offshore*, maré motriz, energia das ondas e a energia térmica dos oceanos. Da mesma forma, ocorre com o conhecimento adquirido e as tecnologias relacionadas à redução das emissões de GEE, que recorre da tecnologia de injeção de gás para operações de perfuração e para incrementar a produção de petróleo nos campos, preliminarmente usada na indústria de O&G (EPE, 2022). A escolha das medidas mais adequadas é orientada pela análise do custo de abatimento das emissões e pelos desafios técnicos envolvidos, permitindo uma comparação eficaz entre as diferentes opções.

O PNE 2055 indica que, até 2055, o Brasil deve continuar expandindo a participação de energias renováveis, com ênfase na bioenergia, no solar fotovoltaico e na energia eólica, tanto *onshore* quanto *offshore*. Essa expansão será crucial para reduzir a dependência de fontes fósseis e promover uma transição justa, que contemple as necessidades da população mais vulnerável, principalmente nas regiões mais remotas e com acesso limitado à energia.

Neste contexto de transformação, o Brasil pode se beneficiar de sua posição estratégica como um dos maiores produtores globais de recursos minerais essenciais para a transição energética, como lítio, cobre e níquel, que são fundamentais para o desenvolvimento de baterias e outras tecnologias limpas. A

crescente demanda por esses recursos no cenário de expansão das energias renováveis abre novas oportunidades para o país, que pode integrar as cadeias produtivas de minerais e energia para se posicionar como um líder não só no setor de petróleo, mas também no setor de tecnologias limpas. No entanto, para aproveitar essas oportunidades, será necessário um esforço conjunto entre o governo, a indústria e a sociedade civil para garantir que as políticas públicas e os investimentos em inovação atendam a essa nova demanda.

O futuro do petróleo no Brasil, embora ainda central na matriz energética, será cada vez mais desafiado pela transição para um modelo de economia de baixo carbono. Para que o país consiga manter seu papel de liderança no setor energético global, será necessário investir fortemente em tecnologias de ponta, diversificar suas fontes de energia e buscar um equilíbrio entre a exploração de recursos fósseis e o desenvolvimento de energias renováveis. A chave para o sucesso dessa transição será a adoção de uma abordagem integrada, que considere tanto a preservação ambiental quanto o crescimento econômico, com foco em garantir a segurança energética, a inclusão social e a justiça na transição. O petróleo brasileiro continuará sendo um vetor importante para a economia nacional, mas sua exploração será cada vez mais alinhada às necessidades globais de sustentabilidade e inovação.

Referências Bibliográficas (artigo EPE)

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Caderno Especial: Ciclo de Debates com Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP sobre Transição Energética. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-especial-ciclo-de-debates-com-instituto-brasileiro-de-petroleo-e-gas-ibp-sobre-transicao-energetica>. Rio de Janeiro: EPE, 2022. Rio de Janeiro: EPE, 2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 - Geração Centralizada de Energia Elétrica. Requisitos de Energia e Potência. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/PDE2032_CadernoRequisitos_site_rev2.pdf. Rio de Janeiro: EPE, 2022a.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>. Rio de Janeiro: EPE, 2024.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Cenários Energéticos do PNE 2055. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-nacional-de-energia-2055>. Rio de Janeiro: EPE, 2025.

Os desafios da transição energética para a indústria de petróleo

Elaborado pela Petrobras

Introdução

As ações de combate às mudanças climáticas no planeta exigem um equilíbrio delicado entre a segurança do fornecimento de energia e a redução das emissões dos combustíveis fósseis, como carvão, petróleo e gás natural. Diante disso, as empresas de petróleo e gás natural têm se posicionado como parte da solução em diferentes abordagens, sinalizando com contribuições para a redução das emissões de suas operações e a adaptação da sua oferta de produtos em resposta às metas estabelecidas pelo Acordo de Paris.

70

Convém ressaltar que o petróleo e o gás continuarão a desempenhar um papel relevante na matriz energética global. Estimativas da Agência Internacional de Energia⁶ indicam que, até 2050, o petróleo e o gás declinarão dos 53% de participação em 2023 para 30% da matriz energética global. No Brasil, o mesmo estudo aponta para um declínio de 41% em 2023 para 15% em 2050. Apesar da expectativa de menor demanda futura de petróleo e gás, ainda não é possível desconsiderar a relevância dessas fontes.

O mundo ainda enfrenta desafios relacionados à pobreza e à desigualdade energética. Atualmente, quase 700 milhões de pessoas vivem abaixo da linha da pobreza⁷, 750 milhões não têm acesso à eletricidade⁸ e 2 bilhões de pessoas não têm acesso a tecnologias modernas de cocção⁹. Países como Brasil, China e Rússia consomem cerca de quatro barris de óleo equivalente (boe) per capita por ano¹⁰, enquanto países de alta renda consomem, em média, 13 boe per capita por ano, 11 vezes mais do que os países de baixa renda.

O presente artigo tem o objetivo de discutir o papel da indústria de petróleo no processo de descarbonização da matriz energética mundial, com ênfase na realidade brasileira e nas ações que a Petrobras tem tomado para liderar esse processo. As próximas seções tratarão, respectivamente: dos desafios da transição energética para a indústria de petróleo e gás, uma proposta de abordagem para o papel das energias fósseis nesse processo e, por fim, como a Petrobras espera atuar e contribuir nos próximos anos.

⁶ World Energy Outlook 2024 – Cenário Announced Pledges (APS)

⁷ Banco Mundial, 2024 - <https://www.worldbank.org/en/topic/measuringpoverty>

⁸ World Energy Outlook 2024

⁹ World Energy Outlook 2024

¹⁰ Elaboração própria a partir de Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2023)

Os desafios da transição energética para a indústria de petróleo e gás

Ao longo da história, o mundo tem passado por diversas transições energéticas, cada uma marcada pela predominância de uma fonte de energia sobre outra. Mas nunca uma substituição completa. Como exemplo, embora o carvão tenha sido superado pelo petróleo em várias aplicações, ele ainda compõe uma parcela significativa da matriz energética global (27%)¹¹, sendo crucial para a geração elétrica em países como China e Índia.

Para o processo de transição energética em curso, a expectativa deve ser similar. Mesmo quando as energias renováveis se tornarem a fonte dominante no futuro, o petróleo e o gás continuarão a desempenhar um papel importante na economia mundial, contribuindo com a geração de energia por meio da estabilização da rede, provendo materiais petroquímicos, lubrificantes para a indústria e outras potenciais aplicações de baixa emissão.

Mesmo o cenário *Net Zero* da Agência Internacional de Energia, publicado no

seu último *World Energy Outlook 2024*, em que se assume o atingimento pleno dos compromissos do Acordo de Paris até 2050, espera uma demanda por petróleo da ordem de 25 milhões de barris por dia em 2050.

A transição energética não significa um fim para as empresas de petróleo e gás. Quando o petróleo não for mais o foco principal, a indústria seguirá provendo energia sob outras formas, refinando biodiesel, produzindo hidrogênio verde e desenvolvendo soluções sustentáveis diversas para o fornecimento de energia.

A própria descarbonização das operações das empresas de petróleo e gás materializará esse caminho, por meio da qual se verificará avanços em tecnologia e escala para viabilizar a utilização de combustíveis sustentáveis, de eletricidade de fonte renovável e a aplicação de processos de captura e armazenamento de carbono.

71

Uma proposta para estruturar a contribuição das energias fósseis no processo de transição energética

A COP30, que será realizada em Belém este ano, será um marco importante para discutir e avançar nas questões de descarbonização e transição energética. A expectativa é que os compromissos assumidos na COP28 sejam aprofundados e que novas metas sejam estabelecidas para acelerar a transição para um futuro mais sustentável. Após o compromisso assumido na COP28, de transição para além dos combustíveis fósseis, os países agora enfrentam o desafio complexo de reduzir tanto a oferta quanto

a demanda dessas fontes de energia para manter o aumento da temperatura global dentro do limite de 1,5 °C.

Nesse contexto, a transição dos combustíveis fósseis só será alcançada se a oferta e a demanda forem abordadas simultaneamente. Uma interrupção regulatória abrupta na oferta de petróleo e gás poderia levar a impactos significativos no sistema energético global, resultando em volatilidade de preços e possíveis choques econômicos.

¹¹ *World Energy Outlook 2024*

A transição exige uma abordagem abrangente dos riscos e oportunidades em jogo, preparando todos os *stakeholders* para um novo sistema energético. Ela é um processo que demanda a implementação coordenada de políticas públicas, investimentos em infraestrutura e tecnologia, e a colaboração entre governos, empresas e sociedade civil. O engajamento da sociedade propiciará as necessárias mudanças nos padrões de consumo e na adoção de práticas mais eficientes e sustentáveis em todos os setores da economia.

A transição energética precisa ser justa e inclusiva, sendo imperativo que se considerem seus impactos sociais e econômicos. A criação de empregos verdes e a capacitação profissional, por exemplo, serão fundamentais para tal.

O desenvolvimento de novas tecnologias de energia limpa, como a captura e armazenamento de carbono (CCUS), a produção de hidrogênio verde e a geração de energia solar e eólica, são essenciais para reduzir as emissões de carbono e aumentar a eficiência energética. Além disso, a digitalização e a automação podem contribuir para otimizar os processos de produção e distribuição de energia, tornando-os mais eficientes e sustentáveis.

Em um esforço de contribuir com esse debate, o Instituto Brasileiro de Petróleo, em parceria com entidades da sociedade civil e com o apoio do governo brasileiro, está incentivando o diálogo sobre o papel das energias fósseis na transição energética.

A consultoria Catavento, em seu artigo *"Rethinking Transitioning Away from Oil and Gas in a Just, Orderly, and Equitable Manner"*¹², propôs critérios para ordenar a gradativa transição das energias fósseis para as energias renováveis e assegurar que ela ocorra de forma justa e equitativa para a economia mundial.

O artigo baseou-se em uma extensa pesquisa documental, entrevistas com especialistas e uma mesa redonda com especialistas internacionais em energia, incluindo membros dos setores público e privado, bem como da academia. De acordo com o texto, a transição energética não é apenas uma questão técnica, mas também social e econômica. A indústria de petróleo e gás desempenha um papel socioeconômico crucial em muitos países produtores, influenciando o PIB, as exportações, as receitas fiscais e a criação de empregos. Estima-se que aproximadamente 50% das receitas geradas pelo setor entre 2018 e 2022, equivalentes a US\$ 8,5 trilhões, foram direcionadas aos governos, principalmente na forma de impostos. Além disso, a indústria é responsável por mais de 11,7 milhões de empregos diretos, representando 47% do emprego no setor de energia em 2022.

Em face de todos os elementos mencionados, o estudo da consultoria propõe um conjunto de critérios para identificar os países mais bem posicionados para a transição dos combustíveis fósseis, em um esforço para equilibrar essa tarefa de reduzir gradativamente a participação dos combustíveis fósseis na matriz energética com todos os aspectos supracitados.

Nesse sentido, 11 países de diferentes regiões foram selecionados entre os mais relevantes produtores e consumidores de petróleo e gás: EUA, Canadá, Rússia, China, Índia, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Noruega, Alemanha, Brasil e Nigéria.

Para a análise, foi identificado um conjunto de indicadores-chave agrupados em cinco categorias: **relevância do petróleo e gás, competitividade do petróleo e gás, segurança energética e prontidão para a transição, perfil de emissões e resiliência institucional e social.**

¹² Disponível em https://catavento.biz/wp-content/uploads/2024/12/2024_Catavento_Rethinking-transitioning-away-from-OG.pdf

A análise consistiu em classificar os 11 países selecionados de acordo com os indicadores-chave e criar um critério de prontidão para a redução da participação de energias fósseis na matriz energética que minimizasse os aspectos negativos desse processo para a comunidade internacional.

A análise concluiu que países com uma economia mais diversificada, com menor exposição ao petróleo e gás e maior prontidão para a transição poderiam iniciar esse processo mais cedo. Por outro lado, países com alta dependência da produção de petróleo e gás, economias menos diversificadas e menor prontidão institucional para a transição deveriam iniciar esse processo mais tarde. Países como

EUA, Noruega e Alemanha estão dentro do primeiro grupo. Índia e Nigéria são exemplos de países no segundo grupo. O Brasil estaria em uma posição intermediária, junto com países que possuem uma exposição moderada à indústria de petróleo e gás, economias menos diversificadas e algum grau de prontidão para o processo de transição, como a Rússia, por exemplo.

Daqui até a COP30, a proposta apresentada será aprimorada a partir das discussões e contribuições oriundas da sociedade civil, da indústria e da classe política. Na próxima seção, falaremos um pouco das potencialidades do Brasil nesse processo, destacando a contribuição da Petrobras.

Como estão o Brasil e a Petrobras nesse processo?

O Brasil apresenta um perfil único de descarbonização. Enquanto, globalmente, a maioria das emissões vem da produção e uso de energia (cerca de 75%), no Brasil, as emissões de energia representam apenas 23%, com as principais fontes sendo mudanças no uso da terra (38%) e agricultura (29%)¹⁴. Além disso, o Brasil tem uma participação significativamente maior de renováveis em sua matriz energética (53%) em comparação com a média global de 16%. Em 2023, o Brasil contribuiu com cerca de um por cento das emissões do setor de energia global¹⁴.

Apesar disso, a transição energética precisará da contribuição e da participação de todos os setores. E quando se trata do setor energético no Brasil, a Petrobras ocupa posição de destaque com 64%¹⁵ da produção

de petróleo e 81%¹⁶ da capacidade de refino em 2023. E é por isso que a empresa se propõe a liderar uma transição energética justa no Brasil.

Em nossos cenários de longo prazo, acreditamos que a demanda por energia primária do Brasil possui potencial para crescer de 14 exajoules em 2022 para algo próximo dos 22 exajoules em 2050, uma expansão de aproximadamente 60% em um horizonte de menos de 30 anos. Apesar da matriz atual já possuir um significativo conteúdo renovável, acreditamos que há espaço para a expansão das fontes renováveis modernas e dos biocombustíveis, dado o potencial do Brasil nessas fontes. Em nossa visão de longo prazo, acreditamos que as energias renováveis podem ocupar 65% da matriz energética brasileira em 2050.

¹³ Petrobras – Caderno do Clima - 2024

¹⁴ *Our World in Data*, com dados do *Global Carbon Budget* (2024)

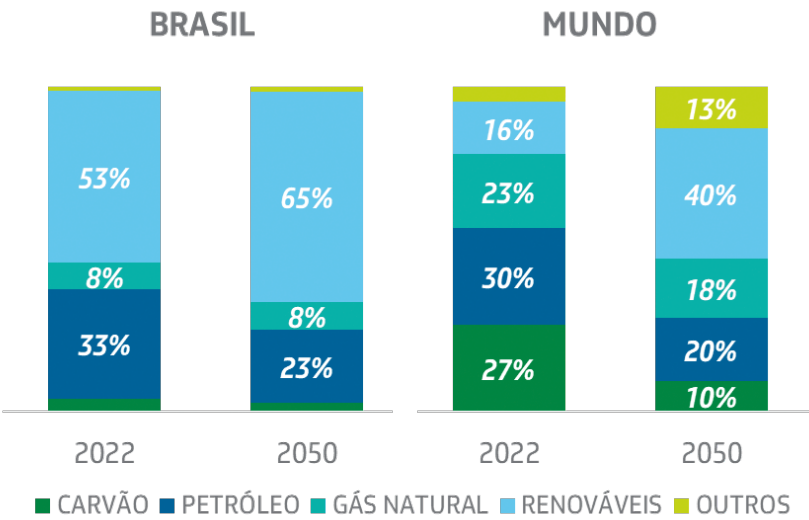
¹⁵ Dados de 2023, Anuário Estatístico da ANP de 2024, Tabela 2.11 – Produção por concessionário.

¹⁶ Dados de 31/12/2023, Anuário Estatístico da ANP de 2024, Tabela 2.29 – Capacidade Nominal de Refino

É relevante notar que as energias fósseis ainda têm um papel na matriz energética brasileira, pelas mesmas razões já discutidas no cenário global. Segundo a estimativa mencionada, petróleo e gás natural devem compor juntos 31% da matriz energética brasileira em 2050, uma redução em relação ao percentual atual de 41%. A matriz

energética brasileira continuará sendo mais renovável do que a matriz global, com uma participação crescente de biocombustíveis, energia solar e eólica. E a partir dessa visão de longo prazo que a Petrobras desenvolveu seu planejamento estratégico ao longo de 2024. O Gráfico 6, a seguir, mostra essas tendências.

Gráfico 6 – Perfil da matriz energética 2022 x 2050



Fonte: AIE (World Energy Outlook 2024) e Petrobras

O Plano Estratégico 2050 e o Plano de Negócios 2025-2029 destacam a ambição de neutralidade das emissões operacionais e a liderança na transição energética justa por parte da Petrobras. A Petrobras espera investir significativamente em energias de baixo carbono, US\$ 16,3 bilhões nos próximos 5 anos, representando 15% do investimento total. Esses investimentos incluem US\$ 5,3 bilhões em mitigação de emissões, US\$ 5,7 bilhões em energias de baixo carbono, US\$ 4 bilhões em energias eólicas *onshore* e solar fotovoltaica e US\$ 1,3 bilhão em um fundo de descarbonização.

A Petrobras está comprometida com a diversificação rentável, fornecendo produtos sustentáveis como etanol, biodiesel, biometano e hidrogênio de baixa emissão de carbono. A empresa já é a maior produtora e consumidora de hidrogênio do Brasil. Em 2023, foram 337 mil toneladas produzidas e consumidas em nossas refinarias. Já estamos trabalhando para substituir o hidrogênio de origem fóssil por hidrogênio de baixo carbono, utilizando energia renovável ou capturando CO₂. Além disso, a Petrobras está desenvolvendo modelos de atuação específicos para cada segmento

da cadeia de valor de baixo carbono, integrando competências e ativos com a competitividade do Brasil em energia renovável.

A transição energética que será liderada pela Petrobras também envolve a ampliação do parque industrial e a monetização do petróleo nacional, com maior oferta de produtos de baixo carbono. No que se refere às inovações, 15% do orçamento total de pesquisa e desenvolvimento em 2025 será

destinado a iniciativas de baixo carbono. Em 2029, esse percentual será de 30% do orçamento total.

A receita oriunda da produção de petróleo será fundamental para financiar essa transição. A empresa não pretende abandonar a produção de petróleo e gás, mas sim, realizá-la com baixa emissão e com máximo respeito ao meio ambiente e às comunidades afetadas. Afinal, "cada gota de óleo importa".

Considerações finais

Em resumo, a transição energética é um processo inevitável e necessário para garantir um futuro sustentável para as próximas gerações. Embora os desafios sejam muitos, as oportunidades são igualmente grandes.

O processo de transição da matriz energética das fontes fósseis para as fontes renováveis deve ser feito de forma justa e equilibrada, pensando nos diferentes aspectos da relação entre o setor energético e a sociedade. Uma interrupção abrupta na produção de petróleo e gás natural poderia ter consequências negativas para a economia mundial com pressões inflacionárias, disrupção das cadeias produtivas e o consequente aprofundamento de desigualdades sociais.

No caso brasileiro, além desses efeitos, cabe destacar que o país precisaria importar

óleo de maior emissão para atender às suas necessidades, o que deixaria o país ainda mais longe de suas metas de descarbonização. Portanto, a continuidade da produção de petróleo e gás, realizada de forma responsável e sustentável, é essencial para garantir a segurança energética e o desenvolvimento econômico do país.

Com a implementação coordenada de políticas públicas, investimentos em tecnologia e infraestrutura, e a colaboração entre governos, empresas e sociedade civil, é possível alcançar uma transição energética justa, ordenada e equitativa. A COP30 em Belém será um momento oportuno para avançar nessa agenda e fortalecer os compromissos globais em prol de um futuro energético mais sustentável.

O futuro do petróleo e o petróleo do futuro: a contribuição brasileira

Elaborado pela PPSA

Introdução

Segundo a recente publicação da Agência Internacional de Energia (AIE) "*Global Energy Review in 2025*", cerca de 80% do consumo de energia mundial em 2024 foi suprido por fontes fósseis – 29,8% por petróleo, 27,4% por carvão e 23% por gás natural. No mesmo ano, a matriz elétrica mundial foi 59% atendida por combustíveis fósseis. A eventual substituição das fontes fósseis por renováveis é tema mundialmente debatido e incerto.

Primeiro, porque o mundo moderno e com qualidade de vida pressupõe o uso crescente de energia. O mesmo relatório da AIE aponta que, em 2024, a demanda global por energia cresceu 2,2% em relação a 2023, bem superior aos 1,3% observado na taxa média da última década. Esse crescimento foi sustentado 54% por combustíveis fósseis, 38% por renováveis e 8% por nuclear.

Já a demanda por eletricidade cresceu 4.3%, acima do crescimento do PIB global de 3,2%. Segundo a AIE, essa demanda global por eletricidade vai acelerar nos próximos anos. Dados publicados em fevereiro de 2025 mostram que o aumento no consumo de eletricidade até 2027 será em torno de 4% ao ano, o equivalente a adicionar uma quantia maior do que o consumo anual de eletricidade do Japão a cada ano entre agora e 2027. A demanda é impulsionada pelo uso crescente na indústria, na climatização (ar-condicionado), na eletrificação e pela rápida expansão de data centers e IA. A maior parte da demanda adicional nos próximos três anos virá de economias emergentes e em desenvolvimento, que respondem por 85% do crescimento da demanda. Entretanto, em 2024, mesmo as economias

avançadas também viram um retorno notável ao crescimento da demanda por energia após vários anos de declínios. Isso, por si, já significa desafios enormes para os governos garantirem um fornecimento de energia seguro, acessível e sustentável.

Segundo, porque além de estar consumindo mais energia atualmente, também estamos crescendo em população, o que exigirá ainda mais energia. De acordo com a ONU, em meados de 2080 a população mundial atingirá 10,3 bilhões, quase dois bilhões a mais de pessoas consumindo energia em casa, na escola, no trabalho, no transporte e na indústria.

Adiciona-se a isso o fato de que ainda hoje aproximadamente 750 milhões de pessoas no mundo não possuem acesso à eletricidade (quase dez por cento da população mundial total) e mais de 2 bilhões de pessoas ainda dependem do uso tradicional da biomassa, querosene ou carvão como seu principal combustível para cozinhar, com prejuízos à saúde. Ou seja, é preciso não só ainda conceder acesso à eletricidade, como também eliminar a pobreza energética daqueles que embora possuam acesso à energia, ela se dá de forma muito limitada. Números mostram que os países desenvolvidos consomem bem mais energia per capita que países emergentes, em desenvolvimento. O brasileiro, por exemplo, consome apenas 23% de energia que o americano.

Pensar que as fontes renováveis serão capazes de substituir as fontes fósseis na atual matriz energética, eliminar a pobreza

energética, bem como adicionar oferta suficiente para dar conta da aceleração do consumo e ainda suprir a demanda crescente populacional, é nesse momento, intangível. Mesmo a Agência Internacional de Energia reconhece que atingir emissões líquidas zero de CO₂ no setor energético, a partir da substituição de boa parcela dos combustíveis fósseis, depende de uma cooperação global justa e eficaz e que o caminho é muito estreito. Todos os países precisariam contribuir para entregar os resultados desejados; economias avançadas assumiriam a liderança e atingiriam emissões

líquidas zero mais cedo no Cenário NZE do que economias de mercado emergentes e em desenvolvimento. Não é isso que o mundo observa atualmente.

Por isso, é muito mais lógico entendermos que no futuro que se avizinha, todas as fontes desempenharão um papel relevante no atendimento à crescente demanda de energia. E isso significa que o dever de casa é alcançar as ambições climáticas globais sem comprometer a segurança energética e o desenvolvimento econômico e social.

O petróleo do futuro

Quando olhamos em particular para o petróleo, observamos que ele permanece como o combustível responsável pelo maior

percentual de suprimento mundial de energia e, de longe, bem acima da adição do suprimento de todas as fontes renováveis.

Tabela 3 – AIE - *Global energy review in 2025* – Matriz energética

	Total energy supply (EJ)			Growth rate	
	2022	2023	2024	2022-23	2023-24
Total	622	634	648	1,8%	2,2%
Renewables	89	92	97	3,1%	5,8%
Nuclear	29	30	31	2,2%	3,7%
Natural gas	144	145	149	0,7%	2,7%
Oil	188	192	193	1,9%	0,8%
Coal	172	175	177	2,0%	1,2%

A Agência Internacional de Energia divulgou que, em 2024, a demanda por petróleo cresceu de forma tímida, em relação a 2023. Isso porque o consumo em transporte rodoviário global caiu, impulsionado por declínios na China (-1,8%) e economias avançadas (-0,3%), muito em função da expansão dos veículos elétricos. De outro lado, a demanda por petróleo na aviação e petroquímica cresceu.

Embora os dados demonstrem que a expansão da eletricidade, que responde

por cerca de 20% do consumo mundial de energia, será fortemente baseada na expansão de renováveis, em particular a geração solar, do gás natural e da energia nuclear, ainda conviveremos com o petróleo por muitos e muitos anos. Sabemos inclusive, que um mundo descarbonizado não é um mundo sem petróleo. Mesmo no cenário de emissões líquidas zero da Agência Internacional de Energia, os hidrocarbonetos estarão presentes, especialmente em setores *hard-to-abate*.

Mas se ainda há dúvidas em relação a como será o comportamento da demanda futura por petróleo, não há dúvidas em relação ao qual será o petróleo do futuro. A indústria de petróleo e gás, a despeito da volatilidade de políticas públicas e cooperação global, sabe que equilibrar a demanda energética com os compromissos ambientais é mandatório. Portanto, quando surge a pergunta "Qual é o petróleo do futuro?", a resposta é evidente: o petróleo descarbonizado, ou seja, menos intensivo em carbono.

Não por acaso, alguns relevantes países produtores de petróleo estão adotando estratégias variadas para conciliar suas economias, fortemente dependentes de combustíveis fósseis, com os compromissos climáticos globais. Nessa busca o alvo é não só a diversificação da matriz energética, mas também a descarbonização de suas operações, em vez de simplesmente abandonar a produção de petróleo. Esse esforço envolve o aumento da eficiência e a adoção de tecnologias avançadas, como a captura e armazenamento de carbono.

Os Emirados Árabes, por exemplo, possuem a ambição de atingir emissões líquidas zero em 2050. O país vem investindo fortemente em energia renovável, especialmente a solar, e tem um dos preços de energia solar mais baixos do mundo. Por outro lado, a intensidade de carbono do petróleo *Murban* dos Emirados Árabes Unidos é menos da metade da média da indústria, e a ADNOC, que obtém 100% de sua eletricidade a partir de energia nuclear e solar, está comprometida em reduzir a intensidade de carbono de suas operações em mais 25% na próxima década.

Já a Arábia Saudita, terceira maior produtora de petróleo do mundo em 2024, se comprometeu a ter 50% de sua energia gerada a partir de fontes renováveis até 2030 e chegar a emissões líquidas zero em 2060. Além de uma transformação da matriz energética nacional, o país está conduzindo uma série de iniciativas ambiciosas que

reduzirão as emissões. Isso inclui investir em novas fontes de energia (solar, hidrogênio etc), melhorar a eficiência energética e desenvolver um programa de captura e armazenamento de carbono.

A Noruega, importante produtor da Europa, tem implementado políticas rigorosas para minimizar as emissões na produção *offshore*, incluindo a eletrificação de plataformas com energia renovável da costa, reduzindo significativamente as emissões de CO₂. Além disso, o Fundo Soberano do Governo, criado com as receitas do petróleo, tem cada vez mais investido em energia limpa e tecnologias sustentáveis, garantindo uma transição gradual e sustentável.

O Reino Unido, outro importante produtor do Mar do Norte, estabeleceu o *North Sea Transition Deal*, um acordo entre governo e indústria para reduzir as emissões operacionais em 50% até 2030, com o objetivo de alcançar emissões líquidas zero até 2050, enquanto mantém a segurança energética e preserva empregos qualificados.

Em meio a esta corrida, o Brasil está emergindo como um protagonista importante para um futuro descarbonizado. Enquanto o mundo avança para uma matriz energética cada vez mais diversificada e de baixo carbono, o Brasil já possui 49% de sua matriz energética oriunda de fontes renováveis, contra a média mundial de 15%. Na matriz elétrica, são 89% de participação de renováveis, contra a média mundial de 29%.

Aliás, o Brasil encerrou 2024 com a maior expansão na matriz elétrica registrada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) desde o início da medição, em 1997. Cerca de 91% da potência instalada é proveniente das fontes solar fotovoltaica (52%) e eólica (39%), ambas renováveis.

Adicionalmente, o petróleo do futuro já está sendo produzido no Brasil: mais limpo, mais eficiente e alinhado com os desafios da transição energética global.

A contribuição do petróleo brasileiro e dos contratos de partilha

O petróleo brasileiro, particularmente do pré-sal, apresenta intensidade de carbono significativamente inferior à média mundial. Nos contratos de partilha geridos pela PPSA, a média em 2024 foi de 10,85 KgCO₂e/boe. Nos novos projetos do pré-sal, essa intensidade pode chegar a menos de 9kgCO₂e/boe, enquanto a média da OGCI está em torno de 17-18kgCO₂e/boe.

Essa característica decorre da alta produtividade dos poços do pré-sal e da composição do petróleo brasileiro, que possui menor teor de enxofre e alta qualidade, demandando menos energia para desenvolver, produzir e processar. Esses atributos o tornam menos poluente e mais competitivo em um mercado internacional cada vez mais atento às questões climáticas e às regulamentações ambientais.

Adicionalmente, as empresas operadoras tem implantado tecnologias inovadoras para a produção *offshore*. Nos consórcios que operam sob o regime de partilha, diversas iniciativas de redução de emissões já estão em andamento, entre elas a eletrificação de equipamentos nas plataformas; a operação com turbinas de ciclo combinado, aumentando a eficiência energética das unidades de produção; a redução da queima de rotina etc.

Estas iniciativas estão alinhadas com os esforços globais de descarbonização e demonstram o compromisso do Brasil com a produção de petróleo de forma mais sustentável. Todo esse esforço se traduz em vantagens competitivas que posicionam o Brasil como um fornecedor preferencial de petróleo em um mercado que valorizará cada vez mais o petróleo de baixo carbono.

Pela primeira vez na história, em 2024, o Brasil exportou mais da metade de sua produção de petróleo, consolidando-se como um

relevante *player* no suprimento da demanda global por petróleo. Segundo a ANP, as exportações brasileiras representaram 52,1% da produção nacional, com uma média diária de 1,75 milhão de barris. Em janeiro de 2025, esse número atingiu 2,4 milhões de barris por dia.

No mesmo mês, a produção de petróleo no Brasil foi de aproximadamente 3,4 milhões de barris por dia. A produção do Brasil seguirá crescendo e atingirá, em 2028, um patamar superior a 4,5 milhões de barris por dia, segundo dados submetidos pelos operadores para a ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Esse crescimento será também impulsionado pelos resultados dos contratos de partilha. Isso porque estima-se que a produção de partilha duplique até o final da década, quando representará entre 40 a 50% da produção do Brasil. Atualmente, os contratos de partilha representam 33% da produção nacional.

Assim, a produção advinda dos contratos de partilha contribuirá para a oferta de petróleo mundial. E os leilões da PPSA também. Isso porque uma parcela da produção dos contratos de partilha é da União. Em janeiro de 2025, foram 133 mil barris por dia de produção da União, mas estudos apontam para um cenário de crescimento consistente nos próximos anos, atingindo mais de 500 mil barris por dia em 2030. Esses volumes são oferecidos em leilões pela PPSA, representante da União e projetam a empresa como possivelmente a segunda maior produtora do país no final da década, fortalecendo sua posição no mercado nacional e internacional e contribuindo com a oferta de petróleo global.

O potencial econômico deste crescimento é substancial. Considerando os volumes projetados até 2035, o potencial de arrecadação com a comercialização da

produção da União para os cofres públicos pode variar entre R\$ 280,1 bilhões e R\$ 683,5 bilhões no próximo decênio. Estes recursos podem financiar investimentos em infraestrutura, educação, saúde e outras áreas prioritárias para o desenvolvimento socioeconômico do país. Além disso, o setor de óleo e gás gera empregos qualificados, renda e estimula o desenvolvimento tecnológico, além de criar oportunidades para a cadeia produtiva nacional.

O desafio para o país é maximizar essas vantagens, apresentar ao mundo os diferenciais do petróleo brasileiro e continuar a investir em tecnologias de descarbonização e em práticas operacionais mais eficientes. A opção por não produzir petróleo nacional, mais limpo e com menor intensidade de

carbono, significaria a necessidade de importar combustíveis potencialmente com maiores emissões associadas, além de representar uma perda significativa de oportunidades econômicas e sociais para o país.

Assim, o petróleo descarbonizado brasileiro não é apenas uma solução de transição, mas sim uma peça fundamental para garantir a segurança energética global e fortalecer o desenvolvimento sustentável do país. Ao alavancar suas vantagens comparativas e promover inovações tecnológicas, o Brasil pode se tornar um modelo de equilíbrio entre o setor de petróleo e as energias limpas, contribuindo significativamente para um futuro mais justo, inclusivo, acessível e sustentável para todos.

Como a busca pelo aumento do fator de recuperação pode contribuir com a redefinição da indústria

Elaborado pela PRIO

Introdução

A transição energética é um assunto que ganha cada vez mais espaço em discussões sobre sustentabilidade e o futuro do meio ambiente, e muito se questiona sobre o futuro do petróleo, principalmente quando indaga-se sobre se deveria haver petróleo no futuro. Quando olho para frente, mas sem perder o que ocorreu na evolução da matriz energética nos últimos séculos, vejo uma demanda robusta de petróleo por séculos e um setor produtor cada vez mais orientado para uma produção de forma sustentável, no sentido amplo da palavra, com mais eficiência, responsabilidade e menor impacto ambiental.

A maioria dos campos de petróleo descobertos já passa pelo regime de declínio de produção, os chamados campos maduros. Em 2022, segundo a ANP, do total de 433 campos em produção no país, 302 eram considerados marginais, ou seja, áreas que se encontram na fase de produção, mas não se encontram mais no auge da viabilidade. Diante disso, a maximização do fator de recuperação de campos maduros é de grande importância e as empresas operadoras independentes têm um papel essencial na definição do que está por vir.

Estudos do Departamento de Energia dos Estados Unidos indicam que 65% do óleo *in place* continua intocável nos reservatórios do mundo todo. Dados do IBP¹⁷ apontam que

atualmente, o fator de recuperação médio dos campos de petróleo no mundo é de aproximadamente 35%, o que significa que cerca de um terço do petróleo presente nos reservatórios é efetivamente extraído. No Brasil, esse índice é de aproximadamente 21%, sendo que na Bacia de Campos, área de atuação da PRIO e uma das principais regiões produtoras do país, o fator de recuperação é de aproximadamente 15%, com total previsto de 25%.

Sendo assim, o petróleo do futuro não será aquele proveniente apenas de novas fronteiras exploratórias, mas sim aquele extraído com inteligência e eficiência de ativos maduros que, por muitas vezes, não são mais atraentes economicamente para as grandes empresas que fizeram o desenvolvimento desses campos, e que para uma gestão otimizada do seu portfólio, investem em busca de novas descobertas e desenvolvimento de novos campos produtores.

A PRIO é uma das provas disso no Brasil. Em uma década de vida, nascida em um período de forte crise no setor, a companhia enfrentou momentos difíceis no mercado de petróleo e em seu caixa, mas por meio de muito esforço, muito foco no propósito e uma equipe dedicada, conseguiu se consolidar e mostrar a força do negócio de revitalizar

¹⁷ Além da Superfície – IBP <https://www.alemdasuperficie.org/inovacao/tecnologia/conheca-as-tecnologias-para-aumentar-a-producao-em-campos-maduros-de-petroleo/#:~:text=No%20mundo%2C%20o%20fator%20de,nacional%2C%20chega%20a%2024%25>

campos maduros *offshore*, desenvolvendo uma nova forma de pensar, trabalhar e operar metodologias e tecnologias para produzir mais, com segurança e de forma mais eficiente. Quando a empresa nasceu, a gente já tinha estudado e sabia o que estava sendo feito e dando certo em outros países, além de carregarmos uma bagagem do que não queríamos repetir, como as ineficiências operacionais, o desperdício de recursos e a

falta de agilidade nas decisões, ajudando na construção do nosso modelo de negócio. Entretanto, para provar que tínhamos a expertise necessária e que esse modelo poderia ser replicado por aqui, precisaríamos ter garra e remar muito contra a maré para superarmos todas as desconfianças e provar nosso valor e que poderíamos gerar valor em campos produtores em fase final de vida.

O papel das independentes no novo cenário de E&P

Crédito: PRIO

Com uma abordagem mais ágil, com estrutura de custo mais enxuta, foco em eficiência operacional e capacidade de inovação, as companhias independentes estão redefinindo o modelo de exploração e produção, especialmente em ativos maduros, diferentemente das *majors* – que tradicionalmente concentravam esforços na descoberta de novas fronteiras e em megaprojetos de alto investimento –, adequados à sua capacidade financeira e com retornos para sua estrutura financeira. Em geral, as empresas independentes trabalham focadas em áreas que já estão em produção, utilizando estratégias que maximizem a produção, otimização de custos e aumento de fator de recuperação do volume de óleo e gás armazenados nas rochas reservatórios. Isso gera ganhos ambientais, financeiros, tecnológicos e sociais.

Quando uma independente assume um campo maduro, trabalha de forma totalmente diferente, pois compra um campo pronto, já desenvolvido, com suas instalações, equipamentos e processos estabelecidos – que já passou pelo seu auge e começa a sentir a ação do tempo nos reservatório, poços, sistema de escoamento e de produção –, e provocam impactos negativos na performance, como: declínio da produção, aumento de falhas de equipamentos, elevação de custos, falhas em poços e sistemas de escoamento, o que



por muitas vezes minam a lucratividade e os ativos começam a trabalhar no vermelho. Com essas particularidades, o tempo é crucial e a margem de erros é mínima, e cabe a empresas como a nossa, fazer uma análise minuciosa para desenhar um projeto de revitalização do ativo que fique em pé, em termos técnicos e econômicos, de forma a tornar possível uma produção economicamente viável por mais tempo. Todas essas questões conferem às independentes a necessidade de tomada de decisões mais rápida e assertiva, com custos otimizados. Por isso a gente sempre fala que se prepara para o pior, torcendo pelo melhor.

Um exemplo disso é o campo de Polvo, que foi o primeiro ativo da PRIO, adquirido em 2015, e com um árduo trabalho teve sua vida útil estendida, inicialmente com plano de ser abandonado em 2016, hoje, tem uma previsão de descomissionamento para 2034, mantendo empregos, arrecadação de royalties e produzindo com maior eficiência, menor custo e menor emissão de carbono. Lembro bem, ainda como Gerente de Poços na época, que esse ativo provou, além de tudo, que a empresa conseguia ser bem-sucedida em uma operação nos quesitos de custo, prazo e produção.

Outro exemplo claro é o campo de Frade, adquirido em 2019. Com um plano de redensolvimento para perfuração de novos poços e retomada da injeção de água no campo, tivemos aumento de produção de cerca de 17 mil para mais de 50 mil barris por dia no primeiro momento, com custos controlados que serviram para mostrar o retorno atrativo e que abriram portas para muitos outros projetos. Esse modelo de negócio, baseado na revitalização de ativos, permite retornos relevantes e uma melhor utilização dos recursos existentes, reduzindo a necessidade de explorações em áreas distantes ou de fronteiras.

A revitalização de ativos também traz impactos positivos para a economia e para o meio ambiente. Ao manter a produção de campos já descobertos, as independentes reduzem a necessidade de novas explorações em áreas sensíveis, gerando menor impacto ambiental e promovendo uma gestão mais sustentável dos recursos. Esse movimento também fortalece a cadeia produtiva local, garantindo a manutenção de empregos, arrecadação de royalties e o desenvolvimento de fornecedores especializados. Só em 2023 essas empresas pagaram R\$ 2,14 bilhões em royalties², além de terem capacitado profissionais e criado mais de 7.000 empregos diretos e outros 66.000 indiretos, contribuindo para o progresso econômico e social das comunidades onde atuam.

Os ativos maduros, por se tratarem de campos que já estão em produção há muito tempo, têm um volume de manutenção alto e quantidade de projetos pequenos elevada. Isso mantém uma demanda constante por serviços e operações, resultando em uma alta movimentação na cadeia de suprimentos apenas para manter disponibilidade da planta de produção, seu sistema de escoamento e poços.

Na essência, não há nada de novo nessa estratégia, as grandes empresas fazem uma reestruturação dos seus portfólios de tempos em tempos, passando para empresas menores que conseguem focar e gerar valor daqueles ativos que já não são tão interessantes e concorrem com outros projetos dentro das companhias. Esse movimento no Brasil começou há pouco tempo, sendo a PRIO a primeira a realizá-lo, quando comprou o campo de Polvo da BP em 2014. Depois disso, várias outras independentes entraram em ação, criando um setor novo no Brasil, o das operadoras independentes de petróleo e gás, que passaram a adquirir e revitalizar campos anteriormente operados por grandes petroleiras. Assim, a relação entre essas empresas evoluiu para um modelo mais complementar, no qual as grandes empresas mantêm seu papel estratégico na exploração, desenvolvimento de novos campos e de projetos de transição energética, enquanto as independentes assumem a missão de otimizar a produção de ativos já descobertos.

Essa nova dinâmica reflete um amadurecimento do setor de E&P, no qual as independentes não são mais apenas participantes secundários, mas protagonistas de um modelo necessário. No Brasil, a continuidade desse movimento dependerá de um ambiente regulatório que favoreça investimentos, assegure previsibilidade e permita que essas empresas continuem desempenhando um papel essencial na maximização do fator de recuperação dos campos, garantindo segurança energética e um uso mais inteligente dos recursos já disponíveis.

Cases de sucesso mundial

O Brasil ainda possui um grande potencial de recuperação. O país tem planos de desenvolvimento que visam recuperar entre 20 e 30% em média do total de petróleo armazenado originalmente, um índice inferior ao de países como Noruega e Reino Unido, que já alcançaram taxas de recuperação mais elevadas, chegando a 62% e 82%, em alguns casos. No entanto, a evolução tecnológica e a crescente atuação das independentes no Brasil indicam um caminho promissor para a ampliação desses números.

Países como Reino Unido e Noruega possuem um mercado mais maduro, contando com dezenas de empresas produtoras de petróleo, de portes bem diferentes, assim como uma cadeia de suprimentos muito mais diversa e dinâmica, também possuem incentivos específicos para a revitalização de campos maduros, seja por políticas de compartilhamento de infraestrutura, como oleodutos, gasodutos, rede elétrica, assim como por meio de isenções fiscais ou da

criação de fundos de financiamento para inovação no setor. No Brasil, há espaço para políticas que incentivem investimentos de longo prazo em aumento do fator de recuperação, garantindo que mais operadoras se interessem em revitalizar ativos e não apenas explorar novas fronteiras. Além disso, mecanismos como a aceleração de aprovações regulatórias e incentivos financeiros para tecnologia poderiam estimular esse mercado.

Além da Europa, países do Golfo Pérsico, como Arábia Saudita e Emirados Árabes Unidos, também têm investido fortemente em tecnologias de recuperação avançada, alcançando fatores de recuperação superiores a 50% em alguns campos. Na Ásia, nações como China e Malásia vêm adotando estratégias para otimizar a produção em campos maduros, ampliando a extração e garantindo maior longevidade para seus ativos.

Crédito: PRIO



A recuperação avançada de petróleo tem sido um dos principais impulsionadores do aumento do fator de recuperação ao redor do mundo. Métodos como injeção de CO₂, água dessalinizada, polímeros e técnicas térmicas estão sendo aprimorados para tornar a extração mais eficiente e menos impactante. Na Noruega, a Equinor investe pesadamente em digitalização para otimizar operações em tempo real, reduzindo custos e aumentando a recuperação de reservas. No Brasil, já vemos algumas iniciativas, mais ainda tímidas. Aqui na PRIO já começamos alguns projetos, mas temos consciência que temos de acelerar forte na adoção de novas tecnologias, incluindo inteligência artificial.

Os dados falam por si: segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), aproximadamente 70% da produção mundial de petróleo até 2040 virá de campos já em operação, reforçando a importância da maximização do fator de recuperação. O Brasil, com seus ativos *offshore* maduros e a crescente participação de independentes como a PRIO, tem uma oportunidade única de liderar essa transformação.

Manter um campo em operação por mais tempo gera impactos significativos para a economia local. Em um setor onde descomissionamentos podem impactar comunidades inteiras, a maximização da recuperação dos campos representa não apenas um ganho econômico, mas também social.

Tiebacks como estratégia

Embora ainda seja uma solução que está apenas começando no Brasil e ainda não ganhou muita força, os *tiebacks* submarinos são utilizados há décadas na indústria de petróleo e gás para conectar novos poços ou campos a infraestruturas de produção existentes, otimizando custos e recursos. Recentemente, avanços tecnológicos têm permitido a ampliação das distâncias desses *tiebacks*.

Empresas *majors* que operam no Golfo do México e Mar do Norte já estão acostumadas a utilizar essa solução, conectando novos poços a *manifolds* submarinos e enviando a produção para uma plataforma próxima ou até mesmo direto para o continente, comprovando sua eficácia em duas das maiores regiões produtoras de petróleo no mundo.

A solução se mostra uma boa prática não só por representar uma opção economicamente mais viável para a exploração de campos petrolíferos maduros ou subcomerciais, como também por emitir menos carbono.

Sua adoção pode melhorar fatores de recuperação do campo, reduzir impactos ambientais e limitar a necessidade de explorar novas fronteiras.

Considerada uma solução fora da caixa aqui no Brasil, a interligação de campos de petróleo é utilizada desde 2021 pela PRIO. Reconhecido como um dos nossos cases de sucesso, o Projeto Fênix – que interligou o FPSO Bravo no Campo de Tubarão Martelo com a Plataforma fixa Polvo-A no Campo de Polvo – não só prolongou a vida útil dos campos, mas também otimizou a produção e reduziu custos operacionais.

Com essa estratégia, podemos transformar campos economicamente inviáveis em ativos produtivos. Só neste projeto, investimos mais de US\$ 45 milhões, conseguimos estender a vida útil desses campos até 2033 (ante 2024), reduzimos significativamente o *lifting cost* para menos de US\$ 12 por barril e aproveitamos o gás extraído para geração de energia elétrica. No entanto, a viabilidade desses projetos depende de uma

série de fatores que vão desde a adequação tecnológica até a maturidade do mercado e a legislação vigente.

Sendo assim, a implementação de *tiebacks* não é isenta de desafios, tendo a complexidade técnica como um dos principais obstáculos. A necessidade de desenvolver uma infraestrutura robusta que suporte a pressão, vazão e temperatura do óleo, além de garantir o escoamento seguro, exige um planejamento meticuloso e o uso de tecnologias avançadas.

Outro ponto crucial é a maturidade do mercado. Enquanto países como a Noruega possuem uma infraestrutura e um mercado

mais preparados para a exploração de campos maduros, o Brasil ainda precisa evoluir nesse aspecto. Nosso mercado nasceu e se desenvolveu para atender a uma única grande empresa produtora, que por ter o governo federal como maior acionista, tem suas próprias regras e governança que tornam os processos de aquisições bem específicos, então a cadeia de fornecimento se estruturou para atender essas regras. Para empresas independentes, as prioridades são melhores custos e eficiência do projeto: existem menos amarras, que reduzem custos, dão flexibilidade e agilidade aos empreendimentos.

Desafios inerentes ao setor

Com um mercado consolidado e tradicional já estruturado, a PRIO já nasceu com o desafio de mudar o cenário, encontrando resistências desde o início, como investidores, pessoas que topassem fazer parte do projeto e, principalmente, fornecedores dispostos a nos atender, uma vez que estes fornecedores estavam acostumados a fechar negócios com grandes empresas e forças de trabalho, com prazos e demandas completamente diferentes. Como já disse, desde o começo remamos contra a maré.

O avanço das independentes na maximização do fator de recuperação de campos maduros demonstra que o Brasil tem um enorme potencial para se consolidar como um dos grandes *players* globais na otimização de ativos *offshore*. No entanto, para que esse movimento ganhe ainda mais tração, é fundamental que o ambiente regulatório e o licenciamento ambiental evoluam de maneira alinhada às necessidades do mercado.

Produzir petróleo no Brasil ainda envolve desafios relevantes, desde os altos custos operacionais até questões estruturais ligadas à ineficiência energética. Além

disso, os processos de licenciamento e regulação, embora fundamentais para garantir a segurança e a sustentabilidade das operações, precisam acompanhar a evolução do setor e oferecer maior previsibilidade e agilidade. Grandes investimentos exigem segurança jurídica, estabilidade regulatória e previsibilidade de um fluxo claro de aprovações para que o capital continue fluindo para o país.

Nesse sentido, há oportunidades concretas para aprimoramentos. O licenciamento ambiental, por exemplo, poderia se beneficiar de processos mais digitalizados e padronizados, garantindo qualidade, governança e que prazos sejam cumpridos. O aumento da transparência e do diálogo entre setor produtivo e órgãos licenciadores pode gerar ganhos mútuos, assegurando que as exigências ambientais sejam atendidas com eficiência, sem criar gargalos desnecessários ao desenvolvimento de novos projetos.

Uma transição energética eficiente precisa garantir segurança energética ao mesmo tempo em que reduz emissões. A revitalização de campos maduros se encaixa perfeitamente nesse contexto, pois permite a extração

de petróleo sem necessidade de novas perfurações massivas, que demandariam grandes investimentos e infraestrutura. Além disso, a otimização do fator de recuperação reduz o desperdício de recursos e possibilita a implementação de soluções híbridas, como o aproveitamento de gás associado para geração de energia *offshore*.

O Brasil tem potencial para crescer de maneira sustentável, equilibrando a necessidade de atrair investimentos com a responsabilidade ambiental. O caminho para isso passa por ajustes na legislação, pela construção de um ambiente de negócios mais previsível e pela modernização de processos

que, sem abrir mão do rigor técnico, permitam que os projetos avancem com a velocidade necessária para acompanhar o dinamismo do setor.

Sendo assim, o futuro do petróleo está baseado na segurança energética gerada pela maximização do fator de recuperação dos campos, para que a transição ocorra de forma gradativa e sem grandes impactos para toda a cadeia. Se conseguirmos alinhar esses pontos, estaremos não apenas destravando investimentos, mas garantindo que o petróleo do futuro seja produzido de forma eficiente, competitiva e em sintonia com as necessidades da sociedade moderna.

Transição com responsabilidade: o papel do petróleo na construção do futuro energético

Elaborado pela Equinor

Neste ano em que celebramos uma década do Anuário do Petróleo no Rio, temos a oportunidade de refletir sobre os avanços conquistados, os aprendizados do setor e, acima de tudo, sobre os caminhos que se abrem para o futuro da energia. O tema escolhido para este capítulo, "O futuro do petróleo e o petróleo do futuro", é particularmente simbólico e necessário. Simbólico porque marca um momento de inflexão da indústria em direção a novos paradigmas; necessário porque, mais do que nunca, o setor precisa ser protagonista da transição energética global.

O Rio de Janeiro sempre esteve no centro dessa história. Como principal polo produtor do país, é onde pulsa o coração da indústria brasileira de petróleo e gás. E também será, sem dúvida, um dos epicentros das soluções para um futuro energético mais seguro, descarbonizado e competitivo.

Na Equinor, temos orgulho de fazer parte dessa jornada no Brasil há mais de duas décadas, contribuindo para o desenvolvimento do setor com um olhar voltado para o longo prazo. Acreditamos que o futuro da energia será construído com pragmatismo, inovação e, acima de tudo, responsabilidade.

88

O petróleo e a transição energética: realidade e equilíbrio

Vivemos um momento decisivo. A urgência climática e os compromissos internacionais de descarbonização colocam a indústria energética diante de uma equação complexa: como garantir segurança energética e crescimento econômico ao mesmo tempo em que se acelera a redução das emissões?

A resposta, a nosso ver, não está na exclusão imediata de fontes, mas na transformação contínua da matriz energética. O petróleo ainda responde por mais de 30% da energia primária consumida no mundo e, mesmo em cenários ambiciosos de transição, continuará tendo um papel relevante nas próximas

décadas – seja como combustível, seja como matéria-prima para insumos indispensáveis à sociedade moderna. O desafio é garantir que esse petróleo seja produzido com a menor intensidade de carbono possível, de forma segura, eficiente e com respeito ao meio ambiente e às comunidades.

Nesse sentido, o setor de petróleo e gás é parte da solução. Empresas como a Equinor estão investindo fortemente em tecnologia e inovação para viabilizar uma produção com menores emissões, e o Brasil tem um papel estratégico nesse esforço global.

O petróleo do futuro: descarbonizado, inteligente e competitivo

O “petróleo do futuro” já começa a ser desenhado hoje. Ele será o resultado da combinação entre excelência operacional, avanços tecnológicos e compromisso ambiental.

A Equinor vem implementando soluções de ponta para transformar a maneira como produz energia. Um exemplo disso é o projeto Raia, no pré-sal da Bacia de Campos, um dos maiores investimentos da companhia no mundo. Com reservas de alta qualidade, localização favorável e uso de tecnologias avançadas, o Projeto Raia está sendo desenvolvido com foco na redução das emissões desde o início e tem potencial para se tornar uma referência global de produção *offshore* de baixo carbono.

Também estamos investindo no desenvolvimento de soluções de captura e armazenamento de carbono (CCS), que serão cruciais para alcançar as metas globais de neutralidade. A experiência acumulada da Equinor em CCS no Mar do Norte nos posiciona como líderes nessa tecnologia, com ambição de expandi-la internacionalmente.

O petróleo do futuro será, portanto, mais eficiente, com menos emissões e inserido em um portfólio energético diversificado – onde convivem petróleo, gás natural, energias renováveis e soluções de baixo carbono. Não se trata de trocar uma fonte por outra, mas de evoluir para um sistema energético mais resiliente e sustentável.

O Brasil como protagonista da nova energia

O Brasil tem condições únicas para liderar essa transformação. Com uma matriz elétrica majoritariamente renovável, grandes reservas de petróleo de alta produtividade e um mercado em crescimento, o país reúne os atributos necessários para ser protagonista da nova era energética.

O pré-sal é uma peça-chave nesse contexto. Com fatores de emissão significativamente mais baixos do que a média global, ele representa uma das fontes de petróleo mais compatíveis com os desafios climáticos. Produzir esse petróleo de forma ainda mais limpa e eficiente é uma oportunidade estratégica não só para o Brasil, mas para o mundo.

O Rio de Janeiro, como sede de grande parte das operações do setor e centro de excelência em pesquisa, inovação e regulação, tem papel central na construção desse futuro. É aqui que estão localizados os principais centros de decisão, as universidades de ponta, os polos de tecnologia e os agentes públicos que definem os rumos do setor. E é também aqui que encontramos talentos, vocação industrial e espírito de parceria.

A Equinor acredita no Brasil e investe no país como um parceiro de longo prazo. Temos projetos em diferentes estágios de maturidade em óleo, gás e energia renovável, com destaque para iniciativas que combinam eficiência, inovação e compromisso ambiental.

O campo de Bacalhau, na Bacia de Santos, é o maior investimento da Equinor fora da Noruega e está em desenvolvimento com foco em produzir petróleo com uma das menores intensidades de carbono do mundo. A primeira produção está prevista para 2025, com alto fator de recuperação e tecnologias de ponta embarcadas desde o início do projeto.

Peregrino, localizado na Bacia de Campos, foi o primeiro ativo da Equinor no Brasil e é seu maior campo produtor fora da Noruega. Desde o início das operações em 2011, mais de 250 milhões de barris foram produzidos com segurança. Em 2023, o campo alcançou sua capacidade máxima de 110 mil barris por dia, impulsionado por investimentos em tecnologia e infraestrutura. Iniciada em 2022, a segunda fase do projeto estende a operação até 2040, com previsão de adicionar entre 250 e 300 milhões de barris.

A parceria entre Equinor e Petrobras em Roncador reúne a expertise da Equinor em Aumento do Fator de Recuperação (IOR), com a ambição de agregar até 1 bilhão de barris de óleo equivalente à produção. A aliança estratégica inclui também iniciativas de eficiência energética e redução de emissões. Os primeiros resultados já são expressivos: oito poços com redução de 50% nos custos e aumento de 25% na produção — demonstrando o potencial de gerar valor com tecnologia e inovação.

O Projeto Raia é um dos maiores empreendimentos de gás natural em desenvolvimento no Brasil, com reservas superiores a 1 bilhão de barris de óleo equivalente e potencial para suprir até 15% da demanda nacional a partir de 2028. Com investimentos de cerca de R\$ 50 bilhões, o projeto contará com um FPSO de última geração e tecnologias inéditas no país, alcançando uma intensidade de emissões de CO₂ inferior à metade da média da indústria. Pela primeira vez no Brasil, o gás será especificado a bordo do FPSO e entregue diretamente ao sistema de transmissão.

A Equinor já se consolidou como uma empresa de energia no Brasil, expandindo além do petróleo e gás com importantes

avanços em energias renováveis. Desde 2018, com a entrada em operação do Complexo Solar de Apodi (162 MW), a companhia vem ampliando sua atuação no setor. Em 2024, iniciamos as operações do Complexo de Mendubim (531 MW), no Rio Grande do Norte, com investimentos de R\$ 2,1 bilhões. Também adquirimos a Rio Energy, referência em renováveis *onshore* no país, e anunciamos o Complexo Solar Serra da Babilônia (140 MW), nosso primeiro projeto híbrido de energia solar e eólica no Brasil.

Além da geração, fortalecemos nossa presença em comercialização de energia com a chegada da Danske Commodities, subsidiária integral da Equinor com forte atuação no mercado europeu. Estabelecida no Brasil desde 2023, a Danske será responsável por comercializar a energia gerada pelo portfólio da Rio Energy, apoiando nossa estratégia de longo prazo no mercado brasileiro de renováveis.

Em parceria com outras empresas e com o poder público, estamos contribuindo para o desenvolvimento de uma cadeia de valor mais inovadora, sustentável e inclusiva — preparada para responder aos desafios da transição energética e para aproveitar as oportunidades do futuro.

Construindo juntos o futuro da energia

A transição energética é um processo complexo e multifacetado. Exige colaboração, investimento e decisões corajosas. Exige, sobretudo, que deixemos de lado dicotomias simplistas para adotar uma visão sistêmica — capaz de conciliar segurança energética, competitividade e sustentabilidade.

É por isso que acreditamos em uma abordagem pragmática: transição com responsabilidade. Não há solução única, nem caminho fácil. Mas há uma certeza: a indústria de petróleo e gás será parte da resposta, e o Brasil terá um papel de destaque nesse processo.

Na Equinor, nosso compromisso é com uma transição justa e ordenada — que leve em conta as necessidades da sociedade de hoje e amanhã. Estamos construindo uma empresa mais preparada, diversificada e resiliente, pronta para liderar a energia do futuro a partir de um legado sólido de responsabilidade e inovação.

Agradeço à Federação das Indústrias do estado do Rio de Janeiro pela oportunidade de contribuir para esta edição histórica do Anuário do Petróleo no Rio. Que esta celebração dos primeiros dez anos também seja um convite à construção coletiva dos próximos — com ambição, diálogo e ação.

O papel integral do petróleo na transição energética

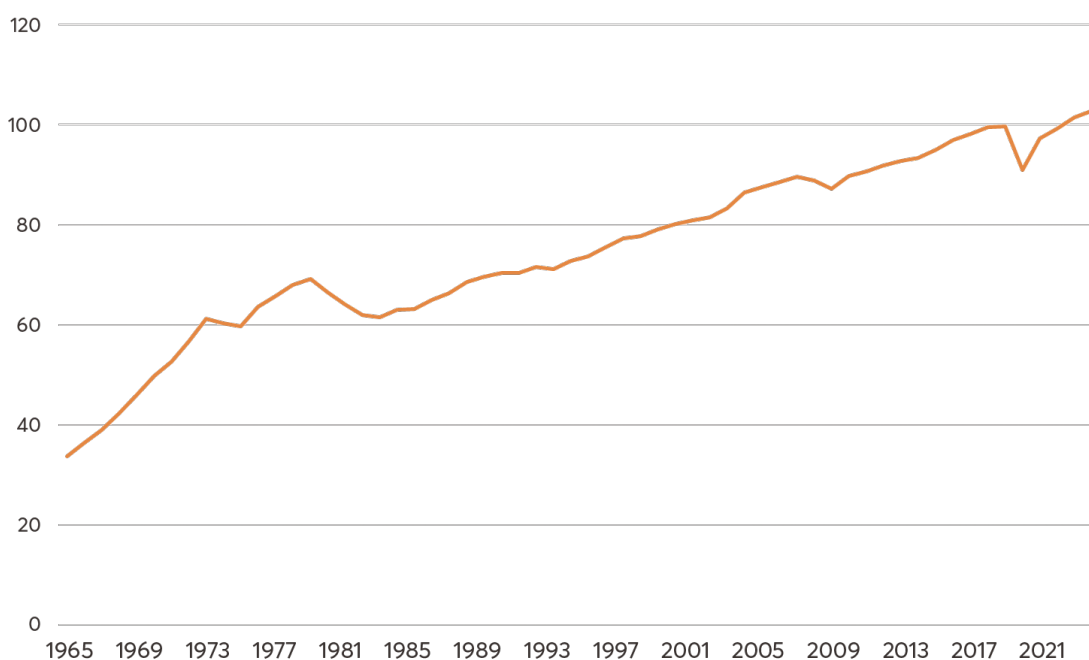
Elaborado pela Rystad Energy

Nas últimas décadas, o mundo passou por mudanças significativas que moldaram as sociedades em que vivemos. Entre elas, três mudanças socioeconômicas são de particular importância: crescimento econômico acelerado, rápido crescimento populacional e aumento da taxa de urbanização global. Essas três mudanças foram acompanhadas por um rápido aumento na demanda de energia. Em 1974, o mundo consumiu 254 EJ

de energia, enquanto em 2024 a demanda aumentou 2,5 vezes, chegando a 646 EJ.

O petróleo tem sido fundamental para atender a esse rápido aumento na demanda de energia e para permitir a concretização do desenvolvimento econômico global. A demanda por petróleo tem crescido quase continuamente nas últimas décadas, a uma taxa média de dois por cento ao ano desde 1965.

Gráfico 7 – Demanda mundial de petróleo – em milhões de barris/dia



Fonte: Rystad Energy

Mas é provável que o mundo em que vivemos agora seja muito diferente daquele que nos espera nas próximas décadas. A transição energética, o rápido desenvolvimento tecnológico, a implementação de políticas públicas voltadas para um futuro sustentável e verde e uma ampla conscientização coletiva sobre a necessidade de lidar com a mudança climática, compreensivelmente, levantam questões sobre o papel que os hidrocarbonetos desempenhariam em um futuro mais verde.

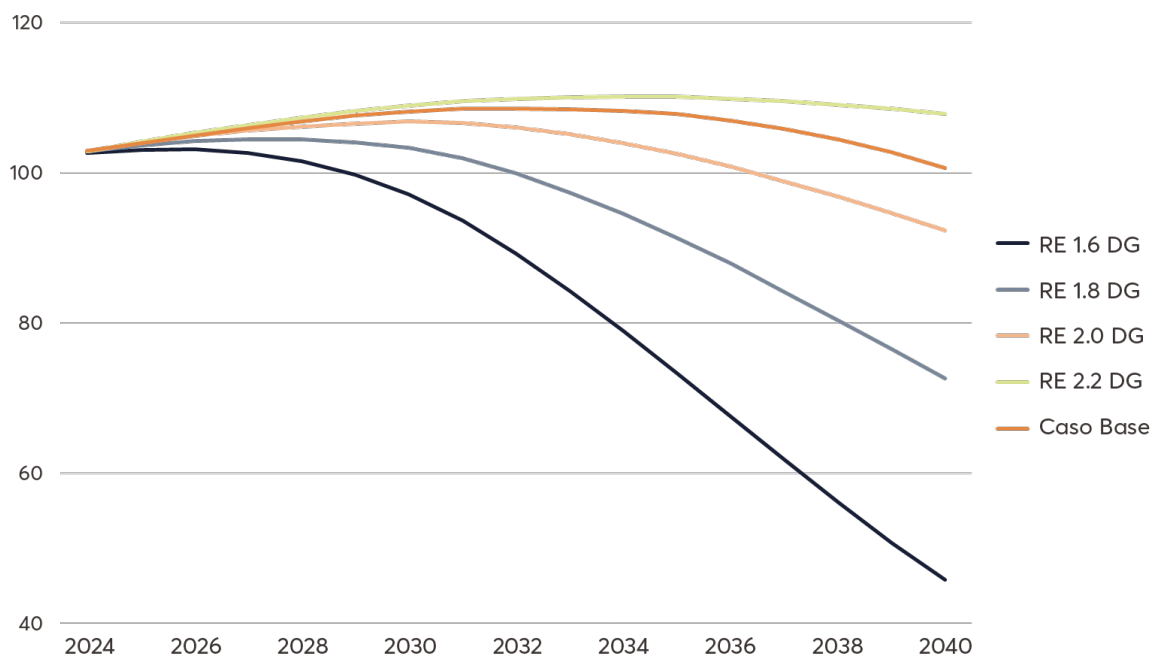
Embora haja um amplo consenso de que a demanda futura de petróleo não crescerá tão rapidamente quanto no passado e provavelmente começará a cair em um futuro próximo, o grau de incerteza sobre quando e a que ritmo a demanda começará a cair é extremamente alto.

Conforme mostrado na Gráfico 8, com base nos cenários da Rystad Energy, a demanda

de petróleo poderia cair de 103 milhões de barris por dia (bpd) em 2024 para apenas 46 milhões de barris por dia em 2040 no cenário compatível com um aumento médio da temperatura global de 1,6 graus Celsius.

Como alternativa, poderia aumentar para quase 110 milhões de bpd em meados da próxima década e cair ligeiramente para 108 milhões de bpd em 2040, no cenário compatível com um aumento médio da temperatura global de 2,2 graus. No cenário base da Rystad Energy, que é definido como o mais provável de se concretizar, a demanda continua a crescer para 108,6 milhões de barris por dia em 2033, e depois cai para 101 milhões de barris por dia em 2040. Essa ampla gama de previsões da demanda futura de petróleo se deve à grande incerteza sobre a evolução das políticas públicas, das preferências sociais e do desenvolvimento de novas tecnologias.

Gráfico 8 – Cenários da demanda mundial de petróleo – em milhões de barris/dia



Fonte: Rystad Energy

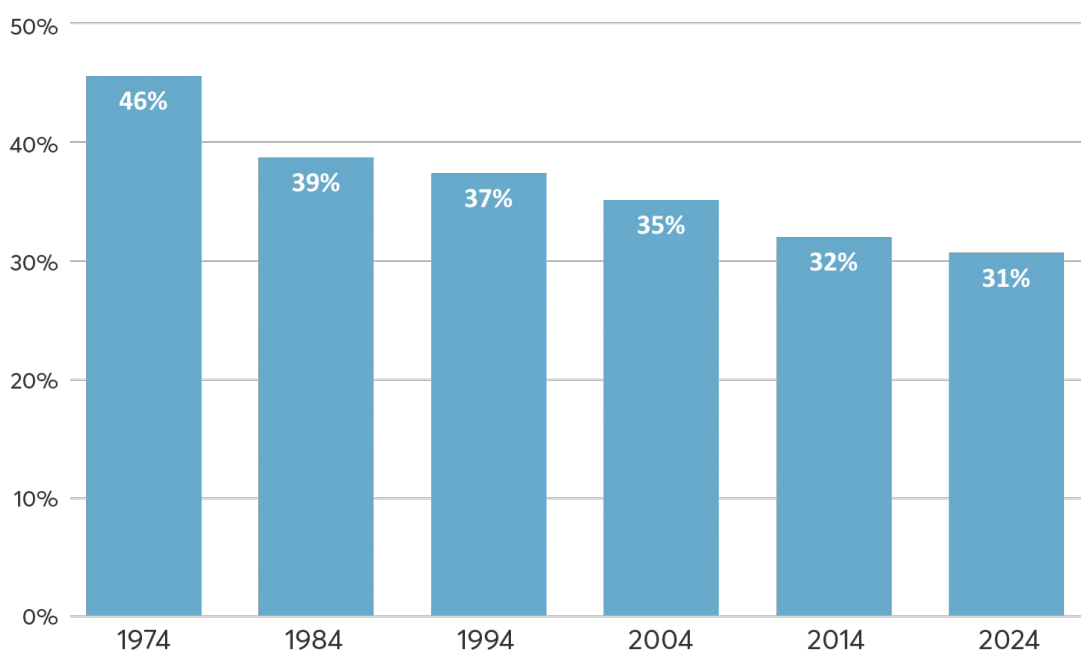
Apesar do nível de incerteza nas previsões, dois elementos importantes são certos, independentemente do cenário. Em qualquer cenário, a demanda por petróleo não desaparecerá pelo menos nas próximas décadas e, em qualquer cenário, há uma necessidade urgente de investimento contínuo na exploração e produção de petróleo. Esses dois elementos mostram claramente que o petróleo continuará a desempenhar um papel importante nos próximos anos em meio a uma transição energética, independentemente de ser uma transição acelerada ou lenta.

A resiliência da demanda de petróleo no futuro vem do fato de que a descarbonização de determinados setores, como os que exigem altas temperaturas, como a produção industrial de aço, cimento e ferro, juntamente

com a indústria petroquímica, a indústria da aviação e o transporte pesado, é extremamente complicada e cara.

Nesse sentido, é interessante observar que, apesar da implementação de políticas públicas verdes, do aumento da penetração de carros elétricos e do rápido crescimento das energias renováveis nos últimos anos, a participação do petróleo na demanda total de energia global em 2024 é praticamente a mesma de dez anos atrás (31% em 2024 e 32% em 2014), ligeiramente inferior à de dez anos atrás (31% em 2024 e 32% em 2014) e apenas um pouco menor do que a participação de 20 anos atrás (35% em 2024). Isso mostra claramente que a demanda por petróleo é "resistente". Portanto, é pouco provável que vejamos um declínio muito rápido nos próximos anos.

Gráfico 9 – Participação do petróleo na matriz energética mundial



Fonte: Rystad Energy

A necessidade de investimento contínuo na exploração e produção de hidrocarbonetos, independentemente do cenário mais realista, é frequentemente ignorada. Nos últimos anos, bancos internacionais de desenvolvimento, diferentes governos e organizações internacionais e parte do setor financeiro defenderam e defendem a tese a favor da necessidade de interromper o investimento no *upstream* como uma medida necessária para limitar a demanda por hidrocarbonetos e, portanto, reduzir as emissões de dióxido de carbono.

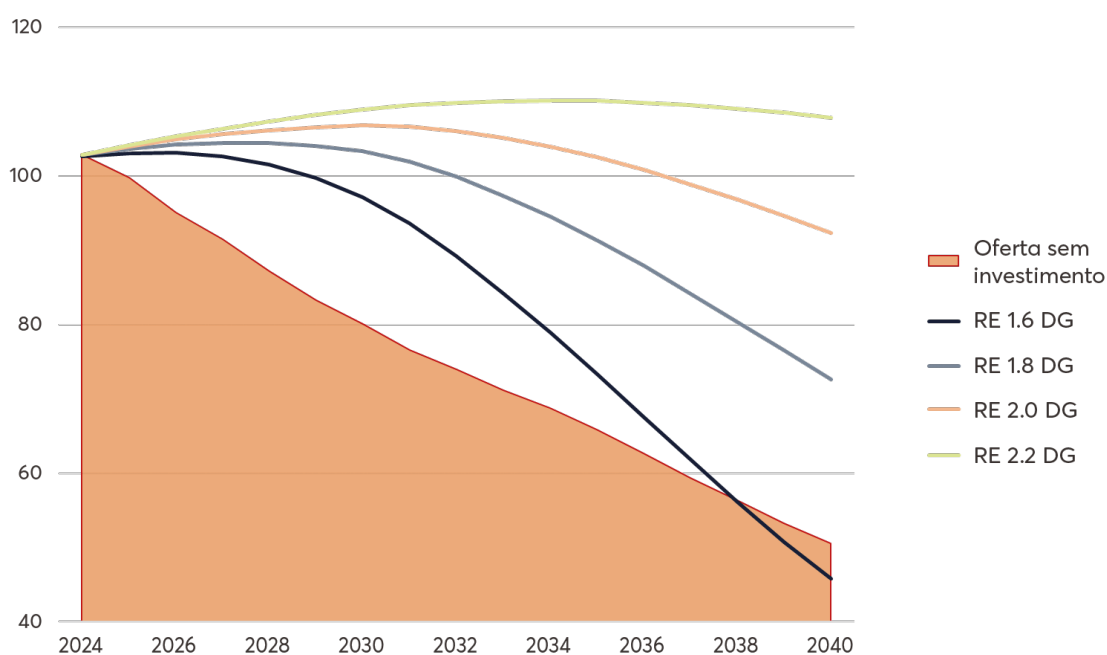
Há duas falhas importantes nessa linha de argumentação. Primeiro, para limitar a demanda por petróleo, é necessário implementar políticas públicas que tenham impacto sobre a demanda, e não sobre a oferta. Limitar a oferta futura restringindo o investimento em exploração e produção criaria distorções no mercado futuro, com rápidos aumentos de preços que poderiam ter consequências macroeconômicas globais negativas. Em segundo lugar, essa linha

de argumentação ignora o fato de que a produção de petróleo tem uma taxa de declínio extremamente alta, de cerca de cinco por cento ao ano. Em outras palavras, se o fornecimento de petróleo hoje for de 98 milhões de barris por dia e o mundo parar de investir em *upstream*, o fornecimento de petróleo cairá rapidamente. Em apenas seis anos, o fornecimento cairia em mais de 20% e, em 2040, o fornecimento seria menos da metade do que é hoje.

Portanto, a análise da Rystad Energy mostra que, mesmo em cenários em que a demanda de petróleo caia rapidamente no futuro, deixar de investir no *upstream* criaria um déficit muito significativo.

Conforme mostrado na Gráfico 10, mesmo no cenário consistente com um aumento médio da temperatura global de 1,6 graus Celsius, no qual a demanda de petróleo cai rapidamente a partir da próxima década, o mundo precisa continuar a investir no *upstream* devido à alta taxa de declínio.

Gráfico 10 – Cenários de demanda de petróleo versus oferta com declínio natural – em milhões de barris/dia



Fonte: Rystad Energy

Outro elemento extremamente importante quando se considera o papel dos hidrocarbonetos em uma transição energética justa é o da pobreza energética. De acordo com dados da Agência Internacional de Energia, o número de pessoas sem acesso à eletricidade no mundo hoje é de 760 milhões, e o número de pessoas sem acesso a meios modernos de cozinhar é de 2,3 bilhões, ou seja, quase uma em cada quatro pessoas no mundo. A redução da pobreza energética deve ser uma parte fundamental da agenda global de desenvolvimento social. Os hidrocarbonetos, e o petróleo em particular, devido à sua versatilidade e alto teor de energia, devem ser parte da solução para esse grave problema global.

O papel que os hidrocarbonetos têm e continuarão a desempenhar na transição energética tem implicações relevantes em nossa região, a América Latina, onde temos importantes países produtores, como Brasil, México, Argentina, Guiana, Venezuela, Colômbia e Equador. Nossa região é responsável por cerca de 8% da produção mundial de hidrocarbonetos. Para esses países produtores, o setor de hidrocarbonetos é um setor estratégico, representando uma importante fonte de empregos, receitas fiscais

e transferência de tecnologia. Portanto, é importante entender como os países produtores terão que se adaptar à nova realidade do setor que a transição energética trará.

À medida que o crescimento da demanda de hidrocarbonetos desacelera e, eventualmente, começa a cair, a concorrência entre os produtores aumentará. Para que os países produtores de nossa região permaneçam competitivos nessa nova configuração global, eles terão que se concentrar em três aspectos relevantes: maior eficiência na exploração, produção e comercialização de hidrocarbonetos será fundamental; exploração de oportunidades de produção do tipo ciclo curto, mais flexível e de retorno mais curto – isso aumentará a vantagem competitiva de nossos países; e, por fim, a transição energética – que fará com que a intensidade de carbono na produção e comercialização de hidrocarbonetos seja um elemento de diferenciação entre os produtores. Por esse motivo, o compromisso com processos limpos, a complementação com energias renováveis e a redução das emissões de metano será outro elemento em que nossos países produtores poderão gerar vantagens.

Referências Bibliográficas (artigos da Firjan)

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Estimativa de royalties e de participação especial**. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/estimativa-de-royalties-e-participacao-especial>. Acesso em: jan. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Dados abertos**. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>. Acesso em: jan. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Preço de referência do petróleo**. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-petroleo>. Acesso em: jan. 2025.

MINISTÉRIO DO TRABALHO. **Relação anual de informações sociais (RAIS)**. Disponível em: <https://www.gov.br/pt-br/servicos/consultar-rais>. Acesso em: jan. 2025.

MINISTÉRIO DO TRABALHO. **Cadastro geral de empregados e desempregados (CAGED)**. Disponível em: <https://www.gov.br/pt-br/servicos/caged>. Acesso em: jan. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano decenal de expansão de energia 2034**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>. Acesso em: jan. 2025.

PETROBRAS. **Plano estratégico 2050 e plano de negócios 2025-2029**. Disponível em: <https://petrobras.com.br/quem-somos/estrategia>. Acesso em: jan. 2025.

PETROBRAS. **Caderno do clima 2024**. Disponível em: <https://www.petrobras.com.br/caderno-do-clima-2024-pdf>. Acesso em: 2025.

FEDERAÇÃO DA INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (FIRJAN). **Dados Dinâmicos do Anuário, Campos Maduros e Guia das Participações Governamentais**. Disponível em: <https://www.firjan.com.br/firjan/empresas/competitividade-empresarial/petroleoegas/dados-petroleo.htm>. Acesso em: 2025.

FEDERAÇÃO DA INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (FIRJAN). **Nota técnica - Campos maduros**. Novembro de 2024. Disponível em: <https://www.firjan.com.br/data/files/A8/52/8A/F7/AE7039104AAA0C29D8284EA8/Nota-Tecnica-Campos-Maduros-Novembro-2024.pdf>. Acesso em: 2025.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS (IBP). **Além da Superfície: Conheça as tecnologias para aumentar a produção em campos maduros de petróleo**. Disponível em: <https://www.alemdasuperficie.org/inovacao/tecnologia/conheca-as-tecnologias-para-aumentar-a-producao-em-campos-maduros-de-petroleo/#:~:text=No%20mundo%2C%20o%20fator%20de,nacional%2C%20chega%20a%2024%25>. Acesso em: 2025.

BRASIL. Lei nº 14.9393/ 2024. **Estabelece a política nacional de biocombustíveis e dispõe sobre o programa combustível do futuro**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l14300.htm. Acesso em: jan. 2025.

SECRETARIA DA FAZENDA DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. **Dados de arrecadação**. Disponível em: <https://portal.fazenda.rj.gov.br/dados-de-arrecadacao/>. Acesso em: 2025.

CATAVENTO. **Transitioning away from oil and gas**. 2025. Disponível em: <https://catavento.biz/en/papers/transitioning-away-de-oleo-e-gas/>. Acesso em: 2025.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **World Energy Outlook 2024**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>. Acesso em: jan. 2025.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Short-Term Energy Outlook**. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>. Acesso em: jan. 2025.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **International Energy Outlook 2024**. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/narrative/index.php>. Acesso em: 2025.

S&P GLOBAL. **Top cleantech trends for 2025**. 2025. Disponível em: https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/special-reports/energy-transition/top-cleantech-trends-for-2025?mkt_tok=MzI1LUtZTC01OTkAAAGZaHtvpTBBcK8bDvelwYFRcEW8DVgVRbPvCY9ORC0ZOAKXTUZ9cUMXUUAXbqjGhpqRN3--apqMQKQE1aeUG2FkgwZeME5Tixw_eqQZKKQzkEA-aQMxyi4. Acesso em: jan. 2025.

S&P GLOBAL. **Top ten clean energy technology trends 2024**. 2024. Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/special-reports/energy-transition/top-ten-clean-energy-technology-trends-2024>. Acesso em: jan. 2025.

OUR WORLD IN DATA. **Global Carbon Budget 2024**. Disponível em: <https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>. Acesso em: 2025.

BP. **Statistical Review of Global Energy**. 73ª edição / 2024. Disponível em: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. Acesso em: jan. 2025.

YERGIN, Daniel; ORSZAG, Peter; ARYA, Atul. **The Troubled Energy Transition: How to find a pragmatic path forward**. Foreign Affairs, março 2025. Disponível em: <https://www.foreignaffairs.com/united-states/troubled-energy-transition-yergin-orszag-arya>. Acesso em: jan. 2025.

BANCO MUNDIAL. **Measuring Poverty**. 2024. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/topic/measuringpoverty>. Acesso em: 2025.

Glossário

A

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP): órgão regulador do mercado de petróleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil, valendo destacar as questões referentes à distribuição de gás natural que estão sujeitas à regulação estadual (vide Agenera).

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 pelos modelo de concessão, partilha ou cessão onerosa.

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 cinco por cento 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, 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

E&P (Exploração e Produção): É a parte central da indústria do petróleo, que abrange as atividades desde a exploração para identificar reservatórios de petróleo ou gás até a produção de petróleo e gás natural, passando pelo desenvolvimento da infraestrutura necessária.

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.

ONIP: Organização Nacional da Indústria do Petróleo.

Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep): organização multinacional composta por **Argélia, Gabão, Guiné Equatorial, Líbia, Nigéria, Irã, Iraque, Kwait, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos 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 sob os regimes de concessão 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