



ANUÁRIO DO PETRÓLEO NO RIO

2023



Anuário do petróleo no Rio 2023 / Firjan SENAI, FIRJAN SESI – 2023. – Rio de Janeiro: Firjan, 2016-
v.: graf. color.

Títulos anteriores: Anuário do petróleo no Rio: panorama 2020, Anuário da indústria de petróleo no Rio de Janeiro

Incluiu bibliografia
Anual

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

CDD 665.5098153

JUL. 2023

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

Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira

1º Vice-Presidente Firjan

Luiz César Caetano

2º Vice-Presidente Firjan

Carlos Erane de Aguiar

1º Vice-Presidente CIRJ

Carlos Fernando Gross

2º Vice-Presidente CIRJ

Raul Eduardo David de Sanson

Presidente do Conselho Empresarial de Petróleo e Gás

Cynthia Santana Silveira

Diretor de Competitividade Industrial e Comunicação Corporativa

João Paulo Alcantara Gomes

Diretor Executivo Firjan SESI SENAI

Alexandre dos Reis

Diretora de Compliance e Jurídico

Gisela Pimenta Gadelha

Diretor de Gestão de Pessoas

Guilherme Cavalieri

Diretora de Finanças e Serviços Corporativos

Luciana Costa M. de Sá

GERÊNCIA DE PETRÓLEO, GÁS E NAVAL

Gerente de Petróleo, Gás e Naval

Karine Barbalho Fragoso de Sequeira

Gerente de Projetos

Thiago Valejo Rodrigues

Coordenador da Divisão de Conteúdo Estratégico

Fernando Luiz Ruschel Montera

Coordenador da Divisão de Relacionamento Estratégico

Juliana de Castro Lattari

Equipe Técnica

Bruno Gonçalves

Emanuelle Ferreira de Lima

Felipe da Cunha Siqueira

Iva Xavier da Silva

Marcelli de Oliveira Tavares

Maria Eduarda Jacinto de Miranda

Priscila Lima dos Santos Gomes

Savio Bueno Guimarães Souza

Apoio

Isabela Oliveira Rocha

João Vitor Chaves Silva

Marcelle dos Santos Mendes

Millene Sousa dos Santos

Priscila de Amorim Ribeiro Felipe

PROJETO GRÁFICO

GERÊNCIA GERAL DE REPUTAÇÃO E COMUNICAÇÃO

Gerente Geral de Reputação e Comunicação

Karla de Melo

Gerente de Publicidade e Marca

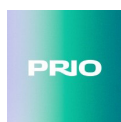
Fernanda Marino

Equipe Técnica

Amanda Zarife

Caroline Wolquemuth

Renata Ventura



Colaboração externa

ANP

Rodolfo Henrique de Saboia

EPE

Heloisa Borges Bastos Esteves

IBP

Valéria Amoroso Lima

Petrobras

Jean Paul Prates

PRIO

Jean Carlos Calvi

Seenemar

Hugo Leal

Sumário

Lista de Siglas.....	4
Editorial	5
Agradecimentos.....	6
Apresentação	7
CONTEXTO	8
O petróleo no planejamento energético do país: uma estratégia de O&G do Brasil em um cenário de transição energética e descarbonização.....	9
Petrobras e Rio de Janeiro: uma parceria de sucesso	12
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	14
Perspectivas para o mercado nacional de campos maduros.....	15
Visão dos novos campos produtores e o potencial agregado a ser alcançado pelo estado do Rio de Janeiro.....	17
ABASTECIMENTO	21
Perspectivas para o <i>downstream</i> no Brasil: tecnologias e oportunidades	22
O Rio de Janeiro como vetor de segurança do abastecimento do Brasil	24
REFLEXOS SOCIOECONÔMICOS.....	27
Perspectivas e tendências para P,D&I via mercado de petróleo no país.....	28
A importância do petróleo para o estado do Rio de Janeiro e as ações para a garantia da sustentabilidade social e fiscal no longo prazo	31
Petróleo: uma fonte de riquezas para o país a partir do litoral fluminense	33
CONSIDERAÇÕES FINAIS	35
A energia do futuro a partir do mercado de petróleo	35
Referências bibliográficas	40

Lista de Siglas

ABESpetro – Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo

ABPIP – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

AUV – *Autonomous Underwater Vehicle*

bpd – Barris por dia

boed – Barris de óleo equivalente por dia

CAPEX – *Capital Expenditure*

CCS – *Carbon Capture and Storage*

CCUS – *Carbon Capture, Usage and Storage*

Cenpes – Centro de Pesquisas

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CO₂ – Dióxido de Carbono

CORSIA – *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*

EIA – *Energy Information Administration*

E&P – Exploração e Produção

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Firjan – Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro

FPSO – *Floating Production, Storage and Offloading*

GEE – Gases de efeito estufa

GW – Gigawatt

HISEP – *Subsea High Pressure Separation System*

HVO – *Hydrotreated Vegetable Oil*

IA – Inteligência Artificial

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IEA – *International Energy Agency*

IRENA – *International Renewable Agency*

kWh – Quilowatt-hora

kg – Quilograma

kgCO₂/boe – Quilograma de CO₂ por barril de óleo equivalente

LDAR – *Leak Detection and Repair*

LCOE – *Levelized Cost of Energy*

LOA – Lei Orçamentária Anual

MRV – *Measurement, Report and Verification*

Mboed – Mil barris de óleo equivalente por dia

Mbpd – Mil barris por dia

MMbpd – Milhões de barris por dia

MMm³/dia – Milhões de metros cúbicos por dia

O&G – Óleo e Gás

OTC – *Offshore Technology Conference*

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

P,D&I – Pesquisa, Desenvolvimento e Investimento

PIB – Produto Interno Bruto

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PNE – Plano Nacional de Energia

REATE – Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres

Reduc – Refinaria Duque de Caxias

RenovaBio – Política Nacional de Biocombustíveis, instituída pela Lei N° 13.576/2017

SAF – *Sustainable Aviation Fuel*

Seenemar – Secretaria de Estado de Energia e Economia do Mar do Rio de Janeiro

SEFAZ – Secretaria de Estado de Fazenda do Rio de Janeiro

UEP – Unidade Estacionário de Produção

UF – Unidade Federativa

UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro

Editorial

O mundo continua a se movimentar buscando minimizar os impactos das emissões de carbono na atmosfera, atendendo a novas demandas da sociedade. Não é mais possível falar somente em transição energética sem considerar as necessidades de acesso a uma energia competitiva, firme e sustentável.

Para garantir que a energia chegue a todas as regiões de modo seguro e confiável, permitindo o desenvolvimento econômico e uma sociedade próspera, a demanda por fontes fósseis continuará a se expandir, em compasso com o crescimento mundial.

O ano de 2022 já registrou o maior patamar de produção mundial de petróleo, ao mesmo tempo em que o recente encontro do G7 não fixou datas limites para a completa substituição do carvão e do próprio gás natural, este amplamente reconhecido como combustível da transição energética.

É preciso reconhecer que não se pode falar de metas de descarbonização sem contemplar a melhor conjugação entre aproveitamento das riquezas naturais e a aplicação de soluções que garantam a eficiência no uso de carbono. O direcionamento de recursos para inovações e busca por soluções tecnológicas cresce e ganha destaque nas economias globalizadas.

Considerar os aspectos regionais sem esquecer que estamos inseridos em um mercado global deve ser parte desse processo. É a partir do petróleo que surgirão as oportunidades para diversificação em fontes renováveis. Os desafios para alcançar uma matriz 100% limpa permanecerão enquanto houver intermitência no abastecimento, e a necessidade do petróleo continuará também por todos os seus produtos.

Somente com a integração entre as fontes, incluindo medidas de eficiência nos processos produtivos, será possível caminhar na direção da transição energética e também no uso mais consciente e econômico da energia, ou seja, na direção da descarbonização.

Nesse sentido, além do Brasil já ser referência mundial de matriz energética mais limpa, temos grandes ambições para ampliar ainda mais nosso escopo de projetos. E o Rio de Janeiro é um polo de energia nacional, consolidado como base de suprimento para o país, com produção de hidrocarbonetos e energias renováveis, como o hidrogênio verde e o biogás.

Essa é a visão que permeia a 8ª edição do *Anuário do Petróleo no Rio*, reconhecer nossos diferenciais competitivos e como devemos nos posicionar perante o mundo para precificar corretamente nossos ativos.

Com os programas da Firjan SENAI Sesi reiteramos nosso compromisso de atender às demandas da indústria e da sociedade, promovendo uma capacitação que irá impulsionar as atividades do mercado.

O Rio tem vocação para o mar. Além das riquezas energéticas, do petróleo à eólica *offshore*, as águas fluminenses estão repletas de oportunidades - como no turismo, pesca e aquicultura, transporte e construção e reparo naval. Compreender esse potencial e identificar as melhores iniciativas para o fortalecimento da nossa indústria constituem nos pilares de nossa atuação por um Rio cada vez mais forte e desenvolvido.

Boa leitura!

Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira

Presidente da Firjan

Agradecimentos

A 8ª edição do *Anuário do Petróleo no Rio* contou com parcerias e colaborações para sua realização. Novamente, a atuação de nossa equipe técnica, o apoio das nossas lideranças internas e contribuição das áreas parceiras foi de grande importância para a concretização do melhor resultado da publicação. Em conjunto, evidenciamos a contribuição dos Parceiros Externos, que trazem suas perspectivas para o mercado e contribuem no seu desenvolvimento.

À ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, que por meio de sua atuação como órgão regulador, permanece atuando para o amplo funcionamento e desenvolvimento deste mercado;

À EPE - Empresa de Pesquisa Energética, que contribui continuamente em prol do mercado de Petróleo, Gás e Energia, trazendo sua visão estratégica nacional sob a ótica do planejamento energético;

À Seenemar - Secretaria de Estado de Energia e Economia do Mar do Rio de Janeiro, pela sua destacada atuação em prol do desenvolvimento do estado e parceria nessa ação que promove o potencial fluminense;

Ao IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, pela contribuição com olhar das empresas de petróleo em atuação no país das oportunidades ao longo da cadeia de valor do petróleo;

À Petrobras, que, como principal *player* do mercado de petróleo nacional, é um fundamental parceiro no desenvolvimento do estado e do país;

À PRIO, pela inédita parceria trazendo a visão da operadora acerca da recuperação de ativos em produção, na gestão eficiente de reservatórios e no redesenho de campos maduros, tema de grande relevância para o Rio.

Apresentação

A evolução do mercado de petróleo no Rio e os bons resultados obtidos ao longo dos anos são fruto da atuação de diversos agentes, desde empresas operadoras até as entidades que trabalharam pela melhoria do ambiente de negócios do mercado local.

Em um ano marcado por importantes mudanças impulsionadas no cenário local e contexto global deste mercado, ampliar o conhecimento da atuação, das estratégias e propostas para este mercado é fundamental para um melhor posicionamento da indústria.

Trazendo uma visão de integração e parceria pela construção de um mercado ainda mais desenvolvido e competitivo, a 8ª edição do *Anuário de Petróleo no Rio* apresenta uma visão panorâmica do mercado através de artigos e dados integrados às análises da Firjan SENAI SESI e à visão de alguns dos principais agentes do mercado de petróleo, no estado e no país, e nas diferentes áreas de atuação.

Em nova edição do Painel Dinâmico online, os grandes números do mercado são atualizados e apresentados com novas possibilidades interativas em *layout* atualizado, agregando novos conteúdos.

A edição 2023 conta com uma entrega adicional ao mercado, o novo Guia das Participações Especiais, apresentando as principais informações acerca dos *royalties* e participações especiais oriundos da produção de petróleo e gás no Brasil, no estado do Rio e em seus municípios.

Em conjunto, o Mapa do Petróleo no Rio segue como ferramenta disponível, possibilitando acessar a localização dos ativos de petróleo em formato de fácil visualização. Todos os conteúdos dinâmicos podem ser acessados na [página de petróleo e gás da Firjan](#), assim como edições anteriores e outras publicações.

A publicação conta com artigos sobre os macrotemas de Exploração e Produção, Abastecimento e Reflexos Socioeconômicos, voltando o olhar para as perspectivas, potencial e desafios do mercado com a visão Firjan e de diferentes representantes do mercado que contextualizam o *Anuário 2023*.

Neste ano de novos ciclos, o olhar da EPE - Empresa de Pesquisa Energética destaca o posicionamento para o futuro do mercado de petróleo através de seu artigo, agregando a visão do planejamento energético. A Petrobras apresenta o posicionamento estratégico da companhia em meio as mudanças no cenário nacional, dando enfoque a Exploração e Produção no estado do Rio.

No capítulo dedicado a E&P, a PRIO agrega sua visão no artigo acerca das perspectivas para o mercado nacional de campos maduros em conjunto com a análise interna Firjan com a "Visão dos novos campos produtores e o potencial agregado a ser alcançado pelo estado".

O IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás destacou suas perspectivas para o *downstream* no Brasil, evidenciando as tecnologias e oportunidades nesse segmento no capítulo de Abastecimento. Já a Firjan propõe uma análise do Rio de Janeiro como vetor de segurança do abastecimento para o Brasil.

No capítulo dedicado aos Reflexos Socioeconômicos do mercado de petróleo, a ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis apresenta suas perspectivas para a P,D&I no mercado como órgão regulador. A Seenemar - Secretaria de Estado de Energia e Economia do Mar contribui com sua visão estadual sobre a importância do petróleo e as ações para a garantia da sustentabilidade social e fiscal no longo prazo. O artigo "Petróleo: uma fonte de riquezas para o país a partir do litoral fluminense" debate a contribuição do mercado de petróleo do estado para a economia nacional.

Em linha com as últimas edições, a transição energética segue em pauta no *Anuário de Petróleo no Rio*, nessa edição o artigo "A transição energética a partir do mercado de petróleo" agrega as considerações finais da equipe Firjan sobre as estratégias de descarbonização das empresas operadoras e posicionamento do mercado de petróleo frente a esta pauta.

Para acessar todo o conteúdo do *Anuário do Petróleo no Rio 2023*, clique [aqui](#).

CONTEXTO



O petróleo no planejamento energético do país: uma estratégia de O&G do Brasil em um cenário de transição energética e descarbonização

Elaborado por EPE

A urgência no combate às mudanças climáticas vem acelerando a pressão por ação e cooperação internacional que possam conter o aquecimento global e suas consequências. Novas tecnologias voltadas para a descarbonização, a diversificação de fontes, a digitalização, assim como a distribuição dos recursos energéticos, modifica a forma como produzimos e usamos a energia. Neste contexto, governos e empresas vêm anunciando compromissos firmes e metas de neutralidade de carbono para as próximas décadas. Como indica o PNE 2050, a descarbonização das atividades econômicas passou a constituir elemento central da agenda pública e corporativa.

Nesse contexto, a transição para uma matriz de baixo carbono é certa, mas irá se desenvolver sob diferentes ritmos e formas. Há várias trajetórias possíveis para o mesmo fim. Países e empresas com a capacidade de antecipar oportunidades e tomar as decisões estratégicas rápidas para aproveitá-las irão obter os melhores resultados.

O Brasil é reconhecidamente uma potência energética. Mais do que isso: além de sermos um país que já tem uma matriz energética extremamente limpa, estamos avançando de forma consistente na transição energética. Não obstante, as trajetórias de descarbonização apresentadas para os próximos 30 anos por diversos *stakeholders* (dentre eles a EPE) mostram dinâmicas para a matriz energética distintas das observadas dos últimos 30 anos, as quais se desdobram na necessidade de novas políticas públicas, instrumentos e vetores energéticos a fim de alcançar a ambição climática de neutralidade em carbono.

A renovada percepção da transição energética como um desafio duplo – descarbonização e segurança energética – trouxe maior realismo quanto ao seu potencial

custo e ritmo, crescendo o consenso de que a indústria de óleo e gás também é parte fundamental da solução. Ainda, esse processo enseja uma mudança radical no sistema de energia, indo de um modelo existente para um novo paradigma, mas constitui um processo complexo, muito além da simples substituição de uma fonte de combustível por outra. É um processo não linear que envolve mudanças em três dimensões que se interrelacionam: base tecnológica e de infraestrutura; padrões de consumo e mercados; e as relações socioeconômicas e ambientais que agregam também os aspectos culturais. Nesse sentido, o posicionamento do futuro do petróleo no planejamento energético do país, como combustível fóssil, não é oposto, mas complementar às energias limpas e deve se aliar a uma estratégia de O&G em um cenário de transição energética.

As necessidades energéticas do mundo permanecem crescendo e projeta-se que a demanda energética deverá crescer aproximadamente 1/3 até 2040, a ser atendida tanto pelo uso de óleo e gás não convencional, quanto por renováveis como eólica e solar. 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.

No cenário decenal o petróleo e derivados predominam no setor de energia do país, representando 34,4% do total, segundo estimativas da EPE. 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 a seara da transição energética o grande desafio da descarbonização dessa parte importante da matriz energética nacional.

Primeiramente, entretanto, é importante destacar uma

diferença fundamental do Brasil em relação ao resto do mundo: o perfil das emissões de GEE nacionais é completamente distinto do padrão global, e temos ampla disponibilidade de recursos energéticos; isso faz com que nossas soluções sejam também inexoravelmente distintas. Nesse sentido, além de ressaltar a relevante contribuição dos combustíveis fósseis na segurança energética, como fonte complementar, cumpre compreender que a garantia de suprimento de energia no país passa 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, mas que sejam, elas mesmas, cada vez menos emissoras.

As medidas de mitigação das emissões comumente empregadas se iniciam pelas alternativas de mais baixo custo e maior maturidade tecnológica, mas a transição energética pode ser acelerada por meio de outras medidas que apresentam custos marginais de abatimento líquido positivos, mas eficientes para avanço da descarbonização e redução das emissões. Essas medidas são o aumento da eletrificação, com uma conversão de energia mais eficiente; geração de energia elétrica a ciclo combinado, de turbina a gás com turbina a vapor para maior aproveitamento do calor excedente; maior uso de energias renováveis, incluindo a biomassa e a bioenergia; a intensificação da eficiência energética das instalações; e a captura, armazenamento e utilização de carbono (CCUS).

No sentido de suprir a carência de inventários das emissões no setor, melhorias nas medições de *flaring*, *venting* e emissões fugitivas, a partir do uso de LDAR e MRV em práticas sistemáticas de detecção e quantificação direta de emissões, com custos marginais de abatimento, podem contribuir com a produção de inventários de emissões de maior qualidade.

No contexto da descarbonização de E&P de óleo e gás, a implementação de CCUS é a tecnologia mais eficiente para a transição energética ampla e justa no setor de O&G. Isso porque essa tecnologia pode ser aplicada a todo o tipo de sistema de energia, aproveita cadeias de valor já instaladas e abrange diversos usos em setores variados, como plantas industriais e centrais de energia. Ademais, o setor de petróleo e gás, que a partir da competência técnica construída ao longo da história, pode garantir a migração da expertise da indústria pe-

trolífera no sentido de facilitar o uso de fontes renováveis e reduzir a pegada ambiental da indústria de O&G, e de outros setores industriais. Um exemplo disto é que o largo conhecimento técnico construído pela indústria de O&G pode 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 com 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.

No Brasil, as projeções de produção de petróleo para médio e longo prazo indicam o potencial de o país manter-se como grande produtor de hidrocarbonetos, com uma média aproximada de 5,0 milhões de barris de petróleo por dia e volumes de gás natural líquido em torno de 134 MMm³/dia por volta de 2032 e se mantenha nesse patamar até 2050. A tendência crescente das produções é influenciada pelas expectativas de produção no pré-sal e da contínua atividade de E&P. Soma-se a isso o esforço no sentido da descarbonização do setor de O&G, com produções com intensidades decrescentes de emissões, para que o recurso brasileiro torne-se competitivo no mercado internacional.

A produção de petróleo brasileiro se mantém consistente ao longo do horizonte dos cenários de longo prazo, pela sua característica de apresentar tripla resiliência (técnica, econômica e ambiental), sendo um dos que tem menor intensidade de carbono no mercado internacional: enquanto a intensidade de carbono média do petróleo no mundo é de 22 kgCO₂/boe, as de óleos do pré-sal, por exemplo, estão abaixo de 10 kgCO₂/boe. Deste modo, é relevante no contexto da transição energética manter este quadro de competitividade das reservas petrolíferas brasileiras, considerando o potencial das bacias sedimentares e a qualidade do petróleo nacional, mas também compreendendo que a produção brasileira contribuiu para a descarbonização global.

Em suma, o Brasil tem grandes vantagens competitivas na atração de investimentos voltados para a redução de emissões atmosféricas, que pode se tornar um importante eixo de desenvolvimento e geração de empregos nas próximas décadas. Para tanto, é fundamental um planejamento capaz de promover a diversificação

de fontes e atores, que estimule a inovação e as tecnologias mais eficientes, além de um ambiente regulatório e institucional seguro e estável para atrair recursos privados em infraestrutura energética de longo prazo. Isso exige uma estratégia de longo prazo capaz de integrar todos os setores energéticos a fim de impulsionar o

vasto potencial energético nacional para uma economia de baixo carbono sem que precisemos renunciar à monetização de nossos recursos. Com isso, asseguramos que o Brasil pertença ao futuro da energia e se torne um ator chave a nível mundial, à altura dos seus recursos e potencialidades.

Petrobras e Rio de Janeiro: uma parceria de sucesso

Elaborado por Petrobras

Sabe aquele casamento de décadas, que segue cada vez mais sólido, cheio de energia e de planos para o futuro? Pois essa é a mais perfeita tradução da parceria da Petrobras com o Rio de Janeiro. Uma aliança indissociável – repleta de momentos marcantes, projetos incríveis e muita história ainda a ser contada.

Uma parceria que faz parte da memória afetiva dos cidadãos fluminenses e que nos enche de orgulho. Afinal, a Petrobras nasceu no Rio de Janeiro, em 1953, fruto de um sonho de um país soberano e desenvolvido. Desde então, a companhia vem escrevendo uma história de sucesso e superação, que se confunde com a própria trajetória do estado.

O Rio abriga hoje os principais ativos da Petrobras, que fazem do estado um gigante da energia. Para se ter ideia, ele responde por cerca de 80% da produção nacional de petróleo e gás – e concentra a maior fatia

dos campos do pré-sal, ativo mais importante da empresa e o maior produtor de águas ultraprofundas da indústria mundial. Em 2022, somente o pré-sal respondeu por quase 3/4 da produção total de petróleo e gás da Petrobras.

É no norte do estado que descobrimos, em 1974, aquele que seria o berço da produção em águas profundas do país: a Bacia de Campos. O conhecimento tecnológico desenvolvido ali projetou a Petrobras internacionalmente e ampliou os limites tecnológicos em águas profundas e ultraprofundas. Um verdadeiro polo de inovação *offshore* que moldou nossa evolução e trouxe um importante legado para a indústria mundial. Passados mais de 40 anos desde o primeiro óleo, a Bacia de Campos segue se renovando e exercendo papel estratégico para o país.

Fôlego renovado

E os investimentos ali continuam crescendo a pleno vapor: o Plano de Renovação da Bacia de Campos, por exemplo, prevê aplicar US\$ 18 bilhões na região nos próximos anos. A previsão é instalar cinco novas plataformas, além de diversos projetos de desenvolvimento complementar dos sistemas existentes, elevando a produção atual dos atuais 700 mil para cerca de 900 Mboed. Em paralelo, programamos recursos adicionais para investimentos exploratórios na área, mantendo o fôlego da bacia pelos próximos anos.

Também está localizada no Rio de Janeiro, em Duque

de Caxias, a terceira maior refinaria do país: a Reduc. Em constante renovação, a refinaria segue modernizando-se para atender a um mercado mais competitivo, atualmente com capacidade para processar 252 Mbdpd e produzir mais de 50 diferentes tipos de derivados. Mas os investimentos no estado não param por aí. Integrado à Reduc e localizado em Itaboraí, o Polo GasLub é uma nova unidade que processará o gás natural do pré-sal, por meio do gasoduto Rota 3. O projeto terá capacidade para processar até 21 MMm³/dia de gás natural.

Na fronteira do conhecimento

Todo esse sucesso não seria possível sem uma jornada de desenvolvimento tecnológico de última geração. A capacidade de inovar moldou nossa trajetória até aqui e nos ajudou a superar grandes desafios técnicos e ambientais de exploração e produção *offshore*. Se hoje a Petrobras é líder em tecnologia para águas profundas e ultraprofundas é porque desenvolveu capacidade técnica em seu Centro de Pesquisas (Cenpes) suficiente para se tornar referência mundial – e mudar os rumos do setor.

Com mais de 300 mil m², o Cenpes está localizado na Ilha do Fundão, no Rio, próximo às instalações da UFRJ e do parque tecnológico do entorno. Atualmente, cerca de 32,6% do nosso portfólio P&D faz uso intensivo de tecnologias digitais como *big data*, computação de alto desempenho e inteligência artificial. Somos a empresa que mais deposita patentes no país: contávamos, em 2022, com 1.000 patentes ativas no Brasil e no exterior.

E o futuro bate à nossa porta. A Petrobras se prepara agora para um dos principais desafios de sua história: mobilizar recursos, parcerias e capacidade técnica em direção à transição energética – de forma justa, inclusiva e segura. Esse movimento coincide com o nosso propósito de seguir sendo uma empresa capaz de gerar valor para a sociedade no longo prazo. E, nesse contexto, acreditamos que a relação indissociável da Petrobras com o Rio de Janeiro só tem a ganhar.

Para além dos segmentos tradicionais, estamos motivados a diversificar nossas atividades de maneira rentável, buscando oportunidades de contribuir para uma transição energética justa para a sociedade. Com esse propósito, apostamos no desenvolvimento de três novas frentes: eólica *offshore*, hidrogênio limpo, captura de carbono e biorrefino. A ideia agora é perseguir oportunidades concretas de investimentos, ampliando nossa busca para segmentos promissores.

Rio de Janeiro como motor da transição energética

E no cenário de transição energética, o Rio de Janeiro terá um papel crucial. Estamos estudando, por exemplo, a implantação de um projeto piloto de *hub* de captura e armazenamento geológico de CO₂ - CCS, em parceria com outras empresas, a ser instalado no terminal de Cabiúnas, no norte do estado. O projeto consiste em criar uma infraestrutura para a eliminação do CO₂ de locais de captura em instalações industriais até seu armazenamento permanente em um reservatório abaixo do leito do mar.

Outra aposta nossa é o segmento de eólica *offshore*. Em março deste ano, assinamos uma carta de intenções com a Equinor, que amplia nossa cooperação para avaliar a viabilidade de sete projetos de eólica *offshore* na costa brasileira, com potencial para gerar até 14,5 GW. E uma das locações em avaliação é o litoral do Rio de Janeiro.

É indiscutível, portanto, que Petrobras e o estado do

Rio têm um passado incrível em comum e um grande futuro pela frente, recheado de novas oportunidades. Para se ter ideia, nosso Plano Estratégico 2023-27 prevê que cerca de 3/4 dos investimentos serão destinados a projetos no estado do Rio de Janeiro: ou seja, quase US\$ 60 bilhões.

Nesse movimento, nosso compromisso é seguir contribuindo para a economia do estado, impulsionando a geração de empregos, renda e tributos, com efeito multiplicador para a sociedade. Em paralelo, vamos investir numa transição energética justa, segura, inclusiva e responsável, que vai nortear a atuação da Petrobras no Rio de Janeiro pelos próximos anos.

Por tudo isso, os laços com o estado são históricos, indissolúveis e promissores. E, longe de se esgotar, essa parceria vai continuar se renovando e se revigorando a cada dia, apontando para um futuro cheio de novas oportunidades e de crescimento.

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO



Perspectivas para o mercado nacional de campos maduros

Elaborado por PRIO

Nos últimos sete anos, tem-se observado um declínio na exploração de óleo e gás no Brasil, por outro lado, depois de também ter recuado, o segmento de redesenvolvimento de campos maduros tem, desde 2019, aumentado a sua produção gradualmente. Esse movimento foi impulsionado, principalmente, pelo desinvestimento das *majors* e pela redução da alíquota de *royalties* de 10% para 5% sobre a produção incremental em campos maduros. Somado a isso, as chamadas *junior oils* têm trabalhado para manter operações economicamente viáveis, atraindo uma série de investimentos e conquistando a ampliação da vida útil de campos que estavam prestes a serem abandonados.

Entretanto as empresas independentes de médio e pequeno portes não param por aí. Como consequência da sua sólida atuação, elas têm tornado o setor mais competitivo e dinâmico, assim como também vêm promovendo o desenvolvimento econômico das comunidades e arredores de atuação, seja por meio do pagamento de impostos, da criação de milhares de vagas de emprego, do estímulo ao estabelecimento de novos fornecedores, incremento da rede hoteleira, alimentação, logística e dos serviços em geral.

Este modo dinâmico de trabalho é primordial na busca pelo aumento do fator de recuperação dos campos, o que normalmente acontece por meio de dois pilares principais: aumento da produção destes mesmos campos e a redução de custo operacional. O aumento de produção requer investimento em intervenções e novas perfurações de poços que, atrelado a redução do custo operacional, eleva a vida produtiva dos campos e estende a utilização dos ativos em operação já existentes. Ou seja, promove demandas por mais serviços e equipamentos, em um ciclo virtuoso de desenvolvimento.

E a tendência é que esse crescimento siga pelos próximos anos, principalmente porque se entende que o potencial dos campos maduros não foi totalmente explorado pelas *majors*. Dados da ANP, de abril de 2022, apontam que somente os 124 campos maduros vendidos pela Petrobras desde 2019 devem ter a produção

aumentada em 122% até 2025. Ou seja, o órgão prevê que a produção nessas áreas chegue a 125,6 Mbd. De um ponto de vista mais macro, o crescimento da produção das *junior oils* no *onshore* e pós-sal foi de 130% e 89% entre os anos de 2018 e 2022, respectivamente.

De modo geral, o Brasil tem se tornado um *case* relevante no que diz respeito à revitalização de campos maduros. Nossos profissionais estão adquirindo *know how* para atuar de forma cada vez mais segura e eficiente na longevidade dos campos marginais, assim como as operadoras que atuam no Mar do Norte e Golfo do México.

Segundo a ABESPetro, a Bacia de Campos possui um fator de recuperação de 14%, podendo atrair até US\$ 15 bilhões em aportes e abrir cerca de 500 mil novas vagas em exploração e produção de petróleo e gás.

Esse otimismo é compartilhado pela ABPIP, que aponta que o total de óleo e gás produzido pelas operadoras independentes tem potencial para ampliar a produção para 500 Mbd até 2029. Como se observa, o impacto positivo gerado por todas as empresas ligadas ao setor está apenas começando, e muito trabalho ainda está por vir.

O movimento de novos desinvestimentos pode tornar esses números ainda maiores, visto que o crescimento da produção das *junior oils* está diretamente ligado à quantidade de campos que operam. Entretanto não há como determinar a quantidade de campos que serão negociados no curto, médio ou longo prazos.

Apesar de novo no Brasil, o movimento crescente das independentes tem longo histórico mundo afora. Desde os anos 1990, o Mar do Norte e o Golfo do México são exemplos de como a entrada dessas operadoras tem efeito benéfico para o setor de óleo e gás. O dinamismo e a capacidade de desenvolver o mercado com diferentes visões e desafios se tornaram verdadeiros celeiros de novas tecnologias e processos, que atualmente são amplamente utilizadas na indústria.

A confiança de que ainda há muito o que se produzir em campos maduros é o que fez a PRIO nascer há oito anos.

E por que fazemos isso? A explicação é simples: os campos não são abandonados por não serem mais produtivos, mas por serem economicamente não-rentáveis para as *majors*, que possuem custos operacionais elevados, se comparados aos custos operacionais das *junior oils*. Neste contexto, nos orgulhamos de sermos a primeira produtora independente de petróleo e gás do Brasil, com atuação focada em campos maduros *offshore* e de termos uma operação pautada nos pilares de otimização dos recursos e sistemas de produção, gestão meticulosa dos reservatórios e na realização de campanhas de revitalização. Como resultado, extraímos o melhor do nosso portfólio, estendendo sua vida útil e gerando valor para a empresa e seus acionistas.

E como isso tudo é possível? A disciplina financeira e a incessante busca pela eficiência movem a PRIO e transformou a empresa em um agente que impulsiona a indústria a repensar seu processo produtivo, incentivando parceiros e fornecedores a se adaptarem a uma nova dinâmica que busca condições comerciais mais competitivas, de alta qualidade e que minimizem emissões de poluentes. Nossos números comprovam que é possível ter sucesso explorando campos maduros: em um período de apenas 8 anos (entre 2015 e 2023), a produção diária da PRIO saltou de 6 mil barris de óleo produzidos para uma marca superada de 100 mil barris de óleo.

Manter a atuação na Bacia de Campos contribui para a busca pela eficiência operacional, pois a sinergia operacional proporcionada pela proximidade dos campos é parte do sucesso na redução do *lifting cost*. Os blocos estão localizados entre a costa norte do estado do Rio de Janeiro e o sul do estado do Espírito Santo: Polvo, Tubarão Martelo, Frade, Wahoo e Albacora Leste. Além disso, a PRIO possui duas unidades marítimas de perfuração, completação e intervenção, a Hunter Queen e a King Maker, que auxiliam nas campanhas de perfuração e manutenção da produção, o que reforça a

estratégia de negócio da empresa.

Um exemplo de como a sinergia contribui para o sucesso do negócio é o Projeto Fênix: a criação de um *cluster* privado de produção de campos maduros no Brasil e o primeiro realizado por uma operadora independente. Esta operação estendeu a vida útil dos campos de Polvo e Tubarão Martelo em 10 anos, atualmente previstos para até 2033, e gerou um incremento de mais de 40 milhões de barris. Agora, nossa equipe possui o desafio de entregar a produção do primeiro óleo de Wahoo no 1T24, o primeiro *subsea tieback* com pouco mais de 30 km, que conectará a produção de Wahoo ao FPSO Valente/Frade, localizado no Campo de Frade.

No começo do ano foi concluída a aquisição de Albacora Leste e a PRIO assumiu a operação do campo, agregando uma produção de cerca de 30 Mbpd e mais de 240 milhões de barris de reserva provada, levando a empresa a um novo patamar. A expectativa é que essa média diária aumente, já que a empresa mantém seus investimentos na adequação do FPSO Forte (P-50) para atingir sua máxima capacidade operacional nos próximos meses. Além disso, com o sucesso da primeira fase da campanha de revitalização do Campo de Frade, a companhia adiantou a segunda fase e entregou mais dois poços produtores e um poço injetor. E não para por aí: um dos resultados durante a segunda fase foi a primeira descoberta de petróleo ao encontrar indícios de óleo no prospecto Maracanã, que fica a 6km do FPSO Valente/Frade. Atualmente, a empresa trabalha em uma terceira fase de desenvolvimento do Campo de Frade.

Há muito trabalho para as operadoras de campos maduros e utilizei somente os projetos da PRIO, companhia na qual sou responsável pela área de poços e *subsea*, mas todos os indicadores apontam para um futuro próximo promissor para as *junior oils* e, claro, para o desenvolvimento econômico de todo o setor.

Visão dos novos campos produtores e o potencial agregado a ser alcançado pelo estado do Rio de Janeiro

Elaborado por Firjan SENAI SESI

Ao longo dos últimos 40 anos, a indústria de petróleo brasileira se fortaleceu a partir dos campos localizados no estado do Rio de Janeiro. Com as primeiras descobertas na Bacia de Campos em águas fluminenses ao final dos anos 1970, o estado deu início a sua vocação *offshore* e o Brasil pôde finalmente vivenciar seu primeiro período de salto na produção de petróleo. Começava-se ali a construção das bases que permitiram o protagonismo do país em águas profundas e ultraprofundas. Nas décadas seguintes, mudanças expressivas na dinâmica do mercado nacional de petróleo puderam ser observadas, como a abertura do mercado ao final dos anos 1990. A partir deste importante marco, novas companhias chegaram ao país, trazendo maior volume de investimentos para ampliar as atividades de exploração e produção local.

O fortalecimento da cadeia de fornecimento de bens e serviços no estado e no Brasil durante a trajetória do mercado petrolífero local, também merece ser destacado. O desenvolvimento de tecnologias em parcerias estratégicas entre *oil companies* e indústria fornecedora, permitiram viabilizar novas fronteiras produtivas na Bacia de Santos, como no caso do pré-sal.

A migração da principal fronteira petrolífera do país da Bacia de Campos para a Bacia de Santos não alterou o protagonismo do estado do Rio neste mercado, já que a produção se manteve em águas fluminenses. Atualmente, o Rio responde por mais de 85% de todo o petróleo que vem sendo produzido no país, tendo alcançado máxima histórica em termos de representatividade da produção nacional em novembro de 2022, com 88%. Apenas com o volume de óleo produzido atualmente

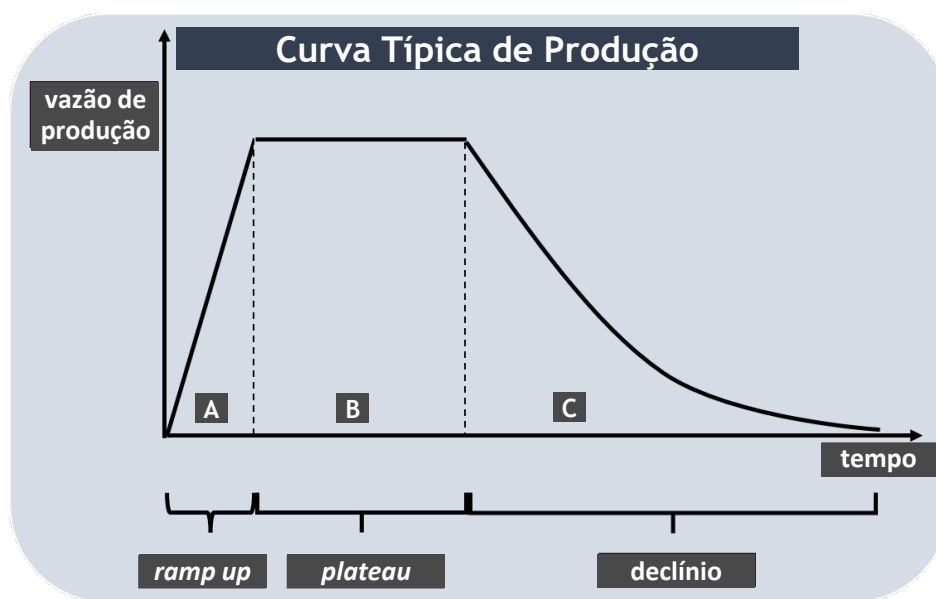
nos campos do litoral fluminense, o Brasil já se colocaria entre os dez maiores países produtores a nível global, o que reforça a importância do Rio de Janeiro para este mercado, e por consequência a importância desse mercado para o Rio de Janeiro. Este posicionamento e diversas outras estatísticas do mercado de petróleo podem ser visualizadas por meio do painel dinâmico do *Anuário*, que pode ser acessado na página de petróleo e gás da Firjan com um [clique](#).

Para os próximos anos, as áreas em desenvolvimento no estado contam com uma série de investimentos já contratados em termos de sistemas de produção, que serão responsáveis pela ampliação dos volumes aqui produzidos. Dessa forma, o Rio poderá contribuir ainda mais na geração de riquezas para todo o país, como já feito em larga escala, conforme poderemos observar no artigo do capítulo de Reflexos Socioeconômicos deste *Anuário*.

Dentre os sistemas de produção já anunciados para início de operação entre 2023 e 2028, 19 dos 23 ficarão no estado. Dado o grande porte dos projetos, serão adicionados 3,6 MMbpd de capacidade de produção, dos quais 85% em águas fluminenses.

Tendo como base o cronograma de entrada em operação destas unidades, suas respectivas capacidades, e utilizando informações operacionais obtidas pela análise do histórico de operação de outras plataformas, é possível estimar o potencial produtivo a ser atingido pelo estado e pelo país nos próximos anos. A metodologia considera dados históricos até março de 2023, projetando a partir de então até dezembro de 2030.

Infográfico 1 – Metodologia e premissas para novas UEPs



Para novas UEP's

Avaliação do histórico de operação das últimas UEP's com entrada em operação no país:

A Tempo médio *ramp up*
14 meses

B Tempo médio *plateau*
26 meses

C Taxa média *declínio*
- 0,5% a.m.

Média de **8 poços produtores/UEP** conectados ao longo do período de *ramp up*

Fonte: Elaboração Firjan a partir de dados da ANP e informações de mercado, 2022.

A metodologia de estimativa também considerou:

- Curva Típica de Produção;
- Tempos médios por base histórica para *ramp up*, *plateau* e *declínio*;
- Recorte e avaliação da produção histórica na Bacia de Campos em águas fluminenses;
- Recorte e avaliação da produção histórica na Bacia de Santos em águas fluminenses;
- Produção restante para os ambientes *onshore*, *offshore* para que pudéssemos obter o potencial do Rio de Janeiro e Brasil separadamente.

Nos últimos anos, a produção na Bacia de Campos tem apresentado declínio, dado que diversos campos têm mais de 30 anos em operação. Ainda que este desempenho seja esperado, vivemos um novo ciclo de investimentos como resposta ao potencial para aumento do fator de recuperação desses ativos, ditos maduros. Uma análise da porção fluminense da bacia mostra um movi-

mento de recuperação recente como fruto das primeiras ações na região, resultados que se consolidaram ainda mais no início de 2023.

As ações, além da série de investimentos programados nestes campos, consideram não apenas novas unidades produtoras, mas também a perfuração de novos poços, incentivos fiscais, novas configurações de produção e a adoção de novas tecnologias que permitirão uma retomada do crescimento na bacia. Recentemente, o anúncio da descoberta de petróleo no prospecto Maracanã, como parte do processo de revitalização do campo de Frade, trouxe boas perspectivas e elevou a confiança na retomada da produção na região.

A entrada de empresas com expertise ou foco neste modelo de negócios tem se mostrado fundamental para atingir melhores resultados nesse sentido. Nos últimos anos, diversas companhias adquiriram áreas maduras na região junto à Petrobras.

Como resultado do modelo de projeção, obteve-se que

a Bacia de Campos alcançará mais de 900 Mbpd nos próximos anos, com a parcela referente ao estado do Rio respondendo por quase 85% dos volumes na bacia no horizonte de projeção. Este resultado indica uma importante recuperação da bacia, tendo em vista que sua produção chegou a patamares inferiores a 600 Mbpd em meados de 2022.

No que se refere à Bacia de Santos, as expectativas são de fato muito elevadas. A região que já concentra os maiores campos produtores do país, também é foco dos principais projetos em desenvolvimento da produção anunciados para os próximos anos.

No campo de Búzios, por exemplo, estão previstas a entrada em operação de 7 novas unidades de produção no período de 2023 a 2028, totalizando até o final do período 11 UEPs dedicadas ao campo. Importante ressaltar que este campo se trata de um ativo de baixo nível de emissões de CO₂ associado à produção.

Como vimos nas últimas edições do [Anuário do Petróleo](#) e do [Panorama Naval](#) publicadas pela Firjan, existe um potencial, que pode e deve ser explorado, de se evitar emissões por meio da indústria nacional, que é em média mais limpa que muitos países e que a média mundial. A combinação de campos de baixo carbono, com a aquisição de bens e serviços junto à indústria brasileira, possibilitará ao país, ampliar sua contribuição socioambiental para a descarbonização tão almejada por empresas, governos e organizações internacionais.

Na Bacia de Santos, novas tecnologias também contribuirão para viabilizar maiores volumes de óleo produzidos. O campo de Mero, que contará com três novas UEPs nos próximos anos, implementará o sistema de separação submarino, conhecido como HISEP. Em um campo com forte presença de gás associado e CO₂, esta tecnologia será fundamental para obtenção dos resultados almejados.

Ao todo, a projeção da produção na Bacia de Santos indica um potencial para alcançar volumes próximos a 4,5 MMbpd até 2029, com o estado do Rio respondendo por mais de 90% do total ao longo do horizonte de projeção. Dado esse cenário, destacamos o pico de produção em 2029.

Completando a projeção para a produção nacional, foram avaliadas as demais bacias *offshore* considerando além do desempenho histórico, os novos projetos já anunciados para estas regiões. Nesse sentido, é impor-

tante destacar que existe claro potencial para expandir a produção nestas áreas para além dos volumes projetados nesta análise, em especial, na região da margem equatorial brasileira, a exemplo do que vem ocorrendo na vizinha Guiana. A aprovação de um maior nível de atividade nestas regiões junto aos órgãos ambientais, será determinante nesse sentido.

No caso dos campos terrestres, foram avaliados, além do desempenho histórico destas áreas, também um eventual impacto do REATE com resultados observados no médio e longo prazo.

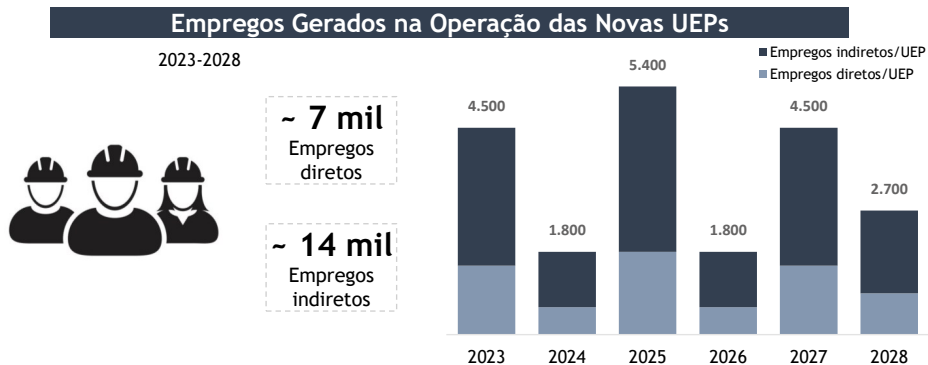
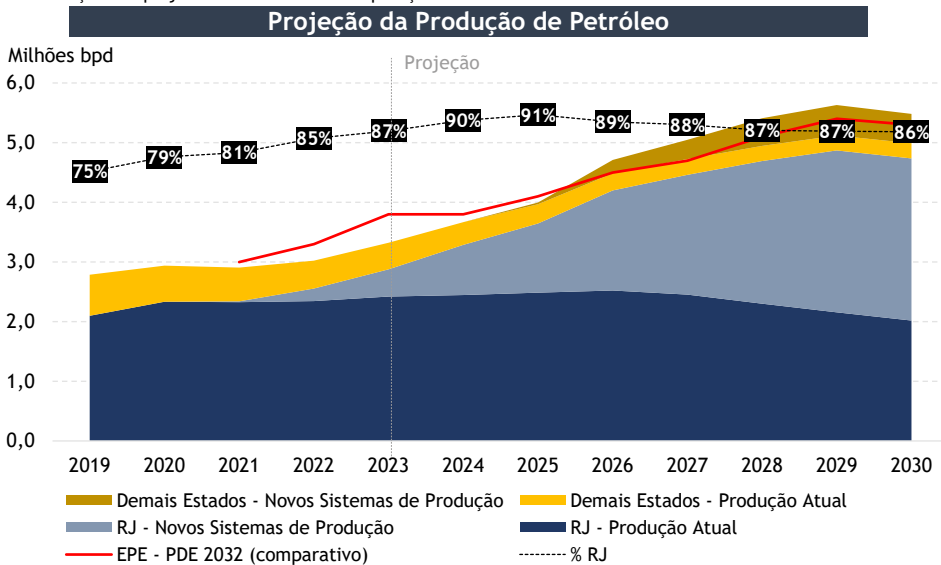
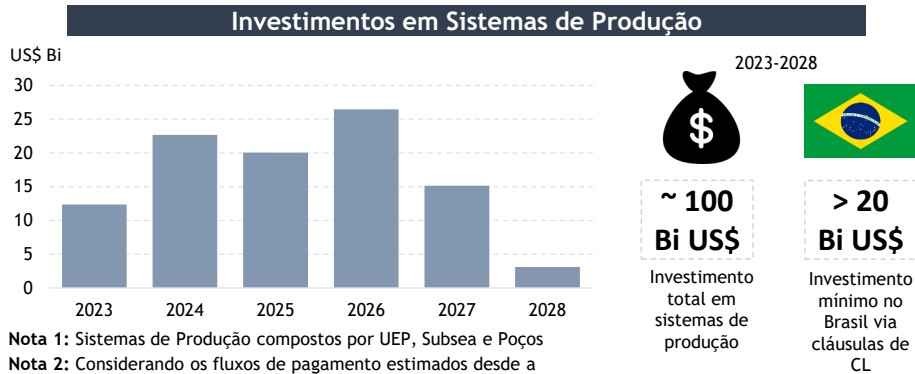
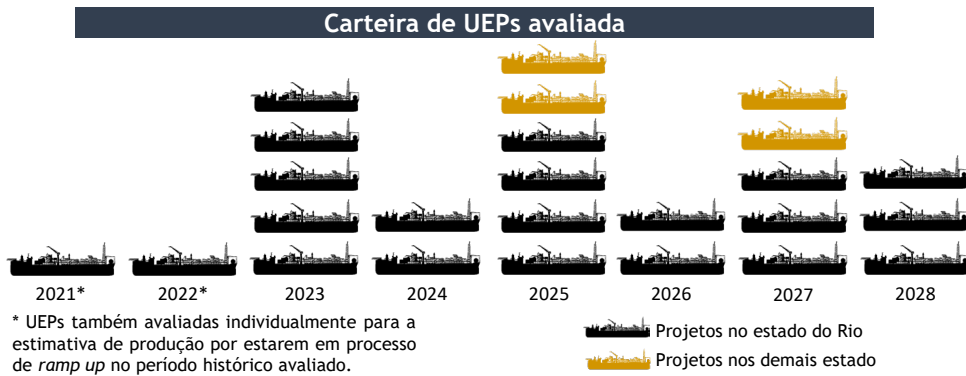
O modelo de projeção utilizado pode ser considerado como conservador, em função de se ater a apenas projetos anunciados e uma avaliação do desempenho histórico de áreas já em produção. Nesse sentido, a depender da intensificação da atividade exploratória e do sucesso destas campanhas, será possível alcançar patamares ainda mais expressivos de produção.

Com tudo isso, os resultados mostram que o estado do Rio de Janeiro se manterá na liderança do desenvolvimento do mercado de petróleo no país até o final desta década. Pode-se almejar localmente volumes em torno de 4,8 MMbpd no ano de 2029 em águas fluminenses, em especial se o processo de revitalização da Bacia de Campos apresentar o desempenho esperado e o cronograma de entrada das novas UEPs, principalmente nas áreas da Bacia de Santos, se mantenha como previsto atualmente.

Temos, a partir do estado do Rio, todas as condições para alavancar ainda mais a produção nacional e desenvolver mercados, por meio de áreas de elevado potencial, base industrial instalada, consolidada e com tradição no atendimento às demandas de O&G, reservatórios com óleo de excelente qualidade, localização privilegiada quanto a acesso aos principais mercados interno e externo, além de grandes empresas petrolíferas com base local.

Assim, podemos esperar que este ambiente de negócios associado ao potencial de desenvolvimento de outras fontes de energia, como eólicas *offshore*, hidrogênio e biogás, irá acelerar o processo de integração energética no país, tendo o mercado de petróleo e o estado do Rio como um catalisador, gerando desenvolvimento e riquezas não apenas internamente, mas também para todo o país.

Infográfico 2 - Potencial produtivo de petróleo no Rio de Janeiro e demais estados



Fonte: Elaboração Firjan a partir de dados da ANP, Petrobras e informações de mercado, 2022.

ABASTECIMENTO



Perspectivas para o *downstream* no Brasil: tecnologias e oportunidades

Elaborado por IBP

Na longa cadeia do petróleo, chamamos de *downstream* a parte que envolve a transformação do petróleo bruto, através do refino, em inúmeros produtos e sua distribuição para pontos de consumo. É a parte da cadeia que se relaciona diretamente com a matriz de transporte e que está na base da economia, movimentando cargas e pessoas, com a geração de energia, além da produção de insumos para as mais diferentes indústrias.

O Brasil possuiu o 8º mercado consumidor de combustíveis do mundo, abastecido pelo parque de refino doméstico, pela importação e pela mistura de biocombustíveis aos derivados fósseis. Assegurar a distribuição diária de quase 400 milhões de litros de combustíveis, em um país de dimensões continentais, exige a atuação integrada dos milhares de agentes regulados responsáveis pela oferta, logística e qualidade dos produtos comercializados aos consumidores finais. O setor recolhe ainda cerca de R\$ 140 bilhões de tributos por ano, outra métrica que demonstra a importância do setor.

Segurança no abastecimento é um valor para o país; mas quais são os desafios futuros? Quais são as adaptações necessárias no contexto de transição energética e menor emissão de carbono?

Para responder esta pergunta é necessário compreender que o consumo de combustíveis no Brasil continuará crescente na próxima década. Para garantir o atendimento desta demanda serão necessários investimentos expressivos em infraestrutura logística, atualmente deficitária e altamente dependente do modal rodoviário. A expansão da infraestrutura de forma eficiente, valorizando modais de alto volume custo-eficientes, como oleodutos e ferrovias, é vital para que o Brasil tenha uma matriz de transporte mais equilibrada, sustentável e flexível para diferentes arranjos logísticos e alternativas de suprimento.

Estudo recente do IBP, junto com a Leggio consultoria, indica a necessidade de R\$ 120 bilhões em investimentos até 2035, na expansão de infraestruturas existentes e na implantação de projetos *greenfield*, contemplando ferrovias, dutos, portos e terminais. Tais investimentos

contribuirão para uma redução anual de R\$ 2 bilhões no custo total de abastecimento, além da redução das emissões de CO₂ no transporte de combustíveis em cerca de 15%.

Quando falamos sobre a maior eficiência logística na distribuição de combustíveis não podemos deixar de mencionar a importância da introdução da monofasia do ICMS, decorrente da Lei Complementar 192/2022. A sistemática monofásica, ou seja, a cobrança única, no primeiro elo da cadeia, a saber, no produtor ou importador, de forma uniforme, por produto, e em todo o território nacional, traz neutralidade e simplificação. Estimamos uma redução de custo, na casa dos R\$ 600 milhões anuais, decorrente da eliminação das distorções logísticas criadas pela busca de menor custo tributário, no cenário anterior a junho de 2023, sem falar na eliminação de incentivos às fraudes fiscais e à concorrência desleal, não quantificados neste valor.

O consumo crescente de derivados no país será, em parte, atendido por investimentos em modernização e melhoria de eficiência nas refinarias existentes. A Petrobras incluiu no Plano de Negócios 2023-2027 US\$ 4,6 bilhões de investimentos, aumentando, entre outros, a capacidade de produção de Diesel S-10 (com baixo teor de enxofre). A Acelen, que assumiu a gestão da Refinaria de Mataripe na Bahia, aportou recursos da ordem de R\$ 1 bilhão no primeiro ano de operação na modernização do ativo, promovendo melhorias na eficiência e na segurança das operações, e anunciou R\$ 12 bilhões em investimentos em novos produtos.

Em termos de oferta de combustíveis com menor intensidade de carbono é importante destacar que o Brasil já tem uma matriz de transporte mais limpa que a média mundial, devido aos mandatos de mistura compulsória de biocombustíveis aos combustíveis fósseis - 27% de etanol na gasolina e 12% de biodiesel no diesel, devendo chegar em 15% em 2026.

Tendo adaptado as suas operações e infraestrutura ao longo dos anos para combustíveis com menor teor de carbono, e considerando suas características geográficas

ficas e sociais, o Brasil dificilmente seguirá por uma eletrificação generalizada do modal de transportes, como estamos vendo na Europa. A eletrificação, pelos elevados e necessários investimentos em infraestrutura, faz mais sentido no país para a mobilidade urbana, inclusive melhorando a qualidade de vida da população que se desloca diariamente para os centros urbanos. Pela disponibilidade interna de petróleo e infraestrutura existente, o caminho natural é estender a vida útil do parque de refino através da expansão do biorefino. O biorefino consiste na conversão de biomassa na produção de combustíveis, tanto pelo coprocessamento de óleos vegetais junto com o petróleo em refinarias (neste caso produzindo um diesel com teor renovável), quanto em unidades dedicadas ao processamento exclusivo de biomassa, sendo o hidrotreatamento a tecnologia mais comum. Estas unidades produzem biocombustíveis quimicamente equivalentes ao derivado fóssil, permitindo o uso de renováveis em qualquer percentual, sem perda de qualidade e compatível com a infraestrutura existente de transporte e armazenagem. No mesmo conceito de uma refinaria tradicional, a biorefinaria produz mais de um produto, sendo os de maior valor agregado o biodiesel HVO e SAF. Para o setor de aviação, o Brasil, inclusive, tem compromissos de produção a partir de 2027 dentro do protocolo de descarbonização coordenado pelo CORSIA.

Além da Petrobras e da Acelen, outros agentes estão se movimentando para viabilizar unidades de biorefino. No entanto, apesar das reconhecidas vantagens dos biocombustíveis avançados na descarbonização, ainda não há clareza acerca de como estes produtos serão considerados dentro dos mandatos de mistura existentes no Brasil.

Para viabilizar os investimentos na descarbonização dos derivados, é necessário que o país discuta e implemente políticas públicas referente à promoção da bioeconomia, viabilizando a produção e comercia-

lização de diferentes rotas tecnológicas de biocombustíveis considerando a intensidade e custo de carbono, enquadramento tributário, financiamento e o interesse em beneficiamento das *commodities* agrícolas. A falta de previsibilidade para essa nova geração de produtos afasta investimentos de interesse estratégico para o país, inibe a competição entre produtos substitutos e afasta ganhos em termos de eficiência logística e de qualidade, adiando os benefícios para a sociedade. Neste sentido, estamos atentos ao Projeto de Lei "Combustível do Futuro", que o Executivo pretende enviar para a análise do Legislativo. É importante que o projeto se harmonize com outros programas, como o mercado de carbono em discussão no Congresso e o RenovaBio, de forma a promover uma evolução regulatória vinculada à redução de emissões e evitar redundâncias para o setor de combustíveis.

Por último, há que se mencionar, que numa economia aberta como o Brasil, a manutenção da prática de preços de mercado é condição necessária para a atração de investimentos. O petróleo, os derivados, e a biomassa, que dará origem aos biocombustíveis, são *commodities* cujos preços variam com a oferta e demanda no mercado internacional. Esta é, sem dúvida alguma, a melhor sinalização ao investidor para a decisão de aportes de capital intensivo com longo prazo de retorno, sem os quais corremos o risco de comprometer seriamente o abastecimento do país e a competitividade da nossa indústria.

As oportunidades para a sustentabilidade do mercado brasileiro de combustíveis estão postas. Para preparar o país para os desafios futuros é fundamental uma política pública que acelere a descarbonização ao menor custo para sociedade brasileira, atraindo investimentos, gerando emprego e renda no país e aproveitando as competências de inovação e os recursos dos setores produtivos.

O Rio de Janeiro como vetor de segurança do abastecimento do Brasil

Elaborado por Firjan SENAI SESI

A indústria do petróleo desempenha um papel fundamental no contexto energético global, representando 29,5% do consumo energético mundial, de acordo com a IEA. No Brasil, os produtos derivados do petróleo também têm importância significativa, correspondendo a 34,4% da matriz energética nacional, conforme dados da EPE. Nesse sentido, possuir um parque de refino capaz de suprir a demanda interna por esses produtos torna-se um elemento essencial para garantir a segurança energética do país.

No Brasil, em 2022, o volume de óleo refinado alcançou a marca de 2,25MMbpd. Desse total, 0,25 MMbpd foi de óleo importado de outros países. Ou seja, nas refinarias do país, quase 90% do petróleo utilizado no processo foi de origem nacional. Esses dados evidenciam a relevância da produção nacional de petróleo no abastecimento interno. Em um olhar mais detalhado, isso explicita uma relação de abastecimento entre os estados do Brasil.

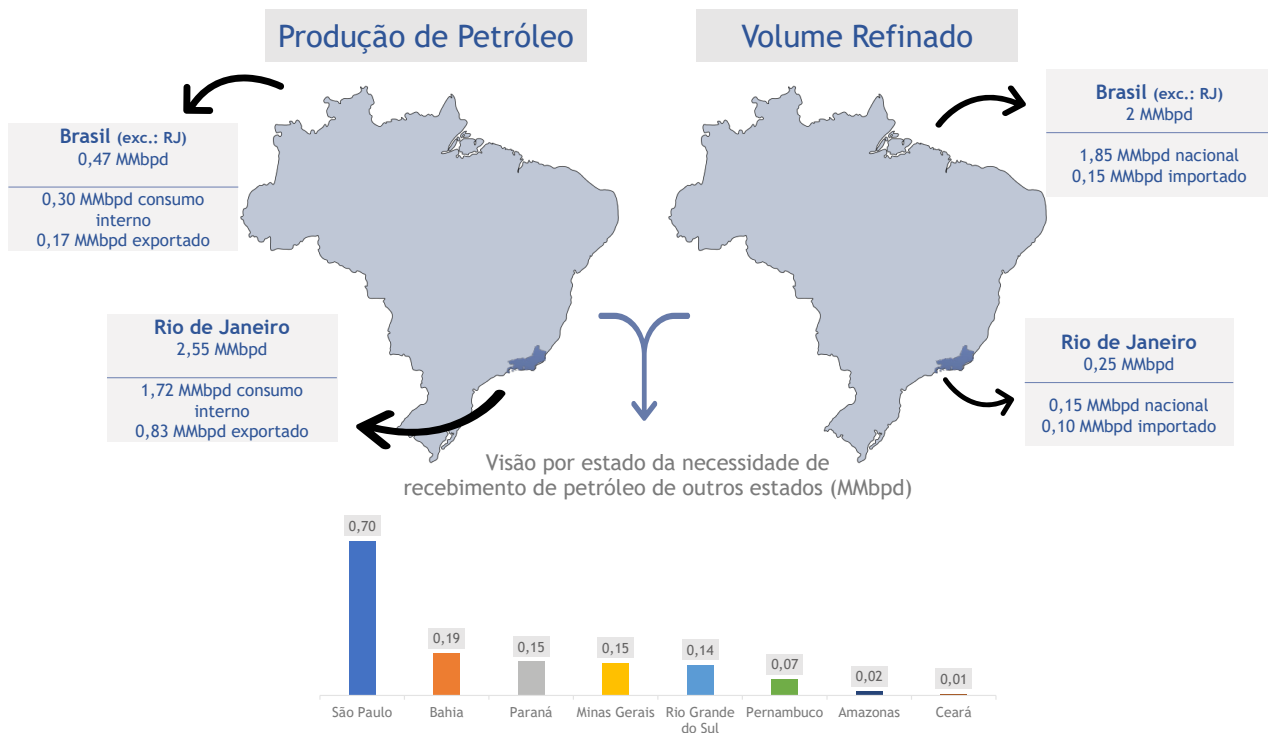
No Rio de Janeiro, em 2022, a produção foi de 2,55 MMbpd, enquanto o volume de óleo refinado no estado foi de 0,25 MMbpd. Com isso, ao considerarmos a produção excedente de petróleo por estado, podemos obter dados que contribuem para análises do cenário de abastecimento no país.

Levando em conta que o estado exportou 0,83 MMbpd para outros países, e que 41% do petróleo utilizado no processo de refino fluminense foi importado, pode-se dizer que 0,15 MMbpd foram provenientes de fontes nacionais. Ou seja, o estado do Rio de Janeiro teve um excedente de produção de 1,54 MMbpd, que foi exportado para outros estados brasileiros.

Por outro lado, existem estados que não possuem um contexto de superávit na produção de petróleo, mas sim um déficit, necessitando, portanto, do envio de petróleo por outros estados para suprir suas refinarias. O exemplo mais significativo dessa situação é o estado de São Paulo, que importa internamente 0,70 MMbpd de outros estados da federação para abastecer suas refinarias, como pode ser visto no Gráfico 1. É importante destacar que os paulistas possuem o maior parque de refino do Brasil, com um volume refinado de 0,84 MMbpd em 2022.

Conforme apresentado no Gráfico 1, o segundo estado com a maior taxa de importação de petróleo de outros estados é a Bahia, com 0,19 MMbpd, seguido por Minas Gerais e Paraná, ambos com 0,15 MMbpd, e Rio Grande do Sul, com 0,14 MMbpd.

Infográfico 3 – Visão por estado da necessidade de recebimento do petróleo de outros estados - "importação interna" (MMbpd)



Fonte: Elaboração Firjan a partir de dados da ANP e MDIC, 2022.

A partir dessas informações, pode-se concluir que o Rio de Janeiro não apenas é o maior produtor de petróleo do país, como também o verdadeiro garantidor da segurança de abastecimento interno de combustíveis do Brasil ao suprir mais de 75% do óleo nacional refinado e 70% do óleo total refinado.

O parque de refino no estado do Rio de Janeiro apresentou uma taxa média de utilização na média nacional, em torno de 80%. A Refit teve aumento de 11% na taxa de utilização, o que corresponde a um acréscimo de 0,94 Mbpd, e a Reduc, de 10%, o que representa um acréscimo de 18,76 Mbpd.

Além disso, a capacidade de processamento do parque de refino no estado do Rio de Janeiro aumentou em 2% em 2022, com um acréscimo de 4,3 Mbpd na Refit, totalizando 266 Mbpd. Nacionalmente, o aumento na capacidade foi de 18,2 Mbpd. O Rio de Janeiro continua respondendo por 11% do total refinado no país, mantendo uma proporção semelhante à sua capacidade instalada no estado.

Não há dúvidas sobre a posição do Rio de Janeiro como supridor de petróleo para outras regiões do Brasil.

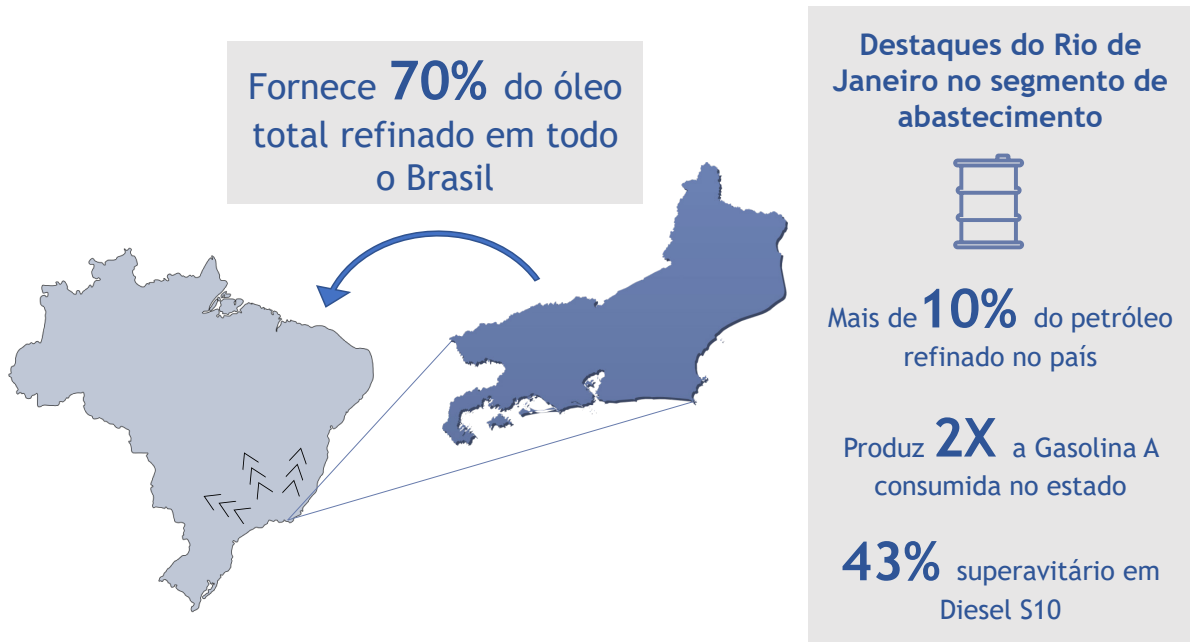
No entanto, é evidente que ainda é necessário importar óleo estrangeiro para suprir as características que o parque de refino nacional foi projetado e atender a demanda por derivados no país.

Cabe destacar que apesar da produção nacional de óleo bruto superar o volume de óleo refinado, ainda dependemos de importação. Incentivar investimentos na modernização e no *retrofit* das refinarias para alcançarmos a verdadeira autossuficiência deve ser avaliada com estratégia para o país.

Nesse sentido, é fundamental que a nova metodologia de preços adotada pela Petrobras seja amplamente divulgada, visando garantir um ambiente mais competitivo e equilibrado para os agentes do mercado que importam petróleo e seus derivados.

Ao promover uma maior clareza nos preços, será possível estabelecer uma relação mais justa entre os custos de importação e os preços praticados no mercado interno. Isso contribuirá para fortalecer a indústria brasileira, especialmente no estado do Rio de Janeiro, e impulsionará a produtividade, o desenvolvimento e a prosperidade do país como um todo.

Infográfico 4 – Importância do Rio de Janeiro para a segurança do abastecimento de combustíveis no Brasil



Fonte: Elaboração Firjan a partir de dados da ANP e MDIC, 2022.

26

Além disso, medidas que incentivem a atualização das tecnologias do parque de refino e de sua capacidade, aliadas a uma estratégia eficiente de diversificação das fontes de abastecimento, podem reduzir a dependência das importações externas e fortalecer a segurança energética do Brasil.

O abastecimento contínuo desses derivados é fundamental para a manutenção das atividades cotidianas em diversos setores da economia, como transporte, indústria e agricultura. Portanto, contar com um parque

de refino eficiente e adequado à demanda interna é de extrema importância para assegurar a disponibilidade desses insumos e garantir a estabilidade energética do país.

Dessa forma, ao criar um ambiente ainda mais transparente e equilibrado para o mercado de importação de petróleo e seus derivados, o país poderá promover um setor energético mais resiliente, contribuindo para o crescimento econômico e o desenvolvimento sustentável do Brasil.

REFLEXOS SOCIOECONÔMICOS



Perspectivas e tendências para P,D&I via mercado de petróleo no país

Elaborado por ANP

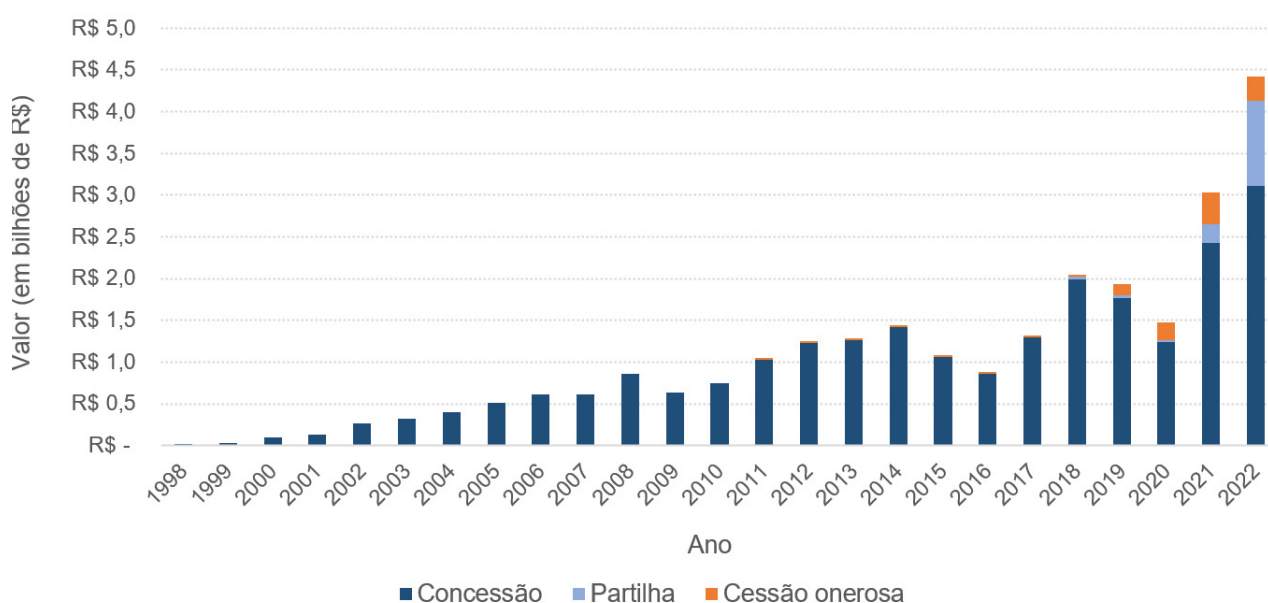
Em 2023, a cláusula de investimentos em P,D&I, constante nos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural desde a Rodada Zero, comemora 25 anos. A partir da obrigação de investimentos em P,D&I, cujo percentual varia em função da modalidade do contrato, a ANP executa sua atribuição de estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias para o setor.

Nos contratos de concessão, as empresas petrolíferas realizam despesas qualificadas como pesquisa e desenvolvimento em valor correspondente a 1% da receita bruta da produção dos campos que pagam participação especial. Nos contratos de partilha de produção e

de cessão onerosa, o valor da obrigação corresponde a, respectivamente, 1% e 0,5% da receita bruta anual dos campos em produção. Os valores gerados podem ser executados pela própria empresa petrolífera, por empresas brasileiras ou por instituições credenciadas de todo o país.

Ao longo desses 25 anos, observa-se uma evolução expressiva da obrigação de investimentos em P,D&I. Em 2022, o valor atingiu o marco de R\$ 4,4 bilhões, decorrente, principalmente, da ampliação da produção no pré-sal – contratos de partilha e cessão onerosa (Gráfico 1).

Gráfico 1 - Obrigação de investimentos em P,D&I, de 1998 a 2022



Fonte: ANP, 2023.

Como resultado dessa política de investimentos, em 2022, alcançou-se o número de 1034 unidades de pesquisa credenciadas em 186 instituições brasileiras, isto é, unidades habilitadas para executar projetos com recursos da cláusula de P,D&I, conforme as regras estabelecidas nas resoluções ANP n° 917/2023 e n° 918/2023;

538 projetos de P,D&I contratados; e 54 Programas de Formação de Recursos Humanos (PRH) em execução, com 1072 bolsistas e aproximadamente R\$ 65 milhões aportados.

O Rio de Janeiro se destaca nesse ambiente, sendo o estado com o maior número de instituições (20%) e uni-

dades de pesquisa (35%) credenciadas e com a maior quantidade de programas de formação de recursos humanos (31%) estabelecidos.

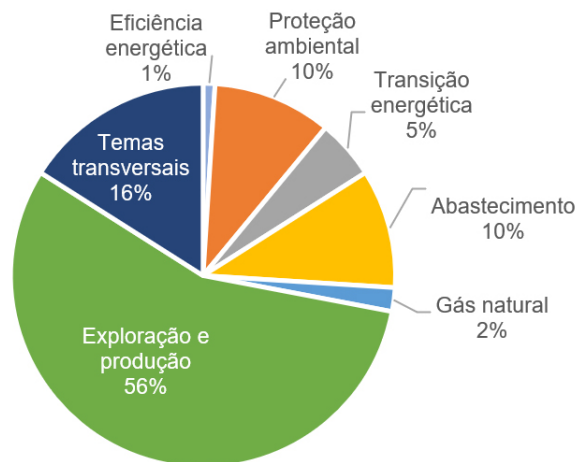
Na prática, a cláusula de P,D&I permitiu que o Brasil construísse parques fabris, se tornasse exportador de produtos e recebesse prêmios nacionais e internacionais. Um excelente exemplo é o Brasil ser atualmente considerado um *hub* de fornecimento de sistemas submarinos. O reconhecimento decorre, dentre outros fatos, das pesquisas realizadas no Cenpes/Petrobras e no Parque Tecnológico da Ilha do Fundão, localizados no Rio de Janeiro, que contribuíram para o desenvolvimento de tecnologias relacionadas à linhas flexíveis, dutos rígidos e árvores de natal molhada (ANM). A construção de um parque fabril no estado do Rio de Janeiro expandiu a capacidade de fornecimento desses materiais, dinamizando a economia nacional.

Como era de se esperar, a área temática de explo-

ração e produção de petróleo e gás natural é aquela com o maior número de projetos de P,D&I contratados (Gráfico 2), indicando que ainda há espaço para o desenvolvimento de tecnologias relacionadas a esse setor, principalmente para aquelas consideradas críticas, ou seja, que não são oferecidas de forma adequada ou suficiente para atingir um objetivo estratégico.

Além disso, a perspectiva é que sejam desenvolvidos cada vez mais projetos relacionados à robótica, IA, *machine learning*, transformação digital e completação inteligente. Um exemplo de um importante desenvolvimento tecnológico em robótica e IA é o *FlatFish*, AUV, originalmente desenvolvido pela Shell Brasil e SENAI CIMATEC com recursos da cláusula de PD&I. A tecnologia, que recebeu o *Spotlight on New Technology Award* na última OTC, contribuirá para a redução dos custos de inspeção submarina e para o aumento da segurança das instalações.

Gráfico 2 - Portfólio de projetos de P,D&I, de 2018 a 2022



Fonte: ANP, 2023.

Por outro lado, com a transição energética em curso, as empresas petrolíferas passaram a identificar novas oportunidades, aumentando assim o portfólio de projetos em temáticas relacionadas à outras fontes de energia, como hidrogênio, e em descarbonização, como CCUS.

O mercado de petróleo e gás tornou-se um diferencial para implementação de novas energias. A indústria, ao mesmo tempo que garante a segurança energética, dispõe de expertise e de recursos para que os objetivos de

descarbonização sejam alcançados. Investimentos com recursos da cláusula de P,D&I para o desenvolvimento de tecnologias de baixo carbono é uma tendência e uma necessidade que será mantida nos próximos anos. Para tanto, é necessário o estabelecimento de parcerias e acordos que favoreçam a execução de projetos voltados para sustentabilidade, aumentando a competitividade da indústria nacional. Uma ampla cooperação entre o estado e a iniciativa privada é crucial, dado os elevados custos e as incertezas associadas aos no-

vos modelos de negócios. É preciso buscar inspiração em exemplos internacionais, alinhando-os à expertise brasileira. O *Northern Lights* é um projeto de captura e transporte de CO₂, idealizado a partir de uma parceria entre o governo norueguês, que financia cerca de 80% do projeto, e empresas petrolíferas. Modelos dessa natureza, atrelados à experiência brasileira em separação e reinjeção de CO₂, adquirida nas operações do pré-sal, podem alavancar a indústria brasileira, transformando-a em mais um *hub*, dessa vez em captura de carbono. Também é preciso diversificar as soluções financeiras e estimular a criação de novos instrumentos, como o *blended finance* (ou finanças híbridas), que combina recursos financeiros de diversas fontes para execução de projetos de cunho sustentável.

A ANP, como agência reguladora, está fazendo a sua parte. Há um planejamento para fortalecer e atualizar o programa de recursos humanos, promovendo a formação de mão de obra qualificada com foco no interesse público e no crescimento do país. Também pretende-se iniciar o Programa Empreendedorismo, com vistas ao desenvolvimento de *startups* nas cadeias produtivas consideradas prioritárias para o setor de energia.

O futuro da indústria de óleo e gás depende de processos de pesquisa e inovação, para que o desenvolvimento tecnológico ocorra conforme as expectativas da sociedade para a preservação do meio ambiente. Faz parte da estratégia da ANP o aumento do uso dos recursos de P,D&I em projetos de descarbonização, visando uma transição energética efetiva, ordenada e justa.

A própria política pública, refletida em Resolução do CNPE nº 2/2021, determina a priorização de aplicação dos recursos de P,D&I em temas como hidrogênio, biocombustíveis e armazenamento de energia.

De modo a atuar na vanguarda, a ANP reuniu em uma única superintendência – Superintendência de Tecnologia e Meio Ambiente – suas competências de desenvolvimento de pesquisa, tecnologia e inovação e de preservação do meio ambiente. Trata-se da implementação de uma estratégia regulatória visando prover para a sociedade brasileira um ambiente de liderança em pesquisa, inovação e desenvolvimento tecnológico no setor de energia, capaz de posicionar o Brasil em uma situação privilegiada para atrair investimentos e lidar com os desafios de sustentabilidade e descarbonização da indústria.

A importância do petróleo para o estado do Rio de Janeiro e as ações para a garantia da sustentabilidade social e fiscal no longo prazo

Elaborado por Seenemar

O petróleo é a fonte de energia fóssil mais utilizada atualmente. Majoritariamente, os derivados desse energético têm grande aplicação no setor de transporte, na forma de combustíveis automotivos como a gasolina, e na geração de energia elétrica. Além disso, têm importante aplicação na indústria química para a produção de plásticos, tintas, borrachas sintéticas e alguns outros produtos. Apesar dos esforços globais para a redução do uso de combustíveis fósseis, o petróleo ainda é responsável por cerca de 35% do total de consumo de energia mundial, o que consagra o seu protagonismo. No país, representa 13% do PIB Industrial.

O estado do Rio de Janeiro desempenha um papel fulcral na indústria do petróleo e gás nacional. O estado abriga parte da Bacia de Santos (onde é localizado o pré-sal) e a Bacia de Campos, detendo a maior produção nacional, com 2,68 milhões de barris por dia, correspondendo a 85% da distribuição da produção por estado, de acordo com a ANP.

Vale destacar que a emissão média de CO₂ equivalente por barril produzido no mundo é 70% maior do que a emitida no pré-sal – 17 kg de gases de efeito estufa por barril produzido no mundo contra 10 kg no pré-sal – o que nos coloca em vantagem.

A economia do estado do Rio de Janeiro é significativamente influenciada pelo petróleo, que gera receitas por meio dos tributos pagos pelas petroleiras, como os *royalties*. Essas receitas são fundamentais para o desenvolvimento estadual socioeconômico, financiando

programas e investimentos em áreas imprescindíveis como a saúde, a educação, a infraestrutura e a segurança pública.

A indústria petrolífera impacta na geração de emprego regional por ser uma importante fonte de empregos diretos e indiretos, desde os estudos de prospecção até a exploração, refino e distribuição, com uma cadeia produtiva que abrange diferentes setores, profissionais e tecnologias. O estado possui 42 campos exploratórios, sendo 29 dos 30 poços mais produtivos do Brasil¹.

O setor mais importante para as exportações industriais do estado é a extração de petróleo e gás natural, responsável por aproximadamente 80% do percentual das exportações no ano de 2022, movimentando cerca de US\$ 11 bilhões². Se fosse um país, o estado seria o 10º maior produtor de petróleo do mundo.

Analisando os cálculos da Deloitte com base nos dados do IBGE, em 2022, as atividades de exploração, produção e refino somam 57,5%³ do PIB industrial do estado do Rio de Janeiro (e o equivalente a 14,4% do PIB estadual total).

Segundo a SEFAZ, a Receita Realizada Acumulada do ano de 2022 foi de mais de R\$ 30 bilhões (58% relacionado à participação especial e 42% relacionado a *royalties*), com um aumento de mais de 58% em relação ao ano de 2021. A previsão para o ano de 2023 é de R\$ 32 bilhões⁴.

De acordo com dados divulgados pela Firjan para os próximos cinco anos, os investimentos na fase de pro-

¹ FIRJAN. Anuário do Petróleo 2022.

² COMEXSTAT. Rio de Janeiro: Visão Geral dos Produtos Exportados.

³ ABESPETRO. Caderno ABESPETRO 2022.

⁴ Secretaria de Estado de Fazenda do Rio de Janeiro, SEFAZ. Recursos do Petróleo.

dução (incluindo atividades como perfuração de poços e novas unidades de produção) previstos para o estado fluminense correspondem a R\$ 380,71 bilhões, cerca de 89% dos R\$ 427 bilhões previstos para todo o Brasil. A garantia da sustentabilidade social e fiscal a longo prazo no contexto do petróleo e gás no estado do Rio de Janeiro envolve diversificar a economia, gerenciar adequadamente os recursos financeiros, investir em infraestrutura e promover a exploração responsável do petróleo. E o estado do Rio de Janeiro aponta para o futuro, que, inegavelmente, está na transição energética

para uma matriz limpa e diversificada, na descarbonização da economia e no desenvolvimento econômico sustentável.

A criação da Seenemar, em 1º de janeiro de 2023, ratifica a meta do governo de transformar o Rio de Janeiro em referência na transição energética nacional. Com uma gestão eficiente e ações estratégicas, que fomentem o ambiente de negócios das atividades relacionadas à energia e economia do mar, a secretaria atua para consolidar o estado como um *hub* energético nacional.

Petróleo: uma fonte de riquezas para o país a partir do litoral fluminense

Elaborado por Firjan SENAI SESI

Ao longo de mais de 40 anos, o estado do Rio de Janeiro se apresenta como maior expoente do mercado de petróleo no Brasil. Se nas primeiras três décadas as descobertas concentraram-se na Bacia de Campos, nos últimos dez anos, a Bacia de Santos vem ganhando protagonismo a partir dos reservatórios localizados abaixo da camada de sal, região mais conhecida como “pré-sal”, sendo hoje responsável por cerca de 75% de toda produção do país.

Esta dinâmica de produção, trouxe desenvolvimento e uma série de recursos no primeiro período aos municípios do norte fluminense, onde o petróleo continua a sustentar a economia da região até os dias de hoje. Com a ascensão da produção na Bacia de Santos, novas localidades passaram a se beneficiar da atividade petrolífera, ampliando a gama de beneficiários da monetização destes recursos.

Apesar do deslocamento geográfico quanto das maiores áreas produtoras do país, a constante é que: o estado do Rio de Janeiro mantém nas águas fluminenses o petróleo como principal catalisador do mercado e importante fonte de geração de riquezas para o país, o que vai além da atividade extrativa, impulsionando diversas outras cadeias produtivas, como o refino e a logística. O estado do Rio contribui para movimentar a atividade industrial de outros estados.

Responsável por mais de 85% da produção nacional⁵ de petróleo, o estado concentra as principais zonas produtoras do país, além de prospectos de elevado potencial, que podem contribuir ainda mais para o crescimento da produção e geração de riquezas ao país. Com isso, o Rio de Janeiro está sujeito a todo impacto da atividade, demandando recursos para garantia da manutenção da qualidade de vida de seus cidadãos e segurança do meio ambiente.

Para se ter uma ideia do impacto que vai além do senso

comum das questões ambientais, um comparativo conhecido é o caso de Macaé, que alcançou um pico de população impactante em um curto período – de 2006 a 2008, o que representou um crescimento de quase 20% em sua população com a chegada de quase 30 mil novos habitantes. Nesse mesmo período, o Brasil cresceu sua população em apenas 2%, segundo dados do IBGE publicados pelo IPEADATA⁶. Dessa forma, temos que regiões diretamente afetadas pelo mercado de petróleo necessitam de atenção especial para mitigar suas externalidades negativas.

Apesar do risco, é fundamental ressaltar que a indústria do petróleo opera de acordo com rigorosas normas de segurança e com a adoção de alta tecnologia nos seus processos, que possibilitam viabilizar a produção nos mais diversos ambientes, sob condições muitas vezes adversas, como no caso de águas profundas e distantes da costa.

Muito se fala nos valores arrecadados em *royalties* e participações especiais pelo estado do Rio de Janeiro e seus municípios. Por outro lado, o prisma inverso não recebe a mesma atenção: o quanto de riqueza ao Brasil é gerada pela exploração desses recursos no estado do Rio. Ao trazermos um olhar para esta ótica, podemos então verificar esta importante contribuição do estado para o país, a partir de uma fonte local de riquezas. Somente de empresas mapeadas que já se habilitaram a fornecer para o mercado de petróleo, temos o número de quase 7 mil empresas, entre prestadores de serviço e fabricantes de bens. Por receber a maior parte das atividades e das operações, o Rio de Janeiro é o estado que concentra o maior número de empresas, com 35% do total. Porém, cabe destacar que a maior parte das empresas, 65% delas, se localizam nos demais estados, o que reforça a importância do Rio como um catalisador da indústria nacional a partir de suas riquezas locais.

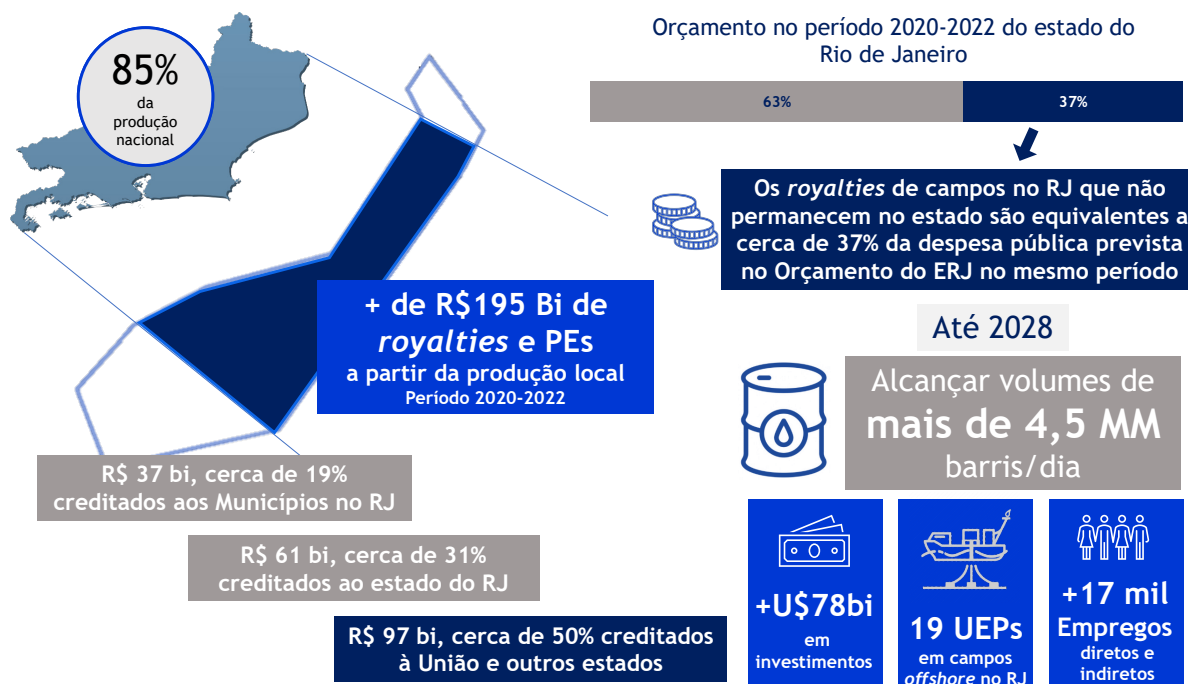
⁵ Referente a fevereiro/2023.

⁶ Estimativa da população residente no Brasil.

Entre 2020 e 2022, os campos localizados no estado do Rio foram responsáveis por gerar quase R\$ 100 bilhões entre *royalties* e participações especiais à União e demais entes federativos. Enquanto as receitas de O&G destinadas ao estado do Rio, apenas como exercício, representam menos de 25% da despesa pública prevista

na LOA estadual no período, o total gerado localmente e enviado para União e outros estados, equivaleria a 40% destas despesas, dando uma dimensão do quanto estes valores poderiam impactar nas contas públicas do estado caso fossem integralmente alocados na região produtora.

Infográfico 5 - Representatividade do estado do Rio nas participações governamentais, potencial produtivo e impactos socioeconômicos



Fonte: Guia das Participações Governamentais e Painel de Investimentos Firjan – a partir de dados da ANP, 2022.

A análise aqui realizada se restringe apenas às participações governamentais citadas, não incluindo outras fontes de receita do mercado de petróleo, que impactam no caixa da União como os tributos, por exemplo. Também vale destacar que a atividade econômica do estado é ampla e diversificada, com diversas outras fontes de receitas sendo geradas localmente que contribuem na geração de recursos do país.

Como apresentado no artigo Firjan do capítulo de E&P deste *Anuário*, temos boas perspectivas para a produção nacional nos próximos anos, que ao se confirmarem, nos permitirá sair do patamar produtivo atual e alcançar volumes de mais de 5 MMbpd, que irão proporcionar relevantes acréscimos nas receitas governamentais, que podem ser ainda mais expressivas em cenários favoráveis

de preços do barril e câmbio.

Importante também destacar que as novas fronteiras exploratórias do país indicam um forte potencial para novas regiões produtoras, como a margem equatorial, além de uma renovação da atividade *onshore*, propiciando maior distribuição de recursos e garantindo a preservação da compensação às regiões diretamente impactadas pelas atividades petrolíferas.

É preciso então buscar um consenso de que maximizar à exploração das áreas petrolíferas sem prejudicar regiões produtoras é benéfico para o todo, com impactos positivos na ampliação da atividade industrial do país, geração de emprego e renda, mas também assegurando a garantia da qualidade de vida nas regiões afetadas pela atividade.

Considerações finais

A energia do futuro a partir do mercado de petróleo

Elaborado por Firjan SENAI SESI

Imerso em um ambiente cada vez mais pautado nessa jornada pelas demandas socioambientais, o mercado de petróleo direciona esforços para contribuir. É notório que o petróleo seguirá relevante ainda por muitos anos como fonte de energia e matéria-prima para diversos processos industriais. Como resultado, construir a matriz energética do futuro é inexoravelmente tratar de integração de soluções energéticas para descarbonização. Isso significa ações voltadas para ganhos de eficiência em processos industriais e logísticos alinhados com aquelas voltadas para adoção de fontes renováveis ou de baixo carbono, o que se convencionou chamar de transição energética.

É importante destacar que, ao longo deste processo, se faz importante considerar as regionalidades de cada país, a disponibilidade de recursos energéticos, as restrições socioambientais, e aquelas soluções disponíveis que melhor se adequam a cada realidade.

Em geral, fontes renováveis apresentam reduzido impacto ambiental no que tange a questão das emissões, porém apresentam intermitências operacionais que podem variar não apenas ao longo do dia, mas até mesmo em diferentes épocas do ano. Há ainda impactos na implementação da fonte de energia, como é o caso do alagamento de regiões para construção de barragens para hidrelétricas.

Diversas são as soluções a serem adotadas para sua empregabilidade, sendo a combinação de diferentes fontes uma boa alternativa para garantia de uma matriz mais limpa e confiável. Temos no petróleo uma solução que oferece custos competitivos, alto rendimento energético, tecnologias desenvolvidas e segurança no abastecimento.

Com carteiras de projeto de grande porte e elevada capacidade de investimento, o mercado de petróleo é um dos principais *players* da transição energética global e não pode ser enxergado como barreira, mas sim como um parceiro para sua viabilização. Atrélada a uma visão de demanda energética, a questão da competitividade e dos custos de geração a partir de diferentes fontes sempre se fez presente. Todos precisam de energia, mas a um preço acessível e com garantia de fornecimento. A forte queda nos custos unitários de geração a partir de fontes renováveis nas últimas duas décadas demandou uma série de investimentos da indústria com o desenvolvimento e aprimoramento de tecnologias que trouxeram competitividade a elas, permitindo maior aderência e participação destas fontes na matriz energética global.

Conforme a IRENA, em 2022, os preços dos módulos solares fotovoltaicos caíram 66% no Brasil entre 2013 e 2021. Em outras localidades chegaram a cair 73%, como no caso da China - o custo médio nivelado⁷ global da energia eólica *offshore* caiu 60% entre 2010 e 2021, saindo de US\$ 0,188/KWh para US\$ 0,075/KWh, respectivamente. No caso das eólicas *onshore*, no mesmo período, a queda foi ainda maior, 68% - de US\$ 0,102/KWh para US\$ 0,033/KWh. Estes números reforçam os bons resultados alcançados e a importância dos investimentos da indústria no desenvolvimento destas novas fontes.

Nos últimos anos, diversas empresas petrolíferas têm buscado diversificar seus portfólios e destinar recursos significativos relacionados a esta temática. Contribuem para o bom posicionamento das petrolíferas neste "novo" mercado, sua escala e atuação global – que facilitam a identificação de boas oportunidades de

⁷ Custo médio nivelado – é a relação entre todos os custos associados à geração de energia pelo seu SFV e a quantidade de energia que se estima que ele vai gerar ao longo de sua vida útil (LCOE – *Levelized Cost of Energy*).

negócio e acesso aos mercados, o apetite ao risco de seus investidores e sua capacidade de geração de caixa para grandes investimentos, além de uma rede de relacionamentos já estabelecidas com clientes do mercado de energia.

De acordo com a IEA, em 2022, a transição energética para as empresas produtoras de petróleo está em curso, mas inclui não apenas investimentos em energias reno-

váveis, considera também uma visão mais abrangente de suas atuações, incluindo multiplicidade de fontes, serviços de energia, descarbonização, soluções baseadas na natureza, eficiência energética, dentre outras. A Figura 4 apresenta de forma resumida as principais áreas estratégicas de algumas das principais empresas do mercado para contribuir com a redução das emissões de carbono.

Quadro 1 - Estratégias das diferentes oil companies no processo de transição energética

Companhias	Solar PV e Eólicas	Geotermal	Serviços em eletricidade	Bionenergia	CCUS	H ₂ de baixo carbono	Soluções baseadas na natureza	Integração de tecnologias de baixo carbono para produção de óleo
BP	■	■	■	■	■	■	■	✓
Eni	■		■	■	■	■	■	✓
Shell	■	■	■	■	■	■	■	✓
TotalEnergies	■	■	■	■	■	■	■	✓
Chevron		■		■	■	■		✓
ExxonMobil		■		■	■	■		✓
Petrobras	■	■	■	■	■	■	■	✓
Equinor	■	■		■			■	✓
ConocoPhillips					■	■		ND
Saudi Aramco	■				■	■		ND
ADNOC	■				■	■		ND
CNPC	■	■			■	■	■	ND
Sinopec	■	■		■	■	■	■	✓
CNOOC	■	■			■	■		✓

Legenda:

- Estratégias anunciadas mas com limitada evidência de atividades de investimento ou estratégias não anunciadas mas investimentos mínimos
- Estratégias anunciadas com investimentos reduzidos, venture capital e/ou dispêndios em projetos de P&D
- Crescimento suportado por investimentos estratégicos (M&A), FID's projetos e dispêndios em atividades de escala comercial

Nota 1: Serviços em eletricidade incluem armazenamento por baterias e carregamento EV. Bioenergia inclui biocombustíveis e biometano.

Nota 2: Dispêndios em P,D&I no Brasil nas diferentes áreas também foram avaliados.

ND - Não disponível

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da IEA, IRENA, ANP, Petrobras e informações de mercado, 2022.

Como observamos na Figura 4, existe uma multiplicidade de alternativas e estratégias que podem ser adotadas no processo de produção mais limpa de energia. De uma maneira geral, *oil companies*, que se posicionam hoje como empresas de energia, possuem relevantes vantagens competitivas para o desenvolvimento de soluções nesse contexto, considerando a complexidade do próprio ambiente de petróleo.

No caso do hidrogênio, a multiplicidade de aplicações e mercados é destacada, assim como o fato de ser uma alternativa limpa para suprimento de maiores quantidades de calor aos processos industriais que eventualmente não possam ser atendidos por algumas fontes renováveis. Neste mercado, a expertise em transporte e venda de gás é indicada como um diferencial para as *oil companies*.

Há muitos anos, a indústria de petróleo direcionou sua busca por hidrocarbonetos para o mar. Este fato naturalmente traz vantagens competitivas para essa indústria quanto das novas fontes renováveis *offshore*. Além da possibilidade de aproveitamento de estruturas já existentes nos campos de petróleo e da integração entre estas fontes com os processos de produção de O&G, as empresas produtoras de petróleo já possuem estabelecidas uma carteira de fornecedores de grande sinergia operacional, principalmente no aspecto de logística e instalação de grandes estruturas marítimas. O processo de transição energética também está fortemente atrelado a eletrificação, onde muitas *oil companies* já vêm atuando nos últimos anos. Muitas inclusive têm procurado desenvolver tecnologias para eletrificar suas unidades de produção e todo o processo ao longo da cadeia de valor. Por outro lado, a maior complexidade de gerenciamento de sistemas de energia é apontado como um desafio.

Os biocombustíveis também oferecem grandes oportunidades estratégicas com diferencial competitivo para

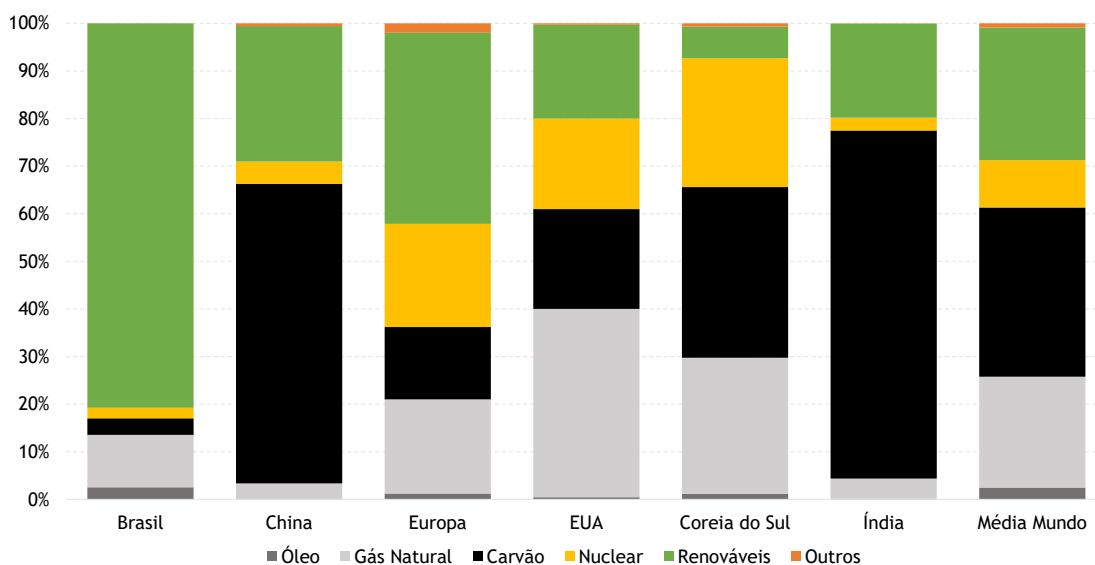
as empresas do mercado de petróleo. Muitas, inclusive já atuam por longos anos nesta área. A possibilidade de combinação de fontes fósseis com os biocombustíveis líquidos nos motores à combustão, e a adoção de políticas energéticas governamentais à semelhança do que ocorre no Brasil, garantem boas oportunidades de atuação para estas empresas, inclusive como estratégia de suprimento em períodos de variação nos preços do barril.

Além dessas, muitas *oil companies* já possuem movimentos relacionados ao mercado de captura de carbono, CCS ou CCUS, representando uma frente de atuação com grandes oportunidades. A reinjeção de CO₂ inclusive, é adotada em muitos campos petrolíferos como ferramenta para aumento do fator de recuperação de óleo. A utilização de campos depletados para armazenamento de carbono também pode ser explorada como diferencial competitivo.

Paralelamente, outra estratégia ainda pouco adotada pelas empresas produtoras de petróleo, mas com resultados imediatos e sem a alocação de novos investimentos e desenvolvimento de novas tecnologias, é o fomento de aquisições de bens e serviços a partir de localidades cujas matrizes energéticas sejam compostas por fontes de baixo carbono, como o caso do Brasil.

Como já evidenciado nas publicações da Firjan SENAI SESI voltadas para os mercado de petróleo, gás e naval, é importante destacar que maiores parcelas de aquisição no país a partir dos investimentos previstos no mercado de petróleo, podem representar ganhos nos aspectos ambiental, social e econômico, este último para a sociedade por meio da geração de empregos e para as empresas por não demandar investimentos adicionais, fazendo apenas uso de uma matriz energética já existente e mais limpa que a de outras regiões, contribuindo assim com a meta de zero emissões líquidas – *net zero*.


Gráfico 3 - Perfil da matriz elétrica por localidade (Média 2020-2021)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da BP, 2022.

Com tudo isso, podemos notar que as empresas de energia que têm o petróleo como fonte primária estão muito bem posicionadas e possuem diferenciais para atuar na transição energética, promovendo um processo que vem historicamente tendo o mercado de petróleo como importante âncora do desenvolvimento de tecnologias que permitiram a difusão de fontes renováveis a preços competitivos no mercado de energia. Importante ressaltar que o ambiente de mercado no Brasil e no Rio de Janeiro é ainda mais favorável ao desenvolvimento de um mercado energético que possa atender ao trilema da energia – segurança, equidade no acesso e sustentabilidade ambiental. Temos uma matriz energética de baixo carbono frente as demais regiões globais e com forte presença de fontes renová-

veis, incluindo no estado a fonte nuclear, que na Europa já conquistou o selo verde. Também temos aqui, um país com forte potencial de fornecer grande parte dos minerais requeridos e utilizados para a fabricação de muitas tecnologias renováveis. Além disso, temos uma produção de petróleo com baixa emissão de carbono e uma indústria cujas bases estão consolidadas e com a presença de grandes companhias, que por consequência têm plantas mais limpas que a média mundo. Traduzir esse potencial em um ambiente de negócios próspero e favorável, é o grande desafio para que não apenas a transição energética possa ocorrer a partir do mercado de petróleo, mas que ela possa também ocorrer a partir do Brasil e do estado do Rio de Janeiro.



Você conhece o
**Programa Rede de
Oportunidades
Óleo, Gás e Naval?**

O **Programa Rede de Oportunidades** é uma iniciativa da Firjan SENAI SESI que conecta a indústria fornecedora fluminense com as grandes demandantes do mercado, estimulando assim a **geração de novos negócios**.

Já foram realizadas edições com Equinor, SBM Offshore, MODEC, BrasFELS, Origem Energia, Estaleiro Jurong Aracruz, Nuclep e EBSE.

[Saiba mais sobre essa iniciativa clicando aqui.](#)

Referências bibliográficas

ABESPETRO. Caderno ABESPETRO 2022. Associação Brasileira das Empresas de Serviços e Petróleo, 2022. Disponível em: <https://abespetro.org.br/wp-content/uploads/2022/09/Caderno-ABESPetro-2022-Revisa%C3%A7%C3%A3o-Final.pdf>. Acesso em: 12 jun. 2023.

ANP. Dados estatísticos. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>. Acesso em: 12 jun. 2023.

ANP. Painel Dinâmico Produção de Petróleo e Gás Natural. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2023. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNzVmNzI1MzQ0NTY1NC00ZGVhLTk5N2ItNzBkMDNhY2IxZTlxliwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGIOMi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzIxMyJ9>. Acesso: em 15 maio 2023.

ANP. Projetos de PD&I: Projetos Iniciados - Regulamento Técnico ANP nº 3/2015 e Resolução ANP nº 918/2023. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-pd-i/novo-projetos-de-pd-i>. Acesso em: 15 maio 2023.

ANP. *Royalties* e outras participações. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes>. Acesso em: 15 maio 2023.

EPBR. Prio anuncia sua primeira descoberta de petróleo. EPBR, 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/prio-anuncia-descoberta-no-prospecto-maracana-na-bacia-de-campos/>. Acesso em: 15 maio 2023.

EPBR. Petrobras inicia o maior projeto de revitalização de campos *offshore* do mundo na Bacia de Campos. Agência EPBR, 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/petrobras-inicia-producao-do-fpso-anna-neri-na-bacia-de-campos-maior-projeto-de-revitalizacao-de-campos-offshore-do-mundo/>. Acesso em: 20 jun. 2023.

EPE. ABCDEnergia – Matriz energética e elétrica. Empresa de Pesquisa Energética, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 12 jun. 2023.

EPE. Panorama do Refino e da Petroquímica no Brasil. Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-topico-412/NT%20Refino%20e%20Petroqu%C3%ADmica_2018.11.01.pdf. Acesso em: 12 jun. de 2023.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2032: Caderno de Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural. Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>. Acesso em: 15 maio 2023.

EXAME. Mercado de óleo e gás tem boas projeções para os próximos anos. Exame, 2022. Disponível em: <https://exame.com/esferabrasil/mercado-de-oleo-e-gas-tem-boas-projecoes-para-os-proximos-anos/>. Acesso em: 20 jun. 2023.

FIRJAN. Anuário do Petróleo 2022. Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <https://www.firjan.com.br/publicacoes/publicacoes-de-economia/anuario-petroleo-e-gas.htm>. Acesso em: 12 jun. 2023.

FIRJAN. Dados de Petróleo. Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <https://www.firjan.com.br/firjan/empresas/competitividade-em-presarial/petroleoegas/dados-petroleo.htm>. Acesso em: 12 jun. 2023.

IBP. Conheça o parque de refino do Brasil. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, 2021. Disponível em: <https://www.alemadasuperficie.org/setor/conheca-o-parque-de-refino-do-brasil/>. Acesso em: 12 jun. 2023.

IBP. Evolução da capacidade global de refino por região. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, 2022. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/evolucao-da-capacidade-global-de-refino/>. Acesso em: 12 jun. 2023.

IBP; LEGGIO. Priorização de investimentos em infraestrutura logística para o *downstream*. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás; LEGGIO, 2022. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2022/08/01-ibp-infraestruturas-paper-executivo.pdf>. Acesso em: 12 jun. 2023.

IBGE. Estimativas da População residente nos municípios brasileiros. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2023. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/populacao/9103-estimativas-de-populacao.html?edicao=17283&t=downloads>. Acesso em: 02 maio 2023.

IEA. World Energy Investment 2022. International Energy Agency, 2023. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b0beda65-8a1d-46ae-87a2-f95947ec2714/WorldEnergyInvestment2022.pdf>. Acesso em: 25 maio 2023.

IPEA. Estimativa da população residente no Brasil. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, 2023. Disponível em: <http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>. Acesso em: 15 maio 2023.

IRENA. International Oil Companies and the Energy Transition. International Renewable Energy Agency, 2021. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Irena/Files/Technical-papers/IRENA_Oil_Companies_Energy_Transition_2021.pdf?rev=4288dbec90dc4acdbc-8cb4ac009b8331. Acesso em: 25 maio 2023.

IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2021. International Renewable Energy Agency, 2022. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0accde-7de7c73d8. Acesso em: 25 maio 2023.

MDIC. ComexStat. Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços, 2023. Disponível em: <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>. Acesso em: 12 jun. 2023.

OIL&GAS BRASIL. IBP avalia que cada campo maduro de petróleo e gás viabilizado no Brasil pode gerar US\$ 1 bi em investimentos. Revista Digital Oil&Gas Brasil, 2021. Disponível em: <https://revistaolegasbrasil.com.br/ibp-avalia-que-cada-campo-maduro-de-petroleo-e-gas-viabilizado-no-brasil-pode-gerar-us-1-bi-em-investimentos/>. Acesso em: 20 jun. 2023.

PETROBRAS. Adotamos nova política de preços de diesel e gasolina. Petrobras, 2016. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/adotamos-nova-politica-de-precos-de-diesel-e-gasolina.htm>. Acesso em: 12 jun. 2023.

PETROBRAS. Plano Estratégico 2023-2027. Petrobras, 2022. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/apresentacoes/>. Acesso em: 15 maio 2023.

PETROBRAS. Principais operações – refinarias. Petrobras, 2023. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/>. Acesso em: 12 jun. 2023.

RUBBY, Gabriela. Campos maduros vendidos pela Petrobras deve aumentar produção em 122% até 2025, diz ANP. Valor Econômico, 2022. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2022/04/06/campos-maduros-vendidos-pela-petrobras-devem-aumentar-produo-em-122-pontos-percentuais-at-2025-diz-anp.ghtml>. Acesso em: 20 jun. 2023.

SEFAZ. Lei Orçamentária Anual. Secretaria de Estado de Fazenda do Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: http://www.fazenda.rj.gov.br/sefaz/faces/menu_structure/portais;jsessionid=SbTma9p3OOiX76tSQmsejJPxXAUUA RmGDZQy7K_HpMZBiRE3UmUq!2112894979?datasource=UCMServer%23dDocName%3AWCC189240&_adf.ctrl-state=jgitmuwh2_1&_afLoop=102266875272657248&_afWindowMode=0&_afWindowId=null#loa2023. Acesso em: 15 maio 2023.

SEFAZ. Recursos do Petróleo – portal da transparência dos *royalties* do petróleo e das participações especiais. Secretaria de Estado de Fazenda do Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: <https://portal.fazenda.rj.gov.br/petroleo/receita/2023-2/>. Acesso em: 12 jun. 2023.

Firjan SENAI
 SESI