

ANUÁRIO DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO

PANORAMA 2018



Patrocínio:



www.firjan.com.br

Sistema
FIRJAN



INFORMA, FORMA, TRANSFORMA.

ANUÁRIO DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO

**PANORAMA
2018**



SISTEMA FIRJAN

ANUÁRIO DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO
NO RIO DE JANEIRO | **PANORAMA 2018**

Julho 2018

Sistema
FIRJAN



INFORMA, FORMA, TRANSFORMA.

**2018. FIRJAN – FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO
SESI-RJ – SERVIÇO SOCIAL DA INDÚSTRIA DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO
SENAI-RJ – SERVIÇO NACIONAL DE APRENDIZAGEM INDUSTRIAL DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO**

Qualquer parte dessa obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

Os artigos publicados são de inteira responsabilidade de seus autores. As opiniões neles emitidas não exprimem, necessariamente, o ponto de vista do Sistema FIRJAN.

Sistema FIRJAN.

Anuário da indústria de petróleo no Rio de Janeiro : panorama 2018 /
Sistema FIRJAN. – 2018. – Rio de Janeiro: Sistema FIRJAN, 2016-
v. : graf. color.

Anual

Inclui bibliografia

1. Indústria petrolífera – Rio de Janeiro I. Sistema FIRJAN. II. Ministério de Minas e Energia – MME. III. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. IV. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. V. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. VI. Organização Nacional da Indústria do Petróleo. VII. Petrobras. VII. BP. Energy do Brasil. VIII. JLT. IX. Plural. X. Total E&P do Brasil.

CDD 665.5098153

Daisy Pimentel – CRB 4217

SISTEMA FIRJAN

Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro

Presidente

Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira

Vice-Presidente Executivo

Ricardo Carvalho Maia

Superintendente do SESI-RJ / Diretor Regional do SENAI-RJ / Superintendente do IEL-RJ / Diretor Executivo de Operações

Alexandre dos Reis

Conselho Empresarial de Petróleo e Gás

Presidente: Maxime Rabilloud

Vice-presidente: Magda Chambriard

Diretoria Executiva de Relação com Associados

Diretor: Flavio Coelho Dantas

Gerência de Petróleo, Gás e Naval

Gerente: Karine Barbalho Fragoso de Sequeira

Equipe Técnica

Adriano de Oliveira da Silva

Fernando Luiz Ruschel Montera

Heber Silva Bispo

Iva Xavier da Silva

Renata van der Haagen Henriques de Abreu

Thiago Valejo Rodrigues

Verônica França Pereira

Apoio

Gustavo Silva Loureiro

Milena Machado Fernandes

Pedro Lima Righetti

Priscila de Amorim Ribeiro Felipe

Talita de Souza Ximenes Silva

Colaboração Interna

Diretoria Executiva de Relação com Associados / Gerência Geral de Planejamento de Marketing / Gerência de Marketing e Portfolio

Isabela Knupp Mendonça

Joana Afonso Siqueira

Tatiana d'Aboim Inglez Sanchez

Diretoria Executiva de Relação com Associados / Gerência Geral de Suporte Empresarial / Gerência de FIRJAN Internacional

Thiago Pacheco Ramos

Claudia Teixeira dos Santos

Colaboração Externa

- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP: Décio Oddone
- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES: Marcos Ferrari e André Pompeo
- BP Energy do Brasil: Adriano Bastos
- Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – IBP: José Firmo
- JLT Brasil: Adriano Oka
- Ministério de Minas e Energia – MME: Márcio Félix
- Organização Nacional da Indústria do Petróleo – ONIP: Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira
- Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras: Eberaldo de Almeida
- Plural: Leonardo Gadotti
- Total E&P do Brasil: Maxime Rabilloud

Projeto Gráfico

Gerência Geral de Comunicação

Daniela Araújo Lins Teixeira

Gerência de Comunicação e Marca

Ingrid Buckmann Cardoso de Mello

Equipe Técnica

Clotildes Machado

Contato

petroleo.gas@firjan.com.br

EDITORIAL

Quando o ambiente nos aparenta certo grau de previsibilidade, a realidade chama a nossa atenção para a urgência de mudança em prol da nossa sociedade. Não diferente é nossa vontade empenhada em, mais uma vez, trazer informação sobre o mercado de petróleo, tão singular para a economia, ao realizarmos esta entrega do **Anuário da Indústria de Petróleo no Rio de Janeiro**.

Está claro que precisamos continuar o debate sobre qual significado queremos dar para nossas riquezas. Temos a oportunidade de definir em que posição queremos ver nosso país na geopolítica global daqui a 30 anos.

Basta voltarmos nossa atenção para o apetite das empresas nas últimas rodadas de licitação que evidenciamos a força das reservas e o potencial do Brasil na indústria de petróleo. O novo ciclo de oportunidades no país já se iniciou. A transição que o mundo vive para uma economia de baixo carbono não tem volta. Precisamos ser rápidos e trabalhar no curto prazo para aproveitar as oportunidades que o petróleo traz agora.

Continuamos não só com o pré-sal na costa do estado do Rio de Janeiro, mas também oportunidades de revitalizar o pós-sal e desenvolver parcerias para aumentar nossa capacidade de produção terrestre no Norte e Nordeste do Brasil.

Somente em conjunto, com sinergia, que avançaremos. É fundamental um ambiente de discussão permanente entre os principais *players* desse mercado. E, só vamos alcançar se continuarmos trabalhando juntos. Por isso, revitalizamos a ONIP – Organização Nacional da Indústria do Petróleo, que empreenderá ações para o desenvolvimento da competitividade da indústria nacional.

A discussão sobre os melhores modelos de negócio deve ser aprofundada para alcançarmos resultados ainda mais promissores. Não podemos deixar de lado as pautas de política industrial, no sentido de tornar nossa indústria nacional exportadora, alcançar maior independência energética no mercado de derivados, ampliar a aplicação de recursos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P,D&I) nos fornecedores, dar maior celeridade nos processos de licenciamento ambiental e realizar o destravamento dos campos maduros, dentre outras.

O petróleo transcende gerações e seus efeitos multiplicadores devem ser aproveitados não para correções de erros do passado, e sim para a construção de um verdadeiro legado que atenda à sustentabilidade do nosso planeta.

Vamos continuar com o estreitamento de parcerias e agregando novas visões, que irão contribuir para a realização conjunta de uma estratégia de prosperidade.

Boa leitura!

Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira

Presidente do Sistema FIRJAN e
Presidente do Conselho Deliberativo da ONIP

AGRADECIMENTOS

Para a publicação da terceira edição do **Anuário da Indústria de Petróleo no Estado do Rio de Janeiro Panorama 2018**, contamos com o apoio interno das lideranças, da mesma forma das áreas parceiras que contribuíram de forma generosa ao melhor resultado e, também, da JLT que não só patrocinou, como contribuiu com sua visão sobre o mercado de petróleo.

O **Anuário da Indústria de Petróleo no Rio de Janeiro** é produto do trabalho do **Sistema FIRJAN** em evidenciar a importância do estado do Rio nesse mercado tão amplo que é o de petróleo.

Explicitamos aqui nossos votos de agradecimento aos nossos Parceiros e Patrocinadores, que não só contribuíram para tornar esse projeto realidade, como também agregaram conteúdo ao resultado final.

À **JLT** – nosso muito obrigado pelo patrocínio, que contribuiu para a efetivação desta edição, e ao adicionar uma nova visão sobre o mercado brasileiro de petróleo;

À **ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, que continuamente é nossa parceira nas ações que visam trazer visibilidade nacional e internacional para o potencial que o Rio e Brasil apresentam para o mercado;

Ao **MME – Ministério de Minas e Energia**, que sempre nos apoia e vem mostrando grande êxito na sua atuação para tornar o Brasil ainda mais atrativo aos investimentos;

Ao **BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social**, – que não poupa esforços em contribuir com uma avaliação crítica sobre como podemos aprimorar os resultados deste mercado no país;

À **Petrobras**, mais uma vez agradecemos sua disponibilidade para multiplicar nossos resultados em prol da economia fluminense e nacional;

À **Total E&P do Brasil** – com suas colocações sempre precisas, aproveitamos para, também, agradecer a liderança em nosso Conselho Empresarial de Petróleo e Gás;

À **BP Energy do Brasil** – pela contribuição com a visão de uma *major* sobre o segmento de E&P no Brasil.

À **Plural** – que esta seja a primeira de muitas outras frutíferas atuações conjuntas;

Ao **IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis**, reforçamos nossa atuação conjunta em mais uma ação, desta vez com a visão sobre o contexto no qual o Brasil se encontra.

CITAÇÕES



"A FIRJAN tem o papel fundamental de promover ações e prover informações que estimulem o crescimento econômico do estado do Rio de Janeiro. Com a retomada do crescimento da indústria de óleo e gás, fóruns e debates como os promovidos pela FIRJAN recentemente e informativos como este anuário são de extrema importância para o setor. O momento é oportuno para entendermos os temas em discussão pelo mercado, identificarmos soluções e conhecermos obstáculos futuros. O conhecimento nos permite organizar e planejar as estratégias corporativas. A minha expectativa é que as informações contidas neste "Anuário" possam estimular novos debates entre líderes do setor para que estejamos prontos para esta retomada da indústria."

Adriano OKA,

CSO JLT BRASIL/ COO/VP JLT BENEFÍCIOS & RESSEGUROS



"O ano de 2017 entrará para a história do setor de petróleo e gás como o ano da retomada. As mudanças regulatórias, iniciadas a partir do final de 2016, com o fim da obrigatoriedade de a Petrobras ser a única operadora no pré-sal, tiveram continuidade no ano passado. A criação do calendário plurianual de rodadas, o novo modelo de conteúdo local para as rodadas de licitações a partir de 2017, os incentivos para aumento da produção em campos maduros, o lançamento da Oferta Permanente de Áreas, entre outras, ajudaram o Brasil a voltar ao cenário internacional como um horizonte promissor para investimentos. Os resultados não demoraram a aparecer. A 14ª Rodada de Blocos Exploratórios e a 2ª e 3ª Rodadas de Partilha realizadas pela ANP, com arrecadação de cerca de R\$ 10 bilhões em bônus de assinatura e previsão de bilhões de reais em investimentos nos próximos anos, confirmaram o interesse dos investidores pelo potencial das bacias brasileiras e o acerto das medidas tomadas. Os resultados alcançados em 2017 trouxeram de volta o otimismo para o setor, não só no upstream, mas também no refino e no downstream, que atualmente oferecem um grande número de oportunidades de investimento. As expectativas favoráveis já começaram a se confirmar. O resultado extraordinário da 15ª Rodada de Blocos Exploratórios, realizada no início de 2018, que estabeleceu novo recorde na arrecadação de bônus de assinatura, com cerca de R\$ 8 bilhões, mostrou que o trabalho que vem sendo realizado pelo governo e pela ANP está no caminho certo. É essa retomada histórica que o Anuário da Indústria no Petróleo no Rio de Janeiro 2018, feito pela Firjan, vai registrar, ajudando a consolidar a recuperação do setor de petróleo e gás, estratégico para o Rio e para o Brasil. A divulgação dos êxitos obtidos nos últimos meses servirá de guia para os aprimoramentos que certamente serão feitos no futuro. A Firjan, com o Anuário, dá uma imensa contribuição ao estado e ao país."

Décio Oddone,

DIRETOR-GERAL DA ANP



"A Firjan garante o Rio de Janeiro como Fórum estratégico do Setor Energético, lançando mais uma edição do Anuário da Indústria de Petróleo no Rio de Janeiro, leitura obrigatória para quem quer investir no Brasil"

Marcio Félix,

SECRETÁRIO EXECUTIVO DO MME



"O Anuário da Indústria de Petróleo no Rio de Janeiro cumpre um papel importantíssimo ao disponibilizar informações detalhadas sobre um setor com potencial imenso para a retomada de investimentos no país. O documento não apenas traça um panorama do setor para os diversos atores do mercado, como vai além, contribuindo para a difusão do conhecimento técnico, de informações estratégicas para a tomada de decisão e de oportunidades no estado fluminense. Trata-se de uma iniciativa importante da FIRJAN, que se mostra uma contribuição para o desenvolvimento do Rio de Janeiro e do Brasil."

Marcos Ferrari,

DIRETOR DE GOVERNO E INFRAESTRUTURA



"As recentes mudanças regulatórias e a retomada do calendário de leilões deram à indústria de óleo e gás um novo impulso de crescimento. A Petrobras, neste contexto, consolida sua trajetória de recuperação por meio de novas parcerias e onde arrematou, nos últimos dois anos, 20 blocos exploratórios em terra e no mar. O Plano de Negócios e Gestão da companhia também prevê a entrada em operação de 18 projetos de produção no Brasil até 2022, um dos mais robustos portfólios entre os players mundiais. Ainda há muito trabalho a fazer e desafios a superar por parte da Petrobras, mas estamos no caminho certo e direcionando nossos esforços para o futuro. O crescimento da indústria do petróleo tem potencial para contribuir positivamente para a economia do Rio de Janeiro e a Petrobras fará parte desse esforço."

Ivan Monteiro,

PRESIDENTE DA PETROBRAS



"O Anuário da Indústria de Petróleo da FIRJAN chega em um momento em que se faz ainda mais necessária a união dos principais agentes desse setor, que é de extrema importância para o Brasil e seu desenvolvimento socioeconômico. Para pensar em uma indústria responsável e competitiva no futuro, é preciso vencer os desafios atuais, desenhando um caminho sustentável a ser seguido. Nesse sentido, publicações como essa são fundamentais para traçar um panorama da indústria e basear estratégias de negócio futuras, possibilitando o contínuo investimento das empresas no país."

Maxime Rabilloud,

PRESIDENTE DA TOTAL E&P DO BRASIL



"A informação, apresentada no documento do Sistema FIRJAN Anuário da Indústria do Petróleo no Rio de Janeiro 2018, é essencial para as tomadas de decisões em qualquer atividade, principalmente em um setor altamente regulado como o de Petróleo e Gás. Por ocasião de novas rodadas de licitação, promovidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), é comum a formação de alianças estratégicas e parcerias importantes. O compartilhamento de riscos, o intercâmbio tecnológico, o fortalecimento da governança corporativa, a capacitação, treinamento e pesquisa trazem benefícios para a indústria, os quais são replicados por toda a cadeia nacional de suprimentos, produtos e serviços. Recentes desenvolvimentos regulatórios demonstram o compromisso do governo brasileiro em melhorar a competitividade na indústria do petróleo, sobretudo motivando para que outras companhias, estrangeiras e nacionais, operem no território nacional. A BP pretende empregar sua vasta experiência com o objetivo de agregar valor a grandes projetos que exijam altos investimentos, como os do Pré-Sal. Assim, a BP está atenta a novas oportunidades e acredita na força da parceria estratégica que mantém com a Petrobras, formalizada através de um memorando de entendimentos (MOU) assinado em 12 de Abril de 2018, devendo criar oportunidades para a indústria nacional."

Adriano Bastos,
PRESIDENTE DA BP ENERGY DO BRASIL



"Gostaria de parabenizar a Firjan pelo lançamento da segunda edição do Anuário da Indústria de Petróleo no Rio de Janeiro, publicação que debate temas cruciais para o Estado e para o País. É notável a atuação da Federação das Indústrias em prol de um dos setores mais vitais da nossa economia. Em nome da Plural, fiquei honrado com o convite em participar do anuário. Aproveito para reforçar a disposição da Plural em contribuir sempre com a Firjan na busca dos meios mais adequados para o desenvolvimento do mercado brasileiro de downstream. Ambas as entidades são pautadas pela ética e pela transparência e, tenho certeza, estarão sempre a postos para trabalhar pelo crescimento do Rio de Janeiro e do Brasil."

Leonardo Gadotti,
PRESIDENTE EXECUTIVO DA PLURAL



"O Anuário da Indústria de Petróleo, da FIRJAN, reforça a importância e a relevância do nosso setor para o estado do Rio de Janeiro e também para o Brasil. Sendo a casa da indústria, o IBP valoriza ações que tragam a indústria para as discussões mais importantes a fim de atrair investimentos e gerar produção, bens e benefícios para o país. Vivemos um momento especial, em que a indústria passa por uma retomada de atividades e novos leilões previstos para esse e o próximo ano. Nesse sentido, é extremamente relevante reunirmos dados que possam direcionar as estratégias futuros da indústria, possibilitando que o poder competitivo do Brasil vá além do potencial exploratório, sendo um dos mais atrativos em todas as áreas do setor"

José Firmo,
PRESIDENTE DO IBP

APRESENTAÇÃO DO ANUÁRIO

Nossa contribuição está ancorada na crença de que o mercado de petróleo no Rio de Janeiro é o grande responsável pela geração de empregos de alta remuneração, o que permite ampliar a demanda em outros mercados não diretamente associados, além de contribuir fundamentalmente com a arrecadação de tributos e permitir a realização de investimentos em infraestrutura e ações sociais das mais variadas.

Esse mercado complexo e cheio de novos desafios nos faz sair da nossa zona de conforto e buscar soluções para seguirmos mitigando seus riscos, enquanto aproveitamos seus benefícios.

Assim, o **Anuário da Indústria de Petróleo no Rio de Janeiro**, agora em sua terceira edição, apresenta análises sobre as oportunidades, desafios e os dados mais relevantes do petróleo, histórico até o ano de 2017 e perspectivas para 2018. Resultante do esforço do **Sistema FIRJAN** em evidenciar a representatividade deste mercado fluminense na economia do Brasil, o documento oferece ao seu leitor o acesso a informações qualificadas que permitem às empresas pautarem suas decisões de investimentos e basearem a composição de seus planos de negócios.

Assim, o Anuário permite observar sobre as tendências desse mercado, sendo as mais relevantes as oportunidades de expansão da atuação de empresas, sejam elas focadas na exploração e produção de petróleo, ou no segmento de refino e distribuição de derivados.

Como realizado no ano anterior, a construção do **Anuário da Indústria de Petróleo no Rio de Janeiro Panorama 2018** foi realizada com base, principalmente, em dados amplamente divulgados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – **ANP**. Enquanto os dados internacionais foram obtidos através da *U.S Energy Information Administration* – **EIA**, e da oil company **BP** que atua internacionalmente e também disponibiliza dados de mercado.

Para as análises da situação e perspectivas deste mercado, o Anuário contou com a colaboração de renomadas organizações, agregando ainda mais valor e legitimidade ao seu conteúdo. Considerando a globalização deste negócio, inicialmente, o documento oferece uma leitura sobre o contexto mundial e nacional do mercado de petróleo, construído pelo Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – **IBP**, além um artigo sobre o novo modelo de contratação da **Petrobras** escrito pela própria empresa.

O restante do documento se encontra estruturado seguindo a lógica da cadeia de valor desta indústria. Para o primeiro capítulo, que trata das atividades relacionadas ao segmento de Exploração e Produção, o Anuário conta com a participação da **Total** e **BP**, assim como um artigo sobre descomissionamento escrito pela **JLT**.

No segundo capítulo, são apresentados os dados de Abastecimento, compreendendo as atividades de refino e distribuição de petróleo e seus derivados. A **Plural**, avaliou os principais desafios deste segmento no Brasil e Rio de Janeiro.

Para esta edição, o terceiro capítulo que apresenta as informações sobre os investimentos oriundos dos recursos da cláusula de pesquisa, desenvolvimento e inovação, O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – **BNDES** apresentou a sua visão de como esta ferramenta pode ser aprimorada para maximizar os resultados.

Por último, o quarto capítulo apresenta a detalhada análise do **Sistema FIRJAN** sobre o mercado de trabalho de petróleo com um foco sobre o Rio de Janeiro.

O **Anuário da Indústria de Petróleo no Rio de Janeiro Panorama 2018** apresenta um avaliação qualificada do mercado, evidenciando a participação do estado no cenário nacional, com análise apresentada nas Considerações Finais. O documento completo pode ser acessado na página do **Sistema FIRJAN**, no ambiente de Petróleo, Gás e Naval: www.firjan.com.br/petroleoegas

SUMÁRIO

CONTEXTO	8
A janela de oportunidades para a indústria de petróleo brasileira	9
O novo modelo de contratação da Petrobras	11
Gráficos e tabelas	13
CAPÍTULO 1 EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO	18
O Brasil e o Rio de Janeiro no contexto mundial do petróleo	19
Crescimento local a partir de uma visão estratégica global	21
Descomissionamento: uma discussão urgente	23
Gráficos e tabelas	25
CAPÍTULO 2 ABASTECIMENTO	36
Desafios do setor de distribuição de combustíveis	37
Gráficos e tabelas	39
CAPÍTULO 3 PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO	46
Inovação como agenda para o desenvolvimento	47
Gráficos e tabelas	49
CAPÍTULO 4 REFLEXOS SOCIOECONÔMICOS	52
Avaliação do mercado de trabalho no encadeamento produtivo de petróleo	53
Gráficos e tabelas	55
CONSIDERAÇÕES FINAIS	65
Novos cenários, grandes oportunidades	65
APÊNDICE	68
Glossário	68
Principais regulamentações	74
Gráficos	82
Tabelas	83
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	84



CONTEXTO

A janela de oportunidades para a indústria de petróleo brasileira

Elaborado pelo IBP

O setor de energia atravessa uma profunda transformação, rumo à uma economia de baixo carbono, com o aumento dos combustíveis renováveis na matriz energética global e o comprometimento dos países na COP 21 de reduzir emissões de CO₂.

Nesse contexto, a nação brasileira não pode perder essa janela de oportunidade de converter e maximizar as nossas reservas de óleo e gás em arrecadação, empregos e riqueza para o país. Diante deste cenário, temos de repensar o nosso setor e nos adaptar às transformações que são inexoráveis. Cabe ao Brasil acompanhar o ritmo acelerado de mudanças.

O nosso grande desafio este ano é mostrar para a sociedade a grande relevância da indústria de óleo e gás para o país e seu impacto significativo para a economia brasileira, em geração de emprego e renda; avanços tecnológicos; desenvolvimento de pessoas; e inclusão social. O óleo e o gás estão presentes na medicina, nos esportes, cosméticos, embalagens, em todos os utensílios domésticos, nos equipamentos eletrônicos e é sentido diariamente no cotidiano das pessoas.

Esse entendimento é primordial nesse momento de discussão do futuro do País. A sustentabilidade dessa indústria no longo prazo depende de uma atividade constante e consistente. Não podemos repetir a crise que se instalou após o pico da atividade em 2012, quando desperdiçamos recursos humanos, materiais e investimentos em inovação e tecnologia. As nossas reservas asseguram décadas de excelentes projetos de exploração e produção, que serão o motor de uma nova janela de atividades de óleo e gás no Brasil.

É fundamental avançarmos na competitividade da nossa indústria. A descoberta do *shale oil* americano revolucionou

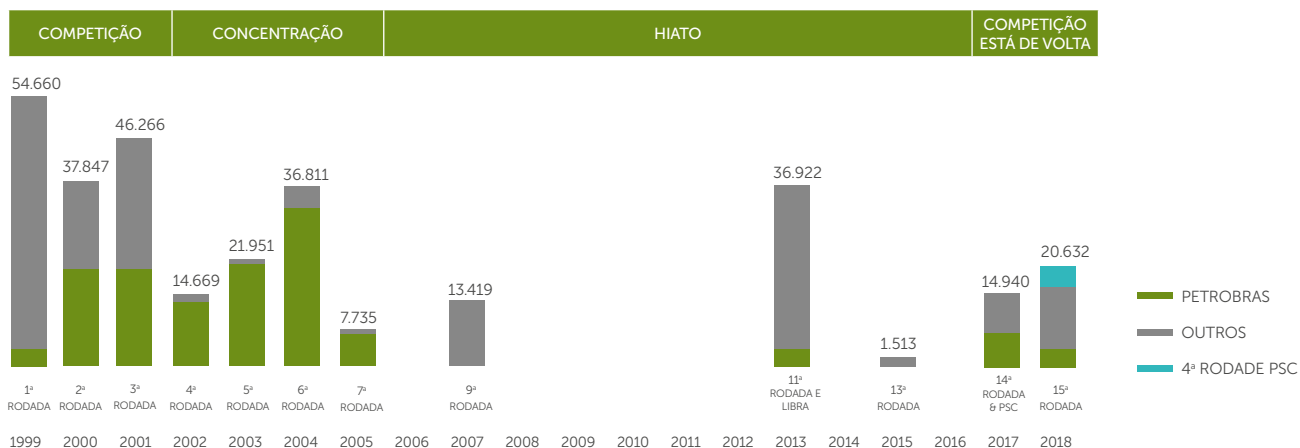
o mercado global, pois oferece uma alternativa de rápido aumento de produção. Desse modo, o *shale* entra como um regulador para baixo nas fases de alta dos preços. Esse advento trouxe a tese do *low for long* – preços mais baixos por um longo período. Diante disso, é primordial focar em eficiência e operar a baixo custo para manter o pré-sal competitivo, viável e rentável a preços em torno de US\$ 40 o barril.

Após um período de ausência de atividades, as novas rodadas estão construindo uma nova onda de atividade exploratória que virá quase em sintonia para todos os atores de E&P (petroleiras e fornecedores). Nesse contexto, o futuro do conteúdo local precisa ser debatido e temos de nos planejar para avançar em tecnologia e nos preparar para o aumento da demanda quando os campos arrematados nos últimos leilões entrarem em fase de desenvolvimento. Temos uma oportunidade de planejamento, um período entre cinco e sete anos, onde as melhores práticas e a busca pelo conteúdo vocacional dessa indústria – com mais inovação e tecnologia – devem assegurar que teremos capacidade de atender à demanda futura.

Demanda que, segundo o BNDES, somente o setor de óleo e gás corresponde a mais de 50% dos investimentos entre 2017 e 2020, com a previsão de investimentos de R\$ 182 bilhões nesse período.

Os gargalos já começaram a ser enfrentados. Nos últimos dois anos, houve um empenho significativo da ANP e do MME – entre outros agentes de governo – para, com grande esforço, diálogo e coordenação com a indústria, solucionar questões importantes, e que permitiram mais competição no setor.

FIGURA 1. ÁREA POR OPERADOR (MIL KM²)



Última atualização Abril/2018

Nota: 8ª Rodada cancelada, e sem oferta de áreas offshore na 10ª e 12ª Rodadas.

Fonte: IBP com dados da ANP.

Estamos em um novo momento, quando a atividade de exploração e produção deve ser retomada, e todos os agentes da indústria partem do mesmo ponto de partida. Ou seja, estamos todos juntos e no mesmo momento de demanda.

O Brasil tem barreiras geográficas que estimulam a produção nacional de bens e serviços. Associado a isso, o país

tem forte atividade e grandes oportunidades no segmento de óleo e gás. Ou seja, o conteúdo local é vocacional no Brasil, todos os atores envolvidos buscam desenvolver projetos com empresas locais. É preciso apenas encontrar a melhor forma de tornar isso viável. A janela está aberta.

O novo modelo de contratação da Petrobras

Elaborado pela Petrobras

Sancionada em junho de 2016, a Lei das Estatais representa um marco regulatório para as empresas públicas, sociedades de economia mista e suas subsidiárias, em todas as esferas.

Sancionada em 30 de junho de 2016, a Lei nº 13.303 dispõe sobre o estatuto jurídico das empresas públicas, das sociedades de economia mista e de suas subsidiárias, no âmbito da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios. Conhecida como Lei das Estatais, representa um marco regulatório para a atuação dessas empresas, inclusive para a Petrobras e suas subsidiárias brasileiras, com o estabelecimento de novos procedimentos e responsabilidades.

Um dos principais temas apresentados pela lei é a regulamentação das contratações, com alterações e inovações em relação às normas anteriormente adotadas pela companhia – Decreto nº 2.745/98 e Manual da Petrobras para Contratação (MPC). É importante destacar que a nova lei revogou o artigo 67 da Lei nº 9.478/97, fundamento para aplicação do Decreto nº 2.745/98 pela Petrobras.

Linha do Tempo

O artigo 40 da Lei das Estatais determinou que todas as empresas alcançadas pela nova legislação publicassem e mantivessem atualizado seu regulamento interno de licitações e contratos. E, no dia 15 de janeiro de 2018, a Petrobras publicou o seu Regulamento de Licitações e Contratos (RLCP) no Diário Oficial da União.

O RLCP previu a implantação da Lei nº 13.303/16 por unidades organizacionais. Assim, para testar toda a infraestrutura de sistemas criada para atender aos novos requisitos e o processo de capacitação de todos os envolvidos com as atividades de contratação de bens e serviços na companhia, foram realizados dois projetos-piloto.

O primeiro piloto foi iniciado em 5 de fevereiro, na Unidade de Operações de Exploração e Produção do Espírito Santo. O segundo piloto foi realizado na Unidade de Operações do Rio de Janeiro, a partir de 2 de abril. A virada de chave, com a implementação de todos os novos procedimentos nas demais unidades da companhia, aconteceu em 15/maio.

Mudanças no processo de contratação

A Lei das Estatais determina que as contratações devem ser realizadas em regra, por meio de licitação pública, ou seja, abertas a qualquer interessado que tenha condições de atender ao edital.

Desde a virada de chave, todas as licitações públicas da Petrobras são publicadas no portal de compras e contratações Petronect (www.petronect.com.br) e no Diário Oficial da União (DOU). E, Dentre as principais mudanças provocadas pela Lei das Estatais, destaca-se que não há mais as modalidades Convite, Tomada de Preços, Concorrência, Concurso e Leilão.

Agora, as licitações são processadas preferencialmente por meio eletrônico, com os seguintes procedimentos: modos de disputa aberto, fechado ou combinado, e o rito do pregão.

Há outras mudanças provocadas pela nova lei: a habilitação do licitante melhor classificado passa a ocorrer no final do processo, após a negociação – que é fase obrigatória; o orçamento referencial é o limite, ou seja, não é possível contratar acima do orçamento e a licitação será revogada caso não se obtenha êxito na negociação; a fase de recursos é única e após a habilitação.

Fornecedores: cadastro e pré-qualificação

A Lei das Estatais também prevê procedimentos auxiliares e prévios à licitação, como o cadastramento e a pré-qualificação permanente. A Petrobras já possui um cadastro de fornecedores de bens e serviços, um banco de dados que reúne as informações dos seus prestadores de serviços e fornecedores de bens, com a finalidade de permitir a avaliação prévia das empresas.

O cadastramento é realizado em um sistema informatizado disponível no site da Petronect, onde se encontram as regras gerais do Cadastro. Ele está permanentemente aberto aos interessados e é válido, para fins de habilitação, por até um ano e pode ser atualizado a qualquer momento.

Com a implantação da Lei nº 13.303/16, o cadastro se torna mais importante. Os requisitos de habilitação exigidos no

edital podem ser total ou parcialmente substituídos pelo Certificado de Registro Cadastral (CRC). O CRC será total quando atender a todos os parâmetros de habilitação definidos no artigo 58 da Lei nº 13.303/16, e parcial quando atender a pelo menos um deles, sem prejuízo de outras informações exigidas pela Petrobras.

A pré-qualificação permanente, outro procedimento auxiliar trazido pela Lei nº 13.303/16, pode ser utilizada quando o objeto da licitação necessitar de uma análise técnica mais detalhada. Visa tornar o processo de contratação mais ágil, uma vez que a avaliação dos requisitos de qualificação técnica ocorrerá de forma antecipada e não mais durante o processo licitatório. Em qualquer hipótese será assegurada a igualdade de condições entre os concorrentes.

As pré-qualificações são públicas e estão permanentemente abertas à inscrição de qualquer interessado. Elas são divulgadas no portal Petronect por meio de convocações, onde estão previstas as regras de participação e os requisitos para as empresas se qualificarem a fornecer bens ou prestar serviços para a companhia.

Condições e participação

Também para atender às alterações provocadas pela Lei nº 13.303/16, foram atualizadas e divulgadas para o mercado fornecedor as Condições de Fornecimento de Material (CFM 2018). Este documento regula o fornecimento de bens e serviços associados à Petrobras.

Para a Petrobras, a participação dos fornecedores nesse profundo processo de mudança é fundamental. Por isso, foram realizados vários encontros com a presença de empresas, associações e entidades de classe. Até agora já ocorreram 25 fóruns que contaram com inscrições de cerca de 2.650 empresas.

Também foi criado um espaço exclusivo no site da Petrobras, com todas as informações sobre as novas regras de contratação. Para conhecê-lo, basta acessar <http://contratacao.petrobras.com.br>.

Gráficos

GRÁFICO 1. EVOLUÇÃO DO PREÇO DO PETRÓLEO WTI E BRENT

Fonte: EIA, 2018.



GRÁFICO 2. HISTÓRICO DAS RESERVAS PROVADAS E PRODUÇÃO MUNDIAL DE PETRÓLEO

BP Statistical Review e ANP, 2018.

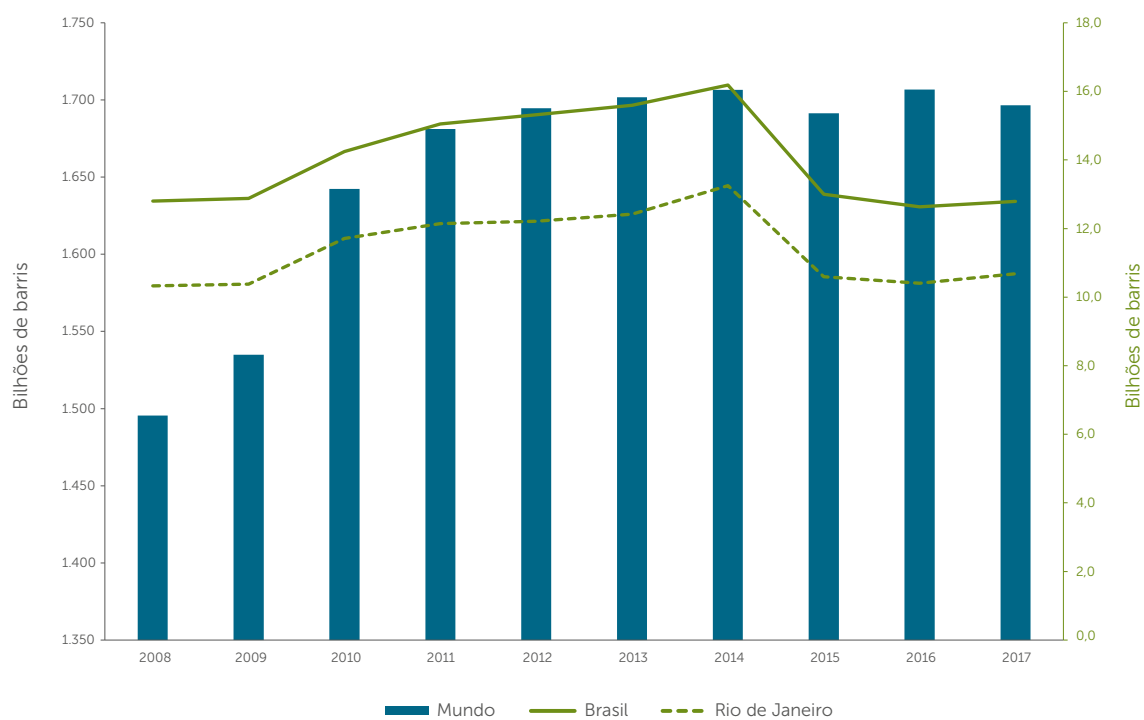


GRÁFICO 3. HISTÓRICO PRODUÇÃO DE ÓLEO MUNDIAL DE PETRÓLEO

Fonte: BP Statistical Review e ANP, 2018.

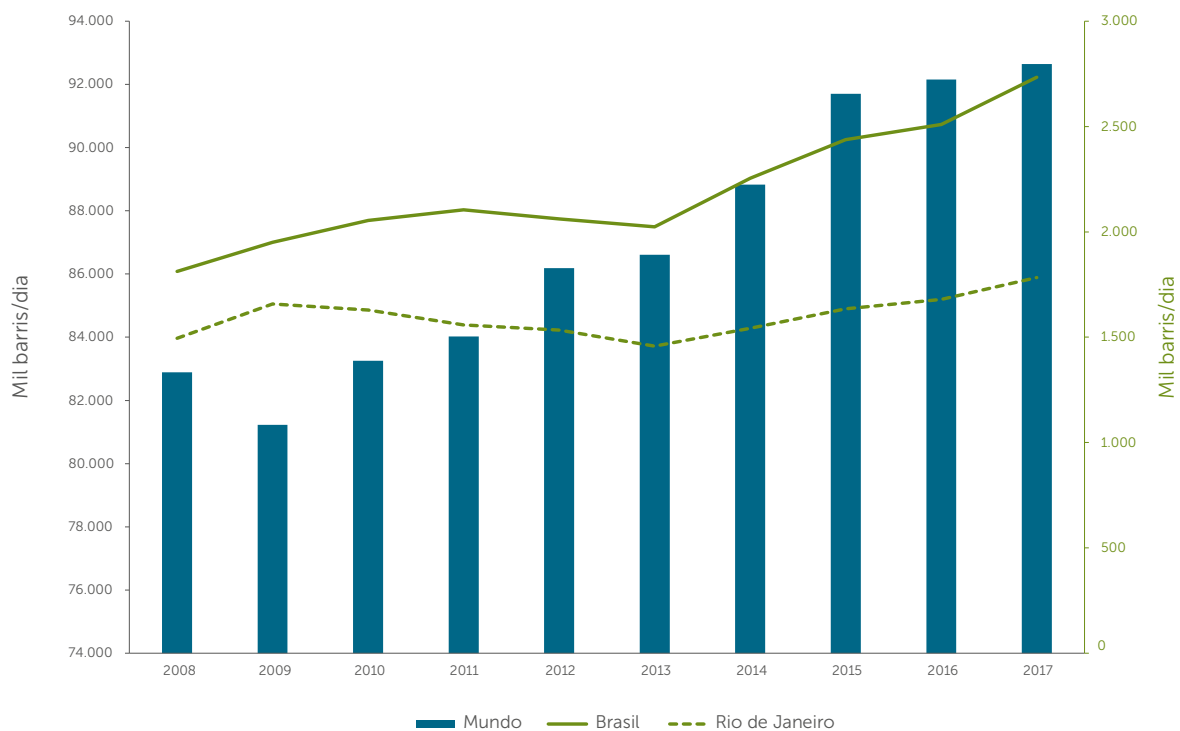


GRÁFICO 4. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE MUNDIAL DE REFINO

Fonte: BP Statistical Review, MME e ANP, 2018.

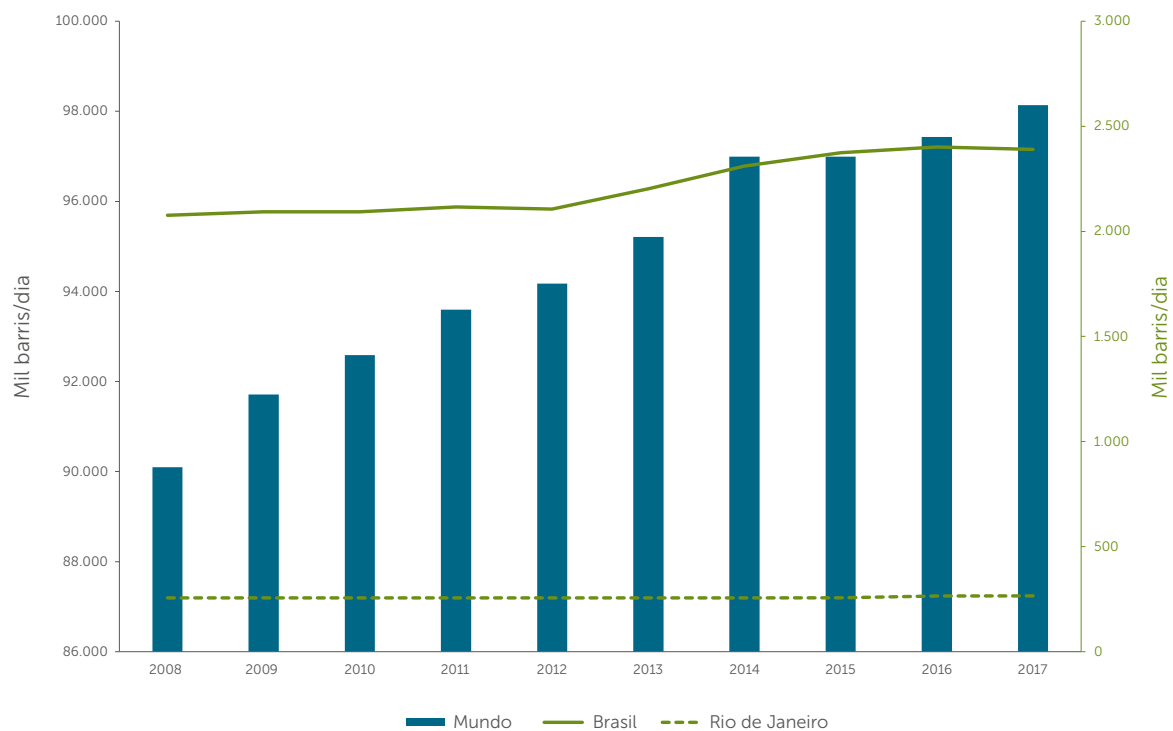


GRÁFICO 5. HISTÓRICO DO VOLUME REFINADO DE ÓLEO NO MUNDO

Fonte: BP Statistical Review e ANP, 2018.

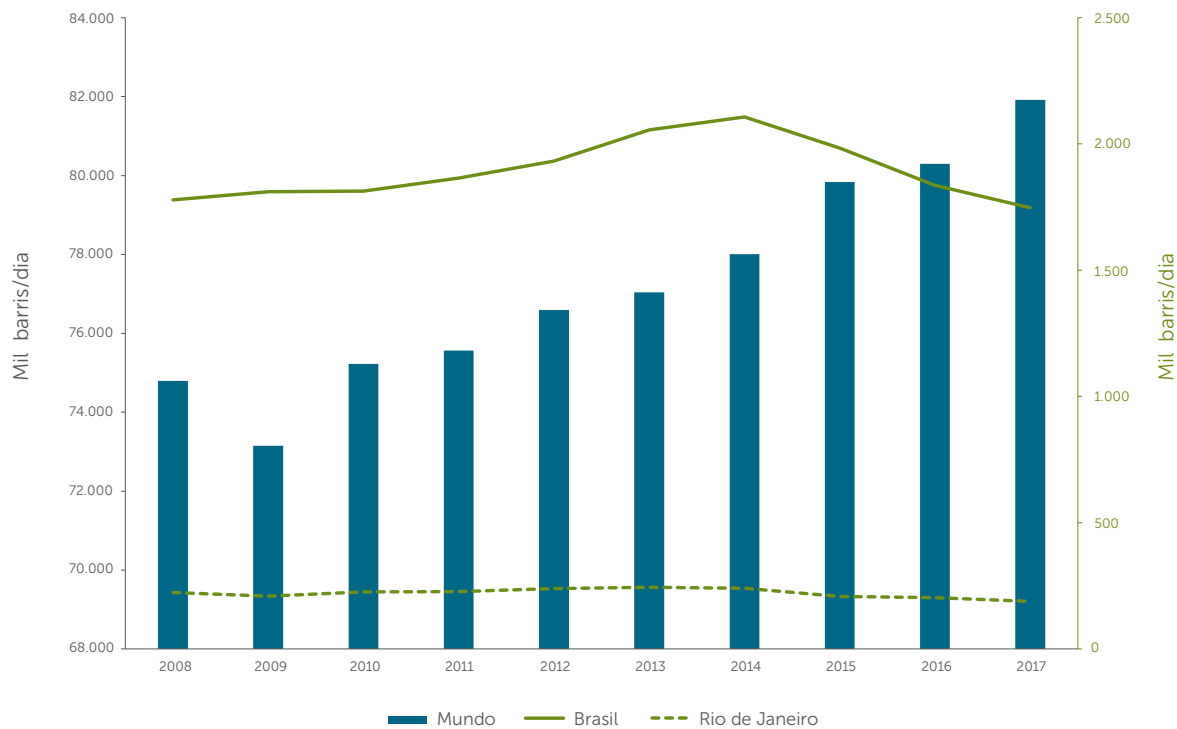


GRÁFICO 6. HISTÓRICO CONSUMO MUNDIAL ÓLEO

Fonte: BP Statistical Review e ANP, 2018.

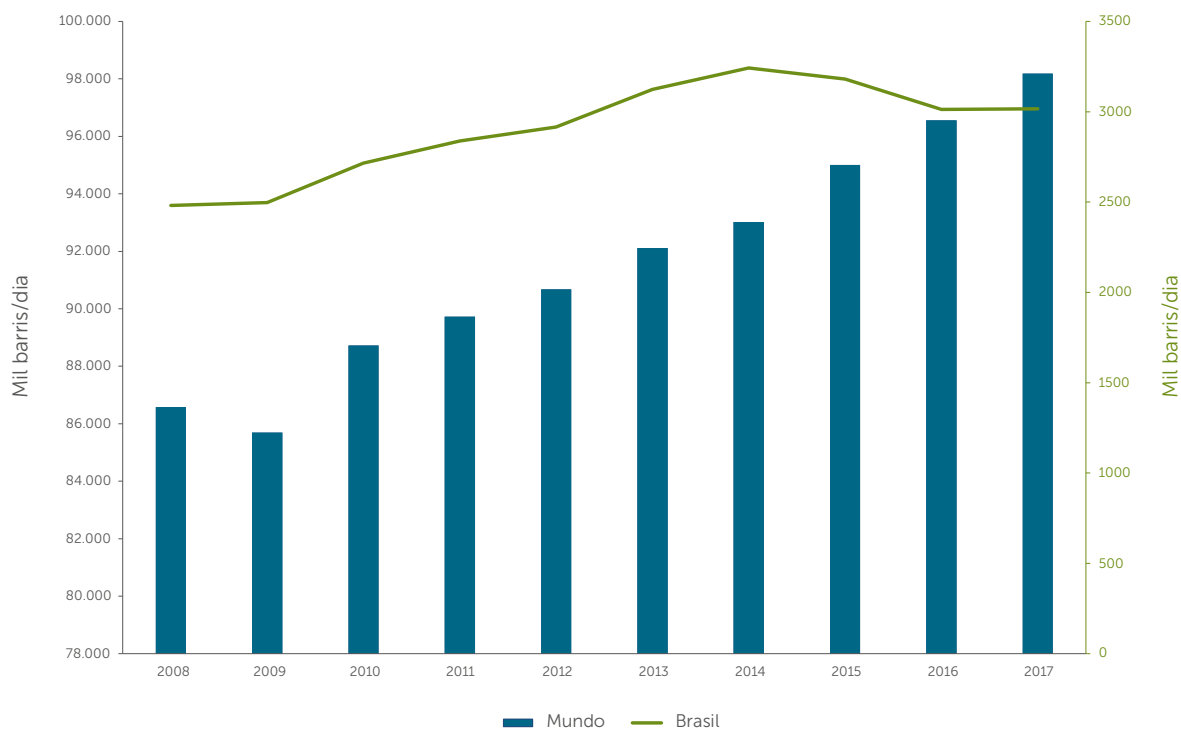


GRÁFICO 7. PARTICIPAÇÃO POR TIPO DE COMBUSTÍVEL NO CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA

Fonte: BP Statistical Review, 2018.

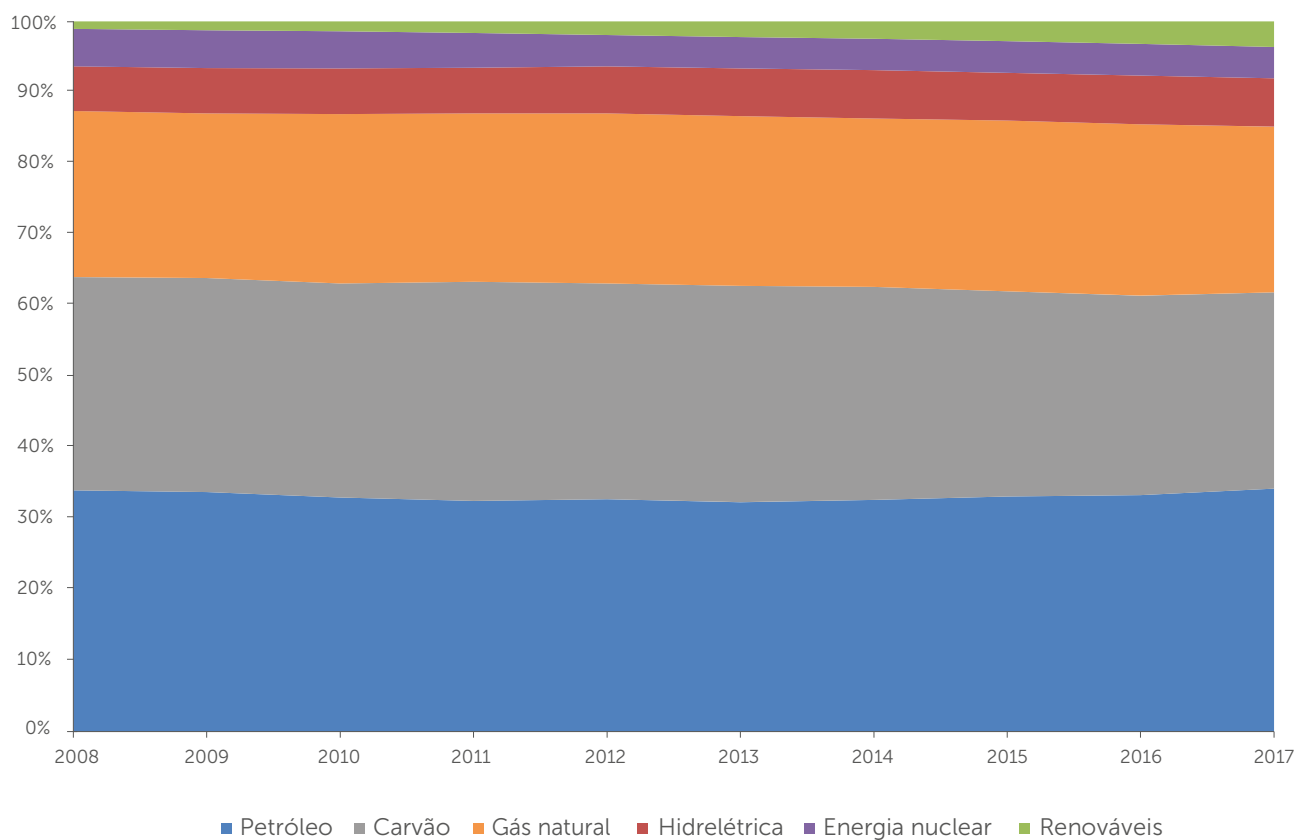
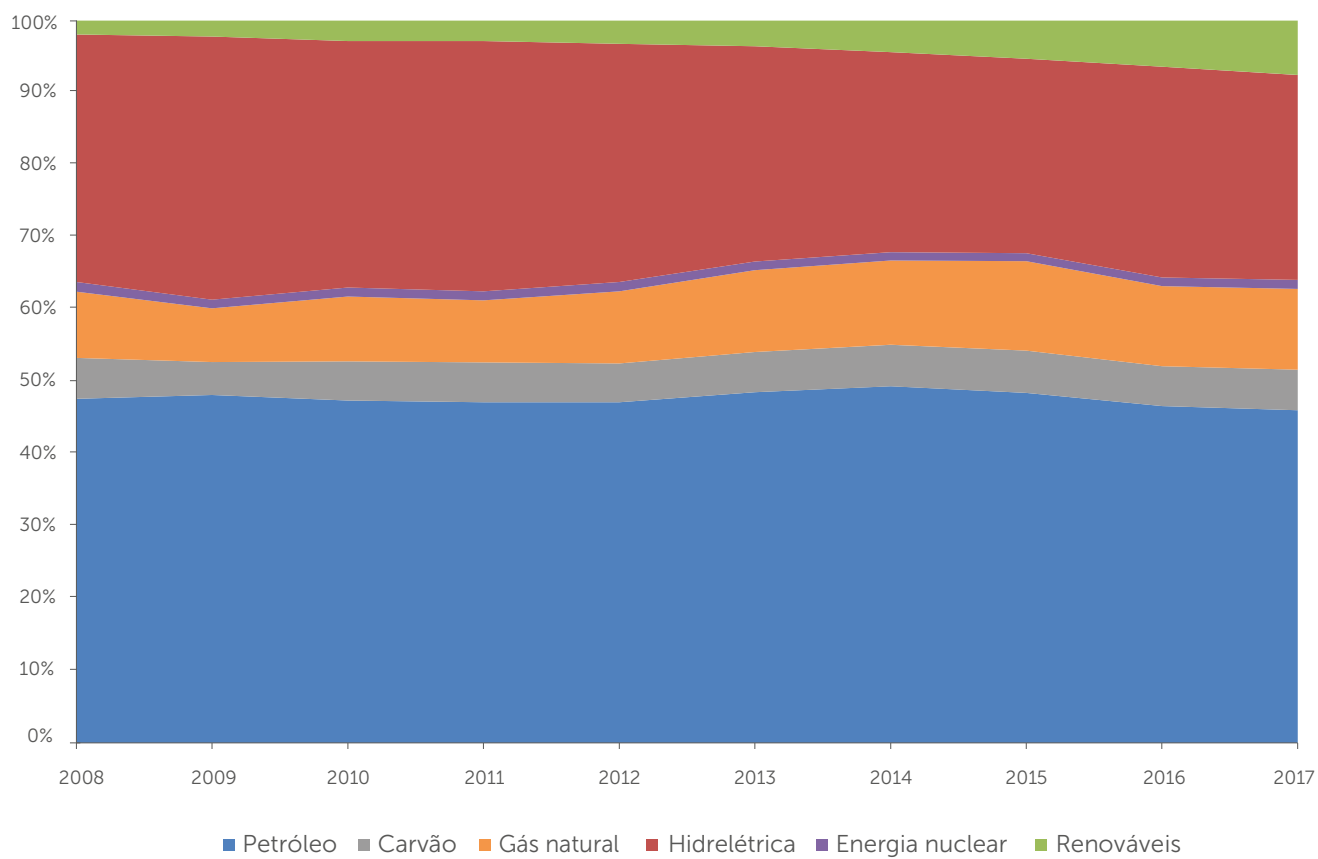


GRÁFICO 8. PARTICIPAÇÃO POR TIPO DE COMBUSTÍVEL NO CONSUMO DE ENERGIA NO BRASIL

Fonte: BP Statistical Review, 2018.





CAPÍTULO 1

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

O Brasil e o Rio de Janeiro no contexto mundial do petróleo

Elaborado pela BP

O Brasil tem no Pré-Sal um potencial considerável de reservas com características geológicas únicas, o qual tornou-se competitivo como resultado das mudanças regulatórias que estão ocorrendo. Observa-se com contentamento as recentes transformações do setor petrolífero brasileiro e o diálogo aberto estabelecido com a indústria, o que se reflete nos excelentes resultados das últimas rodadas de licitação.

A retomada dos leilões da ANP permitiu o acesso de companhias internacionais à exploração de blocos do Pré-Sal, sob o modelo de contratos de partilha de produção, em sua maioria blocos localizados na área marítima do Estado do Rio de Janeiro, a qual se destaca como uma região promissora na visão de grandes petrolíferas mundiais. Sobre as condições de investimentos, a BP ficou encorajada pelas recentes revisões regulatórias, além da permissão para que outras empresas, além da Petrobras, possam operar blocos no Pré-Sal, sobretudo no que tange a extensão do REPETRO e a flexibilização das regras para o Conteúdo Local, dentre outras mudanças.

A BP está focada em resultados que tragam benefícios para o governo brasileiro, para a sociedade e para a própria BP, e encoraja o governo brasileiro a garantir que os termos e condições no país sejam competitivos com outras regiões, de modo a atrair o interesse de outras empresas e de operadores com experiência global em águas ultraprofundas.

Na 3ª Rodada de Partilha de Produção da ANP, em outubro de 2017, a BP arrematou, em parceria com a Petrobras, 50% de participação no bloco Alto de Cabo Frio Central, e 40% no bloco de Peroba, também em parceria com a Petrobras e com a CNODC, ambos blocos localizados primordialmente na região Estado do Rio de Janeiro, áreas para as quais a empresa nutre elevadas expectativas. Na 15ª Rodada de Licitações, em março de 2018, em consórcio com a Statoil (Equinor desde 16 de Maio de 2018), a BP arrematou os blocos C-M-755 e C-M-793, em águas ultraprofundas da Bacia de Campos, com pagamento de bônus de mais de R\$ 43 milhões para cada bloco.

Os excelentes resultados das últimas rodadas de licitações da ANP mostram que o Brasil voltou a atrair investimentos estrangeiros, represados nos últimos anos em função da

queda do preço do barril do petróleo e de conjunturas políticas e econômicas nacionais e internacionais.

A BP vê também na produção de gás uma oportunidade para o país, que apresentou crescimento orgânico e inorgânico de seu mercado de gás natural. Também neste segmento, a BP possui uma parceria estratégica firmada com a Petrobras, podendo incluir eventuais trocas de ativos.

Este é um momento de entusiasmo para o segmento de Exploração e Produção (E&P) no Brasil, que avançou muito nos últimos dois anos, e ter uma parceria de longo prazo com a Petrobras, conhecida pela sua capacidade de operar em águas profundas e ultraprofundas, é um diferencial positivo. A BP conhece bem a Petrobras, já estando as empresas trabalhando juntas em 16 blocos exploratórios, o que significa que podem usar experiência e tecnologia compartilhadas para avaliar oportunidades mútuas; vendo assim um grande potencial – particularmente em ambientes operacionais de águas profundas e ultraprofundas – para adotar novas tecnologias e apoiar metas em comum.

Contudo, ressalta-se, a indústria prefere a simplificação. Empresas e governo precisam aprimorar os modelos regulatórios, promovendo a adoção de novas tecnologias tornando o Pré-Sal e outras oportunidades exploratórias ainda mais competitivos no contexto internacional.

Dado o ambiente volátil de preços do petróleo e a capacidade limitada de investimento de capital no setor, algumas das áreas-chave para o progresso nesta área necessitam de maior flexibilidade para atender aos requisitos de Conteúdo Local em diferentes categorias, até mesmo porque a coexistência de diferentes regimes fiscais (partilha da produção, concessão e cessão onerosa) para a mesma acumulação tende a reduzir a competitividade e a aumentar a complexidade das oportunidades.

A flexibilidade aprimorada do conteúdo local está destravando vários projetos, os quais trarão maior atividade econômica no setor de petróleo e gás, gerando mais empregos, renda e receita para o Estado do Rio de Janeiro e para o País. A BP apoia as medidas que estão sendo avaliadas e que podem evoluir para implementações regulatórias, tais como:

a) um mecanismo para conteúdo local que priorize incentivos e não penalidades;

b) criação de uma regra de conteúdo local que permita que os operadores que excedam os compromissos utilizem fornecedores locais para transferir créditos de conteúdo local para outras fases do projeto e até para outras empresas (no caso de empresas integradas);

c) créditos de conteúdo local para operadores que contratam serviços de fornecedores brasileiros fora do Brasil.

A geologia do Pré-Sal brasileiro é especial, mas é necessário combinar a atratividade do seu potencial geológico com a competitividade no contexto não-geológico. Ainda mais importante, não se deve esquecer que os projetos do Pré-Sal visam aos próximos 40 anos. Portanto, para mantê-lo como centro das atenções, é preciso capitalizar isso neste momento, construindo, com zelo e responsabilidade, as fundações para o benefício das gerações futuras.

Crescimento local a partir de uma visão estratégica global

Elaborado pela Total

O petróleo e o gás natural são fundamentais para o desenvolvimento e continuarão a desempenhar um papel importante nas próximas décadas. De acordo com a Agência Internacional de Energia, essas fontes ainda representarão mais de 40% da matriz energética primária em 2035. Portanto, é irreal pensar em uma transição abrupta. Ao invés disso, é preciso olhar o mercado a partir de uma nova perspectiva.

A indústria de petróleo brasileira passa por um momento de retomada, gerando otimismo no que se refere ao incremento dos investimentos e da atividade exploratória e às perspectivas de aumento da produção de óleo e gás no país. Ainda que a janela do petróleo tenha encurtado a partir das discussões globais em torno de uma matriz energética de baixo carbono, e o setor precise desenvolver um senso de urgência, a mensagem que fica para o Brasil é positiva. Hoje, o segmento de óleo e gás nacional tem a maior janela de oportunidade em anos, tendo em vista as recentes mudanças que permitiram uma nova visão estratégica dessa indústria.

Nesse momento, em que a nova estrutura do setor está se moldando, a união dos agentes envolvidos se faz ainda mais necessária, para que se possa desenhar uma indústria do futuro atrativa e pujante. De acordo com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), a perspectiva de investimento para a indústria brasileira entre os anos de 2017 e 2020 é de cerca de R\$ 480 bilhões. O mercado de petróleo e gás representaria mais de 50% desse total, reforçando os sinais positivos observados nos últimos meses – como o sucesso das rodadas realizadas pela ANP, a extensão do Repetro e os avanços nas regras de conteúdo local.

Para destravar esse potencial de investimento, a indústria de petróleo brasileira precisa consolidar e manter o interesse internacional, garantindo as perspectivas de crescimento e geração de empregos no setor, necessários à retomada econômica, sobretudo do Rio de Janeiro, como capital do setor no Brasil. Nesse sentido, a indústria precisa equacionar desafios importantes, a fim de impulsionar ainda mais o segmento.

Uma maior objetividade e processos mais céleres significam mais segurança e previsibilidade para que as empresas possam trabalhar e gerir seus investimentos no Brasil – sobretudo em um setor no qual o planejamento é sempre de longo prazo. Medidas como o estabelecimento de um calendário fixo de rodadas, que possibilitam às empresas serem mais estratégicas e assertivas em suas decisões de negócio, são avanços importantes. Entretanto, ainda existem desafios

para a consolidação do mercado, como o processo de licenciamento ambiental, a complexidade fiscal, o incentivo ao investimento em campos maduros e a adesão do Estado do Rio ao Repetro. Além disso, é importante que o governo e as empresas desenvolvam o potencial petrolífero *onshore* do Brasil, seja convencional ou reservatórios de baixa permeabilidade, que pode abrir novas frentes de crescimento para o setor.

O ambiente de negócios brasileiro favorece o intercâmbio de experiências, as discussões de alto valor agregado e a cooperação em pesquisa e tecnologia entre companhias parceiras – fatores que contribuem para gerar oportunidades de negócios duradouras. A cadeia de fornecedores brasileira também pode se beneficiar com essa troca e com a expertise das companhias internacionais, a fim de impulsionar o conteúdo local através de iniciativas de inovação e P&D. Tais iniciativas devem ser trabalhadas de forma conjunta entre as empresas para gerar resultados concretos e eficazes. É fundamental também que o governo promova uma agenda positiva para desenvolver a cadeia de fornecedores nacional, incentivando o empresariado brasileiro a crescer e exportar. O país tem potencial para a exportação de bens e serviços para países de todo o mundo, que poderá ampliar os horizontes da sua indústria local e garantir uma maior resiliência em períodos de crise.

O Brasil é uma região importante para a estratégia global de crescimento do Grupo Total. Para nós, o potencial das reservas brasileiras, o grande volume de recursos naturais e as perspectivas do mercado consumidor local, além da reconhecida expertise dos profissionais nacionais, são atrativos para o desenvolvimento dos nossos negócios.

Nos últimos anos, expandimos nosso portfólio no país, com foco em oportunidades onde podemos atuar em uma das nossas principais *expertises*: ativos em águas profundas. Na primeira rodada do regime de partilha da ANP, nos tornamos parceiros do consórcio de Libra, no pré-sal da Bacia de Santos, uma das áreas mais promissoras do mundo. Este ano, assumimos a operação do campo de Lapa, também na Bacia de Santos, nos tornando a primeira empresa internacional a operar um campo em produção no pré-sal brasileiro, demonstrando o nosso compromisso de longo prazo com o Brasil. No âmbito dessa expansão, prevemos realizar investimentos da ordem de R\$ 3 bilhões por ano no país nos próximos anos.

Por fim, é importante destacar que a transição energética deve ser percebida como uma oportunidade de crescimento

pelas empresas do mercado. A Total vem adequando a sua estratégia global de negócio para atender ao cenário de 2°C da Agência Internacional de Energia, com o compromisso de ter 20% do seu portfólio composto de energias de baixo carbono até 2040. Nesse cenário de transição, o gás natural tem papel fundamental, substituindo cada vez mais o carvão na matriz energética. A Total é um dos maiores *players* de gás natural liquefeito (GNL) e vem investindo no gás natural para

geração de energia elétrica. O Brasil tem grande potencial nesse setor, sendo fundamental a implementação de regulamentações adequadas que permitam o desenvolvimento do mercado doméstico de gás e o acesso livre a esse mercado pelos produtores. Isso permitirá o desenvolvimento de novos recursos e da indústria local, promovendo o acesso a uma energia mais barata e limpa para os consumidores.

Descomissionamento: uma discussão urgente

Elaborado pela JLT

O descomissionamento é o final do ciclo de vida de um poço produtor de petróleo, quando este é devolvido nas condições originais, livre de danos ambientais. Nos últimos anos, porém, tornaram-se frequentes no mundo discussões sobre esse processo em áreas *offshore* e os impactos ambientais associados ao abandono de plataformas em solo marinho. O Brasil não fugiu à regra, mas é urgente que se apressem as definições regulatórias que envolvem e permeiam o tema. Há muitos entraves relacionados as questões ambientais a serem superados antes que o país esteja pronto, com regras claras, para iniciar as atividades de descomissionamento. O debate envolve a indústria e órgãos reguladores, mas também o mercado segurador, que pode contribuir para a solução de diversos problemas.

O reduzido número de projetos *offshore* descontinuados até a metade desta década e o baixo custo da desmobilização de infraestruturas *onshore* podem explicar o pouco interesse que a indústria vinha dedicando ao planejamento da atividade de descomissionamento. O quadro mudou, no entanto, a partir do caso da *Brent Spar*, no Mar do Norte. Apesar da legislação permitir o afundamento da unidade, protestos liderados por ambientalistas provocaram uma revisão nos planos e a unidade *offshore* foi levada à terra e desmontada, o que induziu os países produtores de petróleo a enxergar a necessidade de se criar normas específicas para regulamentar o processo. Acrescente-se a isso o impacto econômico do aumento no número de projetos chegando ao final de seu ciclo no Golfo do México e no Mar do Norte.

No final dos anos 90, estimava-se que aproximadamente 50 unidades instaladas no Mar do Norte fossem descomissionadas. No entanto, as novas tecnologias prolongaram a vida produtiva dos campos de petróleo. Atualmente, avalia-se que nos próximos 30 anos, somente no Mar do Norte, mais de 470 plataformas, 10.000 km de dutos e 5.000 poços devem ser descomissionados a um custo estimado de GBP 40 Bn.

Diversos países, como Reino Unido, Estados Unidos, Canadá e Noruega, já possuem normas e regimentos avançados que regulamentam a operação de desmobilização. As responsabilidades financeiras e a responsabilidade continuada dos operadores já estão previstas em todos esses países. A obrigação de remover completamente o equipamento faz parte da legislação norte americana e da Convenção para proteção do ambiente marinho no Atlântico Norte, no caso do Reino Unido e da Noruega.

No Brasil, onde o processo de desmobilização de plataformas *offshore* é recente, espera-se a solicitação de aproximadamente 30 descomissionamentos nos próximos anos. Um conglomerado de normas estabelece as diretrizes para essa fase, porém ainda com diversas incertezas, principalmente envolvendo questões ambientais. Estas normas já estabelecem que o escopo da atividade deve ser submetido à aprovação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) 180 dias antes do final do período de produção.

A partir da 14ª Rodada de Licitações, em setembro de 2017, a Agência passou a exigir das operadoras, na assinatura do contrato de concessão, garantias financeiras para fazer o descomissionamento do projeto no final da vida útil. No entanto, fica difícil avaliar corretamente os riscos e custos que se vai ter daqui a 20 ou 30 anos em uma indústria que evolui tecnologicamente de forma acelerada a cada dia. No caso brasileiro, onde os projetos são majoritariamente em águas profundas, o desafio é maior ainda.

Apesar de a atividade de exploração e produção (E&P) ser matéria amplamente dominada pelo mercado segurador, o processo de descomissionamento ainda provoca dúvidas quanto aos riscos envolvidos. Citemos apenas alguns: a dificuldade para se remover grandes estruturas de concreto, linhas submarinas e equipamentos aquáticos, e a possível necessidade de utilização de novas tecnologias; alterações climáticas durante o processo de desmontagem e içamento; e a navegação e ancoragem de navios próximos às grandes estruturas.

Alguns riscos já estão devidamente mapeados, como quedas e danos físicos de equipamentos reutilizáveis no processo de desmontagem e remoção, danos causados a terceiro e poluição decorrente do processo de fechamento do poço. Em termos gerais, as seguradoras oferecem cobertura de seguro para os danos físicos a equipamentos durante o processo de descomissionamento, exceto para o bem que está sendo desmontado. É também objeto do seguro a responsabilidade civil por danos causados a terceiros durante esta atividade.

No entanto, assim como na indústria de óleo e gás, o assunto risco ambiental também é pauta nos principais debates do setor. Qual limite segurado a empresa operadora deve contratar? Qual o custo do seguro para garantir um risco difícil de mensurar? Quais os riscos envolvidos? Possivelmente, estas dúvidas encontrarão respostas na medida que também

forem evoluindo as discussões entre os principais órgãos reguladores.

Países onde a regulamentação do processo está mais avançada oferecem maior capacidade de retenção de risco por parte das seguradoras. Consequentemente, possuem maior concorrência e menores preços. O inverso também é verdadeiro. A pergunta que se coloca é como avançar as discussões locais nesse aspecto. Da mesma forma como a obrigatoriedade do descomissionamento deverá gerar demanda por novas tecnologias que facilitem a remoção de equipamentos do solo marinho, é preciso ver como as

seguradoras avaliam a possibilidade de garantir operações com protótipos. Na mesma linha, será necessário avaliar a cobertura de seguro para equipamentos reutilizados. São questões ainda sem resposta.

O Brasil possui capacidade técnica e conta com experiências de países já evoluídos na regulamentação do processo de descomissionamento. Precisamos dar prosseguimento às discussões aqui no país, para que estejamos prontos, com regulamentos claros, quando as primeiras desmontagens começarem a acontecer. Os órgãos reguladores precisam estar mobilizados neste objetivo.

Gráficos e tabelas

GRÁFICO 9. RESERVAS PROVADAS NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2018.

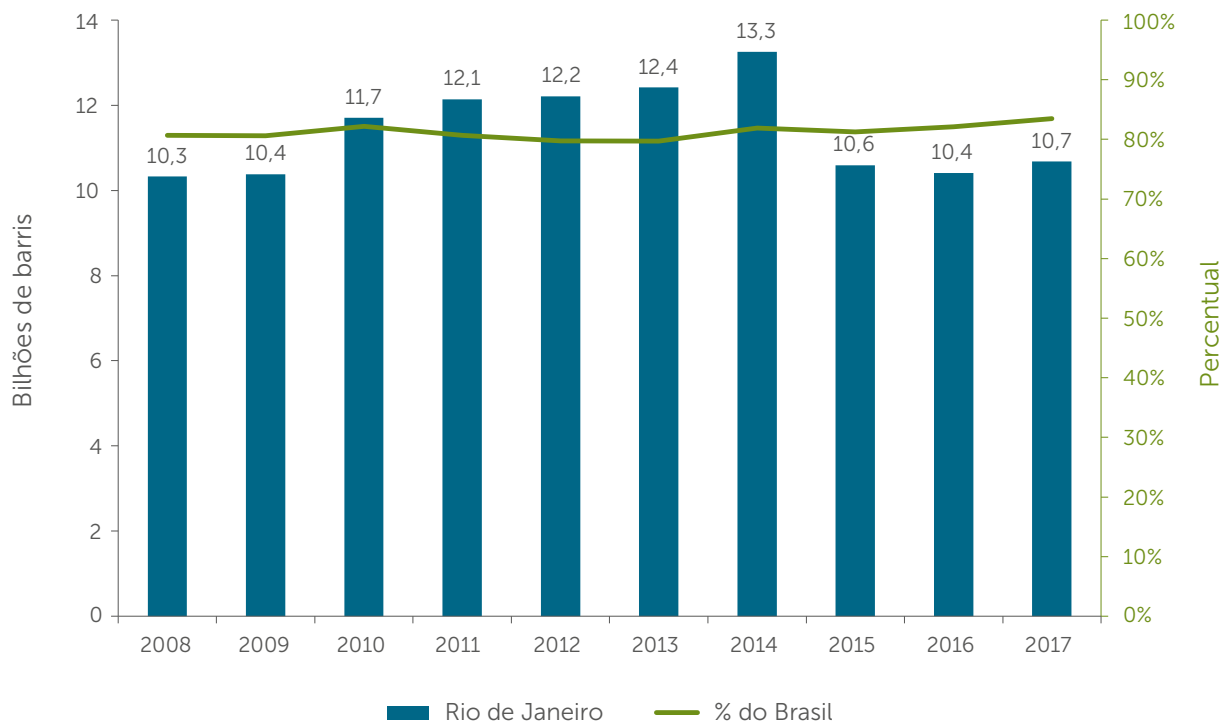


GRÁFICO 10. RESERVAS PROVÁVEIS E POSSÍVEIS NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2018.

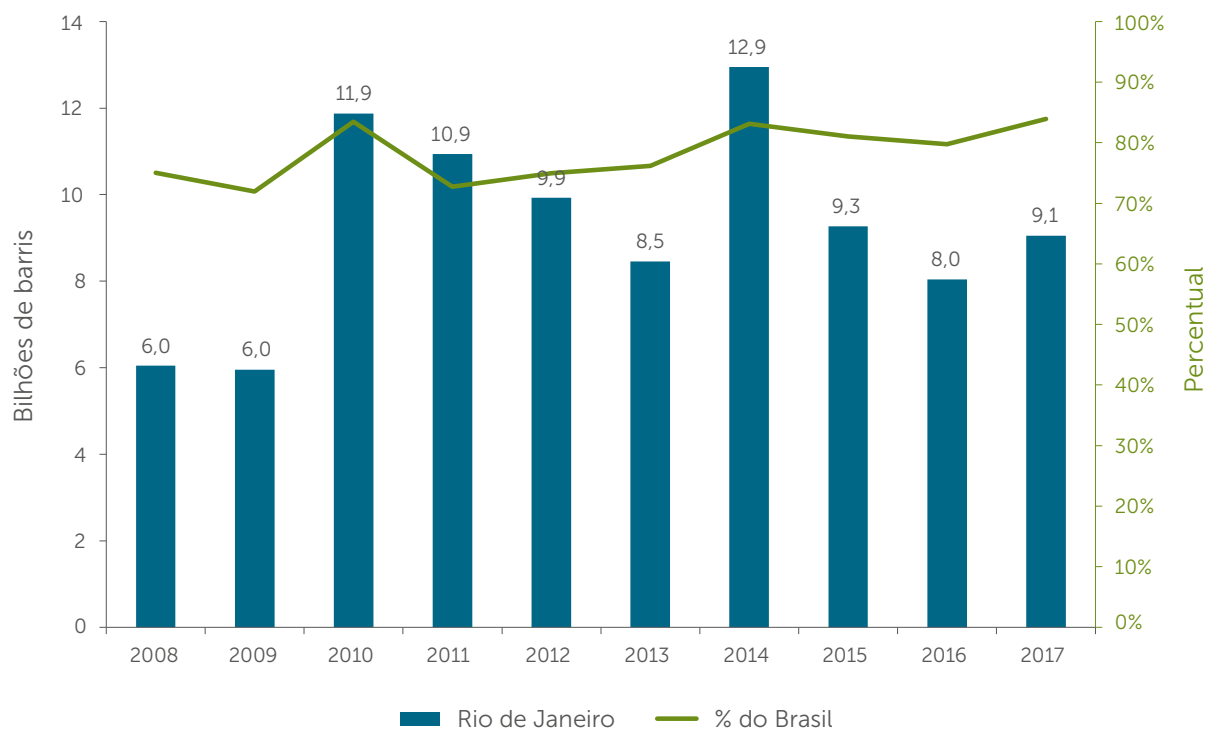


TABELA 1. CAMPOS EM PRODUÇÃO SOB CONCESSÃO (EM DEZ/2018)

Fonte: ANP, 2018.

BACIA	CAMPO/ BLOCO	PRODUÇÃO DE ÓLEO EM 2017 (BARRIS/DIA)	OPERADORA	% OP	SÓCIO 1	% SÓCIO 1	SÓCIO 2	% SÓCIO 2
Campos	ALBACORA	2.917.862	Petrobras	100%				
Campos	ALBACORA LESTE	2.864.326	Petrobras	90%	Repsol Sinopec	10%		
Campos	ANEQUIM	32.724	Petrobras	100%				
Campos	BADEJO	0	Petrobras	100%				
Campos	BAGRE	6.482	Petrobras	100%				
Campos	BARRACUDA	2.932.601	Petrobras	100%				
Campos	BICUDO	0	Petrobras	100%				
Campos	BIJUPIRÁ	544.274	Shell Brasil	80%	Petrobras	20%		
Campos	BONITO	232.710	Petrobras	100%				
Campos	CARAPEBA	399.037	Petrobras	100%				
Campos	CARATINGA	1.706.861	Petrobras	100%				
Campos	CHERNE	485.717	Petrobras	100%				
Campos	CONGRO	79.142	Petrobras	100%				
Campos	CORVINA	58.651	Petrobras	100%				
Campos	ENCHOVA	151.746	Petrobras	100%				
Campos	ENCHOVA OESTE	143.326	Petrobras	100%				
Campos	ESPADARTE	148.728	Petrobras	100%				
Campos	FRADE	1.118.988	Chevron Frade	52%	Petrobras	30%	Frade	18%
Campos	GAROUPA	166.788	Petrobras	100%				
Campos	GAROUPINHA	14.130	Petrobras	100%				
Campos	LINGUADO	1.049	Petrobras	100%				
Campos	MALHADO	52.693	Petrobras	100%				
Campos	MARIMBÁ	773.352	Petrobras	100%				
Campos	MARLIM	8.205.467	Petrobras	100%				

CONTINUAÇÃO TABELA 1. CAMPOS EM PRODUÇÃO SOB CONCESSÃO (EM DEZ/2018)

Fonte: ANP, 2018.

BACIA	CAMPO/ BLOCO	PRODUÇÃO DE ÓLEO EM 2017 (BARRIS/DIA)	OPERADORA	% OP	SÓCIO 1	% SÓCIO 1	SÓCIO 2	% SÓCIO 2
Campos	MARLIM LESTE	3.885.074	Petrobras	100%				
Campos	MARLIM SUL	9.563.091	Petrobras	100%				
Campos	NAMORADO	388.896	Petrobras	100%				
Campos	PAMPO	660.112	Petrobras	100%				
Campos	PAPA-TERRA	559.626	Petrobras	63%	Chevron Brasil	38%		
Campos	PARATI	12.884	Petrobras	100%				
Campos	PARGO	129.228	Petrobras	100%				
Campos	PEREGRINO	3.879.355	Statoil Brasil O&G	60%	Sinochem Petróleo	40%		
Campos	PIRAÚNA	20.472	Petrobras	100%				
Campos	POLVO	453.503	PetroRio	100%				
Campos	RONCADOR	14.189.895	Petrobras	100%				
Campos	SALEMA	216.718	Shell Brasil	80%	Petrobras	20%		
Campos	TARTARUGA VERDE	592.662	Petrobras	100%				
Campos	TRILHA	0	Petrobras	100%				
Campos	TUBARÃO AZUL*	0	Dommo Energia	100%				
Campos	TUBARÃO MARTELO	388.294	Dommo Energia	100%				
Campos	VERMELHO	208.845	Petrobras	100%				
Campos	VIOLA	79.168	Petrobras	100%				
Campos	VOADOR	137.769	Petrobras	100%				
Santos	ATAPU**	0	Petrobras	100%				
Santos	BÚZIOS**	114.069	Petrobras	100%				
Santos	LULA	42.966.519	Petrobras	65%	Shell Brasil	25%	Petrogal Brasil	10%
Santos	TAMBAÚ	730	Petrobras	100%				
Santos	URUGUÁ	637.702	Petrobras	100%				

* Em processo de devolução.

** Cessão Onerosa.

TABELA 2. CAMPOS EM DESENVOLVIMENTO SOB CONCESSÃO (EM DEZ/2018)

Fonte: ANP, 2018.

BACIA	CAMPO/ BLOCO	OPERADORA	% OP	SÓCIO 1	% SÓCIO 1	SÓCIO 2	% SÓCIO 2	SÓCIO 3	% SÓCIO 3
Campos	MAROMBA	Petrobras	70%	Chevron Brasil	30%				
Campos	PITANGOLA	Statoil Brasil O&G	60%	Sinochem Petróleo	40%				
Campos	XERELETE	Total E&P do Brasil	41%	Petrobras	41%	BP Energy	18%		
Campos	XERELETE SUL	Total E&P do Brasil	50%	Petrobras	50%				
Santos	ATLANTA	Dommo Energia	40%	Queiroz Galvão	30%	Barra Energia	30%		
Santos	BERBIGÃO	Petrobras	65%	Shell Brasil	25%	Petrogal Brasil	10%		
Santos	ITAPU*	Petrobras	100%						
Santos	MERO**	Petrobras	40%	Shell Brasil	20%	Tota E&P do Brasil	20%	CNODC Brasil	10%
Santos	NORTE DE BERBIGÃO*	Petrobras	100%						
Santos	NORTE DE SURURU*	Petrobras	100%						
Santos	OESTE DE ATAPU	Petrobras	65%	Shell Brasil	25%	Petrogal Brasil	10%		
Santos	OLIVA	Dommo Energia	40%	Queiroz Galvão	30%	Barra Energia	30%		
Santos	SÉPIA*	Petrobras	100%						
Santos	SÉPIA LESTE	Petrobras	80%	Petrogal Brasil	20%				
Santos	SUL DE BERBIGÃO*	Petrobras	100%						
Santos	SUL DE LULA*	Petrobras	100%						
Santos	SUL DE SURURU*	Petrobras	100%						
Santos	SURURU	Petrobras	65%	Shell Brasil	25%	Petrogal Brasil	10%		
Santos	TAMBUATÁ	Petrobras	100%						

* Cessão onerosa.

** Partilha.

TABELA 3. BLOCOS EXPLORATÓRIOS SOB CONCESSÃO E EM PARTILHA

Fonte: ANP, 2018.

BACIA	CAMPO/ BLOCO	RODADA	OPERADORA	% OP	SÓCIO 1	% SÓCIO 1	SÓCIO 2	% SÓCIO 2	SÓCIO 3	% SÓCIO 3
Campos	C-M-101	Rodada 6	Anadarko	30%	BP Energy do Brasil Ltda.	25%	IBV Brasil Petróleo Limitada	20%		
Campos	C-M-401	Rodada 7	Petrobras	100%						
Campos	C-M-471	Rodada 7	BP Energy	50%	Petrobras	50%				
Campos	C-M-473	Rodada 7	BP Energy	50%	Petrobras	50%				
Campos	C-M-535	Rodada 7	Petrobras	65%	BP Energy	35%				
Campos	C-M-539	Rodada 7	Repsol Sinopec Brasil S.A.	35%	Statoil Brasil	35%	Petrobras			
Campos	C-M-61	Rodada 6	BP Energy do Brasil Ltda.	40%	Anadarko	33%	Maersk Energia Ltda.			
Campos	ALTO_CF-CE	Rodada 7	Petrobras	50%	BP Energy	50%				
Campos	C-M-210	Rodada 14	Petrobras	50%	ExxonMobil Brasil	50%				
Campos	C-M-277	Rodada 14	Petrobras	50%	ExxonMobil Brasil	50%				
Campos	C-M-344	Rodada 14	Petrobras	50%	ExxonMobil Brasil	50%				
Campos	C-M-346	Rodada 14	Petrobras	50%	ExxonMobil Brasil	50%				
Campos	C-M-37	Rodada 14	ExxonMobil Brasil	100%						
Campos	C-M-411	Rodada 14	Petrobras	50%	ExxonMobil Brasil	50%				
Campos	C-M-413	Rodada 14	Petrobras	50%	ExxonMobil Brasil	50%				
Campos	C-M-67	Rodada 14	ExxonMobil Brasil	100%						
Santos	BM-S-24	Rodada 3	Petrobras	80%	Petrogal Brasil S.A.	20%				
Santos	BM-S-8	Rodada 2	Statoil Brasil O&G	66%	Petrogal Brasil S.A.	14%	Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.	10%		
Santos	Libra	Partilha	Petrobras	40%	Shell Brasil Petróleo Ltda.	20%	Total E&P do Brasil Ltda.	10%	CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda.	10%
Santos	S-M-1037	Rodada 9	Karoon	65%	Pacific Brasil	35%				

CONTINUAÇÃO TABELA 3. BLOCOS EXPLORATÓRIOS SOB CONCESSÃO E EM PARTILHA

Fonte: ANP, 2018.

BACIA	CAMPO/ BLOCO	RODADA	OPERADORA	% OP	SÓCIO 1	% SÓCIO 1	SÓCIO 2	% SÓCIO 2	SÓCIO 3	% SÓCIO 3
Santos	S-M-1101	Rodada 9	Karoon	65%	Pacific Brasil	35%				
Santos	S-M-1102	Rodada 9	Karoon	65%	Pacific Brasil	35%				
Santos	S-M-1165	Rodada 9	Karoon	65%	Pacific Brasil	35%				
Santos	S-M-1166	Rodada 9	Karoon	65%	Pacific Brasil	35%				
Santos	S-M-518	Rodada 7	Shell Brasil	80%	Total E&P do Brasil Ltda.	20%				
Santos	S-M-619	Rodada 7	Petrobras	80%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	20%				
Santos	S-M-623	Rodada 7	Petrobras	60%	BG E&P Brasil Ltda.	20%	Repsol Sinopec Brasil S.A.			
Santos	ALTO_ CF_O	Partilha 3	Shell Brasil	55%	CNOOC Petroleum	20%	QPI Brasil	25%		
Santos	ENT_ SAPINH	Partilha 2	Petrobras	45%	Shell Brasil	30%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	25%		
Santos	N_ CARCARA	Partilha 2	Statoil Brasil O&G	40%	Petrogal Brasil S.A.	20%	Exxon Mobil Brasil	40%		
Santos	PEROBA	Partilha 3	Petrobras	40%	CNODC Brasil	20%	BP Energy	40%		
Santos	S_GATO_ MAT	Partilha 2	Shell Brasil	80%	Total E&P do Brasil Ltda.	20%				
Santos	S-M-1537	Rodada 14	Karoon	100%						

GRÁFICO 11. HISTÓRICO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2018.

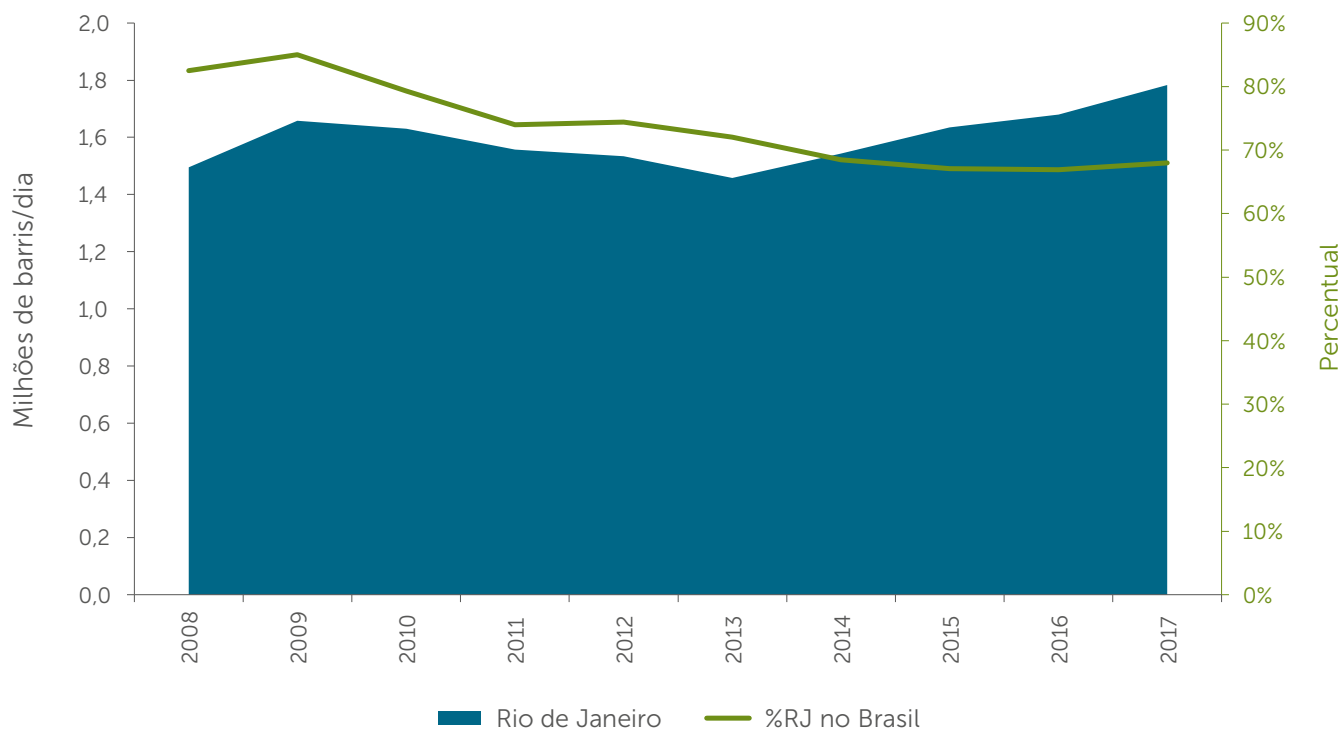


GRÁFICO 12. EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO NO PRÉ-SAL NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2018.

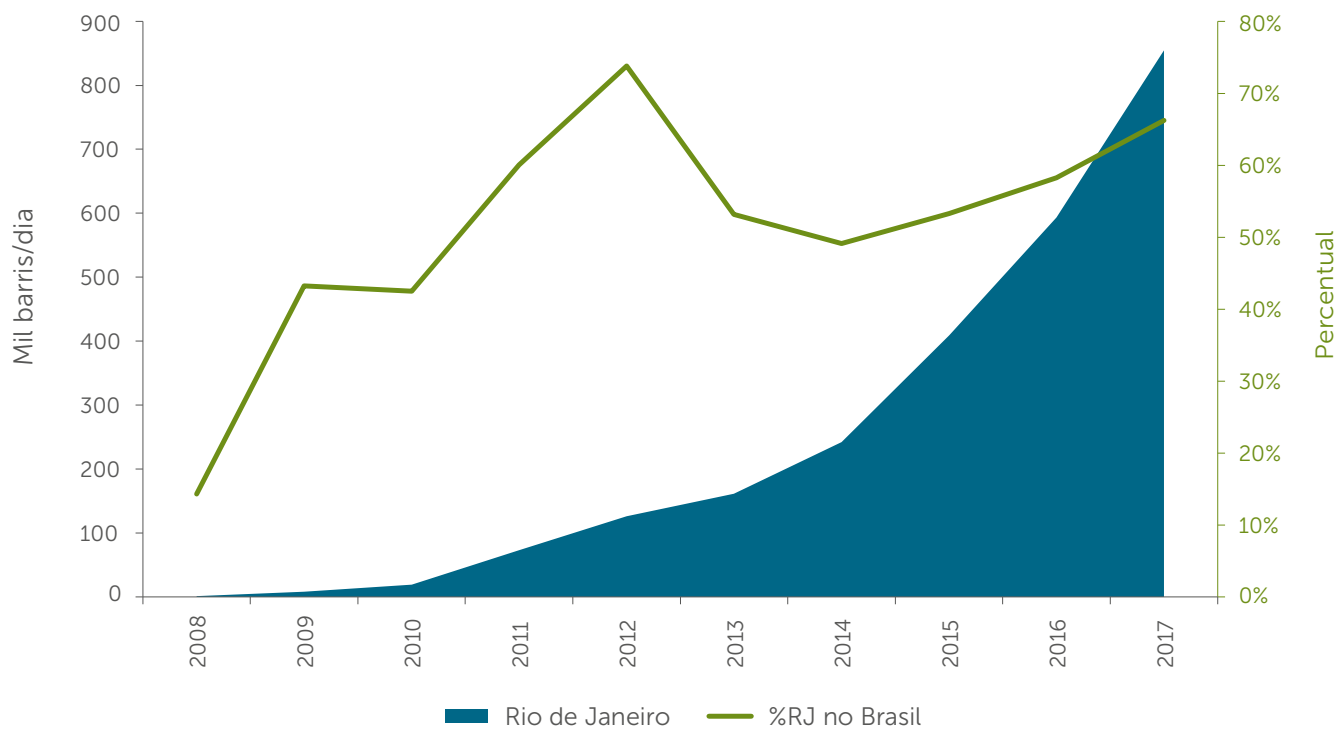


TABELA 4. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO PRÉ-SAL POR CAMPO EM 2017 NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2018.

CAMPO	BACIA	PETRÓLEO (BBL/DIA)
Barracuda	Campos	2.546,65
Caratinga	Campos	12.433,63
Itapu	Santos	3.033,01
Lula	Santos	803.478,10
Marlim	Campos	1.505,33
Voador	Campos	1.905,80
Marlim Leste	Campos	19.011,51
Mero	Santos	10.698,27
Pampo	Campos	98,49
Produção Total na Bacia de Campos RJ - Pré-Sal		37.501,41
Produção Total na Bacia de Santos RJ - Pré-Sal		817.209,38
Produção Total Rio de Janeiro no Pré-Sal		854.710,79
% do Brasil		63%

TABELA 5. INDÍCIOS DE HIDROCARBONETOS NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2018.

CAMPO/ BLOCO	BACIA	ESTADO	NOME POÇO ANP	DATA DA NOTIFICAÇÃO	FLUIDOS	LÂMINA D'ÁGUA (M)
LIBRA	Santos	Rio de Janeiro	3BRSA1322RJS	25/01/16	Petróleo	1913
C-M-539	Campos	Rio de Janeiro	3REPF17RJS	07/03/16	Gás e Petróleo	2735,5
LIBRA	Santos	Rio de Janeiro	3BRSA1322RJS	08/03/16	Petróleo	1913
LIBRA	Santos	Rio de Janeiro	3BRSA1339ARJS	24/05/16	Petróleo	2033
ALBACORA	Campos	Rio de Janeiro	3BRSA1316RJS	07/06/16	Petróleo	334
LIBRA	Santos	Rio de Janeiro	3BRSA1342ARJS	05/07/16	Petróleo	1998
LIBRA	Santos	Rio de Janeiro	3BRSA1339ARJS	28/07/16	Petróleo	2033
LIBRA	Santos	Rio de Janeiro	3BRSA1343RJS	04/11/16	Petróleo	2025
MARLIM	Campos	Rio de Janeiro	9MRL231DRJS	16/06/17	Petróleo	604
LIBRA	Santos	Rio de Janeiro	3BRSA1345RJS	14/07/17	Petróleo	2087
MARLIM SUL	Campos	Rio de Janeiro	6BRSA1349RJS	27/07/17	Petróleo	1108
LIBRA	Santos	Rio de Janeiro	3BRSA1345RJS	03/08/17	Petróleo	2087
MERO	Santos	Rio de Janeiro	3BRSA1350RJS	05/09/17	Petróleo	2098
MARLIM	Campos	Rio de Janeiro	9MRL231DARJS	20/10/17	Petróleo	604
LIBRA	Santos	Rio de Janeiro	3BRSA1353DRJS	04/12/17	Petróleo	2008
LIBRA	Santos	Rio de Janeiro	3BRSA1356DRJS	12/01/18	Petróleo	1974
MARLIM LESTE	Campos	Rio de Janeiro	9MLL79DRJS	28/02/18	Petróleo	1691

TABELA 6. HISTÓRICO DE INDÍCIOS DE HIDROCARBONETOS E DECLARAÇÕES DE COMERCIALIDADE

Fonte: ANP, 2018.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Índice de Hidrocarbonetos - RJ	11	16	17	34	18	18	15	15	22	23	57	55	48	31	23	11	8	7
Declarações de Comercialidade - RJ						5	10	3			1		4	7	21	1		1
Índices de Hidrocarbonetos - Brasil	47	87	39	82	74	75	87	110	129	132	150	148	174	132	83	88	22	24
Declarações de Comercialidade - Brasil	2	4	5	2	11	18	31	15	35	18	30	9	17	13	28	12	3	6

TABELA 7. RELAÇÃO R/P NO BRASIL E RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2018.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Rio de Janeiro	21	19	19	20	20	19	18	20	19	17	20	21	22	23	24	18	17	16
Brasil	19	18	18	19	21	20	19	20	19	18	19	20	20	21	20	15	14	13

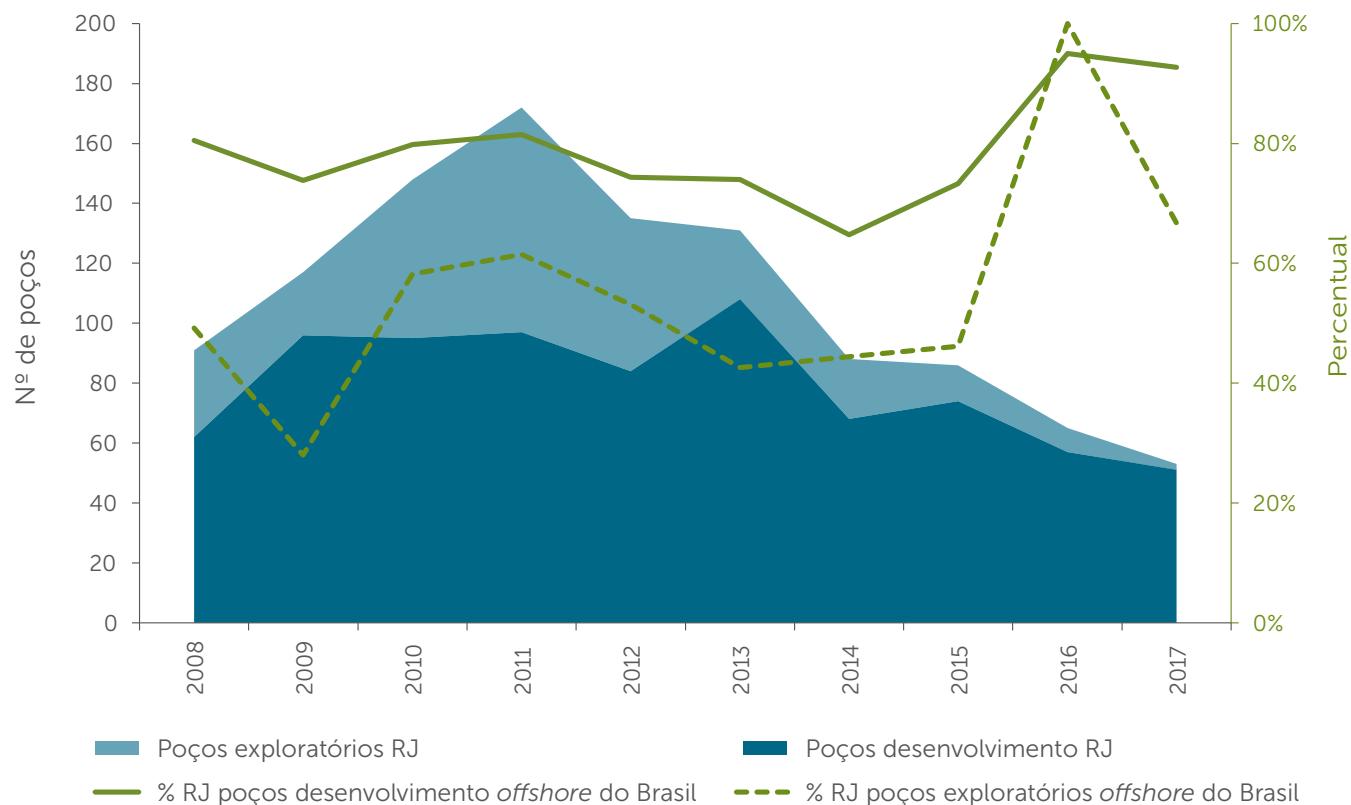
TABELA 8. EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE PERFURATÓRIA

Fonte: BDEP/ANP, 2018

POÇOS	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Poços Desenvolvimento RJ	88	100	104	89	86	56	64	67	62	96	95	97	84	108	68	74	57	51
Poços Exploratórios RJ	18	28	34	35	17	26	17	27	29	21	53	75	51	23	20	12	8	2
Total Brasil no Offshore	132	209	185	181	148	125	127	127	136	205	210	241	209	200	150	127	68	58
Total Brasil	359	607	522	488	415	411	458	576	774	859	784	661	768	675	570	679	234	213
% RJ Poços Desenvolvimento offshore	93%	86%	88%	88%	92%	70%	74%	83%	81%	74%	80%	82%	74%	74%	65%	73%	95%	93%
% RJ Poços Exploratórios offshore	49%	30%	51%	44%	31%	58%	43%	59%	49%	28%	58%	61%	53%	43%	44%	46%	100%	67%
% RJ Poços totais do Brasil	30%	21%	26%	25%	25%	20%	18%	16%	12%	14%	19%	26%	18%	19%	15%	13%	28%	25%

GRÁFICO 13. EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE PERFURATÓRIA NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2018.





CAPÍTULO 2

ABASTECIMIENTO

Desafios do setor de distribuição de combustíveis

Elaborado pela Plural

O setor de distribuição de combustíveis líquidos, conhecido globalmente como *downstream*, desempenha função estratégica para o País. Em 2017, foram distribuídos 124.7 bilhões de litros, o que torna esse o 7º maior mercado do mundo.

Além desta função estratégica que move o Brasil, o setor é responsável por parcela expressiva da arrecadação tributária do País: foram R\$ 127 bilhões em 2017. O ICMS do setor aparece como o primeiro item de arrecadação de todos os estados brasileiros.

Se os números atuais já são significativos o que dizer da estimativa para 2030: previsão de consumo de 145 bilhões de litros apenas no Ciclo Otto e Diesel. Para atender a esta demanda, será necessário aumentar, dentro dos próximos 12 anos, a oferta de derivados de petróleo no país em 14%. Além disso, serão exigidos investimentos entre R\$ 40 e 50 bilhões na produção biocombustível e entre R\$ 13 e 14 bilhões em infraestrutura logística.

A realização desses investimentos, no entanto, terá que superar vários entraves. Vejamos os principais problemas enfrentados no dia a dia do setor de distribuição:

Insegurança Jurídica, Entrave Para Os Investimentos

O setor de combustíveis está exposto a uma série de riscos regulatórios que se traduzem na percepção de insegurança jurídica dentro do ambiente de negócios e que, por consequência, gera imprevisibilidade e desestimula os investimentos no setor.

Constata-se que uma parcela representativa do arcabouço regulatório em vigor no Brasil mostra-se ineficaz, seja por estar ultrapassado, seja por não atingir seus propósitos.

As licenças ambientais são um bom exemplo. A cumulativa exigência de documentos análogos em diversas esferas da administração pública (federal, estadual e municipal) multiplica a necessidade de investimento em capital humano e financeiro para obtenção de tais licenças, elevando o custo dos empreendimentos e afastando investidores.

Elencamos dois fatores como primordiais para estabelecer um ambiente de negócios atrativo:

1) Mitigar os riscos regulatórios com a obrigatoriedade da

realização de Análise de Impactos Regulatórios – AIR vinculada aos atos normativos dos agentes públicos. Trata-se de prática adotada na maioria dos países desenvolvidos. Uma AIR possibilita que todas as alternativas regulatórias sejam avaliadas antecipadamente.

2) Observar o princípio da previsibilidade, ou seja, daquilo que “pode ser visto com antecipação; que pode ser previsto” deve estar presente nas regulamentações e leis do setor.

Observados estes dois fatores, um primeiro passo para dinamizar o fluxo de investimentos no *downstream* é propiciar um ciclo de concessões portuárias e aeroportuárias, balizadas por regras claras e equânimes, com um horizonte de longo prazo bem definido. É necessário um modelo racional para a concessão de licenças ambientais para o setor com a criação de um processo ambiental objetivo e rápido (*fast track*) para os investimentos prioritários em infraestrutura, o que proporcionaria, além da melhoria do ambiente de negócios, maior eficiência e retorno à sociedade. É importante, ainda, priorizar e incentivar modais logísticos mais eficientes, levando-se em conta as distâncias continentais e peculiaridades geográficas existentes no Brasil.

Uma integração dos diferentes programas de governo, já em desenvolvimento como o RenovaBio e o Combustível Brasil, se faz necessário. A elaboração da legislação pertinente deve visar a coexistência destes programas respeitando os princípios básicos da eficiência e da livre concorrência.

Ameaças de Interferência do Estado

A Constituição de 1988 rege, em seu Art. 170, pela fundamentação na “valorização do trabalho humano, [na] livre iniciativa” e na livre concorrência, formas básicas que permitem ao indivíduo a realização plena de suas próprias capacidades.

Atualmente, existem frentes incentivando a interferência direta do estado, por exemplo, como agente definidor de preços de mercado (de frete, de margens ou do próprio combustível comercializado ao consumidor final), ou seja, em claro confronto ao estabelecido na Constituição. Isto seria um retrocesso inaceitável para o setor e para a sociedade.

A Carga Tributária e Sua Complexidade Incentivando a Concorrência Desleal

A complexidade tributária resultante das 27 alíquotas e legislações estaduais de ICMS têm sido motivo de constantes questionamentos administrativos e judiciais, resultando, segundo estudo da FGV-RJ, em R\$ 4,8 bilhões/ ano em sonegação e inadimplência, dívidas tributárias irrecuperáveis, visto que na grande maioria se tratar de empresas sem ativos e longevidade para honrar com estes passivos.

Essa complexa tributação no setor de combustíveis pode ser solucionada pelo estabelecimento legal da Monofasia do ICMS pelo Confaz, conforme previsto na emenda Constitucional nº 33/2001. A monofasia pressupõe um valor único para cada produto em todo o território nacional, além de concentrar a arrecadação num elo específico da cadeia – produtor/ importador.

A monofasia é crucial para mitigar os enormes desvios concorrenciais do setor, a fim de diminuir a sonegação e a inadimplência e melhorar o ambiente de negócios. Em suma, a monofasia irá contribuir para:

- a) Desindexar os tributos de movimentos de preços nos produtores;
- b) Propiciar maior estabilidade no preço final ao consumidor;
- c) Contribuir para o fim da guerra fiscal entre os estados;
- d) Como consequência, desestimular ocorrências de fraudes que afetam diretamente o consumidor final, como adulterações e fraudes metrológicas.

De grande relevância tal qual a aprovação da Monofasia do ICMS, é premente que o Judiciário, no caso o STF, flexibilize a Súmula 70, reconhecendo a figura do Devedor Con-

tumaz de Tributos, diferenciando-o do devedor eventual que tem que ser protegido pelo estado diferentemente do Contumaz, aquele que usa de forma premeditada o não pagamento dos tributos como seu modelo de negócio destruindo a concorrência.

Em paralelo, tramita-se no Senado e na Câmara dos Deputados dois projetos de suma importância que visam estabelecer esta diferenciação através da regulamentação do Artigo 146-A da Constituição Federal. Na Câmara destaca-se o PLP 416/2017 e no Senado, o PLS 284/2017.

Integração dos Bancos de Dados e Sistemas de Governo Visando Acuracidade e Agilidade nas Atividades de Fiscalização

Hoje, a Receita Federal tem a capacidade de cruzar todos os dados relativos ao Imposto de Renda. Entendemos ser possível a integração dos bancos de dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis – ANP, Secretarias de Fazenda, Siscomex e a própria Receita Federal. Diante dessa transparência dos dados, o controle governamental se daria de forma rápida e eficiente. Ao mesmo tempo, uma autofiscalização do próprio setor necessariamente seria implantada pelas diversas empresas.

A importância do setor de distribuição e de abastecimento para o País faz com que nossa missão seja de garantir a sustentabilidade desta cadeia com propostas de ações práticas que melhorem o ambiente de negócios. Precisamos fomentar boas práticas a fim de acabar com a concorrência desleal. E a Plural tem como responsabilidade engajar, informar e ser protagonista neste cenário de mudanças no setor de *downstream*.

Gráficos e tabelas

GRÁFICO 14. HISTÓRICO DO REFINO DE PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2018.

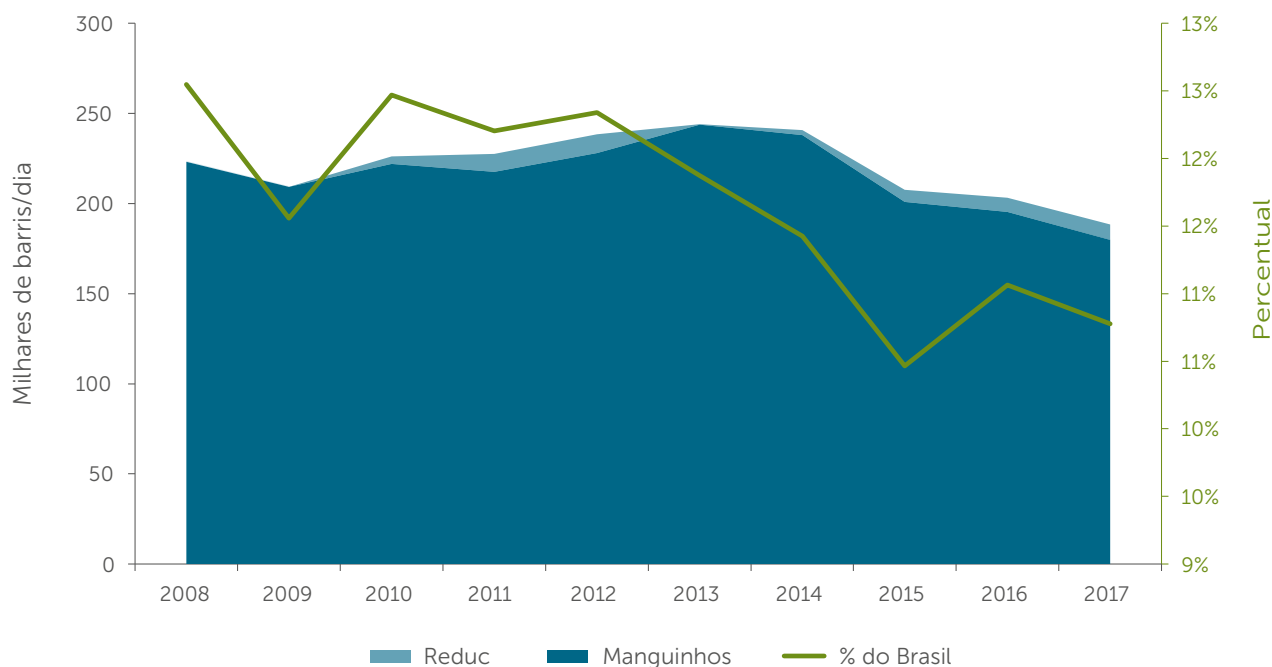


TABELA 9. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE E TAXA DE OCUPAÇÃO DE REFINO NO RIO DE JANEIRO

Fonte: MME e ANP, 2018.

REFINARIAS DO RJ E UNIDADES DA FEDERAÇÃO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Manguinhos (mil bbl/dia)	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	14,0	14,0	14,0
Reduc (mil bbl/dia)	242,2	242,2	242,2	242,2	242,2	242,2	242,2	242,2	242,2	242,2	242,2	251,6	251,6
Nível de Ocupação do Refino no RJ	86%	86%	82%	87%	82%	88%	89%	93%	95%	94%	81%	76%	71%
Total Rio de Janeiro (mil bbl/dia)	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,2	265,6	265,6
% do Brasil	13%	13%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	11%	11%	11%	11%
Total São Paulo (mil bbl/dia)	840	840	847	865	897	897	899	899	899	918	927	923	928
Total Bahia* (mil bbl/dia)	323	323	323	297	282	282	282	282	379	379	379	379	380
Total Rio Grande do Sul (mil bbl/dia)	206	206	206	206	206	206	218	218	218	218	237	237	237
Total Outros Estados** (mil bbl/dia)	420	420	432	452	452	452	460	450	450	539	580	596	581
Total Brasil*** (mil bbl/dia)	2.044	2.044	2.064	2.077	2.093	2.093	2.116	2.106	2.203	2.311	2.374	2.402	2.391

*A refinaria RLAM da Bahia possui uma fábrica de asfalto com capacidade de 3.773,9 barris/dia.

** Inclui as refinarias, Lubnor (CE), Regap (MG), Reman (AM), Repar (PR), RPCC (RN) e RNEST (PE).

*** Considera a capacidade nominal em barris/dia.

TABELA 10. PRODUÇÃO POR DERIVADO DE PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO E TOTAL POR REFINARIA

Fonte: ANP, 2018.

PRODUTO (MIL M ³)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
ÓLEO DIESEL	2.634,17	2.542,94	2.683,05	2.684,07	3.231,35	2.933,60	3.031,02	2.742,68
ÓLEO COMBUSTÍVEL	2.361,67	2.359,19	2.771,82	2.833,16	3.038,20	2.935,29	3.010,44	3.045,66
GASOLINA A	2.548,65	2.491,21	2.528,26	2.282,56	2.294,10	2.218,03	2.055,94	1.843,17
QUEROSENE DE AVIAÇÃO	831,99	697,54	643,29	805,43	904,68	980,27	741,30	773,42
GLP	771,61	794,40	949,03	1.303,38	1.399,39	1.424,30	1.184,69	1.075,88
GASOLINA DE AVIAÇÃO	-	-	-	-	-	-	-	-
QUEROSENE ILUMINANTE	19,56	43,01	31,33	12,66	6,13	3,49	2,13	1,38
OUTROS ENERGÉTICOS	-	-	-	-	-	-	-	-
NAFTA	896,90	988,80	1.016,70	1.163,15	1.210,58	1.348,84	1.701,76	1.578,74
OUTROS NÃO ENERGÉTICOS	120,79	161,98	260,98	215,58	211,15	362,68	845,41	861,11
COQUE	-	-	-	-	-	-	-	-
LUBRIFICANTE	723,16	695,45	653,47	679,58	619,74	662,71	615,59	462,00
ASFALTO	181,34	171,13	162,07	75,33	121,34	95,29	157,41	179,69
PARAFINA	38,56	37,75	37,65	40,86	40,16	42,32	36,55	15,93
SOLVENTE	45,91	45,90	119,44	227,53	291,05	213,54	67,81	43,09
Total Reduc	10.462,45	10.188,84	11.067,50	11.385,73	12.461,48	12.769,13	13.282,40	12.544,54
Total Manguinhos	711,89	840,46	789,59	937,56	906,38	451,22	167,64	78,20
Total Rio de Janeiro	11.174,34	11.029,29	11.857,08	12.323,30	13.367,87	13.220,35	13.450,04	12.622,74
Total Brasil	93.061,07	97.427,42	94.999,75	95.007,89	100.459,66	101.789,80	103.440,28	105.735,04
<i>% do RJ no Brasil</i>	<i>12%</i>	<i>11%</i>	<i>12%</i>	<i>13%</i>	<i>13%</i>	<i>13%</i>	<i>13%</i>	<i>12%</i>

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
3.070,81	3.039,23	3.474,26	3.469,05	3.462,76	3.882,58	3.374,10	2.992,32	3.089,15	2.686,17
2.900,10	1.940,30	1.890,04	2.187,62	2.584,32	2.904,75	2.873,76	2.467,12	1.777,08	1.886,46
1.819,58	1.962,36	2.403,05	2.800,24	2.624,14	2.261,16	2.482,07	2.202,92	2.357,54	2.243,09
885,13	966,44	1.050,01	1.194,74	1.177,00	1.318,08	1.324,24	1.214,87	1.402,48	1.326,73
1.159,72	1.216,72	1.048,60	1.150,08	1.056,88	977,94	953,08	863,45	1.117,43	1.366,73
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1,73	-	-	-	-	-	-	-	-	-
201,58	6,76	14,44	236,01	204,32	30,34	27,42	-	-	-
1.788,89	1.564,03	1.470,97	1.219,04	1.666,14	1.501,75	1.648,79	1.407,75	1.157,95	1.268,23
833,57	715,40	909,22	1.082,22	924,20	841,90	801,64	730,75	782,43	682,73
264,94	397,89	455,55	535,23	601,21	612,16	520,23	493,25	523,62	470,27
571,87	449,86	459,90	403,81	432,93	532,55	510,83	486,19	470,96	464,90
221,62	144,84	180,48	206,23	262,97	218,69	316,32	91,33	79,58	70,86
21,99	11,10	5,80	14,37	9,09	10,59	15,83	16,00	13,80	11,94
22,60	7,87	2,49	17,06	2,86	-	-	-	-	-
13.740,54	12.362,93	12.992,95	13.916,01	14.409,48	15.076,50	14.690,96	12.571,41	12.310,98	12.024,79
23,59	59,88	371,85	599,68	599,34	15,98	157,36	394,53	461,03	453,34
13.764,13	12.422,81	13.364,80	14.515,70	15.008,81	15.092,47	14.848,32	12.965,94	12.772,02	12.478,12
105.438,54	106.540,71	106.840,62	111.496,02	117.327,81	123.905,34	126.468,03	118.448,72	110.856,75	105.841,30
13%	12%	13%	13%	13%	12%	12%	11%	12%	12%

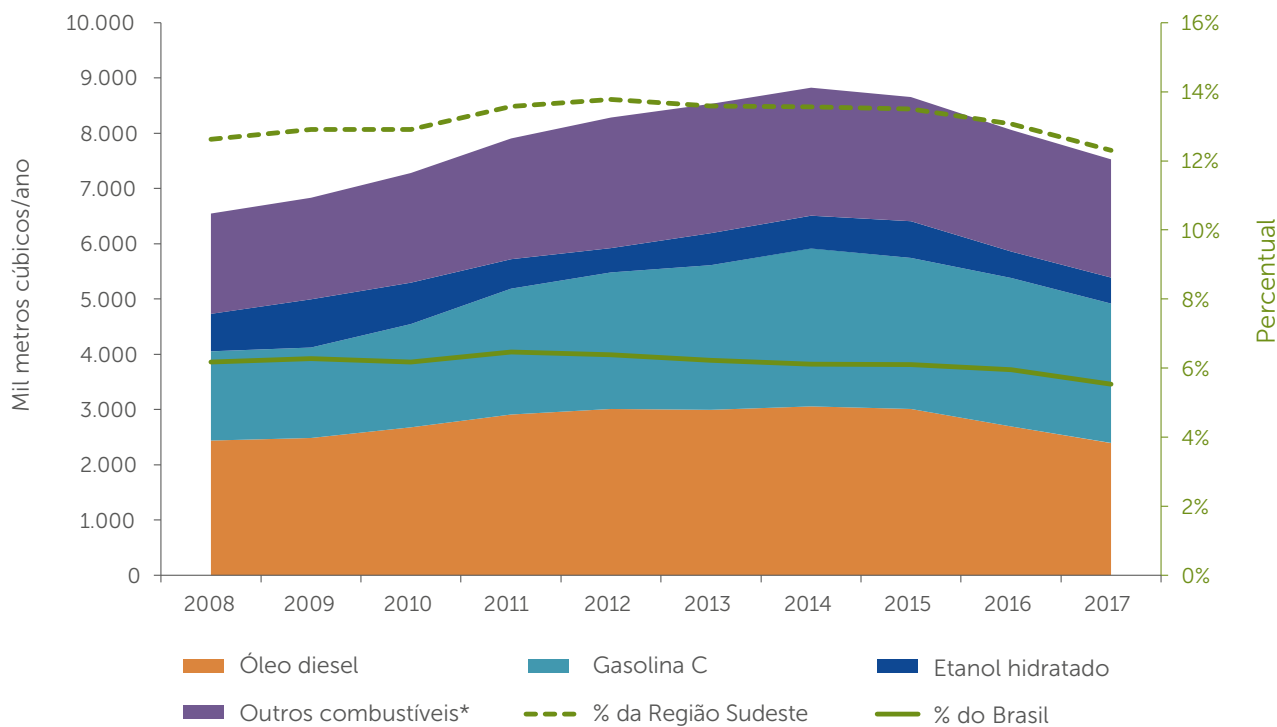
TABELA 11. HISTÓRICO DA VENDA DOS DERIVADOS COMBUSTÍVEIS NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (M³)

Fonte: ANP, 2016.

PRODUTO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Etanol Hidratado	232.189,44	155.572,41	157.566,84	98.177,87	109.816,56	180.528,03	224.254,94	359.404,27
Gasolina C	1.847.747,04	1.772.336,57	1.971.934,25	1.764.595,11	1.848.172,40	1.739.318,62	1.660.802,99	1.635.151,71
Óleo Diesel	2.009.407,79	2.177.979,77	2.253.093,12	2.184.689,66	2.139.262,19	2.188.716,30	2.185.277,21	2.355.824,07
GASOLINA DE AVIAÇÃO	1.506,53	1.469,96	1.185,38	1.130,12	1.170,74	1.027,02	1.127,03	1.391,18
GLP	959.481,37	950.375,39	956.475,14	955.223,09	974.654,23	952.325,81	950.930,15	1.017.120,36
ÓLEO COMBUSTÍVEL	990.907,51	904.583,96	568.415,31	213.069,78	131.155,33	130.132,48	62.772,66	55.308,20
QUEROSENE DE AVIAÇÃO	611.964,76	699.449,12	636.557,92	519.763,26	575.757,12	653.801,21	637.434,04	739.972,26
QUEROSENE ILUMINANTE	14.003,78	20.387,41	22.907,52	8.626,60	6.559,11	2.215,49	1.396,44	1.540,78
Venda Total de Combustíveis	6.667.208,21	6.682.154,58	6.568.135,49	5.745.275,48	5.786.547,69	5.848.064,97	5.723.995,45	6.165.712,82
% da Região Sudeste	14%	14%	15%	14%	14%	13%	13%	13%
% do Brasil	7%	7%	7%	7%	7%	7%	6%	6%

GRÁFICO 9. HISTÓRICO DA VENDA DE DERIVADOS COMBUSTÍVEIS NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2018.



* Outros combustíveis incluem: Gasolina de aviação, GLP, Óleo Combustível, Querosene de Aviação e Querosene Iluminante.

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
677.059,60	872.813,85	746.457,54	531.759,96	435.277,07	583.074,86	590.305,33	664.315,16	480.808,20	473.762,91
1.616.429,48	1.636.890,68	1.867.262,45	2.280.077,81	2.470.659,32	2.616.821,21	2.861.013,38	2.733.573,24	2.684.903,52	2.522.844,54
2.437.017,43	2.482.817,83	2.681.353,94	2.911.125,70	3.012.725,67	2.994.134,51	3.056.342,64	3.006.992,11	2.693.299,74	2.395.031,23
1.293,58	1.431,03	873,68	757,01	1.248,18	1.752,68	1.587,46	1.236,61	961,28	1.017,84
953.916,58	939.740,93	972.766,95	1.002.220,31	1.007.498,80	1.004.884,56	1.013.770,60	995.802,74	1.005.056,44	1.008.900,53
63.832,01	47.046,85	44.379,52	42.595,96	29.268,36	31.017,41	28.206,36	21.863,91	14.722,36	33.409,83
793.209,62	851.160,77	968.722,66	1.134.095,69	1.329.814,67	1.302.283,07	1.273.409,98	1.230.295,51	1.176.461,74	1.095.103,65
962,31	17,02	5,83	24,39	0,04	0,53	6,76	13,46	592,10	462,10
6.543.720,62	6.831.918,95	7.281.822,57	7.902.656,82	8.286.492,12	8.533.968,82	8.824.642,51	8.654.092,74	8.056.805,39	7.530.532,61
13%	13%	13%	14%	14%	14%	14%	13%	13%	12%
6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%

TABELA 12. PREÇOS MÉDIOS DE COMBUSTÍVEIS PARA A DISTRIBUIDORA E PARA O CONSUMIDOR NO RIO DE JANEIRO E BRASIL

Fonte: ANP, 2018.

PRODUTO	LOCAL	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gasolina		R\$/l													
Preço Distribuidora	Rio de Janeiro	1,89	2,11	2,32	2,27	2,26	2,28	2,33	2,49	2,48	2,60	2,72	3,05	3,42	3,60
	Brasil	1,85	2,09	2,28	2,21	2,22	2,23	2,29	2,42	2,40	2,50	2,61	2,95	3,28	3,34
Preço de Revenda	Rio de Janeiro	2,12	2,34	2,56	2,53	2,55	2,57	2,65	2,83	2,85	3,00	3,13	3,55	3,92	4,11
	Brasil	2,18	2,44	2,65	2,60	2,60	2,61	2,66	2,78	2,78	2,91	3,02	3,42	3,75	3,81
Etanol		R\$/l													
Preço Distribuidora	Rio de Janeiro	1,05	1,37	1,66	1,44	1,43	1,44	1,58	1,95	1,91	1,94	2,11	2,27	2,80	2,85
	Brasil	1,12	1,45	1,69	1,47	1,50	1,49	1,64	1,93	1,94	2,01	2,11	2,23	2,73	2,75
Preço de Revenda	Rio de Janeiro	1,29	1,56	1,88	1,70	1,68	1,71	1,87	2,24	2,23	2,29	2,45	2,73	3,24	3,31
	Brasil	1,47	1,70	1,97	1,75	1,77	1,77	1,94	2,20	2,23	2,31	2,44	2,62	3,13	3,18
GNV		R\$/m³													
Preço Distribuidora	Rio de Janeiro	0,65	0,65	0,68	0,75	1,03	1,10	1,12	1,22	1,27	1,32	1,34	1,41	1,44	1,61
	Brasil	0,80	0,86	0,96	1,03	1,20	1,29	1,28	1,31	1,36	1,42	1,49	1,59	1,70	1,78
Preço de Revenda	Rio de Janeiro	1,10	1,10	1,15	1,27	1,56	1,54	1,56	1,66	1,66	1,68	1,74	1,95	2,10	2,25
	Brasil	1,14	1,24	1,38	1,47	1,66	1,73	1,72	1,72	1,80	1,88	1,98	2,18	2,40	2,48
Diesel		R\$/l													
Preço Distribuidora	Rio de Janeiro	1,27	1,51	1,64	1,65	1,81	1,83	1,74	1,76	1,82	1,99	2,17	2,45	2,68	2,78
	Brasil	1,31	1,56	1,69	1,70	1,84	1,84	1,76	1,79	1,86	2,08	2,26	2,56	2,76	2,78
Preço de Revenda	Rio de Janeiro	1,49	1,76	1,90	1,89	2,05	2,08	2,02	2,04	2,10	2,27	2,47	2,80	3,06	3,22
	Brasil	1,45	1,70	1,84	1,83	2,01	2,06	2,01	2,03	2,07	2,37	2,56	2,89	3,11	3,20
GLP		R\$/13 kg													
Preço Distribuidora	Rio de Janeiro	24,04	24,29	25,66	25,76	25,41	26,24	27,89	27,95	27,59	27,01	27,44	28,97	34,04	38,09
	Brasil	26,54	26,53	28,05	28,35	28,18	29,24	30,47	30,97	31,80	32,98	34,43	37,53	41,38	45,09
Preço de Revenda	Rio de Janeiro	28,70	29,31	31,03	31,84	31,73	34,02	37,92	37,58	37,88	39,22	42,20	45,97	50,45	55,77
	Brasil	31,73	31,77	33,70	34,46	34,68	36,60	38,69	39,22	40,12	42,34	44,80	50,55	56,65	61,82

GRÁFICO 16. PREÇOS MÉDIOS DE COMBUSTÍVEIS AO CONSUMIDOR NO BRASIL

Fonte: ANP, 2018.

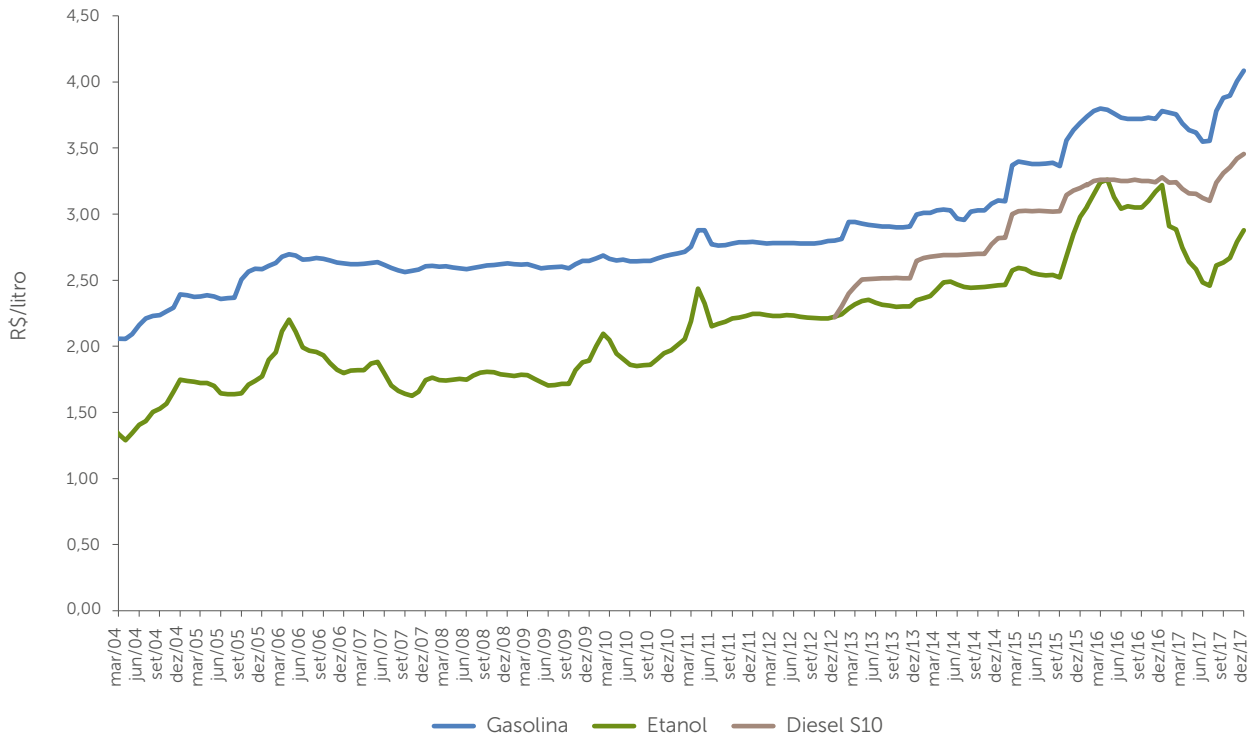
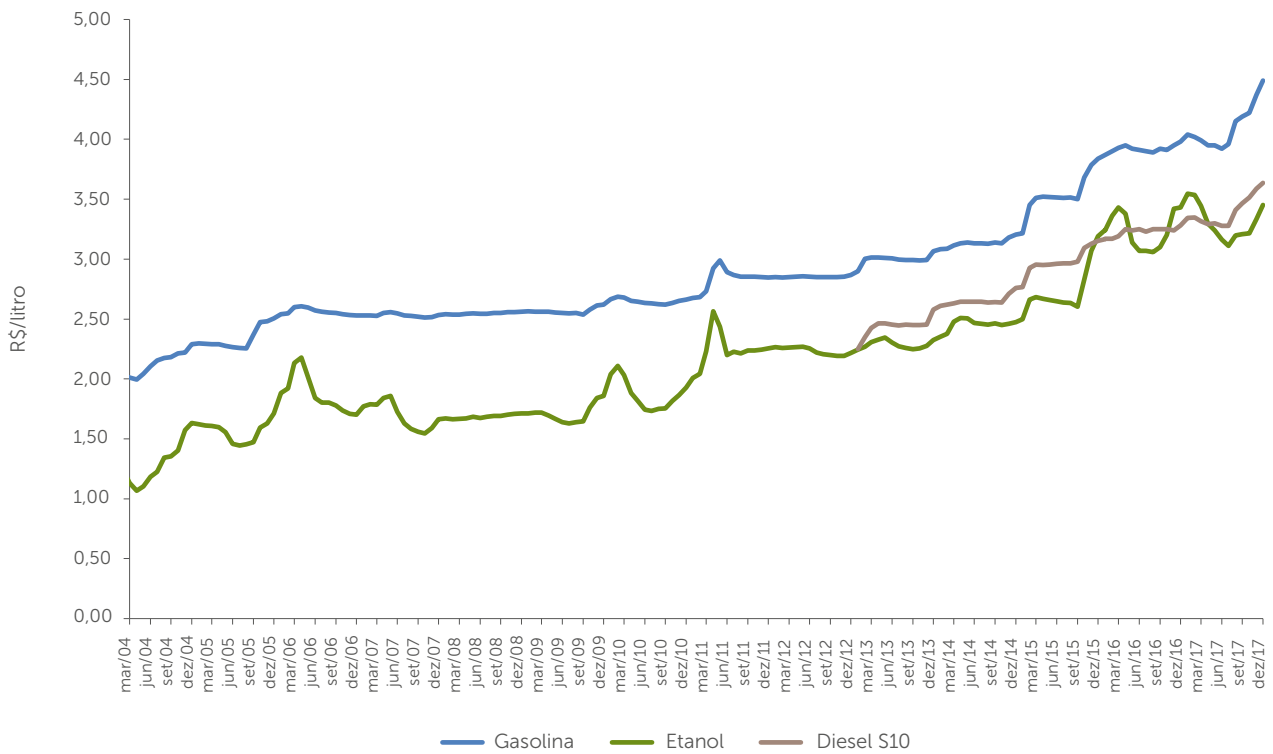


GRÁFICO 17. PREÇOS MÉDIOS DE COMBUSTÍVEIS AO CONSUMIDOR NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2018.





CAPÍTULO 3

PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO

Inovação como Agenda para o Desenvolvimento

Elaborado pelo BNDES

O Setor de Petróleo e Gás, há anos, é o responsável pela maior parte dos investimentos na economia brasileira participando com mais de 10% da Formação Bruta de Capital Fixo do país. O fato de deter uma província petrolífera como o pré-sal, cujo petróleo é de alta qualidade, os campos são de altíssima produtividade com potencial de reservas vultosas, coloca o Brasil em posição de destaque mundial na exploração e produção de petróleo *offshore*.

Mesmo levando-se em conta o aumento das restrições ambientais e a crescente utilização de energias renováveis, o petróleo e o gás, que são as principais fontes de energia primária do mundo, ainda continuarão a ser bastante demandados por décadas. O uso do petróleo e do gás natural (P&G), por meio dos seus derivados e petroquímicos, vai muito além do fornecimento de energia. A sociedade contemporânea é extremamente dependente de produtos e serviços que os utilizam todos os dias, direta ou indiretamente. Assim, embora seja esperada uma diminuição relativa de sua participação na matriz energética, na verdade haverá um aumento absoluto da produção de P&G nos próximos anos.

A International Energy Agency (IEA) destaca a relevância do Brasil, que se tornará responsável pela produção de cerca de 50% do petróleo *offshore* do mundo em 2040, algo em torno de 5,2 milhões de barris/dia. Para isso, até lá serão necessários investimentos no setor de P&G brasileiro na ordem de US\$ 1 trilhão, sendo 87% em exploração e produção (E&P), 5% em refino e o restante em transporte de óleo e gás.

O potencial que o petróleo tem de geração de riqueza para uma nação não se assenta tão somente em sua exploração e comercialização. Ao contrário, exemplos mundiais dão conta de que é o desenvolvimento tecnológico e industrial, sob o vetor da inovação, que garante a competitividade e a geração de riqueza no longo prazo. Por meio da inovação viabiliza-se o aumento de produtividade, a incessante redução de custos, a inserção na cadeia de fornecimento global, e aumenta-se a sustentabilidade ambiental do setor ao longo do tempo. É importante para o país garantir instrumentos capazes de manter de forma

regular e perene uma agenda forte de inovação no setor.

A principal fonte de recurso à promoção da inovação do setor de P&G no Brasil é proveniente da obrigação contratual de investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) nos contratos das operadoras com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Esse recurso é distribuído por meio de percentuais pré-estabelecidos e não por um critério que atenda à necessidade de viabilizar um projeto de inovação em suas diversas fases de desenvolvimento.

Seria importante um modelo, ou um novo instrumento complementar, em que o projeto de pesquisa e inovação seja, per se, o ponto chave da decisão sobre a distribuição dos recursos da cláusula de PD&I da ANP. Ou seja, a alocação de recursos seria em função do mérito inerente aos projetos de inovação e da sua fase de desenvolvimento, independente de se localizarem nas universidades, nas operadoras, ou nas empresas da cadeia fornecedora. Naturalmente, projetos de inovação de maiores desafios tecnológicos a serem apoiados podem envolver esses conjuntos de atores concomitantemente, sem desconsiderar que o locus da inovação, no sentido de trazer a mercado produtos inovadores, está nas empresas.

Este novo instrumento seria um Fundo de Desenvolvimento para Inovação no setor P&G para complementar os atualmente existentes. Recursos obrigatórios da cláusula de PD&I não investidos, alternativamente, poderiam ser aplicados neste fundo que, por missão, se incumbiria de apoiar projetos de pesquisa e inovação. O apoio financeiro seria adequado ao perfil das empresas (operadoras/cadeia fornecedora) e das universidades, mas, sobretudo, ao perfil do projeto de inovação. O Fundo compartilharia o risco do desenvolvimento dos projetos de inovação com as empresas. Não por meio de participação acionária, mas por meio de apoio financeiro reembolsável e não reembolsável impulsionando investimentos em inovação no setor de P&G. Como foco, a aplicação de seus recursos visaria principalmente às inovações disruptivas e transformadoras que pudessem revolucionar a forma de produzir petróleo *offshore*, potencializando os investimentos e o viés ex-

portador de bens e serviços do país no futuro, conforme apresentado no livro “BNDES Visão 2035: Brasil, um país desenvolvido”.

A agenda de inovação tecnológica do setor deve priorizar projetos que materializem os benefícios esperados dos conceitos de digitalização, big data, operação remota, alinhados ao desenvolvimento da fábrica submarina no futuro. Para isso, será primordial a cooperação entre empresas de petróleo, seus fornecedores e centros de tecnologia. Essa agenda deveria incluir também projetos de inovação que promovam a sustentabilidade ambiental, por exemplo, buscando viabilizar economicamente a captura de CO2 e eficiência energética.

Os mecanismos de incentivo à inovação também devem estar vinculados à política de conteúdo local (PCL), que, por sua vez, além da inovação, deve estimular a competitividade, a produtividade, a exportação e a geração de

empregos qualificados no país. A PCL deve estar sempre calibrada para viabilizar sua nobre missão de desenvolver uma cadeia produtiva sustentável economicamente e competitiva internacionalmente. Não será bem sucedida uma PCL que beneficie uma das partes em detrimento das outras, mas, sim, uma que consiga viabilizar ganhos econômicos adequados à atividade exploratória, à atividade industrial relacionada, além de garantir a sustentabilidade dos investimentos no longo prazo.

Por fim, a nova metodologia do BNDES Finame, por princípio, qualifica o conteúdo local considerando o conteúdo tecnológico do produto e os esforços da empresa em relação à inovação, à exportação, à produtividade e à geração de emprego qualificado fatores essenciais para a competitividade e sustentabilidade no longo prazo. Seria importante que a PCL do setor de P&G incorporasse esses conceitos, sobretudo no que concerne à inovação.

Gráficos e tabelas

GRÁFICO 19. OBRIGAÇÃO DE INVESTIMENTOS EM P,D&I DA PETROBRAS E OUTRAS CONCESSIONÁRIAS

Fonte: ANP, 2018.

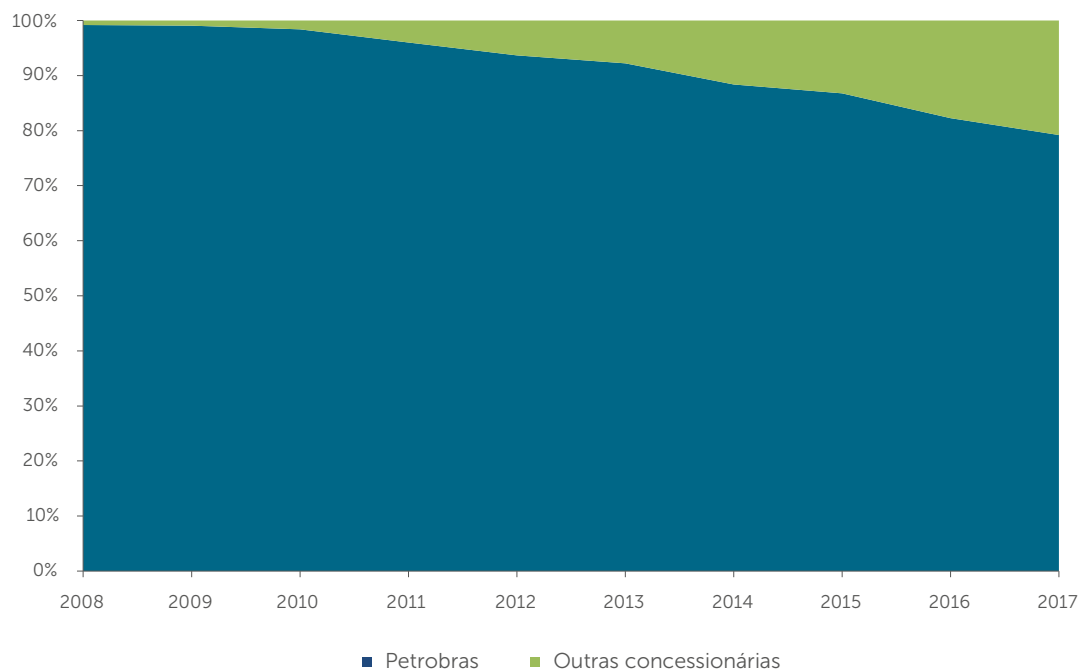


GRÁFICO 20. RECURSOS DA CLÁUSULA DE P,D&I AUTORIZADOS PELA ANP

Fonte: ANP, 2018.

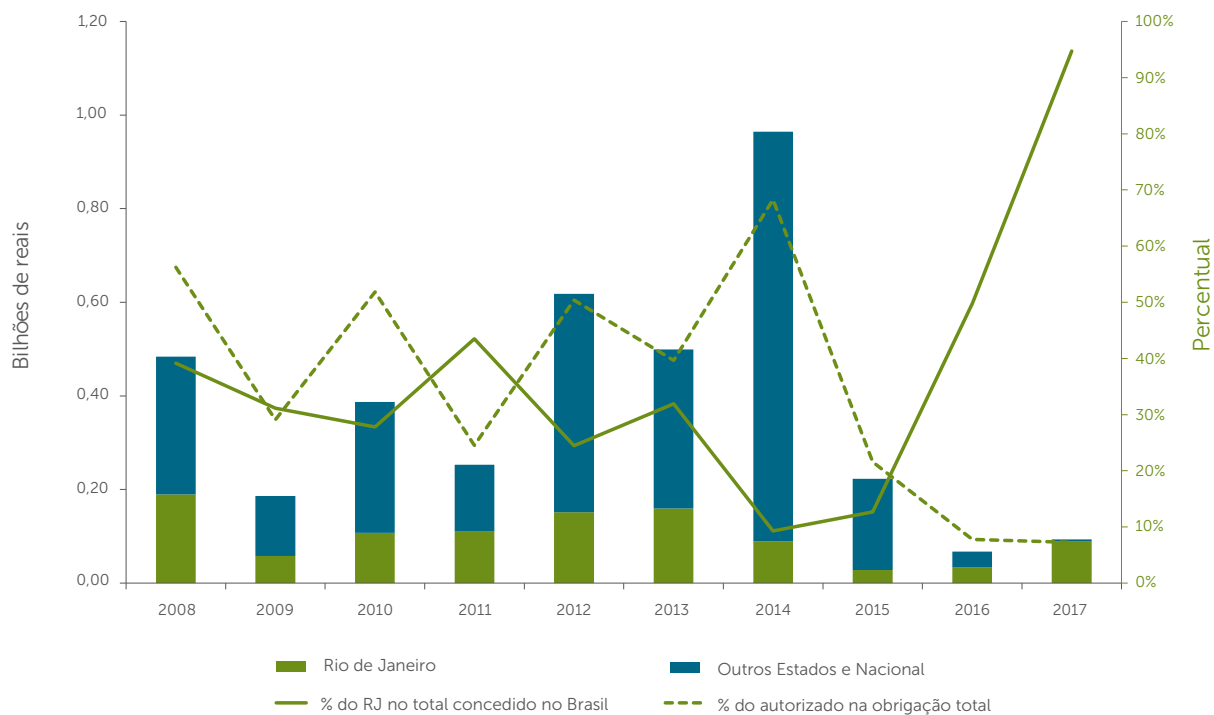


TABELA 13. RECURSOS DA CLÁUSULA DE P,D&I E APLICAÇÃO EM PROJETOS NO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2018.

RECURSOS EM (R\$)	2006	2007	2008	2009	2010
Total de Recursos P,D&I	616.389.336,14	616.503.266,32	860.858.232,82	638.882.283,84	746.917.020,36
Total Autorizado pela ANP	580.521.540,33	430.386.595,95	484.139.861,98	186.024.905,56	387.189.728,09
% autorizado no Rio de Janeiro	32%	40%	39%	31%	28%

* Redução da participação dos estados nos recursos da Cláusula de P,D&I se deu devido ao aumento dos repasses para projetos classificados como Nacionais

TABELA 14. RECURSOS DA CLÁUSULA DE P,D&I INVESTIDOS POR ESTADO DO BRASIL (EM R\$)

Fonte: ANP, 2018.

ESTADOS	Até 2015	2016	2017	Total
RJ	1.262.907.058,58	33.603.579,18	88.723.733,41	1.296.510.637,76
SP	425.222.976,50	6.213.145,02	13.552.451,78	431.436.121,52
RS	185.761.418,11	12.533.892,04	4.613.616,79	198.295.310,15
PE	178.700.860,48	313.809,50	-	179.014.669,98
RN	161.866.114,53	-	2.386.702,90	161.866.114,53
SC	130.077.987,40	6.125.398,73	-	136.203.386,14
Outros*	2.296.846.721,28	8.721.461,89	23.583.599,59	2.305.568.183,17
Brasil	4.641.383.136,88	67.511.286,37	132.860.104,48	4.708.894.423,25

* Outros inclui: BA, MG, SE, ES, PA, CE, PR, DF, MA, AL, PB, AM, GO, MS, PI, TO, MT e aqueles projetos que são realizados em mais de um estado (chamados de "Diversos" pela ANP)

2011	2012	2013	2014*	2015*	2016	2017
1.031.896.895,04	1.226.686.690,65	1.259.866.956,23	1.407.565.231,01	1.030.956.397,00	861.964.182,76	1.292.000.000,00
252.909.837,26	618.155.230,26	499.414.596,32	964.211.481,75	225.778.042,58	67.511.286,37	93.662.857,24
44%	24%	32%	9%	13%	50%	64%

TABELA 15. RECURSOS P,D&I INVESTIDOS POR OPERADORA (EM R\$)

Fonte: ANP, 2018.

OPERADORA	ATÉ 2016	2017	TOTAL BASE	ATÉ 2016 RJ	2017 RJ	%RJ DO TOTAL
Petrobras	4.372.251.444,02	73.989.225,76	4.446.240.669,78	1.178.566.241,97	33.692.757,64	46%
BG	193.927.954,40		193.927.954,40	73.691.543,09		0%
Statoil	36.700.317,10		36.700.317,10	5.739.944,05		0%
Shell	23.510.770,37	265.598.643,98	289.109.414,35	64.000,00	59.970.099,60	21%
Petrogal	26.334.151,61	2.628.848,00	28.962.999,61	11.214.699,87		0%
Sinochem	16.964.172,67	1.905.000,00	18.869.172,67	11.021.172,61		0%
Repsol	10.363.982,02	3.223.405,52	13.587.387,54	6.050.941,55		0%
Queiroz Galvão	9.621.165,41		9.621.165,41	3.928.839,76		0%
Chevron	6.365.973,55		6.365.973,55	4.832.132,28		0%
PGN	5.566.580,70		5.566.580,70			0%
Frade Japão	3.157.523,11		3.157.523,11			0%
BP	2.321.857,73		2.321.857,73			0%
GeoPark	672.903,42		672.903,42	643.188,42		0%
ONGC	503.790,00		503.790,00			0%
Brasoil	236.250,00		236.250,00			0%
QPI	192.288,56		192.288,56	192.288,56		0%
Rio das Contas	111.100,61		111.100,61	111.100,61		0%



CAPÍTULO 4

REFLEXOS SOCIOECONÔMICOS

Avaliação do mercado de trabalho no encadeamento produtivo de petróleo

Elaborado pelo Sistema FIRJAN

Os movimentos do mercado de trabalho representam um importante termômetro das atividades econômicas na medida em que estão relacionados à expectativa, desempenho e produção das empresas.

Nos últimos anos, os principais dados de emprego vinham mostrando uma trajetória de retrações significativas na Cadeia de Petróleo e Gás do estado do Rio de Janeiro e, embora ainda não haja uma recuperação do setor, informações mais recentes já indicam sinais de enfraquecimento da crise do petróleo.

Para se ter uma ideia, em 2017, o setor petrolífero do Rio de Janeiro era formado por 82,2 mil trabalhadores. Na comparação com o ano anterior, o período ainda é marcado por queda de -2,6% de postos de trabalho (-2,2 mil). Contudo, esse resultado é consideravelmente menos intenso do que as quedas registradas nos dois anos anteriores: -8,3% em 2016 (-7,7 mil) e -4,1% em 2015 (-3,9 mil).

Os movimentos da cadeia do Rio de Janeiro acompanham o ritmo brasileiro, que também registra redução na intensidade de queda em 2017. Contudo, os resultados a nível Brasil encontram-se em patamar mais elevado que o fluminense, visto que desde o início da crise o mercado de trabalho nacional foi menos impactado. Dessa forma, a redução do ritmo de queda da cadeia nacional, apresentada em 2017, faz com que o setor petrolífero brasileiro chegue mais perto da estabilidade do que o setor fluminense (-0,9% no Brasil frente aos -2,6% registrados no Rio de Janeiro).

A despeito das movimentações, é incontestável a importância do estado na cadeia de petróleo nacional: 16,4% de todos os empregados do setor petrolífero brasileiro estão localizados no Rio de Janeiro e, embora essa representatividade tenha sido ligeiramente reduzida nos últimos anos (17,5% em 2016 e 18,3% em 2015), o estado se mantém como segundo maior empregador de petróleo do Brasil.

Em primeiro lugar, está o estado de São Paulo, que concentra 22,0% da mão de obra nacional do setor (110 mil empregados). Contudo, é preciso ter em vista que os dois maiores empregadores da cadeia de petróleo – São Paulo e Rio de Janeiro – têm perfis de atuação bastante distintos. A cadeia de petróleo se divide em três grandes elos que en-

globam diversas atividades: o elo de Exploração & Produção (E&P), o elo de Abastecimento e o elo de Cadeia fornecedora. Em São Paulo, quase a totalidade dos trabalhadores atuam no elo de Abastecimento (97,1%) – o que também ocorre em grande parte dos estados brasileiros. Já no Rio de Janeiro, embora também prevaleçam os empregados de Abastecimento (60,3%), o grande destaque é a extração propriamente dita. Com 29,7 mil empregados no elo, o Rio mostra-se o principal produtor de petróleo do país, com mercado mais de seis vezes superior ao da Bahia – segundo estado mais atuante no elo (4,4 mil).

Reafirmando a relevância estadual na extração, o Rio de Janeiro concentra 64,7% de toda a mão de obra nacional de Exploração & Produção e na análise evolutiva essa representatividade praticamente se mantém (+0,3 p.p. em relação a 2016). Isso se dá porque em 2017 o estoque de mão de obra extrativa fluminense cai em ritmo similar ao estoque nacional.

Ainda avaliando a movimentação fluminense, os elos da cadeia apresentam comportamentos diferenciados entre si. E&P e Cadeia fornecedora seguem a tendência do total da cadeia de petróleo: em termos de mercado de trabalho, ambos começam a sentir a crise de maneira mais contundente em 2015 (quando há a redução de -9,7% de postos de trabalho em E&P e -11,2% na Cadeia fornecedora), em 2016 vivem a pior retração (-17,3% em E&P e -15,2% na Cadeia fornecedora) e em 2017 têm variações negativas menos acentuadas (-3,0% em E&P e -7,7% na Cadeia fornecedora). Para Abastecimento os movimentos são bastante diferentes, pois a retração do mercado só se manifesta em 2016 (-1,4%) e se intensifica em 2017 (-2,1%), ao contrário do registrado para os demais elos e para a cadeia como um todo.

Detalhando a movimentação de cada elo, para Exploração & Produção o encolhimento do mercado de trabalho retratado no parágrafo anterior corresponde ao encerramento de 917 postos, puxado pelas Atividades de Extração de Petróleo e Gás Natural (-1.212 postos, equivalente a -7,0%) em oposição ao crescimento das Atividades de apoio à extração de petróleo e gás natural (+295 postos, equivalente a +2,0%) – a única atividade dentro da cadeia de petróleo que apresentou resultados positivos relevantes. Já em Abastecimento, a ativi-

dade que mais influenciou a redução do elo foi a Fabricação de produtos do refino de petróleo (-965 postos, equivalente a -6,2%). Por fim, a Cadeia fornecedora é composta apenas pela atividade de Fabricação de máquinas e equipamentos para a prospecção e extração de petróleo, que teve a redução de 240 postos de trabalho no período (-7,7%).

Com relação ao perfil dos trabalhadores da cadeia de petróleo fluminense, pouco mais de um quarto das ocupações estão relacionadas a atividades do grupo de serviços e comércio (26,3%). Em seguida, estão aquelas que exigem nível superior (que representam 23,4% dos empregados), as ocupações relacionadas à produção de bens e serviços industriais (18,9%) e, por fim, as ocupações de nível técnico, que correspondem a 16,6% dos profissionais da cadeia fluminense.

É válido apontar que essa distribuição varia para os diferentes elos do encadeamento produtivo, de acordo com a essência de cada uma das atividades. No elo de Abastecimento, por exemplo, prevalecem os trabalhadores que atuam em atividades ligadas a serviços e comércio (43,2%), assim como mostrado no total da cadeia, contudo, neste elo a concentração é mais de 17 p.p. acima. Já Exploração & Produção e Cadeia fornecedora apresentam maior concentração no grupo dos técnicos de nível médio, 29,5% e 35,3% respectivamente. As profissões científicas aparecem como o segundo grupo mais relevante em todos os elos (24,2% em Abastecimento, 22,4% em E&P e 19,4% na Cadeia fornecedora).

Sobre as ocupações propriamente ditas, existe uma grande concentração em determinados cargos e quase metade dos trabalhadores do setor se distribuem em apenas 10 ocupações. A profissão mais presente na cadeia de petróleo fluminense é a de Frentista: no Rio de Janeiro, 1 em cada 5 trabalhadores do setor exerce essa profissão, contabilizando 17,9 mil em todo o estado (21,2%). Em seguida, estão os Operadores de exploração de petróleo (4.261, equivalente a 5,0%) e Assistentes administrativos (2.960, equivalente a 3,5%).

Fazendo um recorte dos Grandes Grupos Ocupacionais para compreender os cargos mais frequentes nos diferentes níveis de escolarização, tem-se que dentre as ocupações mais capacitadas, que em geral exigem nível superior, as mais comuns são Administradores (1.817, equivalente a 2,2%) e Engenheiros mecânicos industriais (1.734, equivalente a 2,1%).

Das ocupações que requerem nível técnico, dentro da cadeia de petróleo fluminense os mais frequentes são os Técnicos Mecânicos (2.421, equivalente a 2,9%), Técnicos em Segurança do Trabalho (1.536, equivalente a 1,8%) e Técnicos em Instrumentação (1.056, equivalente a 1,3%).

Já nos cargos de nível operacional, além dos Operadores de exploração de petróleo já citados nas 10 maiores ocupações do setor (4.261, equivalente a 5,0%), estão os Plataformistas de petróleo (1.245, equivalente a 1,5%) e Sondadores de poços de petróleo e gás (792, equivalente a 0,9%).

Por fim, para aquelas atividades relacionadas a serviços e vendas, os destaques são Vendedores de comércio varejista (792, equivalente a 0,9%) e Lavadores de veículos (564, equivalente a 0,7%) – junto aos já citados Frentistas (17.884, equivalente a 21,2%).

Sobre as características demográficas, os profissionais da cadeia se concentram nas faixas etárias entre 30 e 49 anos de idade (56,3%), independente do elo, e o nível de escolaridade fluminense é bem superior ao registrado na cadeia de petróleo nacional: no Rio de Janeiro, o percentual que possui ensino superior (38,2%) é mais que o dobro do registrado a nível nacional (14,4%) e, em contrapartida, a concentração de trabalhadores com ensino médio é consideravelmente superior no agregado Brasil (57,9% frente a 39,1% no RJ).

Essa diferença de escolaridade na cadeia de petróleo Rio/Brasil é influenciada pelos elos de Abastecimento e Cadeia fornecedora, nos quais de fato a escolaridade fluminense é substancialmente superior à brasileira: para exemplificar, no Rio de Janeiro 31,3% dos trabalhadores de Abastecimento possuem Ensino Superior completo, frente a 10,4% no agregado brasileiro e no elo da Cadeia fornecedora os percentuais de Ensino Superior são 40,0% no RJ e 25,3% no Brasil. No elo de E&P, por sua vez, não há disparidades significativas no nível de escolarização do país e do estado – em ambas as localidades cerca de 50% dos empregados possuem ao menos Ensino Superior.

Quando se trata da remuneração dos trabalhadores do setor petrolífero, o Rio de Janeiro também é destaque em comparação aos outros estados e apresenta os profissionais mais bem pagos do país: o salário médio da cadeia de petróleo fluminense é de R\$ 11.374,00 – valor 2,5 vezes superior à média nacional (R\$ 4.504) e quase o dobro da segunda maior remuneração do país (Sergipe – R\$ 6.358). Essa disparidade de renda se justifica por dois motivos. Primeiramente, o elo de Exploração & Produção é o mais bem remunerado do setor petrolífero tanto a nível Brasil (R\$ 14.796) quanto no Rio (R\$ 15.292) e, como visto, o Rio de Janeiro é o estado que mais concentra trabalhadores dessas atividades. Outro fator influenciador é a disparidade de remuneração observada principalmente no elo de Abastecimento: nessas atividades o rendimento médio mensal fluminense é de R\$ 9.183 – quase três vezes superior ao registrado no Brasil (R\$ 3.379).

Gráficos e tabelas

GRÁFICO 22. EVOLUÇÃO DA ARRECAÇÃO DE PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS NO ESTADO E MUNICÍPIOS DO RIO DE JANEIRO

Fonte: ANP, 2018.

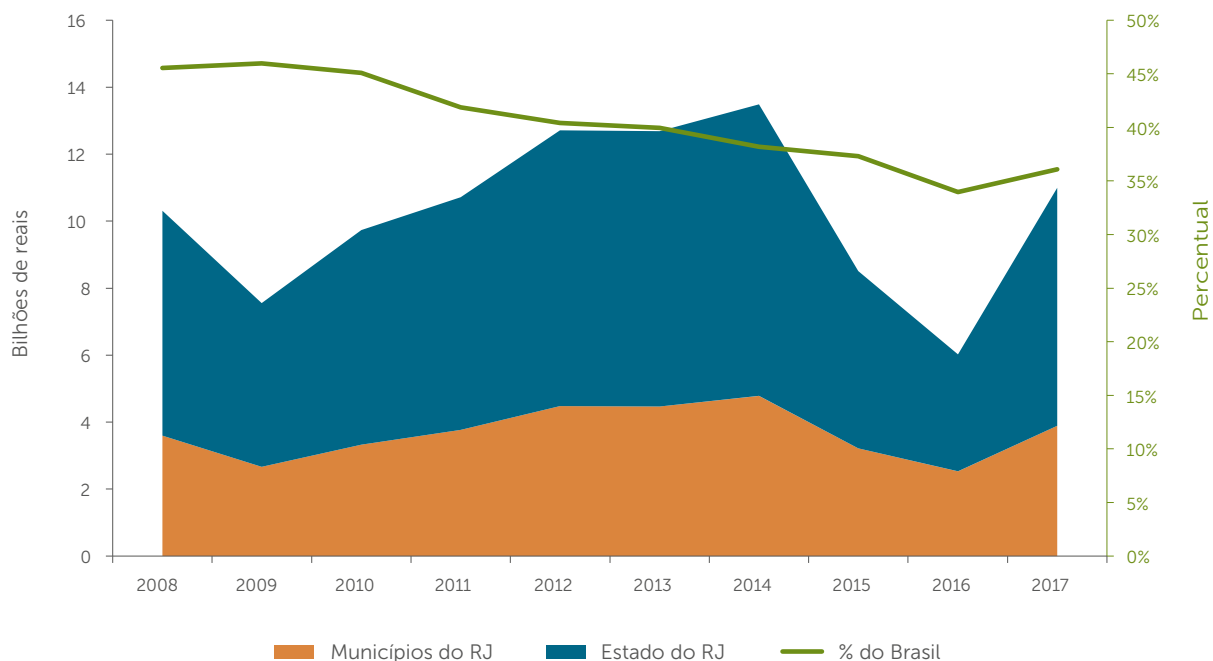


GRÁFICO 23. HISTÓRICO DO TOTAL DE EMPREGADOS NO ENCADEAMENTO PRODUTIVO DO PETRÓLEO

Fonte: ANP, 2018.

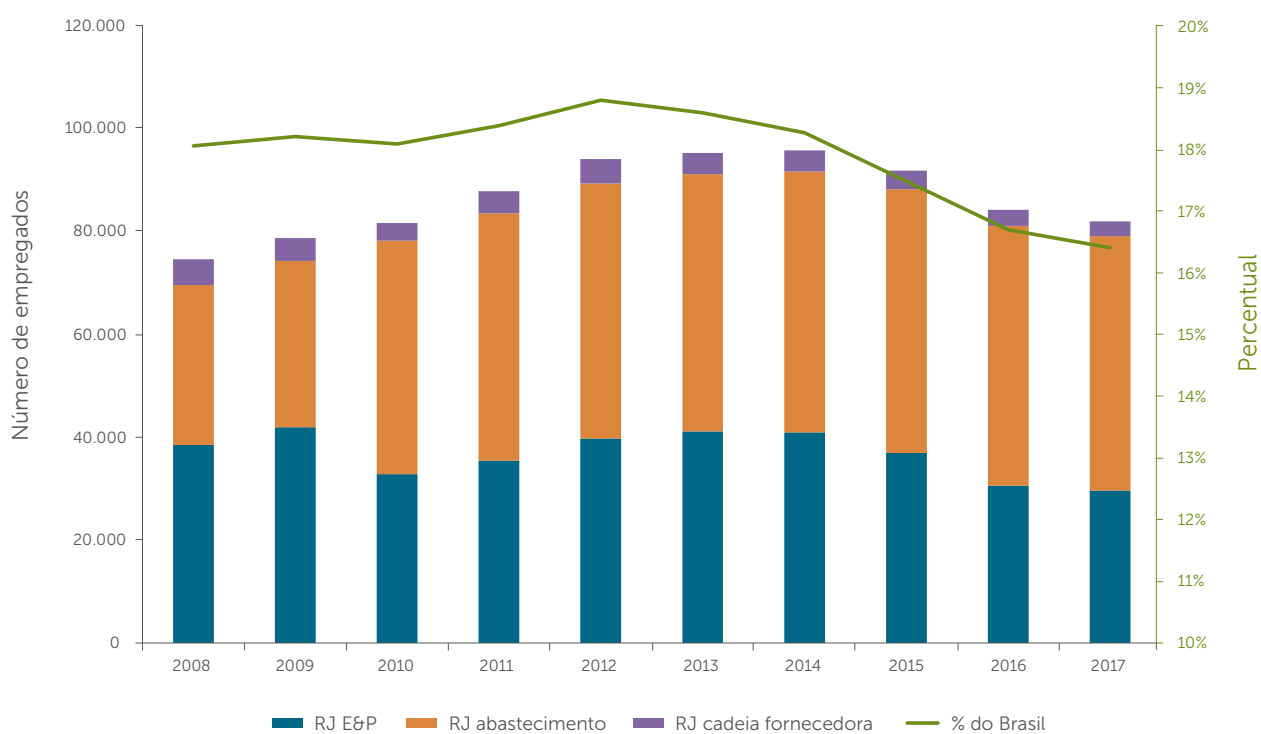


TABELA 16. EVOLUÇÃO DOS EMPREGADOS NO ENCADEAMENTO PRODUTIVO DO PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO

Fonte: Rais e Caged.

ELOS DA CADEIA	2006	2007	2008	2009	2010	2011
E&P	32.397	29.381	38.631	42.050	32.909	35.549
Abastecimento	29.948	31.368	31.152	32.476	45.560	48.196
Cadeia fornecedora	3.467	3.269	5.017	4.388	3.392	4.314
Total	65.812	64.018	74.800	78.914	81.861	88.059
<i>% do Brasil no E&P</i>	63%	58%	61%	63%	64%	64%
<i>% do Brasil no Abastecimento</i>	10%	10%	9%	9%	12%	12%
<i>% do Brasil na Cadeia Fornecedora</i>	69%	63%	72%	68%	56%	58%
<i>% do Brasil no Total</i>	18%	17%	18%	18%	18%	18%

TABELA 17. INFORMAÇÕES PROFISSIONAIS DO ENCADEAMENTO PRODUTIVO DE PETRÓLEO POR GRANDES GRUPOS NO RIO DE JANEIRO

Fonte: Rais, 2018.

OCUPAÇÕES – GRANDES GRUPOS	ABASTECIMENTO		E&P		CADEIA FORNECEDORA		TOTAL	
	RJ	% no elo RJ	RJ	% no elo RJ	RJ	% no elo RJ	RJ	% no total RJ
Serviços e vendas	21.898	43,2%	312	1,0%	27	0,9%	22.237	26,3%
Profissões científicas – nível superior	12.279	24,2%	6.859	22,4%	605	19,4%	19.743	23,4%
Trabalhadores na produção de bens e serviços industriais	4.303	8,5%	9.594	31,3%	594	19,0%	14.491	17,2%
Técnicos de nível médio	3.883	7,7%	9.044	29,5%	1.104	35,3%	14.031	16,6%
Serviços administrativos	4.737	9,3%	2.202	7,2%	492	15,7%	7.431	8,8%
Dirigentes e gerentes	3.044	6,0%	1.781	5,8%	218	7,0%	5.043	6,0%
Manutenção e reparação	533	1,1%	853	2,8%	85	2,7%	1.471	1,7%
Total Geral	50.677	100,0%	30.645	100,0%	3.125	100,0%	84.447	100,0%

2012	2013	2014	2015	2016	2017
39.895	41.274	41.044	37.053	30.651	29.734
49.713	50.124	50.872	51.386	50.691	49.611
4.751	4.141	4.148	3.685	3.125	2.885
94.359	95.539	96.064	92.124	84.467	82.230
63%	66%	66%	65%	64%	65%
12%	11%	11%	11%	11%	11%
59%	50%	47%	34%	35%	35%
19%	19%	18%	18%	17%	16%

TABELA 18. OUTRAS INFORMAÇÕES PROFISSIONAIS DO ENCADEAMENTO PRODUTIVO DE PETRÓLEO

Fonte: Rais, 2018.

10 MAIORES PROFISSÕES DA CADEIA	RJ	% NO TOTAL RJ
Frentista	17.884	21,2%
Operador de exploração de petróleo	4.261	5,0%
Assistente administrativo	2.960	3,5%
Técnico mecânico	2.421	2,9%
Administrador	1.817	2,2%
Engenheiro mecânico industrial	1.734	2,1%
Auxiliar de escritório, em geral	1.640	1,9%
Engenheiro químico (petróleo e borracha)	1.638	1,9%
Técnico em segurança no trabalho	1.536	1,8%
Analista de desenvolvimento de sistemas	1.438	1,7%

FAIXA DE IDADE	RJ	% NO TOTAL RJ
ATÉ 24	7.304	8,8%
25 A 29	11.338	13,4%
30 A 39	30.484	36,1%
40 A 49	17.112	20,3%
50 A 64	17.268	20,4%
65 OU MAIS	961,0	1%

TABELA 19. HISTÓRICO DA ARRECADAÇÃO DE ROYALTIES E PARTICIPAÇÃO ESPECIAL NO ESTADO E MUNICÍPIOS DO RIO DE JANEIRO (EM MILHÕES DE R\$)

Fonte: ANP, 2018.

		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Total de Participações Governamentais	Municípios do RJ (R\$)	989,11	1.488,11	1.650,09	2.121,87	2.684,96	2.434,86	3.590,68
	Estado do RJ (R\$)	1.667,29	2.869,04	3.086,34	4.018,84	5.100,60	4.362,15	6.717,13
	Total Brasil (R\$)	5.694,17	9.393,81	10.314,80	13.173,08	16.543,53	14.668,15	22.647,70
	<i>% do Brasil</i>	47%	46%	46%	47%	47%	46%	46%
Participação Especial	Municípios do RJ (R\$)	248,91	490,32	511,17	675,06	863,47	699,65	1.113,59
	Estado do RJ (R\$)	995,63	1.961,30	2.044,67	2.700,24	3.453,87	2.798,62	4.454,35
	Total Brasil (R\$)	2.510,18	4.997,43	5.271,98	6.967,00	8.839,99	7.177,53	11.710,79
	<i>% do Brasil</i>	50%	49%	49%	49%	49%	49%	48%
Royalties	Municípios do RJ (R\$)	740,21	997,79	1.138,92	1.446,81	1.821,49	1.735,21	2.477,09
	Estado do RJ (R\$)	671,66	907,74	1.041,66	1.318,60	1.646,73	1.563,53	2.262,77
	Total Brasil (R\$)	3.183,99	4.396,38	5.042,83	6.206,09	7.703,54	7.490,61	10.936,91
	<i>% do Brasil</i>	44%	43%	43%	45%	45%	44%	43%

CONTINUAÇÃO TABELA 18. OUTRAS INFORMAÇÕES PROFISSIONAIS DO ENCADEAMENTO PRODUTIVO DE PETRÓLEO

Fonte: Rais, 2018.

ESCOLARIDADE	RJ	% NO TOTAL RJ
Sem escolaridade	20	1,0%
Até 5ª Incompleto	348	0,4%
5ª Completo Fundamental	767	0,9%
6ª a 9ª Fundamental	1.738	2,1%
Fundamental Completo	8.231	9,7%
Médio Incompleto	3.687	4,4%
Médio Completo	33.038	39,1%
Superior Incompleto	1.909	2,3%
Superior Completo	32.264	38,2%
Mestrado	2.109	2,5%
Doutorado	356	0,4%
Rendimento Médio	R\$ 11.374	

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
2.665,97	3.328,14	3.766,53	4.479,82	4.469,24	4.782,24	3.217,30	2.532,54	3.885,24
4.884,83	6.406,95	6.949,28	8.232,04	8.222,19	8.705,98	5.294,65	3.493,26	7.115,09
16.436,52	21.600,00	25.629,47	31.491,27	31.805,81	35.358,51	25.174,07	17.739,39	30.469,85
46%	45%	42%	40%	40%	38%	34%	34%	36%
793,86	1.095,08	1.112,48	1.317,11	1.310,04	1.373,05	746,47	408,31	1.084,51
3.175,45	4.380,34	4.480,24	5.268,45	5.240,16	5.492,21	2.985,88	1.507,27	4.464,03
8.452,81	11.670,01	12.641,52	15.855,17	15.497,18	16.827,52	11.310,14	5.910,62	15.167,67
47%	47%	44%	42%	42%	41%	35%	32%	37%
1.872,10	2.233,06	2.654,05	3.162,71	3.159,20	3.409,18	2.470,83	2.124,23	2.800,73
1.709,38	2.026,61	2.469,05	2.963,58	2.982,03	3.213,77	2.308,76	1.985,99	2.651,06
7.983,71	9.929,99	12.987,95	15.636,10	16.308,62	18.530,98	13.863,93	11.828,77	15.302,18
45%	43%	39%	39%	38%	36%	39%	35%	36%

TABELA 20. PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS PAGAS POR CAMPO E CONFRONTAÇÃO POR MUNICÍPIO

Fonte: ANP, 2018.

CAMPO	ROYALTIES	PARTICIPAÇÃO ESPECIAL	TOTAL DE PARTICIPAÇÕES GOV. PAGAS PELO CAMPO	% MÉDIO DE CONFRONTAÇÃO DE MUNICÍPIOS	
ALBACORA	283.690.365,52	27.107.856,55	310.798.222,07	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	65,0
				CARAPEBUS-RJ	3,2
				QUISSAMA-RJ	31,9
ALBACORA LESTE	260.017.123,43	39.829.663,85	299.846.787,28	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	69,4
				QUISSAMA-RJ	30,6
ANEQUIM	3.272.718,33	34.798.854,17	38.071.572,50	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	50,0
				MACAE-RJ	47,8
				RIO DAS OSTRAS-RJ	2,2
BAGRE	691.068,64	0,00	691.068,64	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	50,0
				MACAE-RJ	29,6
				RIO DAS OSTRAS-RJ	20,4
BARRACUDA	296.219.514,83	18.739.640,07	314.959.154,90	CABO FRIO-RJ	8,7
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	50,0
				CASIMIRO DE ABREU-RJ	18,2
				RIO DAS OSTRAS-RJ	23,2
BIJUPIRÁ	54.060.134,36	0,00	54.060.134,36	CABO FRIO-RJ	50,0
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	50,0
BONITO	24.612.594,35	0,00	24.612.594,35	ARMACAO DOS BUZIOS-RJ	24,1
				CABO FRIO-RJ	25,9
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	47,6
BÚZIOS	13.030.391,18	0,00	13.030.391,18	QUISSAMA-RJ	2,4
				SAQUAREMA-RJ	37,5
CARAPEBA	37.783.985,74	0,00	37.783.985,74	MARICA-RJ	62,5
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	50,0
				CARAPEBUS-RJ	34,6
				MACAE-RJ	4,1
CARATINGA	156.349.815,47	600.539,52	156.950.354,99	QUISSAMA-RJ	11,3
				ARMACAO DOS BUZIOS-RJ	3,3
				CABO FRIO-RJ	45,7
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	50,0
				CASIMIRO DE ABREU-RJ	1,0
CHERNE	41.354.063,19	0,00	41.354.063,19	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	50,0
				RIO DAS OSTRAS-RJ	50,0
				CABO FRIO-RJ	5,3
CONGRO	8.455.467,72	0,00	8.455.467,72	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	50,0
				CASIMIRO DE ABREU-RJ	11,5
				RIO DAS OSTRAS-RJ	33,2
				CABO FRIO-RJ	6,0
CORVINA	5.610.061,47	0,00	5.610.061,47	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	50,0
				CASIMIRO DE ABREU-RJ	19,8
				RIO DAS OSTRAS-RJ	24,3
ENCHOVA	14.992.241,20	0,00	14.992.241,20	CABO FRIO-RJ	44,9
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	49,3
				CASIMIRO DE ABREU-RJ	5,1
				QUISSAMA-RJ	0,7
ENCHOVA OESTE	14.133.455,28	0,00	14.133.455,28	ARMACAO DOS BUZIOS-RJ	3,4
				CABO FRIO-RJ	46,6
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	16,2
				QUISSAMA-RJ	33,8
				ARARUAMA-RJ	0,5
ESPADARTE	13.385.025,34	0,00	13.385.025,34	ARMACAO DOS BUZIOS-RJ	16,9
				ARRAIAL DO CABO-RJ	0,8
				CABO FRIO-RJ	27,9
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	44,5
				MARICA-RJ	3,4
				NITEROI-RJ	0,9
				QUISSAMA-RJ	4,1
				RIO DE JANEIRO-RJ	0,9
				SAQUAREMA-RJ	0,2
				PRESIDENTE KENNEDY-ES	100,0
FRADE	108.603.497,33	0,00	108.603.497,33	SAO JOAO DA BARRA-RJ	20,0
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	80,0
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	50,0
GAROUPA	16.511.820,90	0,00	16.511.820,90	CARAPEBUS-RJ	1,7
				MACAE-RJ	48,3
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	50,0
GAROUPINHA	1.376.326,59	0,00	1.376.326,59	MACAE-RJ	50,0
				MARICA-RJ	100,0
ITAPU	106.623.443,84	0,00	106.623.443,84	ARMACAO DOS BUZIOS-RJ	32,5
				CABO FRIO-RJ	17,5
				QUISSAMA-RJ	50,0
LINGUADO	95.876,24	0,00	95.876,24	RIO DE JANEIRO-RJ	48,9
				NITEROI-RJ	43,1
				MARICA-RJ	8,0
LULA	4.748.880.161,45	7.067.989.624,26	11.816.869.785,71	CABO FRIO-RJ	1,7
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	50,0
				CASIMIRO DE ABREU-RJ	12,8
MALHADO	5.133.346,18	0,00	5.133.346,18	RIO DAS OSTRAS-RJ	35,5

CONTINUAÇÃO TABELA 20. PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS PAGAS POR CAMPO E CONFRONTAÇÃO POR MUNICÍPIO

Fonte: ANP, 2018.

CAMPO	ROYALTIES	PARTICIPAÇÃO ESPECIAL	TOTAL DE PARTICIPAÇÕES GOV. PAGAS PELO CAMPO	% MÉDIO DE CONFRONTAÇÃO DE MUNICÍPIOS
MARIMBÁ	74.903.345,92	0,00	74.903.345,92	ARMACAO DOS BUZIOS-RJ 6,1
				CABO FRIO-RJ 43,9
MARLIM	775.331.447,94	330.168.071,37	1.105.499.519,31	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ 50,0
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ 50,0
				MACAE-RJ 20,4
				RIO DAS OSTRAS-RJ 29,6
MARLIM LESTE	383.161.573,42	12.027.121,92	395.188.695,34	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ 50,0
				CARAPEBUS-RJ 1,6
				CASIMIRO DE ABREU-RJ 1,3
				MACAE-RJ 20,7
MARLIM SUL	941.397.126,31	585.973.164,57	1.527.370.290,88	RIO DAS OSTRAS-RJ 26,4
				ARMACAO DOS BUZIOS-RJ 4,4
				CABO FRIO-RJ 28,1
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ 50,0
NAMORADO	40.105.579,58	0,00	40.105.579,58	CASIMIRO DE ABREU-RJ 6,3
				RIO DAS OSTRAS-RJ 11,2
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ 50,0
				MACAE-RJ 3,7
PAMPO	65.953.036,25	0,00	65.953.036,25	RIO DAS OSTRAS-RJ 46,3
				ARMACAO DOS BUZIOS-RJ 21,0
				CABO FRIO-RJ 29,0
PAPA-TERRA	48.037.376,35	0,00	48.037.376,35	QUISSAMA-RJ 50,0
				CABO FRIO-RJ 46,7
				ARMACAO DOS BUZIOS-RJ 53,3
PARATI	1.271.554,80	0,00	1.271.554,80	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ 50,0
				CARAPEBUS-RJ 3,0
				MACAE-RJ 46,3
				RIO DAS OSTRAS-RJ 0,6
PARGO	12.286.422,12	0,00	12.286.422,12	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ 50,0
				CARAPEBUS-RJ 32,7
				QUISSAMA-RJ 17,3
				MACAE-RJ 9,9
PEREGRINO	334.271.640,23	0,00	334.271.640,23	RIO DAS OSTRAS-RJ 6,7
				CASIMIRO DE ABREU-RJ 30,8
				CABO FRIO-RJ 5,9
				ARMACAO DOS BUZIOS-RJ 0,7
PIRAÚNA	2.027.913,18	0,00	2.027.913,18	ARRAIAL DO CABO-RJ 40,5
				PARATI-RJ 5,5
				CABO FRIO-RJ 50,0
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ 50,0
POLVO	41.230.506,46	0,00	41.230.506,46	PARATI-RJ 3,9
				ITAGUAI-RJ 0,2
				RIO DE JANEIRO-RJ 2,5
				CARAPEBUS-RJ 47,4
RONCADOR	1.403.266.255,58	1.230.753.109,64	2.634.019.365,22	MANGARATIBA-RJ 43,5
				QUISSAMA-RJ 2,5
				PRESIDENTE KENNEDY-ES 100,0
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ 68,2
SALEMA	21.315.681,55	0,00	21.315.681,55	SAO JOAO DA BARRA-RJ 31,8
				CABO FRIO-RJ 50,0
				CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ 50,0
SAPINHOÁ	1.382.939.165,89	2.115.082.136,04	3.498.021.301,93	ILHABELA-SP 100,0
				RIO DE JANEIRO-RJ 100,0
TAMBAÚ	777.635,06	0,00	777.635,06	MARICA-RJ 100,0
				ARRAIAL DO CABO-RJ 2,2
				ARARUAMA-RJ 1,5
				CABO FRIO-RJ 5,6
TARTARUGA VERDE	57.131.931,28			MARICA-RJ 20,6
				NITEROI-RJ 11,3
				QUISSAMA-RJ 37,2
				PARATI-RJ 13,5
TUBARÃO MARTELO	36.430.309,29	0,00	36.430.309,29	MACAE-RJ 36,5
				CARAPEBUS-RJ 50,0
				MARICA-RJ 100,0
URUGUÁ	74.582.006,09	0,00	74.582.006,09	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ 50,0
				QUISSAMA-RJ 50,0
VERMELHO	19.406.448,16	0,00	19.406.448,16	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ 50,0
				CARAPEBUS-RJ 1,8
				MACAE-RJ 36,4
				RIO DAS OSTRAS-RJ 11,7
VIOLA	7.165.521,38	0,00	7.165.521,38	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ 50,0
				MACAE-RJ 45,3
				RIO DAS OSTRAS-RJ 4,7
VOADOR	12.697.373,03	0,00	12.697.373,03	

TABELA 21. EXPORTAÇÃO DO MERCADO DE PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO EM DÓLARES E % DO BRASIL

Fonte: Secex/MDIC.

ANO	TOTAL	PETRÓLEO BRUTO	COQUE E DERIVADOS DE PETRÓLEO	PRODUTOS DE ORIGEM PETROQUÍMICA	REPETRÁVEIS		
					PLATAFORMAS E EMBARCAÇÕES FLUTUANTES	DEMAIS REPETRÁVEIS	TOTAL PRODUTOS DO REPETRO
2007	10.087,7	8.410,0	865,8	247,6	555,7	8,6	564,3
2008	13.845,1	12.515,7	1.092,5	226,9	0,0	10,0	10,0
2009	10.089,5	9.046,9	822,4	181,1	0,0	39,2	39,2
2010	15.890,1	14.929,4	811,7	146,0	0,0	3,0	3,0
2011	22.596,3	19.979,2	858,4	275,9	1.042,7	440,1	1.482,8
2012	21.984,5	18.467,2	1.755,8	240,5	670,1	851,0	1.521,1
2013	15.032,5	11.709,6	1.218,1	159,9	1.430,3	514,6	1.944,9
2014	16.374,7	12.944,5	829,4	150,8	1.982,9	467,0	2.450,0
2015	11.647,9	8.965,4	462,9	171,6	1.527,9	520,2	2.048,0
2016	12.136,0	7.955,5	230,3	227,4	3.255,7	467,3	3.722,9
2017	15.187,0	13.122,5	558,0	189,0	903,8	413,7	1.317,5
% RJ NO BRASIL							
2007	59%	94%	20%	12%	82%	1%	32%
2008	60%	91%	22%	12%	0%	1%	0%
2009	63%	97%	26%	9%	0%	3%	3%
2010	69%	92%	26%	7%	0%	0%	0%
2011	72%	92%	19%	10%	98%	29%	57%
2012	69%	91%	32%	9%	46%	44%	45%
2013	51%	90%	26%	7%	18%	28%	20%
2014	60%	79%	20%	6%	99%	22%	60%
2015	58%	76%	24%	7%	79%	27%	53%
2016	63%	79%	17%	9%	89%	28%	70%
2017	64%	79%	28%	72%	100%	25%	52%

TABELA 22. IMPORTAÇÃO DO MERCADO DE PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO EM DÓLARES E % DO BRASIL

Fonte: Secex/MDIC.

ANO	TOTAL	PETRÓLEO BRUTO	COQUE E DERIVADOS DE PETRÓLEO	PRODUTOS DE ORIGEM PETROQUÍMICA	REPETRÁVEIS		
					PLATAFORMAS E EMBARCAÇÕES FLUTUANTES	DEMAIS REPETRÁVEIS	TOTAL PRODUTOS DO REPETRO
2007	2.819,3	2.264,3	270,2	115,7	3,3	165,7	169,0
2008	4.753,0	3.834,4	433,4	190,8	1,0	293,3	294,4
2009	2.857,6	2.177,1	242,6	145,4	22,6	269,9	292,5
2010	3.796,1	2.588,9	646,1	213,7	22,1	325,3	347,4
2011	4.921,6	3.561,3	670,7	253,5	2,1	434,1	436,2
2012	5.104,8	3.940,5	466,0	257,1	6,3	434,8	441,1
2013	4.257,1	2.964,7	407,0	261,3	4,6	619,5	624,2
2014	5.219,0	3.694,4	327,9	274,4	390,0	532,4	922,4
2015	4.018,5	2.026,7	235,8	208,9	1.157,8	389,3	1.547,1
2016	2.294,3	999,5	227,7	206,6	627,3	233,1	860,5
2017	2.238,3	1.473,9	337,6	188,8	1,7	236,3	238,0
% RJ NO BRASIL							
2007	13%	19%	4%	4%	85%	13%	13%
2008	15%	23%	4%	5%	39%	16%	16%
2009	15%	24%	5%	5%	33%	17%	18%
2010	13%	26%	5%	5%	89%	16%	16%
2011	12%	25%	4%	5%	60%	18%	18%
2012	13%	29%	3%	5%	33%	17%	17%
2013	10%	18%	2%	4%	13%	20%	20%
2014	12%	24%	2%	5%	83%	18%	27%
2015	16%	27%	3%	5%	93%	17%	43%
2016	14%	34%	3%	5%	100%	12%	33%
2017	11%	50%	28%	48%	68%	16%	16%

CONSIDERAÇÕES FINAIS

MERCADO DE PETRÓLEO: CATALISADOR DE UM CICLO PRÓ-DESENVOLVIMENTO

Elaborado pelo Sistema FIRJAN

A roda voltou a girar e o mercado de petróleo e gás no Brasil já se mostra mais positivo com relação às perspectivas para o futuro. E, neste novo cenário, o Rio de Janeiro mais uma vez teve o seu papel de protagonismo reforçado.

Além dos projetos de desenvolvimento de produção, isso pôde ser claramente observado com o resultado da 15ª Rodada de Licitação de Blocos Exploratórios, realizado pela ANP. O estado do Rio de Janeiro foi o grande destaque, com o maior volume de arrecadação de bônus de assinatura, totalizando 98% do arrecado, ocorreu nas áreas adquiridas em águas fluminenses, com arremate de 80% dos 15 blocos oferecidos no estado.

No curto prazo, estas oportunidades resultam em investimento principalmente no aumento do conhecimento geológico das nossas áreas. Por outro lado, é apenas com a oferta contínua de novas áreas que conseguiremos dar a sustentabilidade dos investimentos e retorno necessários para sociedade.

Assim, as áreas exploratórias oferecidas em 2018 poderão demandar demandas em torno de US\$ 500 milhões, em levantamento e processamento de dados geofísico; perfuração, perfilagem, cimentação e completação de poços; estudos sísmicos; e afretamento e operação de embarcações especiais (sondas e apoio marítimo).

Ainda em exploração e produção, suportando no curto prazo, até 2021, são previstas a entrada em operação de 12 sistemas de produção *offshore* nos mares fluminenses. Estes projetos, além de estimularem a economia do estado e do país, com a demanda por bens e serviços e geração de empregos, também suportarão a curva de produção futura e todos os seus efeitos benéficos para a sociedade, seja na forma de arrecadações governamentais, seja nos empregos na fase de investimento e na, conseqüente, operação destes ativos.

Neste caso, se desconsiderarmos os projetos que já iniciaram a contratação ou construção dos ativos, serão ainda outros US\$ 40 bilhões em investimento.

Para o segmento de abastecimento, frente a crise que passamos em meados de maio de 2018, e visando estimular a economia interna a Assembleia Legislativa do Estado do Rio de Janeiro – ALERJ, aprovou a equiparação da alíquota de ICMS do diesel ao nossos estados vizinhos na região sudeste. Ainda neste segmento de abastecimento, tivemos a sinalização da retomada das contratações para a finalização do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro.

Por um lado, avançamos nas questões de abastecimento, mas ainda precisamos trabalhar fortemente para construirmos nossa capacidade de agregarmos valor ao petróleo extraído. Sendo importante ressaltar, que esta expansão da nossa capacidade de refino, deve vir acompanhada do aumento no número de agentes atuantes neste segmento do mercado. Apenas assim, poderemos implementar instrumentos que estimulam ganhos de eficiência e produtividade que apenas um mercado competitivo pode trazer.

Assim, o que fica evidente ao avaliarmos o mercado de petróleo, é que a Exploração e Produção é o ponto inicial dos ganhos, mas ele não é o único. Este segmento, deve, então, ser utilizado como fato gerador e impulsionador dos resultados de todas aquelas áreas à jusante, à montante e também aquelas que, a princípio, não são relacionadas.

Assim, a pergunta-chave é como podemos fazer para tornarmos a implementação dos projetos de E&P mais céleres e também maximizar os retornos para o país. E é nesse ponto que destaca-se o investimento em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.

Para os investimentos das *oil companies*, a aplicação de recursos em P,D&I, é uma maneira de encurtar os prazos de implementação dos projetos através de ganhos internos de competitividade. Para a cadeia fornecedora, devemos utilizar a pujança do E&P para trabalharmos todos os nós de que impedem a melhoria contínua de nossa competitividade. Para isso, é importante que as empresas atuantes neste segmento estejam, também, mais próximas da realidade dos fornecedores brasileiros, principalmente daquelas empresas

de menor porte e que possuem capacidade reduzida de investimentos.

Nesses casos, a parceria também com empresas internacionais, nesse caso, não apenas impulsionaria nossa competitividade, como também nos colocaria em uma posição mais avançada para atuação internacional e expansão para fornecimento a outros mercados. Teremos assim diversidade de compradores e maior sustentabilidade de nossas atividades industriais.

Além disso, a atuação proativa dos entes governamentais deve estar voltada para oferecer aos investidores o ambiente de negócios propício para fazer as rodas girarem não apenas mais rápido, como também, com menores níveis intercorrência. Para isso, são necessários os sinais corretos ao mercado e de disponibilização de diferentes instrumentos convergentes, alinhados entre si para ganhos de competitividade, englobando questões de financiamento, tributárias, ambientais e de infraestrutura.

Estaremos, com isso, de fato utilizando o petróleo como um impulsionador das nossas capacidades produtivas e, as-

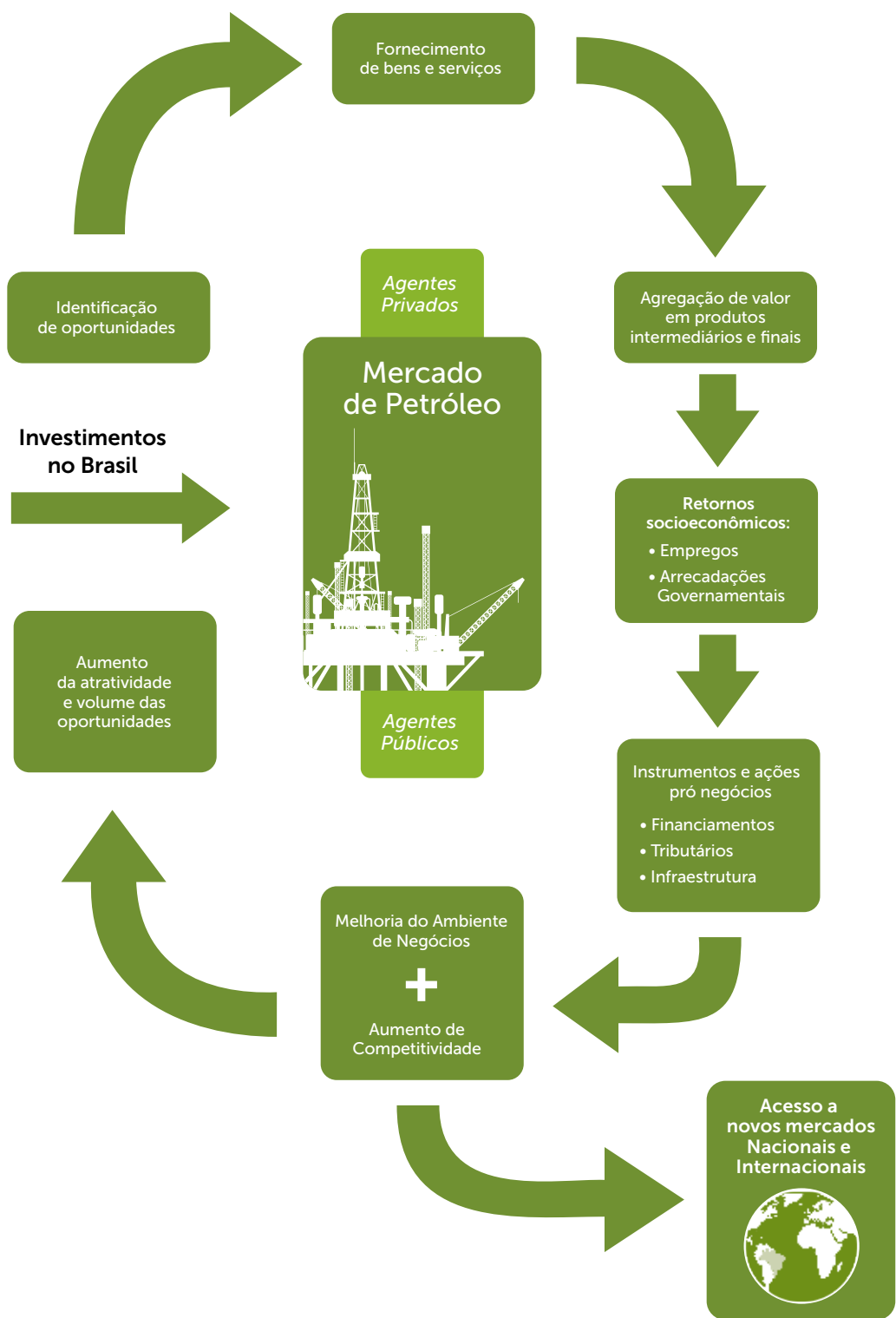
sim, estaremos construindo um país com foco na capacidade de nos adaptarmos e estarmos incluindo na economia global com maior sustentabilidade.

O Sistema FIRJAN, acredita, então, em uma visão de um Ciclo Pró-Desenvolvimento País, tendo o mercado de petróleo como um catalisador, como apresentado na Figura 2. Por isso, trabalhamos para identificar, em conjunto com os principais agentes desse mercado, quais são as rodas que prendem e quais que empurram o desenvolvimento do Rio de Janeiro e Brasil.

É com esse objetivo, que a FIRJAN atua para trazer as oportunidades para perto da realidade de mercado e, através do **Anuário da Indústria do Petróleo no Rio de Janeiro**, hoje em sua terceira edição, congrega em um só documento uma avaliação qualificada, quantificada e pautar a tomada de decisão destes agentes que constroem um dos mais importantes pilares da economia do estado e do país: o petróleo.

FIGURA 2. CICLO PRÓ-DESENVOLVIMENTO PAÍS – MERCADO PETRÓLEO COMO CATALISADOR

Fonte: Elaboração própria.



APÊNDICE

GLOSSÁRIO

A

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

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

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

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

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

B

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

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

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

Bloco Exploratório: áreas delimitadas geograficamente referentes à uma bacia sedimentar, onde se desenvolvem atividades de exploração de petróleo e gás natural, realizadas pelos modelos de Concessão, Partilha ou Cessão Onerosa.

Biocombustível: substância obtida a partir de biomassa renovável, utilizado na geração de energia.

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

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

C

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

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

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

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

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

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

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

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

D

Derivados de Petróleo: produtos provenientes de processos que visam a transformação físico-química do petróleo.

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

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

E

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

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

Etanol: biocombustível líquido derivado de biomassa renovável, composto principalmente pelo álcool etílico, podendo ser utilizado em motores a combustão interna com ignição por centelha, em outras formas de geração de energia ou na indústria petroquímica. Atualmente é regulamentado pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011.

Etanol Hidratado Combustível (EHC): álcool etílico hidratado combustível ou etanol hidratado combustível é o etanol destinado à venda no posto revendedor para o consumidor final em veículos automotores. Atualmente é regulamentado pela Resolução ANP nº 7, de 9/2/2011 e também a Resolução ANP nº 7, de 21/2/2013.

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

G

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

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

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

Gasolina A: derivado de petróleo isento de componentes oxigenados, e utilizado combustível em veículos automotivos dotados de motores de ignição por centelha. Atualmente regulamentado pela Resolução ANP nº 40, de 25/10/2013.

Gasolina C: combustível obtido da mistura de gasolina A e do etanol anidro combustível, nas proporções definidas pela legislação em vigor. Atualmente regulamentado pela Resolução ANP nº 40, de 25/10/2013.

Gasolina de Aviação: derivado de petróleo utilizado como combustível para aeronaves com motores de ignição por centelha. Atualmente regulamentado pela Resolução ANP nº 17, de 26/7/2006.

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

H

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

L

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

M

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

N

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

O

Offshore: termo em inglês que significa localizado no mar.

Onshore: termo em inglês que significa localizado em terra.

Óleo, Óleo cru ou Óleo Bruto: ver Petróleo.

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

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

Óleo Diesel S-10: variação do óleo diesel, o qual é passado por processos para redução do teor de enxofre, limite máximo de 10 mg/kg. Atualmente regulamento pela Resolução ANP nº 50, de 23/12/2013.

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

ONIP: Organização Nacional da Indústria do Petróleo.

Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep): organização multinacional composta pela Angola, Argélia, Líbia, Nigéria, Irã, Iraque, Kuwait, Catar, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Equador e Venezuela, estabelecida em 1960, visando coordenar as políticas de petróleo de seus membros.

P

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Q

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

Querosene de Aviação (QAV): derivado de petróleo utilizado como combustível em turbinas de aeronaves. Atualmente regulamentado pela Resolução ANP nº 37, de 1/12/2009.

R

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

S

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

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

T

TCF (Trillion Cubic Feet): em português Trilhão de Pés Cúbicos, unidade volumétrica comumente utilizada para medir o volume de produção e reservas de gás natural.

U

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

W

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

APÊNDICE

PRINCIPAIS REGULAMENTAÇÕES EM 2017

LEI COMPLEMENTAR Nº 160, DE 7.8.2017 – DOU 8.8.2017 – Dispõe sobre convênio que permite aos Estados e ao Distrito Federal deliberar sobre a remissão dos créditos tributários, constituídos ou não, decorrentes das isenções, dos incentivos e dos benefícios fiscais ou financeiro-fiscais instituídos em desacordo com o disposto na alínea “g” do inciso XII do § 2º do art. 155 da Constituição Federal e a reinstituição das respectivas isenções, incentivos e benefícios fiscais ou financeiro-fiscais; e altera a Lei nº 12.973, de 13 de maio de 2014.

LEI Nº 13.540, DE 18.12.2017 – DOU 19.12.2017 – Altera as Leis nºs 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e 8.001, de 13 de março de 1990, para dispor sobre a Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais (CFEM).

LEI Nº 13.576, DE 26.12.2017 – DOU 27.12.2017 – Dispõe sobre a Política Nacional de Bio-combustíveis (RenovaBio) e dá outras providências.

LEI Nº 13.586, DE 28.12.2017 – DOU 29.12.2017 – Dispõe sobre o tratamento tributário das atividades de exploração e de desenvolvimento de campo de petróleo ou de gás natural; institui regime tributário especial para as atividades de exploração, de desenvolvimento e de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos; altera as Leis nºs 9.481, de 13 de agosto de 1997, e 12.973, de 13 de maio de 2014; e revoga dispositivo do Decreto-Lei nº 62, de 21 de novembro de 1966.

DECRETO Nº 9.041, DE 2.5.2017 – DOU 3.5.2017 – Regulamenta a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para dispor sobre o direito de preferência da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras atuar como operadora nos consórcios formados para exploração e produção de blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção.

DECRETO Nº 9.042, DE 2.5.2017 – DOU 3.5.2017 – Altera o Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, que define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

DECRETO Nº 9.082, DE 26.6.2017 – DOU 27.6.2017 – Institui o Fórum Brasileiro de Mudança do Clima.

DECRETO Nº 9.101, DE 20.7.2017 – DOU 21.7.2017 – Altera o Decreto nº 5.059, de 30 de abril de 2004, e o Decreto nº 6.573, de 19 de setembro de 2008, que reduzem as alíquotas da Contribuição para o PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS incidentes sobre a importação e a comercialização de gasolina, óleo diesel, gás liquefeito de petróleo (GLP), querosene de aviação e álcool.

DECRETO Nº 9.112, DE 28.7.2017 – DOU 28.7.2017 – Edição Extra – RETIFICADO DOU 31.7.2017 – Edição Extra – Dispõe sobre a participação nos Conselhos de Supervisão de que trata o art. 6º da Lei Complementar nº 159, de 19 de maio de 2017, até a criação dos seus

cargos em comissão e altera o Decreto nº 6.573, de 19 de setembro de 2008, que reduz as alíquotas da Contribuição para o PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS incidentes sobre a importação e a comercialização de álcool, inclusive para fins carburantes.

DECRETO Nº 9.128, DE 17.8.2017 – DOU 18.8.2017 – Altera o Decreto nº 6.759, de 5 de fevereiro de 2009, que regulamenta a administração das atividades aduaneiras, e a fiscalização, o controle e a tributação das operações de comércio exterior.

DECRETO Nº 9.174, DE 18.10.2017 - DOU 19.10.2017 – Dispõe sobre a qualificação de empreendimentos públicos federais de infraestrutura nos setores de energia elétrica, petróleo e gás natural, no âmbito do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República.

DECRETO Nº 9.177, DE 23.10.2017 – DOU 24.10.2017 – Regulamenta o art. 33 da Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010, que institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos, e complementa os art. 16 e art. 17 do Decreto nº 7.404, de 23 de dezembro de 2010 e dá outras providências.

DECRETO Nº 9.187, DE 1º.11.2017 – DOU 3.11.2017 – Regulamenta a prorrogação das concessões de geração de energia termelétrica de que trata a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e dá outras providências.

DECRETO Nº 9.192, DE 6.11.2017 – DOU 7.11.2017 – RETIFICADO DOU 08.11.2017 – Regulamenta a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, para dispor sobre a licitação de concessões de distribuição e de transmissão associadas à transferência de controle de pessoa jurídica prestadora de serviço público de energia elétrica, e dá outras providências.

DECRETO Nº 9.252, DE 28.12.2017 - DOU 29.12.2017 – Estabelece a metodologia de cálculo para o valor de referência de que trata o art. 2º, caput, incisos II e III, da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 1, DE 11.01.2017 – Institui o Comitê Gestor de Informações Energéticas, com a finalidade de garantir a integração, coerência, qualidade e oportunidade de informações e estatísticas energéticas, necessárias à formulação de políticas e ações para o desenvolvimento sustentável do País.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 2, DE 02.02.2017 – Autoriza a realização da segunda rodada de licitações de blocos exploratórios de petróleo e gás natural sob o regime de partilha de produção na área do pré-sal e aprova os parâmetros técnicos e econômicos dos respectivos contratos.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 3, DE 02.02.2017 – Prorroga o prazo para apresentação do relatório final do Grupo de Trabalho instituído pela Resolução CNPE nº 6, de 2 de agosto de 2016, para propor diretrizes gerais relativas à política energética para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 4, DE 02.02.2017 – Recomenda à ANP que analise a prorrogação da Fase de Exploração dos contratos de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural da 11ª Rodada de Licitações.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 5, DE 16.03.2017 – Estabelece diretrizes para alteração da metodologia de cálculo do Preço de Referência do Petróleo pela Agência Nacional de Petróleo – ANP.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 6, DE 11.04.2017 – Autoriza a realização da Décima Quarta Rodada de Licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 7, DE 11.04.2017 – Estabelece diretrizes para definição de Conteúdo Local em áreas unitizáveis e aprova as exigências de Conteúdo Local para Rodadas de Licitações de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural a serem conduzidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 8, DE 11.04.2017 – Recomenda à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP que analise a prorrogação da Fase de Exploração dos Contratos de Blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural da 12ª Rodada de Licitações.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 9, DE 11.04.2017 – Autoriza a realização da Terceira Rodada de Licitações sob o Regime de Partilha de Produção na Área do Pré-Sal e aprova os parâmetros técnicos e econômicos das áreas ofertadas.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 10, DE 11.04.2017 – Estabelece diretrizes para o planejamento plurianual de licitações de blocos e campos para exploração e produção de petróleo e gás natural, bem como para a realização das mesmas no biênio 2018 – 2019, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 11, DE 11.04.2017 – Dispõe sobre diretrizes para a importação de biocombustíveis.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 12, DE 12.05.2017 – Estabelece os parâmetros técnicos e econômicos de licitação de concessões de geração de energia elétrica.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 13, DE 08.06.2017 – Estabelece a participação da Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras nos blocos da Segunda e da Terceira Rodadas de Licitações sob o regime de partilha de produção.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 14, DE 08.06.2017 – Estabelece diretrizes estratégicas para a política de biocombustíveis a ser proposta pelo Poder Executivo, cria o Comitê de Monitoramento do Abastecimento de Etanol e o Comitê de Monitoramento do Abastecimento de Biodiesel, e dá outras providências.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 15, DE 08.06.2017 – Estabelece diretrizes estratégicas para o desenvolvimento do mercado de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis, com o objetivo de embasar a proposição de medidas que contribuam para a garantia do abastecimento nacional, e dá outras providências.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 16, DE 08.06.2017 – Altera o plano plurianual de rodadas de licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural para o biênio 2018 – 2019, aprovado pela Resolução CNPE nº 10, de 11 de abril de 2017.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 17, DE 08.06.2017 – Estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outra providência.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 18, DE 08.06.2017 – Estabelece diretrizes relativas à aplicação de penalidades por falta de combustível para agentes de geração de energia elétrica e supridores de combustível.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 19, DE 22.08.2017 – Altera a Resolução nº 12, de 12 de maio de 2017, que estabelece os parâmetros técnicos e econômicos de licitação de concessões de geração de energia elétrica.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 21, DE 09.11.2017 – Autoriza a realização da Quarta Rodada de Licitações sob o regime de partilha da produção na área do pré-sal e aprova os parâmetros técnicos e econômicos das áreas ofertadas.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 22, DE 09.11.2017 – Autoriza a realização da Décima Quinta Rodada de Licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 23, DE 09.11.2017 – Estabelece a adição obrigatória, em volume, de dez por cento de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final.

RESOLUÇÃO CNPE Nº 25, DE 19.12.2017 – Estabelece a participação da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras nos blocos da Quarta Rodada de Licitações sob o regime de partilha de produção.

RESOLUÇÃO ANP Nº 660, DE 2.1.2017 – DOU 4.1.2017 – Art. 1º: Altera o Art. 1º da Resolução ANP nº 30, de 6 de agosto de 2013, publicada no DOU de 9 de agosto de 2013, que passa a vigorar com a seguinte redação: “Art. 1º Fica disciplinada, pela presente Resolução e pelo Regulamento Técnico ANP nº 02/2013, parte integrante desta Resolução, a atividade de produção de Biodiesel, que abrange construção, ampliação de capacidade, Modificação e operação de planta produtora, condicionada à prévia e expressa autorização da ANP.”

RESOLUÇÃO ANP Nº 661, DE 4.1.2017 – DOU 5.1.2017 – Art. 1º: Altera o Preâmbulo da Resolução ANP nº 33, de 30 de outubro de 2007, que passa a vigorar com a seguinte redação: “Considerando a edição da Resolução CNPE nº 5, de 3 de outubro de 2007, do Conselho Nacional de Política Energética, que estabelece diretrizes gerais para a realização de leilões para aquisição de biodiesel, em razão da obrigatoriedade legal prevista na Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014. Considerando as diretrizes específicas estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia e fundamentadas na regulamentação CNPE, Resolução CNPE nº 5, de 3 de outubro de 2007, para a realização de leilões para aquisição de biodiesel, a serem promovidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ANP”

RESOLUÇÃO ANP Nº 662, DE 12.1.2017 – DOU 16.1.2017 Art. 1º: Altera o inciso II do artigo 29 da Resolução ANP nº 51, de 30.11.2016, que passa a vigorar com a seguinte redação: “II – até 180 (cento e oitenta) dias para atendimento ao art. 18, § 1º, alínea “a”, e § 2º, alíneas “a” e “b” desta Resolução;”.

RESOLUÇÃO ANP Nº 663, DE 18.1.2017 – DOU 19.1.2017 – Estabelece procedimentos e exigências documentais necessárias para a reversão de medidas cautelares de interdição e apreensão aplicadas em atividades econômicas integrantes do abastecimento nacional de combustíveis.

RESOLUÇÃO ANP Nº 664, DE 18.1.2017 – DOU 19.1.2017 – Estabelece os preços mínimos dos petróleos produzidos no mês de dezembro de 2016.

RESOLUÇÃO ANP Nº 665, DE 18.1.2017 – DOU 19.1.2017 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de dezembro de 2016.

RESOLUÇÃO ANP Nº 666, DE 15.2.2017 – DOU 16.2.2017 – Estabelece os preços mínimos dos petróleos produzidos no mês de janeiro de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 667, DE 15.2.2017 – DOU 16.2.2017 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de janeiro de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 668, DE 15.2.2017 – DOU 16.2.2017 – Revoga atos normativos em desacordo com o arcabouço regulatório da ANP.

RESOLUÇÃO ANP Nº 669, DE 17.2.2017 – DOU 20.2.2017 – REP. DOU DE 9.3.2017 - RETIFICADA DOU 23.3.2017 - Estabelece as especificações dos óleos básicos e suas regras de comercialização.

RESOLUÇÃO ANP Nº 670, DE 8.3.2017 – DOU 9.3.2017 – Alterado o Anexo IV da Resolução ANP nº 27, de 16 de junho de 2016.

RESOLUÇÃO ANP Nº 671, DE 15.3.2017 – DOU 16.3.2017 – Altera a redação do artigo 14 da Resolução ANP nº 10/2016.

RESOLUÇÃO ANP Nº 672, DE 15.3.2017 – DOU 16.3.2017 – Estabelece os preços mínimos dos petróleos produzidos no mês de fevereiro de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 673, DE 15.3.2017 – DOU 16.3.2017 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de fevereiro de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 674, DE 23.3.2017 – DOU 24.3.2017 – Altera o Regulamento Técnico ANP nº 3/2015, aprovado pela Resolução ANP nº 50/2015, para modificar o prazo estabelecido no item 7.10 (a).

RESOLUÇÃO ANP Nº 675, DE 19.4.2017 – DOU 24.4.2017 – Estabelece os preços mínimos dos petróleos produzidos no mês de março de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 676, DE 19.4.2017 – DOU 24.4.2017 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de março de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 677, DE 17.5.2017 – DOU 18.5.2017 – Estabelece os preços mínimos dos petróleos produzidos no mês de abril de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 678, DE 17.5.2017 – DOU 18.5.2017 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de abril de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 679, DE 25.5.2017 – DOU 26.5.2017 – Altera os artigos: 44 da Resolução ANP nº 49, de 30.11.2016, 29 da Resolução ANP nº 51, de 30.11.2016 e o parágrafo único do artigo 36 da Resolução ANP nº 51, de 30.11.2016.

RESOLUÇÃO ANP Nº 680, DE 5.6.2017 – DOU 6.6.2017 – Dispõe sobre as obrigações quanto ao controle da qualidade dos produtos importados, a serem atendidas pelo importador e pela firma inspetora contratada por este, em todo o território nacional.

RESOLUÇÃO ANP Nº 681, DE 5.6.2017 – DOU 6.6.2017 – RETIFICADA DOU DE 17.11.2017 - Atualiza os regulamentos da ANP em alinhamento a nova regra do controle da qualidade dos produtos importados.

RESOLUÇÃO ANP Nº 682, DE 23.6.2017 – DOU 26.6.2017 – Estabelece os preços mínimos dos petróleos produzidos no mês de maio de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 683, DE 23.6.2017 – DOU 26.6.2017 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de maio de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 684, DE 29.6.2017 – DOU 30.6.2017 – Dispõe sobre a alteração da Resolução ANP nº 40, de 25 de outubro de 2013, que trata das especificações da gasolina automotiva e das obrigações quanto ao controle da qualidade, a serem atendidas pelos diversos agentes econômicos que comercializam o produto em todo o território nacional.

RESOLUÇÃO ANP Nº 685, DE 29.6.2017 – DOU 30.6.2017 – Estabelece as regras para aprovação do controle da qualidade e a especificação do biometano oriundo de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto destinado ao uso veicular e às instalações residenciais, industriais e comerciais a ser comercializado em todo o território nacional.

RESOLUÇÃO ANP Nº 686, DE 29.6.2017 – DOU 30.6.2017 – Altera a Resolução ANP nº 26, de 30 de agosto de 2012.

RESOLUÇÃO ANP Nº 687, DE 29.6.2017 – DOU 30.6.2017 – Dispõe sobre a alteração da Resolução ANP nº 52, de 29 de dezembro de 2010, que estabelece as especificações dos combustíveis aquaviários comercializados pelos diversos agentes econômicos em todo o território nacional.

RESOLUÇÃO ANP Nº 688, DE 5.7.2017 – DOU 6.7.2017 – Estabelece os casos em que os agentes econômicos poderão adotar medidas reparadoras de forma a ajustar sua conduta ao disposto na legislação aplicável e evitar a aplicação das penalidades.

RESOLUÇÃO ANP Nº 689, DE 5.7.2017 – DOU 6.7.2017 – atualiza a Resolução ANP nº 42, de 19 de agosto de 2011, com a finalidade de adequá-la à experiência adquirida desde sua publicação.

RESOLUÇÃO ANP Nº 690, DE 17.7.2017 – DOU 18.7.2017 – Estabelece os preços mínimos dos petróleos produzidos no mês de junho de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 691, DE 17.7.2017 – DOU 18.7.2017 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de junho de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 692, DE 17.7.2017 – DOU 18.7.2017 – RETIFICADA DOU 2.8.2017 – Regulamenta o parcelamento extraordinário de que trata a Medida Provisória nº 780 de 19 de maio de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 693, DE 15.8.2017 – DOU 16.8.2017 – Estabelece os preços mínimos dos petróleos produzidos no mês de julho de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 694, DE 15.8.2017 – DOU 16.8.2017 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de julho de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 695, DE 28.8.2017 – DOU 29.8.2017 – Altera a redação do art. 44, II, “a” e “b”, III e V da Resolução ANP nº 49/2016 e dos arts. 29, I, II, III e 36, parágrafo único da Resolução ANP nº 51/2016.

RESOLUÇÃO ANP Nº 696, DE 31.8.2017 – DOU 1º.9.2017 – RETIFICADO DOU DE 3.10.2017 – Altera a regulamentação vigente para incluir o metanol na definição de solvente e tornar mais efetivo o controle da ANP sobre esse produto.

RESOLUÇÃO ANP Nº 697, DE 31.8.2017 – DOU 1º.9.2017 – Estabelece o registro de terminais e dutos de movimentação e armazenamento de metanol.

RESOLUÇÃO ANP Nº 698, DE 6.9.2017 – DOU 8.9.2017 – Altera a Resolução ANP nº 25, de 8 de julho de 2013.

RESOLUÇÃO ANP Nº 699, DE 6.9.2017 – DOU 8.9.2017 – Estabelece os procedimentos para codificação de poços, definição do Resultado de Poço, do Status de Poço, e envio de diversos relatórios para acompanhamento das atividades em poços por parte da ANP.

RESOLUÇÃO ANP Nº 700, DE 13.9.2017 – DOU 14.9.2017 – Altera o prazo de disposição transitória da Resolução ANP nº 10, de 14 de março de 2016.

RESOLUÇÃO ANP Nº 701, DE 14.9.2017 – DOU 15.9.2017 – RETIFICADA DOU 27.9.2017 – Estabelece os preços mínimos dos petróleos produzidos no mês de agosto de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 702, DE 14.9.2017 – DOU 15.9.2017 – RETIFICADA DOU 27.9.2017 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de agosto de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 703, DE 26.9.2017 – DOU 27.9.2017 – RETIFICADA DOU DE 4.10.2017 E DOU 23.11.2017 – Estabelece os critérios para fixação do preço de referência do petróleo produzido mensalmente em cada campo.

RESOLUÇÃO ANP Nº 704, DE 29.9.2017 – DOU 2.10.2017 – Revoga a Resolução ANP nº 1, de 06 de janeiro de 2014, que dispõe sobre aditivos para combustíveis automotivos, e outros dispositivos.

RESOLUÇÃO ANP Nº 705, DE 11.10.2017 – DOU 13.10.2017 – Estabelece os preços mínimos dos petróleos produzidos no mês de setembro de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 706, DE 11.10.2017 – DOU 13.10.2017 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de setembro de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 707, DE 18.10.2017 – DOU 19.10.2017 – Dispõe sobre a alteração da Resolução ANP nº 3, de 19 de janeiro de 2011, que institui o Programa de Marcação Compulsória de Produtos e determina a identificação mediante marcação dos hidrocarbonetos líquidos não destinados à formulação de gasolina ou óleo diesel.

RESOLUÇÃO ANP Nº 708, DE 25.10.2017 – DOU 26.10.2017 – REP. DOU DE 16.11.2017 – Decide facultar, com base nas Resoluções: CNPE nº 4/2017, publicada do Diário Oficial da União em 10.02.2017 e, CNPE nº 8/2017, publicada do Diário Oficial da União em 27.04.2017, a assinatura de aditivos aos contratos de concessão da Décima Primeira e Décima Segunda Rodadas de Licitação para a Fase de Exploração pelo prazo de 2 (dois) anos, com condicionantes.

RESOLUÇÃO ANP Nº 709, DE 14.11.2017 – DOU 16.11.2017 – Altera as Resoluções ANP nºs 49 e 51, ambas de 30 de novembro de 2016.

RESOLUÇÃO ANP Nº 710, DE 14.11.2017 – DOU 16.11.2017 – Estabelece os preços mínimos dos petróleos produzidos no mês de outubro de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 711, DE 14.11.2017 – DOU 16.11.2017 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de outubro de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 712, DE 24.11.2017 – DOU 27.11.2017 – Prorroga o prazo de que trata o art. 21 da Resolução ANP nº 696, de 31 de agosto de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 713, DE 13.12.2017 – DOU 14.12.2017 – Altera a Resolução ANP nº 22, de 11 de abril de 2014.

RESOLUÇÃO ANP Nº 714, DE 18.12.2017 – DOU 19.12.2017 – Estabelece os preços mínimos dos petróleos produzidos no mês de novembro de 2017.

RESOLUÇÃO ANP Nº 715, DE 18.12.2017 – DOU 19.12.2017 – Estabelece os preços de referência do gás natural produzido no mês de novembro 2017.

APÊNDICE

GRÁFICOS E FIGURAS

GRÁFICO 1. EVOLUÇÃO DO PREÇO DO PETRÓLEO WTI E *BRENT*

GRÁFICO 2. HISTÓRICO DAS RESERVAS PROVADAS E PRODUÇÃO MUNDIAL DE PETRÓLEO

GRÁFICO 3. HISTÓRICO PRODUÇÃO DE ÓLEO MUNDIAL DE PETRÓLEO

GRÁFICO 4. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE MUNDIAL DE REFINO

GRÁFICO 5. HISTÓRICO DO VOLUME REFINADO DE ÓLEO NO MUNDO

GRÁFICO 6. HISTÓRICO CONSUMO MUNDIAL ÓLEO

GRÁFICO 7. PARTICIPAÇÃO POR TIPO DE COMBUSTÍVEL NO CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA

GRÁFICO 8. PARTICIPAÇÃO POR TIPO DE COMBUSTÍVEL NO CONSUMO DE ENERGIA NO BRASIL

GRÁFICO 9. RESERVAS PROVADAS NO RIO DE JANEIRO

GRÁFICO 10. RESERVAS PROVÁVEIS E POSSÍVEIS NO RIO DE JANEIRO

GRÁFICO 11. HISTÓRICO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO

GRÁFICO 12. EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO NO PRÉ-SAL NO RIO DE JANEIRO

GRÁFICO 13. EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE PERFURATÓRIA NO RIO DE JANEIRO

GRÁFICO 14. HISTÓRICO DO REFINO DE PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO

GRÁFICO 15. HISTÓRICO DA VENDA DE DERIVADOS COMBUSTÍVEIS NO RIO DE JANEIRO

GRÁFICO 16. PREÇOS MÉDIOS DE COMBUSTÍVEIS AO CONSUMIDOR NO BRASIL

GRÁFICO 17. PREÇOS MÉDIOS DE COMBUSTÍVEIS AO CONSUMIDOR NO RIO DE JANEIRO

GRÁFICO 18. PREÇOS MÉDIOS AO CONSUMIDOR DO GLP NO BRASIL E RIO DE JANEIRO

GRÁFICO 19. OBRIGAÇÃO DE INVESTIMENTOS EM P,D&I DA PETROBRAS E OUTRAS CONCESSIONÁRIAS

GRÁFICO 20. RECURSOS DA CLÁUSULA DE P,D&I AUTORIZADOS PELA ANP

GRÁFICO 21. INVESTIMENTO DOS RECURSOS DE P,D&I POR ÁREA

GRÁFICO 22. EVOLUÇÃO DA ARRECADAÇÃO DE PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS NO ESTADO E MUNICÍPIOS DO RIO DE JANEIRO

GRÁFICO 23. HISTÓRICO DO TOTAL DE EMPREGADOS NO ENCADEAMENTO PRODUTIVO DO PETRÓLEO

FIGURA 1. ÁREA POR OPERADOR (MIL KM²)

FIGURA 2. CICLO PRÓ-DESENVOLVIMENTO PAÍS – MERCADO PETRÓLEO COMO CATALISADOR

APÊNDICE

TABELAS

TABELA 1. CAMPOS EM PRODUÇÃO SOB CONCESSÃO

TABELA 2. CAMPOS EM DESENVOLVIMENTO SOB CONCESSÃO

TABELA 3. BLOCOS EXPLORATÓRIOS SOB CONCESSÃO E EM PARTILHA

TABELA 4. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO PRÉ-SAL POR CAMPO EM 2016 NO RIO DE JANEIRO

TABELA 5. INDÍCIOS DE HIDROCARBONETOS NO RIO DE JANEIRO

TABELA 6. HISTÓRICO DE INDÍCIOS DE HIDROCARBONETOS E DECLARAÇÕES DE COMERCIALIDADE

TABELA 7. RELAÇÃO R/P NO BRASIL E RIO DE JANEIRO

TABELA 8. EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE PERFURATÓRIA

TABELA 9. EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE E TAXA DE OCUPAÇÃO DE REFINO NO RIO DE JANEIRO

TABELA 10. PRODUÇÃO POR DERIVADO DE PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO E TOTAL POR REFINARIA

TABELA 11. HISTÓRICO DA VENDA DE DERIVADOS COMBUSTÍVEIS NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

TABELA 12. PREÇOS MÉDIOS DE COMBUSTÍVEIS PARA DISTRIBUIDORA E PARA O CONSUMIDOR

TABELA 13. RECURSOS DA CLÁUSULA DE P,D&I E APLICAÇÃO EM PROJETOS NO RIO DE JANEIRO

TABELA 14. RECURSOS DA CLÁUSULA DE P,D&I INVESTIDOS POR ESTADO DO BRASIL

TABELA 15. RECURSOS P,D&I INVESTIDOS POR OPERADORA

TABELA 16. EVOLUÇÃO DOS EMPREGADOS NO ENCADEAMENTO PRODUTIVO DO PETRÓLEO

TABELA 17. INFORMAÇÕES PROFISSIONAIS DO ENCADEAMENTO PRODUTIVO DE PETRÓLEO POR GRANDES GRUPOS

TABELA 18. OUTRAS INFORMAÇÕES PROFISSIONAIS DO ENCADEAMENTO PRODUTIVO DE PETRÓLEO

TABELA 19. HISTÓRICO DA ARRECADAÇÃO DE *ROYALTIES* E PARTICIPAÇÃO ESPECIAL NO ESTADO E MUNICÍPIOS DO RIO DE JANEIRO

TABELA 20. PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS PAGAS POR CAMPO E CONFRONTAÇÃO POR MUNICÍPIO

TABELA 21. EXPORTAÇÃO DO MERCADO DE PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO EM DÓLARES E % DO BRASIL

TABELA 22. IMPORTAÇÃO DO MERCADO DE PETRÓLEO NO RIO DE JANEIRO EM DÓLARES E % DO BRASIL

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Endereço eletrônico: <<http://www.anp.gov.br>>

____. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <<http://anp.gov.br/?pg=78136&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1464980650779>>

____. Banco de dados de exploração e Produção. Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/>>

____. Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural. Disponível em: <<http://anp.gov.br/?pg=80941&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1464980921550>>

____. Boletim Petróleo e P&D. Disponível em: <<http://anp.gov.br/?pg=80940&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1464981144275>>

____. Petroleum & Other Liquids Data. Disponível em: <<http://www.eia.gov/petroleum/data.cfm>>

BP. Statistical Review of World Energy 2018. Disponível em: <<http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>

Brasil, Ministério da Fazenda. **Nota à imprensa:** Impactos da redução dos investimentos do setor de óleo e gás no PIB. Disponível em: <<http://www.spe.fazenda.gov.br/noticias/fffcimpactos-da-reducao-dos-investimentos-do-setor-de-oleo-e-gas-no-pib>>

Brasil. **Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010.** Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, e dá outras providências. Diário Oficial da União, publicado em 30 de junho de 2010.

Brasil. **Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.** Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social – FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Diário Oficial da União, publicado em 23 de dezembro de 2010.

Brasil. **Lei nº 12.734, de 30 de novembro de 2012.** Modifica as Leis nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para determinar novas regras de distribuição entre os entes da Federação dos *royalties* e da participação especial devidos em função da exploração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, e para aprimorar o marco regulatório sobre a exploração desses recursos no regime de partilha. Diário Oficial da União, publicado em 15 de março de 2013.

Brasil. **Lei nº 9.478, de 6 agosto de 1997.** Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Diário Oficial da União, publicado em 7 de agosto de 1997.

EIA. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (Estados Unidos). Endereço eletrônico: <http://www.eia.gov>

Ministério do Trabalho e Previdência Social. **CAGED – Cadastro Geral de Empregados e Desempregados.** Disponível em: <<http://bi.mte.gov.br/bgcaged/login.php>>

Petrobras. **Relatório ao Mercado Financeiro – RMF:** resultados consolidados do primeiro trimestre de 2017. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>>

Petrobras. **Relatório ao Mercado Financeiro – RMF:** resultados consolidados do quarto trimestre de 2016. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>>

Sistema FIRJAN. **Pré-sal:** o potencial socioeconômico e de investimento do pré-sal. Disponível em: <<http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8F59A7C4790159AC79D20E344E>>

Sistema FIRJAN. **Rodada de licitação de blocos exploratórios:** o impacto para a indústria de um ano sem rodada. Disponível em: <<http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8F57300F2901574362ADD40A0A>>

Sistema
FIRJAN



INFORMA, FORMA, TRANSFORMA.



www.firjan.com.br