

PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Fernando Luiz E. Viana

Engenheiro Civil. Mestre em Engenharia de Produção. Doutor em Administração.
Coordenador de Estudos e Pesquisas do ETENE/BNB.

1 INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta informações sobre a extração de petróleo e gás natural, que faz parte das indústrias extrativas, de modo que se tenha um panorama recente do setor no Brasil e no Nordeste, incluindo sua caracterização, desempenho recente e perspectivas.

O trabalho foi executado utilizando-se basicamente dados secundários, acessados em publicações especializadas do setor, as quais constam nas referências. Esta análise contempla o grupo 06.0 da Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE), o qual possui apenas uma classe CNAE: 06.00-0 (Extração de Petróleo e Gás Natural), da seção B – indústrias extrativas. Em parte da análise (empregos), para que se tenha uma melhor noção da importância econômica da cadeia de petróleo e gás, também foi considerado o grupo 09.1, que inclui também apenas uma classe CNAE: 09.10-6 (Atividades de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural).

2 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

A indústria de petróleo é organizada em torno de uma atividade que envolve grandes economias de escala, riscos, custos e barreiras à produção de uma commodity não

renovável. Além disso, a indústria possui características de mercado oligopolista, com concentração da produção e, principalmente, do comércio internacional em países que frequentemente passam por instabilidades geopolíticas. Ao se analisar a evolução da indústria mundial de petróleo, notam-se momentos de intensa atividade, com períodos de oferta significativamente menor que a demanda, alternando-se com períodos de sobreoferta. Essa natureza inerentemente cíclica e volátil da indústria é, em grande parte, decorrente da necessidade de vultosos investimentos e do longo prazo de maturação para a maioria dos grandes projetos estruturantes. Pelo lado da oferta, o principal determinante é a política das empresas produtoras nacionais (National Oil Companies - NOCs) e das grandes multinacionais (International Oil Companies - IOCs). Pelo lado da demanda, o fator chave é o crescimento das economias e, cada vez mais, as rotas tecnológicas e políticas públicas implementadas (EPE, 2016).

O petróleo tornou-se um produto estratégico para muitos países, principalmente após os choques do petróleo durante a década de 1970, quando o mundo sofreu graves consequências econômicas e políticas com o aumento abrupto do preço do barril de petróleo (KIMURA, 2005). Por serem recursos minerais, a oferta de petróleo e gás encontra-se distribuída de forma desigual

ESCRITÓRIO TÉCNICO DE ESTUDOS ECONÔMICOS DO NORDESTE - ETENE

Expediente: Banco do Nordeste: Romildo Carneiro Rolim (Presidente), Luiz Alberto Esteves (Economista-Chefe). Escritório Técnico de Estudos Econômicos do Nordeste - ETE-NE: Tibério R. R. Bernardo (Gerente de Ambiente), Célula de Estudos e Pesquisas Setoriais: Luciano F. Ximenes (Gerente Executivo), Maria Simone de Castro Pereira Brainer, Maria de Fátima Vidal, Jackson Dantas Coelho, Fernando L. E. Viana, Francisco Diniz Bezerra, Luciana Mota Tomé, Biágio de Oliveira Mendes Júnior, Roberto Rodrigues Pontes (Jovem Aprendiz). Célula de Gestão de Informações Econômicas: Bruno Gabai (Gerente Executivo), José Wandemberg Rodrigues Almeida, Gustavo Bezerra Carvalho (Projeto Gráfico), Hermano José Pinho (Revisão Vernacular), Francisco Kaique Feitosa Araújo e Marcus Vinicius Adriano Araújo (Bolsistas de Nível Superior).

O **Caderno Setorial ETENE** é uma publicação mensal que reúne análises de setores que perfazem a economia nordestina. O Caderno ainda traz temas transversais na sessão "Economia Regional". Sob uma redação eclética, esta publicação se adequa à rede bancária, pesquisadores de áreas afins, estudantes, e demais segmentos do setor produtivo.

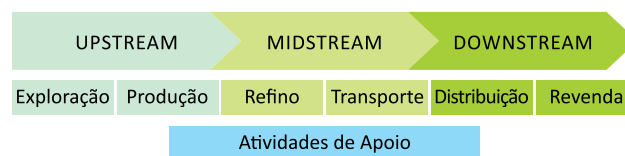
Contato: Escritório Técnico de Estudos Econômicos do Nordeste - ETENE. Av. Dr. Silas Munguba 5.700, Bl A2 Térreo, Passaré, 60.743-902, Fortaleza-CE. <http://www.bnb.gov.br/etene>. E-mail: etene@bnb.gov.br

Aviso Legal: O BNB/ETENE não se responsabiliza por quaisquer atos/decisões tomadas com base nas informações disponibilizadas por suas publicações e projeções. Desse modo, todas as consequências ou responsabilidades pelo uso de quaisquer dados ou análises desta publicação são assumidas exclusivamente pelo usuário, eximindo o BNB de todas as ações decorrentes do uso deste material. O acesso a essas informações implica a total aceitação deste termo de responsabilidade. É permitida a reprodução das matérias, desde que seja citada a fonte. SAC 0800 728 3030; Ouvidoria 0800 033 3030; bancodonordeste.gov.br

pelo mundo. Portanto, nem todos os países possuem esses recursos em abundância, ou mesmo na quantidade que necessitam para suprir sua demanda. Além disso, o mercado mundial está voltado quase que completamente para o consumo de petróleo, gás natural e seus derivados, desta forma, constituem recursos estratégicos para todos os países, principalmente para os países desenvolvidos que mais consomem este produto.

A cadeia de petróleo e gás natural está dividida em três grandes etapas, as quais, por sua vez, congregam diversas atividades. O *upstream* está relacionado às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, sendo esta a fase em que há maiores riscos de investimentos, o que é compensado pela possibilidade de obter elevados lucros. O *midstream* compreende as atividades de refino e transporte. Já o *downstream* inclui a distribuição e revenda de derivados, sendo a etapa da cadeia na qual se concentra a maior quantidade de empresas em operação no Brasil. A Figura 1 apresenta de forma esquemática os principais componentes da cadeia de petróleo e gás natural.

Figura 1 – Cadeia de Petróleo e Gás Natural



Fonte: Elaboração própria

O Quadro 1 descreve com mais detalhes as atividades que compõem cada etapa da cadeia de suprimento do petróleo e gás com suas respectivas características, bem como os aspectos mais críticos a serem observados em cada etapa para um melhor desempenho da cadeia. É importante ressaltar que a análise efetuada no presente trabalho inclui as atividades que compõem a etapa *upstream* da cadeia e, na análise referente aos empregos, inclui as atividades de apoio à extração de petróleo e gás natural, conforme supracitado. Também são apresentadas algumas informações sobre a atividade de refino, que faz parte da etapa *midstream*.

Quadro 1 – Atividades que compõem cada etapa da cadeia de suprimento do petróleo e gás natural e aspectos críticos ao melhor desempenho da cadeia

Etapas da Cadeia	Atividades Típicas	Características	Aspectos Críticos
Upstream	Procura, recuperação e produção de petróleo bruto e / ou gás natural a partir de campos subterrâneos ou subaquáticos	Segmento complexo e arriscado, sendo altamente impactado pelas realidades políticas e econômicas. A regulação impulsiona as mudanças de tecnologia e as questões subsequentes de habilidades da força de trabalho. É o mais complexo dos segmentos de petróleo e gás.	Deve-se focar no gerenciamento de volatilidade e risco. A mudança é constante em todos os aspectos das operações comerciais. O desenvolvimento rápido, eficiente e econômico é crítico para o retorno dos ativos, bem como a satisfação do cliente.
Midstream	Abrange operações de transporte, processamento, armazenamento e distribuição de petróleo e/ou gás natural para as refinarias, e o refino, que dá origem a diversos derivados	Este segmento incorpora o dilema de estabelecer a compatibilização entre fornecimento e demanda.	Os desafios hoje são fundados nas diversidades de qualidade, localização e quantidade de suprimentos e demandas e em como tecnologias disruptivas/ destrutivas, como fracking laser (shale gas), interferem no equilíbrio entre produção e demanda.
Downstream	Inclui as operações de transporte dos derivados para as distribuidoras, armazenagem nas distribuidoras e transporte para os pontos de venda	Há muitas possibilidades de ganhos e menores riscos, além de um vasto mercado consumidor a ser explorado. Constitui o segmento com maior quantidade de empresas em operação no Brasil	O aumento do custo dos serviços é um desafio para esse segmento, bem como a necessidade de investimentos para melhoria da infraestrutura de armazenagem e transporte

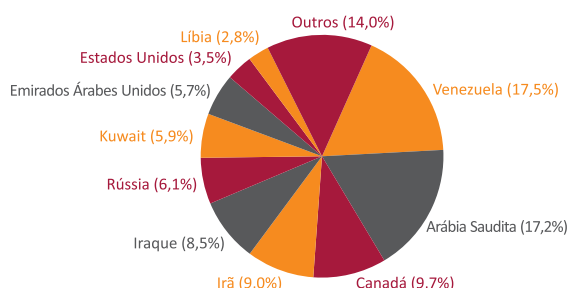
Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Kimura (2005) e AVATA (2017).

A indústria de petróleo e gás natural possui grande importância na indústria extrativa brasileira, na participação no PIB e na geração de empregos, bem como destacada relevância na economia mundial. De acordo com D'Almeida, desde a 1ª Revolução Industrial as fontes de energia não renováveis vêm sendo responsáveis pela quase totalidade da geração energética mundial: em 2017, petróleo, carvão mineral, gás natural e energia nuclear representaram, em conjunto, quase 90% da oferta total. No entanto, há crescente preocupação ambiental com o aumento da concentração de gases de efeito estufa (GEE) e suas consequências climáticas sobre o planeta. Por conta

disso, não é de hoje que o petróleo perde participação na matriz energética mundial. De fato, isso vem ocorrendo desde a década de 1970, quando as “crises do petróleo” aumentaram o valor nominal do barril. A redução, porém, é lenta, levando mais de 45 anos para perder 1/3 da participação. Por outro lado, o volume absoluto apresenta uma consistente tendência de crescimento, quase permanentemente. A resiliência do petróleo é explicada também por ser uma indústria intensiva não só em capital, mas também em ativos. Assim, as mudanças são mais lentas, menos disruptivas, em função dos altos valores investidos na estrutura física e com retorno mais longo.

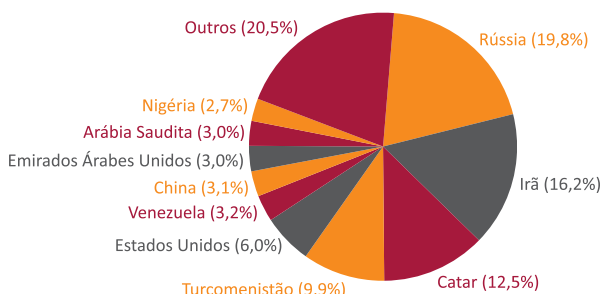
Em termos mundiais, as reservas de petróleo e gás natural, bem como a produção de ambos, apresentam certa concentração em poucos países, embora com algumas diferenças em termos de grau de importância para cada um dos produtos. Em 2018, as reservas provadas de petróleo no mundo atingiram a marca de 1,7 trilhão de barris, mantendo-se no mesmo patamar de 2017, com um pequeno aumento de 0,1%. Já as reservas provadas mundiais de gás natural somaram 196,9 trilhões de m³, um crescimento de 0,4% em comparação com o ano anterior (ANP, 2019a). Os gráficos 1 e 2 apresentam, respectivamente, as concentrações das reservas de petróleo e gás natural nos países mais representativos.

Gráfico 1 – Distribuição das reservas provadas mundiais de petróleo, em 2018, entre os principais países



Fonte: British Petroleum (2019). Elaboração própria.

Gráfico 2 – Distribuição das reservas provadas mundiais de gás natural, em 2018, entre os principais países



Fonte: British Petroleum (2019). Elaboração própria.

Como se pode perceber nos gráficos 1 e 2, 86,0% das reservas provadas de petróleo e 79,5% das reservas provadas de gás natural estão concentradas em dez diferentes países, vários dos quais (Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Estados Unidos, Irã, Rússia e Venezuela) estão presentes nas duas listas. O Brasil, em 2018, estava na 15ª posição no ranking mundial de reservas de petróleo (13,4 milhões de barris) e na 32ª posição no ranking de reservas de gás natural (380 bilhões de m³).

Com relação à produção, apesar de haver uma menor concentração em comparação com a disponibilidade de reservas, os dezesseis principais produtores de petróleo concentram 82,7% da produção mundial (Tabela 1), enquanto que os dezesseis principais produtores de gás natural concentram 80,3% da produção mundial (Tabela

2). O Brasil foi, em 2018, o décimo maior produtor de petróleo (após decréscimo de 1,4% no volume produzido) e o trigésimo primeiro maior produtor de gás natural.

Tabela 1 – Produção de petróleo nos principais países produtores em 2018

Países	Produção de petróleo (mil barris/dia)	%
Estados Unidos	15.311	16,2%
Arábia Saudita	12.287	13,0%
Rússia	11.438	12,1%
Canadá	5.208	5,5%
Irã	4.715	5,0%
Iraque	4.614	4,9%
Emirados Árabes Unidos	3.942	4,2%
China	3.798	4,0%
Kuwait	3.049	3,2%
Brasil ¹	2.683	2,8%
México	2.068	2,2%
Nigéria	2.051	2,2%
Cazaquistão	1.927	2,0%
Catar	1.879	2,0%
Noruega	1.844	1,9%
Angola	1.534	1,6%
Outros	16.371	17,3%
Total	92.150	100,0%

Fonte: British Petroleum (2019). Elaboração própria.

Tabela 2 – Produção de gás natural nos principais países produtores em 2018

Países	Produção de gás natural (bilhões m ³)	%
Estados Unidos	831,8	21,5%
Rússia	669,5	17,3%
Irã	239,5	6,2%
Canadá	184,7	4,8%
Catar	175,5	4,5%
China	161,5	4,2%
Austrália	130,1	3,4%
Noruega	120,6	3,1%
Arábia Saudita	112,1	2,9%
Argélia	92,3	2,4%
Indonésia	73,2	1,9%
Malásia	72,5	1,9%
Emirados Árabes Unidos	64,7	1,7%
Turcomenistão	61,5	1,6%
Egito	58,6	1,5%
Uzbequistão	56,6	1,5%
Outros	763,2	19,7%
Total	3.553,4	100,0%

Fonte: British Petroleum (2019). Elaboração própria.

Os países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP)¹ detinham 71,8% das reservas de petróleo, 46,3% das reservas de gás natural, 41,5% da produção de petróleo e 20,9% da produção de gás natural em 2018.

No tópico 3 são apresentadas informações sobre a regulação do setor de petróleo e gás natural no Brasil, destacando as principais mudanças recentes no marco regulatório.

3 EVOLUÇÃO RECENTE DA REGULAÇÃO DO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

Em geral, as características econômicas, sociais, institucionais e legais quanto à forma de atuação e regulação do setor de exploração do petróleo tendem a ser peculiares a cada País. A regulação do setor, que pode também incluir a exploração de gás natural, pode ser vista como elemento favorável ao aumento da produção desses combustíveis no mundo, atraindo novos contratantes ou mesmo criando condições de maior segurança jurídica para a exploração e produção (DEIMLING; TRICHES, 2015).

No Brasil, o arranjo institucional do setor de petróleo e gás é composto por três instituições (QUEIROZ, 2018): o Conselho Nacional de Política Energética, o Ministério das Minas e Energia e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), essa última responsável pela regulação, contratação e fiscalização das atividades do setor.

Podem-se destacar como importantes marcos legais referentes à regulação do setor de petróleo e gás no Brasil a Emenda Constitucional nº 9/1995, que permitiu à União a contratação de empresas para exercer as atividades econômicas da indústria do petróleo, antes restritas à Petrobrás; e a Lei nº 9.478/1997, a chamada Lei do Petróleo, que entre outras ações criou a ANP, conferindo à mesma a atribuição de administrar todos os direitos de exploração e produção de petróleo e de gás natural pertencentes à União. Desde então, o marco regulatório tem evoluído, estando os instrumentos legais mais recentes (a partir de 2010) apresentados no Quadro 2, o qual possui maior foco na legislação relacionada às fases de exploração e produção.

Quadro 2 – Evolução do Marco Legal do Setor de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, a partir de 2010

Instrumento Legal	Principais elementos
Lei nº 12.276/2010 (Cessão onerosa)	Autorização para atribuir à Petrobras o direito de explorar e produzir petróleo e gás até 5 bilhões de barris em óleo equivalente (BOE), em áreas não concedidas; Autorização para subscrever e integralizar novas ações da Petrobras.
Lei nº 12.304/2010 (Criação da Pré-Sal Petróleo S/A)	A Pré-Sal Petróleo S/A vai participar no regime de compartilhamento de produção obrigatório (PSC), em nome do governo brasileiro; A empresa terá um corpo técnico capacitado, mas não irá atuar como operadora; Os representantes da empresa terão direito a voto, de acordo com o contrato.
Lei nº 12.351/2010	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 consideradas estratégicas; Cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos.
Lei nº 12.490/2011	Alterou a Lei nº 9.478/97, atribuindo à ANP a regulação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria de biocombustíveis.
Lei nº 12.734/2012	Modifica as Leis nº 9.478/1997 e nº 12.351/2010, 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.
Lei nº 13.365/2016	Flexibilizou a Lei nº 12.351/2010, possibilitando à Petrobras poder manifestar-se prioritariamente sobre o interesse de atuar como operadora (com o mínimo de 30% de participação) dos consórcios formados para exploração de blocos licitados sob o regime de partilha de produção.
Decreto nº 9.041/2017	Regulamentou o direito de preferência da Petrobras de atuar como operadora nos consórcios sob o regime de partilha de produção.
Decreto nº 9.616/2018	Altera o Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010 que regulamenta os Capítulos I a VI e VIII da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.
Resolução nº 5/2019 do Conselho Nacional de Política Energética	Aprova os termos da minuta do Aditivo ao Contrato de Cessão Onerosa, firmado entre a União e a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e recomenda à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP que analise o processo administrativo referente ao ressarcimento dos gastos efetivamente incorridos pela Petrobras com a perfuração do Poço 2-ANP-1-RJS.

Fonte: Adaptado de ANP (2018), BRASIL (2019), MME (2019) e Queiroz (2018). Elaboração própria.

1 A OPEP (OPEC, em inglês) é composta atualmente por catorze países membros: Argélia, Angola, Equador, Guiné Equatorial, Gabão, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Catar, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Venezuela. Informações detalhadas sobre a organização estão disponíveis no site http://www.opec.org/opec_web/en/.

O regime regulador brasileiro pode ser considerado um regime misto, tendo em vista que vigoram dois modelos característicos: o modelo de concessão e o modelo de

partilha da produção. As principais características de cada um dos modelos são descritas no Quadro 3.

Quadro 3 – Regimes de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural que Vigoram no Marco Regulatório Brasileiro

Tipos de Regimes	Principais Características
Concessão	No regime de concessão, a empresa, ou o consórcio, contratado pela União assume o risco exploratório. No caso brasileiro, as empresas são contratadas por meio de licitações públicas, com regras claras e processos transparentes. O risco de investir e encontrar – ou não – petróleo ou gás natural é da empresa concessionária, que tem a propriedade de todo o óleo e gás descobertos e produzidos na área concedida. Por esse modelo de contrato, a empresa concessionária paga participações governamentais (taxas), quais sejam: bônus de assinatura (na assinatura do contrato), pagamento pela ocupação ou retenção de área (no caso dos blocos terrestres), royalties e, em caso de campos de grande produção, a participação especial. Os contratos são assinados pela ANP em nome da União.
Partilha	Na partilha da produção, a União e a empresa contratada para explorar uma área dividem (partilham) o petróleo e o gás natural extraídos daquela área. É o regime mais comum nos países e/ou áreas detentoras de grandes reservas e com grande volume de produção. Do total de óleo produzido pela empresa contratada, ela desconta os custos da exploração, do desenvolvimento de um campo e da extração (custo em óleo). O volume de petróleo e/ou gás restante, depois do descontado os investimentos, é o excedente em óleo. Esse excedente é dividido entre União e contratada, que também paga royalties relativos à sua parcela da produção. No regime de partilha, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) decide se licitações (em rodadas de partilha) serão realizadas ou se será contratada diretamente a Petrobras, visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética. Na partilha, mesmo no caso de licitações, o CNPE oferece primeiramente à Petrobras a preferência de ser operadora dos blocos a serem contratados. Caso a Petrobras manifeste interesse em atuar na condição de operadora, o CNPE propõe à Presidência da República quais blocos deverão ser operados pela empresa, indicando sua participação mínima no consórcio, que não poderá ser inferior a 30%. Nas licitações de partilha promovidas pela ANP, das empresas participantes será a vencedora aquela que oferecer ao Estado brasileiro a maior parcela de petróleo e gás natural (ou seja, a maior parcela do excedente em óleo). Os consórcios que explorarão o pré-sal serão compostos pela PPSA, representando a União, e pelas empresas vencedoras da licitação. Diferentemente da norma do regime de concessão, na partilha, os contratos serão assinados, em nome da União, pelo MME.

Fonte: ANP (2018).

Além dos contratos estabelecidos de acordo com os regimes supracitados, existe também um contrato de cessão onerosa estabelecido pela Lei nº 12.276/2010 (Quadro 2), o qual foi celebrado entre a União e a Petrobrás, por meio do qual a Companhia adquiriu o direito de exercer atividades de exploração e produção em áreas do Pré-Sal que não estão sob o modelo de concessão, limitadas ao volume máximo de 5 bilhões de barris de petróleo e gás natural. Nessas áreas, a Petrobras arca com todos os custos e assume os riscos de produção. Os blocos originalmente concedidos para cessão onerosa foram os seguintes: Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Sul de Tupi, Sul de Guará, Entorno de Iara e Peroba. O contrato tem duração de 40 anos, prorrogável por mais 5

anos. Entretanto, foi celebrado um aditivo a esse contrato, conforme Resolução n.º 5/2019 do Conselho Nacional de Política Energética (ver Quadro 2), o que abriu espaço para uma licitação referente ao excedente da cessão onerosa, conforme será apresentado no Quadro 4.

Desde o início da atuação da ANP como órgão regulador do setor de petróleo e gás foram realizadas 16 rodadas de licitações de concessões (sendo uma delas cancelada, a 8ª), 6 rodadas de partilha de produção e 1 rodada de excedente da cessão onerosa, cujas principais informações são apresentadas, em ordem cronológica, no Quadro 4.

Quadro 4 – Resumo das Rodadas de Concessão, Partilha de Produção e Excedente da Cessão Onerosa Ocorridas no Brasil, em Ordem Cronológica

Rodada	Período de Realização	Blocos Ofertados	Resultado
1ª rodada de concessões	Junho/1999	27 (4 em terra, 23 no mar) blocos em 8 bacias sedimentares: Santos, Campos, Espírito Santo, Cumuruxatiba, Camamu-Almada, Potiguar, Foz do Amazonas e Paraná.	12 blocos concedidos para 11 companhias, resultando uma arrecadação de R\$ 321.656.637 em bônus de assinatura.
2ª rodada de concessões	Junho/2000	23 blocos (10 em terra, 13 no mar) distribuídos por 9 bacias sedimentares: Campos, Santos, Sergipe-Alagoas, Camamu-Almada, Pará-Maranhão, Recôncavo, Potiguar, Paraná e Amazonas.	21 blocos arrematados por 16 companhias. Foram arrecadados R\$ 468 milhões em Bônus de Assinatura.
3ª rodada de concessões	Junho/2001	53 blocos (10 em terra, 43 no mar), situados em 12 bacias sedimentares: Barreirinhas, Camamu-Almada, Campos, Ceará, Espírito-Santo, Jequitinhonha, Pará-Maranhão, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Santos e Sergipe-Alagoas.	4 blocos arrematados, totalizando 48.629 mil km² de área. O valor arrecadado em bônus de assinatura foi de quase R\$600 milhões.

Rodada	Período de Realização	Blocos Ofertados	Resultado
4ª rodada de concessões	Junho/2002	54 blocos em 18 bacias sedimentares: Amazonas, Barreirinhas, Campos, Cumuruxatiba, Espírito Santo, Foz do Amazonas, Jequitinhonha, Pará-Maranhão, Parnaíba, Pelotas, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Recôncavo, Santos, São Francisco, São Luís, Sergipe-Alagoas e Solimões.	21 blocos arrematados por 14 empresas. O bônus de assinatura arrecadado foi de pouco mais de R\$ 92 milhões.
5ª rodada de concessões	Agosto/2003	908 blocos em 9 bacias sedimentares: Foz do Amazonas, Barreirinhas, Potiguar, Recôncavo, Jequitinhonha, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas.	101 blocos foram arrematados por 6 empresas. O total de bônus de assinatura atingiu R\$ 27,45 milhões.
6ª rodada de concessão	Agosto/2004	913 blocos (294 em terra, 619 no mar) em 13 bacias sedimentares: Pelotas, Santos, Campos, Espírito Santo, Jequitinhonha, Camamu-Almada, Sergipe-Alagoas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Santos, Foz do Amazonas, Recôncavo e Potiguar.	154 blocos concedidos (39.657 km²) a 19 empresas. R\$ 665,2 milhões em bônus de assinatura.
7ª rodada de concessões	Outubro/2005	1.134 blocos e 17 áreas com acumulações marginais em 14 bacias sedimentares: Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, São Francisco, Solimões, Barreirinhas, Camamu-Almada, Santos, Foz do Amazonas, Campos, Jequitinhonha, Pelotas e Pará-Maranhão.	251 blocos e 16 áreas com acumulações marginais foram arrematados por 41 empresas. O total de Bônus de Assinatura arrecadado foi de quase R\$ 1,09 bilhão.
8ª rodada de concessões		CANCELADA	
9ª rodada de concessões	Novembro/2007	271 blocos distribuídos em 9 bacias sedimentares: Campos, Espírito Santo, Pará-Maranhão, Parnaíba, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Santos, Recôncavo e Rio do Peixe.	117 blocos por 24 empresas operadoras. Outras 12 empresas participaram de consórcios vencedores. O valor agregado de bônus de assinatura alcançou R\$ 2,1 bilhões.
10ª rodada de concessões	Dezembro/2008	130 blocos em 8 setores de 7 bacias sedimentares: Amazonas, Parecis, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, São Francisco e Paraná.	54 blocos numa área total de 48 mil km², arrematados por 17 empresas. R\$ 89,4 milhões em arrecadação de bônus de assinatura.
11ª rodada de concessões	Maio/2013	289 blocos localizados em 23 setores de 11 bacias sedimentares: Barreirinhas, Ceará, Espírito Santo, Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Parnaíba, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Tucano.	Foram arrematados 142 blocos por 30 empresas, resultando em R\$ 2,48 bilhões em bônus de assinatura.
1ª rodada de partilha de produção	Outubro/2013	Foi ofertado o bloco Libra, no pré-sal da bacia de Santos	Seis empresas com diferentes participações venceram a licitação: Petrobrás (10%), Shell Brasil (20%), Total (20%), CNPC International (10%) e CNOOC International (10%). Bônus de assinatura de R\$ 15 bilhões e percentual de excedente em óleo para a União de 41,65%.
12ª rodada de concessões	Novembro/2013	240 blocos com risco exploratório, localizados em 13 setores de 7 bacias sedimentares: Acre-Madre de Dios, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, São Francisco e Sergipe-Alagoas.	72 blocos arrematados por 12 empresas. O bônus de assinatura ofertado foi de R\$ 165,2 milhões. Posteriormente a assinatura dos contratos referentes a 11 blocos da bacia do Paraná foi suspensa por liminar judicial.
13ª rodada de concessões	Outubro/2015	266 blocos exploratórios (182 em terra, 84 marítimos), distribuídos em 10 bacias sedimentares: Amazonas, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Jacuípe, Camamu-Almada, Espírito Santo, Campos e Pelotas.	37 blocos arrematados por 17 empresas.
14ª rodada de concessões	Setembro/2017	287 blocos nas bacias sedimentares marítimas de Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas e nas bacias terrestres do Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Espírito Santo	37 blocos arrematados por 17 empresas. Bônus de assinatura de R\$ 3,84 bilhões
2ª rodada de partilha de produção	Outubro/2017	Foram ofertados os blocos de Sul de Gato do Mato, Entorno de Sapinhoá e Norte de Carcará na bacia de Santos, e o bloco Sudoeste de Tartaruga Verde, na bacia de Campos.	Sete empresas tiveram ofertas vencedoras: Exxon Mobil, Petrogal Brasil, Petrobrás, Repsol Sinopec Brasil, Shell Brasi, Statoil Brasil Óleo e Gás e Total E&P do Brasil. Bônus de assinatura de R\$ 3,3 bilhões.
3ª rodada de partilha de produção	Outubro/2017	Foram ofertados os blocos de Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio Oeste, na bacia de Santos, e o bloco Alto de Cabo Frio Central, na bacia de Campos.	Seis empresas tiveram ofertas vencedoras: BP Energy do Brasil, CNOOC Brasil Petróleo e Gás, CNOOC Petroleum Brasil, Petrobrás, QPI Brasil Petróleo e Shell Brasil. Bônus de assinatura de R\$ 2,85 bilhões.

Rodada	Período de Realização	Blocos Ofertados	Resultado
15ª rodada de concessões	Março/2018	47 blocos nas bacias sedimentares marítimas do Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos e Santos, e 21 blocos nas bacias terrestres do Parnaíba e do Paraná	Foram arrematados 22 blocos. Com bônus de assinatura de R\$ 8 bilhões, a rodada conseguiu transferir para as empresas 32% das áreas ofertadas. As empresas que integraram os diferentes consórcios vencedores foram Equinor Brasil, ExxonMobil, Petrobras; QPI Brasil, Shell, Repsol, Wintershall, Chevron, Petrogal, BP Energy, Statoil, Wintershell Holding, Queiroz Galvão e Murphy
4ª rodada de partilha de produção	Junho/2018	Foram ofertados os blocos de Itaimbezinho, Três Marias, Dois Irmãos e Uirapuru, nas bacias de Campos e Santos.	O leilão teve três dos quatro blocos oferecidos arrematados (Uirapuru, Dois Irmãos e Três Marias) e arrecadou R\$ 3,15 bilhões em bônus de assinatura e gerará R\$738 milhões em investimentos previstos somente durante a fase de exploração. Os consórcios vencedores envolveram as empresas Petrobras, Chevron, Shell, Petrogal, Statoil, ExxonMobil e BP Energy.
5ª rodada de partilha de produção	Setembro/2018	Foram ofertados os blocos de Saturno, Titã, Pau-Brasil e Sudoeste de Tartaruga Verde, nas bacias de Santos e Campos.	Os quatro blocos foram arrematados, com arrecadação de R\$ 6,82 bilhões em bônus de assinatura e previsão de R\$ 1 bilhão em investimentos na fase de exploração. Os consórcios vencedores envolveram as empresas Petrobras, Chevron, Shell, QPI, ExxonMobil, BP Energy, Ecopetrol e CNOOC Petroleum.
16ª rodada de concessões	Outubro/2019	Foram ofertados 36 blocos nas bacias sedimentares marítimas de Campos, Camamu-Amada, Jacuípe, Pernambuco-Paraíba e Santos.	Foram arrematados 12 blocos localizados nas bacias de Campos e Santos. A arrecadação total em bônus de assinatura foi de R\$ 8,92 bilhões, com investimentos mínimos previstos da ordem de R\$ 1,58 bilhão. No total dez empresas diferentes compuseram as propostas vencedoras
Excedente da Cessão Onerosa	Novembro/2019	Foram ofertados 4 blocos nas áreas de desenvolvimento de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia, na Bacia de Santos.	Foram arrematados 2 blocos, Búzios e Atapu, pelo consórcio formado pela Petrobrás e as chinesas CNOOC e CNODC no bloco Búzios e apenas a Petrobrás no bloco Itapu, com arrecadação de R\$ 69,96 bilhões em bônus de assinatura.
6ª rodada de partilha de produção	Novembro/2019	Foram ofertados 4 blocos nas áreas de Aram, Bumerangue, Cruzeiro do Sul, Norte da Brava e Sudoeste de Sagitário, na Bacia de Santos.	Fpi arrematado o bloco Aram, pelo consórcio formado pela Petrobrás e a empresa chinesa CNODC, com arrecadação de R\$ 5,05 bilhões em bônus de assinatura e previsão de investimento exploratório da ordem de R\$ 278 milhões.

Fonte: ANP (2019c). Elaboração própria.

É importante ressaltar que havia uma expectativa de arrecadação de cerca de R\$ 114 bilhões nos leilões realizados em novembro/2019, a qual foi frustrada, tendo em vista a arrecadação concretizada de R\$ 75,01 bilhões. Possivelmente esse fato influenciará uma revisão das regras atuais dos leilões. Para o ano de 2020 está prevista a realização da 17ª rodada de concessões e da 7ª rodada de partilha de produção (junho), bem como a repetição dos leilões das áreas do pré-sal não arrematadas em 2019.

4 DESEMPENHO RECENTE

Como órgão regulador, a ANP tem coletado e divulgado informações sobre reservas e produção de petróleo e gás, considerando diferentes elos da cadeia, tanto em nível nacional, como em nível internacional, informações essas que são consolidadas no Anuário Estatístico da ANP,

que foi a principal fonte de informações utilizada para a elaboração da presente seção.

4.1 Produção e Vendas

Com relação à produção de petróleo e gás no Brasil, os dados disponibilizados pela ANP, referentes ao período 2009-2018, mostram um crescimento contínuo da produção de gás no período. Já o petróleo apresentou uma inflexão no crescimento nos anos de 2011, 2012 e 2013, com retomada a partir de 2014, e pequena queda entre 2017 e 2018. Essa inflexão pode ser associada diretamente à menor produção da Petrobrás, em função de ajustes internos ocorridos nesses anos, que incluíram a parada programada para a manutenção de plataformas e dificuldade de manutenção dos investimentos para aumento da produção.

Tabela 1 – Evolução da produção de petróleo, gás natural liquefeito (LGN) e gás natural no Brasil no período 2009-2018 (em mil m3)

TIPO DE PRODUTO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Petróleo	113.180	119.233	122.177	119.941	117.446	130.835	141.446	146.067	152.139	150.103
LGN	4.566	4.802	5.078	5.108	5.237	5.322	5.194	5.629	6.443	6.229
Gás Natural	21.142	22.938	24.074	25.832	28.174	31.895	35.126	37.890	40.117	40.857
Total	138.887	146.973	151.329	150.882	150.857	168.052	181.766	189.586	198.700	197.189

Fonte: ANP (2019b). Elaboração própria.

Considerando o período 2009-2018, a produção de petróleo cresceu 32,6%, a de gás natural liquefeito cresceu 36,4% e a de gás natural apresentou incremento de 93,3%. Já a produção agregada dos três produtos apresentou crescimento de 42,0%, sendo que, nos períodos de queda na produção de petróleo (2011 a 2013), o gás natural teve um importante papel na relativa estabilidade do volume agregado de produção. Os dados disponíveis de 2019 (até setembro) indicam queda da produção, da ordem de 8,4% na produção de petróleo, 7,3% na produção de gás e 18% na produção de LGN, supondo-se uma distribuição linear da produção ao longo do ano.

O Brasil produz derivados nas suas refinarias, utilizando tanto petróleo produzido nacionalmente, como petróleo importado. Isso ocorre porque o parque de refino brasileiro é mais adequado para o refino de petróleo leve, que é melhor para a produção de gasolina, ao passo que a maior parte do petróleo produzido no Brasil, proveniente de águas profundas, é considerado pesado, mais adequado para a produção de asfalto. Assim sendo, em 2018, por exemplo, 86,0% do petróleo refinado no parque de refino nacional teve origem no próprio País, 9,8% teve origem importada e 4,1% foi derivado das chamadas “outras cargas”. A Tabela 2 apresenta o volume refinado de petróleo no Brasil, por refinaria, no período 2009-2018.

Tabela 2 – Volume de petróleo refinado no Brasil, por refinaria: 2009-2018 (em mil m3)

REFINARIA	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
LUBNOR (CE)	351	461	405	457	488	519	492	522	444	471
MANGUINHOS (RJ)	0	244	584	607	16	157	391	446	453	573
RECAP (SP)	2.420	2.118	2.492	3.100	3.102	3.160	2.353	3.152	2.919	2.884
REDUC (RJ)	12.143	12.876	12.621	13.226	14.143	13.813	11.657	11.341	10.427	11.164
REFAP (RS)	9.711	8.664	8.691	9.120	11.520	11.184	10.199	8.835	8.100	8.009
REGAP (MG)	8.343	8.548	7.737	8.560	8.681	9.207	8.857	8.729	8.202	8.319
REMAN (AM)	2.377	2.446	2.475	2.101	2.257	2.396	2.041	1.804	1.674	1.708
REPAR (PR)	10.960	9.953	11.284	11.602	11.321	11.864	11.519	9.858	9.438	10.043
REPLAN (SP)	20.084	18.700	22.011	22.994	24.740	24.008	22.897	19.538	18.960	16.724
REVP (SP)	14.197	14.085	14.020	14.185	13.394	14.950	14.192	12.691	12.151	12.422
RLAM (BA)	12.833	14.567	13.840	13.848	16.260	17.485	15.134	13.546	12.654	12.637
RPBC (SP)	9.631	9.316	8.806	9.121	10.200	10.293	9.136	8.287	8.397	8.315
UNIVEN (SP)	399	498	303	46	4	0	0	0	0	0
RIOGRANDENSE (RS)	795	821	877	934	911	777	570	810	846	836
DAX OIL (BA)	7	27	62	91	72	48	51	50	74	75
RPCC (RN)	807	1.900	1.989	2.121	2.163	2.199	1.968	1.943	1.923	1.800
RNEST (PE)	0	0	0	0	0	203	3.677	4.980	4.376	4.572
TOTAL	105.057	105.224	108.198	112.114	119.272	122.263	115.132	106.533	101.039	100.551

Fonte: ANP (2019b). Elaboração própria.

Tendo-se como referência o ano de 2018, percebe-se que as refinarias nacionais processaram apenas o equivalente a 69,4% do petróleo produzido no País. Adicionalmente, considerando os dados do mesmo ano, percebe-se que as refinarias localizadas no Nordeste foram responsáveis por 18,2% do volume refinado de petróleo no Brasil. Em 2019, considerando-se os dados

disponíveis (até setembro), estima-se que o volume de petróleo refinado será um pouco superior ao do ano anterior, em torno de 1%.

Outra informação importante diz respeito aos volumes de produção de derivados de petróleo por tipo de produto, conforme apresenta a Tabela 3.

Tabela 3 – Produção de derivados do petróleo no Brasil, por produto: 2009-2018 (em mil m3)

PRODUTO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Asfalto	2.090	2.767	2.465	2.570	2.653	3.249	2.015	2.152	1.955	1.900
Coque	3.084	3.057	3.756	4.452	4.811	4.749	4.959	5.077	4.929	4.469
Gasolina	19.774	21.506	23.948	26.231	28.613	28.872	25.728	26.514	26.215	23.707
Gasolina de aviação	53	90	80	78	94	94	72	54	60	46
GLP	7.857	7.654	7.959	8.320	7.946	7.579	7.426	7.330	7.420	7.436
Lubrificante	594	603	603	608	689	682	640	617	594	603
Nafta	8.413	7.356	6.347	6.440	5.354	5.075	4.609	3.176	3.090	4.050
Óleo combustível	14.054	13.895	13.208	13.691	14.761	16.268	14.339	11.507	11.693	10.716
Óleo diesel	42.899	41.429	43.388	45.504	49.539	49.675	49.458	45.370	40.581	41.880
Outros energéticos	174	262	448	386	248	460	364	120	63	0
Outros não energéticos	2.585	2.932	3.372	3.192	3.055	3.162	2.685	2.668	2.623	2.550
Parafina	106	94	100	123	123	135	137	162	120	126
Querosene de aviação	4.381	4.665	5.395	5.423	5.554	6.079	5.657	5.789	6.169	6.376
Querosene iluminante	20	25	24	24	15	12	7	8	6	6
Solvente	459	505	402	286	449	379	354	331	326	330
TOTAL	106.541	106.841	111.496	117.328	123.905	126.468	118.451	110.875	105.841	104.196

Fonte: ANP (2019b). Elaboração própria.

Como se pode perceber, considerando os dados de 2018, o principal produto refinado no Brasil é o óleo diesel (40,2% do total refinado), seguido da gasolina (22,8%) e do óleo combustível (10,3%). Conforme supracitado, o petróleo produzido no Brasil é predominantemente do tipo pesado, menos propício à produção de gasolina. Os dados disponíveis até o momento de 2019 (até outubro) indicam que a produção de derivados se manterá estável em relação a 2018.

Com relação às vendas de derivados, percebe-se que as quantidades vendidas superam as quantidades produzidas no Brasil, o que tem impacto na balança comercial. A Tabela 4 apresenta as vendas de derivados por grande região, na qual se percebe o grande peso da Região Sudeste (45,0% em 2018) no consumo de derivados no País. A Região Nordeste, por sua vez, foi responsável por 17,6% do consumo de derivados de petróleo em 2018. Embora com valores diferentes, essa participação na venda de derivados das regiões guarda certa proporção com a participação das mesmas no PIB brasileiro.

Tabela 4 – Vendas, pelas distribuidoras, dos derivados combustíveis de petróleo por Grande Região: 2009-2018 (em mil m3)

REGIÃO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Centro-Oeste	10.937	11.851	12.512	13.811	15.097	15.880	15.685	14.808	14.935	15.341
Nordeste	16.879	18.767	20.012	22.272	24.285	27.025	25.989	23.907	24.302	23.987
Norte	9.223	10.315	10.045	10.812	11.000	11.494	11.101	10.352	10.578	10.508
Sudeste	52.911	56.413	58.232	60.141	62.883	65.156	64.163	61.678	61.198	61.281
Sul	18.853	20.607	21.432	22.653	24.067	25.028	24.878	24.697	25.075	25.040
Total	108.803	117.952	122.234	129.689	137.332	144.583	141.816	135.442	136.088	136.156

Fonte: ANP (2019b). Elaboração própria.

Chama atenção, também, a relação existente entre a evolução das vendas de derivados e o comportamento da economia, considerando o padrão consistente de crescimento apresentado no período 2009-2014 (32,9% de crescimento no período), seguido de queda nas vendas de 2015 a 2017 e discreta recuperação em 2018.

No caso específico da Região Nordeste, a participação dos estados nas vendas também segue uma lógica de equivalência aos tamanhos das economias, embora de forma não proporcional. Em termos de vendas por tipos de produtos na Região, gasolina e óleo diesel se destacam, com quantidades vendidas próximas em 2018 (Tabela 5).

Tabela 5 – Vendas, pelas distribuidoras, dos derivados combustíveis de petróleo por produto no Nordeste: 2009-2018 (em mil m3)

PRODUTO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gasolina C	4.178	5.213	6.240	7.314	7.841	8.630	8.354	8.747	8.922	8.186
Gasolina de aviação	7	8	7	7	7	7	5	5	4	4
GLP	2.668	2.771	2.884	2.951	3.038	3.189	3.135	3.179	3.216	3.190
Óleo combustível	595	655	720	1.093	2.031	3.159	2.458	1.351	1.487	1.031
Óleo diesel	6.928	7.720	8.231	9.134	9.592	10.200	9.603	8.716	8.790	8.915
Querosene de aviação	873	1.037	1.135	1.127	1.075	1.075	1.073	987	1.023	1.115
Querosene iluminante	4	3	2	1	1	1	1	0	0	0
TOTAL	15.254	17.406	19.219	21.627	23.586	26.262	24.629	22.984	23.442	22.442

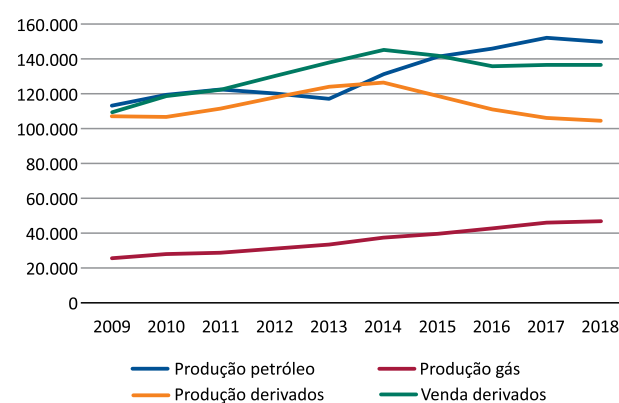
Fonte: ANP (2019b). Elaboração própria.

Para se ter uma ideia de evolução dos diferentes indicadores de produção e vendas do setor de petróleo e gás no Brasil, apresenta-se, no Gráfico 3, a evolução da produção de petróleo e gás (LGN + gás natural), da produção de derivados e da venda de derivados.

Além das análises efetuadas acerca do comportamento da produção e das vendas do setor de petróleo e gás, para se entender o comportamento da demanda total, é essencial a avaliação do comércio internacional de petróleo e gás.

As exportações de petróleo e derivados em volume apresentaram comportamento instável no período 2009-2018, apresentando dois anos de crescimento (2009-2010), seguindo por um período de queda (2011-2013) e retomada do crescimento a partir de 2014 conforme pode ser observado nas tabelas 6 e 7.

Gráfico 3 – Evolução da produção e vendas de produtos do setor de petróleo e gás no Brasil no período 2009-2018 (em mil m3).



Fonte: ANP (2019b). Elaboração própria.

Tabela 6 – Exportações brasileiras de petróleo e derivados (m3): 2009-2018

Produtos	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Petróleo	30.503.055	36.645.240	35.080.281	31.881.351	22.095.645	30.112.417	42.753.341	46.322.086	57.831.245	65.186.316
Combustível aeronaves	2.012.270	2.334.495	2.596.147	2.781.281	2.763.513	3.040.302	2.958.157	2.693.308	2.782.581	2.396.977
Combustível para navios	4.163.548	4.242.195	3.814.295	3.442.241	3.201.879	3.235.843	3.867.562	3.342.963	3.163.913	1.476.856
Gasolina	2.513.182	761.541	309.305	122.273	332.257	348.066	609.532	721.694	471.223	1.390.641
Óleo combustível	4.319.566	4.940.522	5.328.874	7.278.984	5.926.580	5.349.392	4.590.835	3.270.038	3.976.620	5.532.195
Óleo diesel	1.221.302	669.521	597.259	321.218	363.589	390.531	81.284	476.421	500.967	945.194
Outros	932.029	834.627	876.384	950.276	1.485.070	1.545.960	1.374.791	1.333.428	1.553.045	1.599.126
Total	45.664.953	50.428.140	48.602.545	46.777.623	36.168.533	44.022.511	56.235.503	58.159.938	70.279.594	78.527.304

Fonte: ANP (2019b). Elaboração própria.

Tabela 7 – Exportações brasileiras de petróleo e derivados (US\$ Mil FOB): 2009-2018

Produtos	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Petróleo	9.370.379	16.293.240	21.785.445	20.305.877	12.956.607	16.356.740	11.781.308	10.073.797	16.624.997	25.096.773
Derivados	5.998.267	7.055.421	9.479.890	10.827.045	9.941.619	9.306.168	5.022.099	3.536.611	4.814.615	6.768.108
Total	15.368.648	23.348.663	31.265.337	31.132.924	22.898.228	25.662.910	16.803.410	13.610.410	21.439.614	31.864.884

Fonte: ANP (2019b). Elaboração própria.

No caso dos derivados, destacam-se as exportações de óleo combustível, pelas características do petróleo brasileiro (pesado). Salienta-se, também, a maior amplitude das alterações percentuais em valores financeiros, em função da grande volatilidade dos preços do petróleo. Além disso, por conta da grande queda nos preços do petróleo ocorrida durante a crise de 2008/2009, entre esses dois anos, apesar de ter havido aumento das exportações brasileiras em volume, houve queda em valores financeiros. Fenômeno semelhante ocorreu entre 2014/2015 e 2015/2016. Nesse sentido, a análise financeira fica prejudicada devido à mencionada volatilidade (ver seção 6).

No que diz respeito às importações, conforme os dados das tabelas 8 e 9, observa-se também certa instabilidade entre 2009 e 2018, com momentos de

mudança de trajetória nos anos de 2012 e 2015, sendo que, a partir desse último, observa-se uma tendência de queda das importações em volume. Uma característica marcante das importações brasileiras é que, no período analisado, a partir de 2010 o valor das importações de derivados ultrapassou o das importações de petróleo, sem perspectiva de mudanças nessa configuração no curto prazo, já que alguns projetos de aumento da capacidade de refino no Brasil, capitaneados pela Petrobrás (refinarias no Maranhão e no Ceará), foram cancelados, tendo a companhia decidido recentemente pela adoção da estratégia de venda dos ativos de refino e concentração de sua atuação nas etapas de exploração e produção (*upstream*). Assim sendo, o setor é mais um em que o Brasil exporta mais produtos de menor valor agregado (petróleo) e importa mais produtos de maior valor agregado (derivados).

Tabela 8 – Importações brasileiras de petróleo e derivados (m3): 2009-2018

Produtos	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Petróleo	22.816.759	19.658.526	19.280.820	18.116.226	23.504.427	22.918.320	18.805.964	10.362.614	8.660.862	10.804.965
Coque	3.286.388	3.876.689	4.448.493	3.713.182	3.776.722	3.842.835	2.972.596	2.057.621	2.228.678	2.781.097
Gasolina	22	505.125	2.186.780	3.780.198	2.878.042	2.176.993	2.469.576	2.926.182	4.488.505	2.966.859
GLP	2.556.674	3.122.575	3.389.710	2.520.255	3.324.430	3.862.921	3.191.171	4.149.569	3.292.754	4.391.262
Nafta	4.119.592	6.714.020	7.129.601	6.098.343	7.008.309	6.846.834	7.003.993	8.667.164	10.412.856	7.976.008
Óleo diesel	3.515.042	9.006.996	9.332.789	7.970.204	10.283.044	11.275.109	6.940.100	7.918.324	12.955.230	11.649.957
Querosene de aviação	1.269.626	1.922.797	1.802.654	1.663.243	1.961.649	1.503.589	1.373.952	1.274.285	575.795	857.822
Outros	1.189.381	2.227.178	2.024.876	1.432.195	1.387.184	1.770.041	1.773.072	1.332.711	1.773.743	2.133.660
Total	38.753.484	47.033.906	49.595.722	45.293.847	54.123.807	54.196.642	44.530.424	38.688.471	44.388.422	43.561.630

Fonte: ANP (2019b). Elaboração própria.

Tabela 9 – Importações brasileiras de petróleo e derivados (US\$ Mil FOB): 2009-2018

Classes CNAE	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Petróleo	9.205.488	10.096.539	14.151.806	13.448.477	16.463.303	15.873.935	7.380.844	2.898.856	2.966.954	5.042.501
Derivados	5.571.474	12.980.138	19.403.247	18.151.154	19.600.385	19.475.677	9.710.278	8.233.438	12.968.300	14.697.227
Total	14.776.964	23.076.678	33.555.055	31.599.633	36.063.690	35.349.615	17.091.124	11.132.296	15.935.256	19.739.730

Fonte: ANP (2019b). Elaboração própria.

Entre os derivados importados destacam-se o Nafta e o óleo diesel que, juntos, foram responsáveis por aproximadamente 60% das importações brasileiras de derivados (em valor) em 2018.

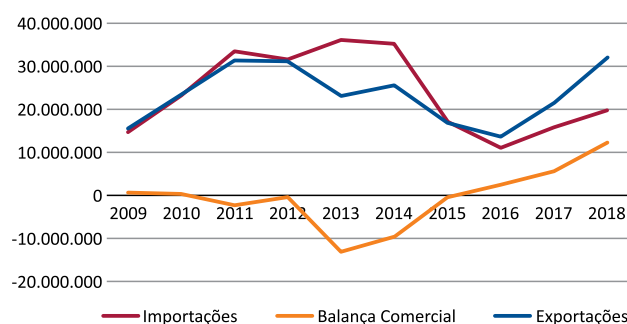
Os dados mostram que a balança comercial do setor de petróleo e gás brasileiro foi predominantemente deficitária

no período analisado, com reversão dessa trajetória a partir de 2016, ano em que se iniciou um período de superávit (Gráfico 4). Entretanto, esse superávit sofreu maior influência da grande queda das importações, o que, por sua vez, está relacionada com a retração econômica do País. Considerando-se a possibilidade de recuperação do nível de atividade econômica do Brasil nos próximos

anos, bem como da predominância de derivados na pauta de importação, acredita-se que a tendência é que o cenário de déficit da balança comercial do setor volte a predominar.

Com relação aos principais parceiros do Brasil no comércio exterior de petróleo, as tabelas 10 e 11 apresentam, respectivamente, os dez principais países destinos das exportações e os dez principais países de origem das importações em diferentes anos, ordenados de acordo com os dados de 2018. Nesse caso, optou-se por considerar o fluxo do comércio em barris equivalentes de petróleo (BEP).

Gráfico 4 – Balança comercial do setor de petróleo e gás brasileiro no período 2009-2018 (US\$ milhões FOB)



Fonte: ANP (2019b). Elaboração própria.

Tabela 10 – Principais países de destino das exportações brasileiras de petróleo (BEP): 2009 x 2013 x 2018

Países	2009	%	2013	%	2018	%
China	26.902	14,0%	41.833	30,1%	227.582	55,5%
Estados Unidos	49.811	26,0%	38.847	28,0%	50.761	12,4%
Espanha	5.289	2,8%	6.025	4,3%	37.680	9,2%
Chile	10.421	5,4%	11.179	8,0%	33.858	8,3%
Uruguai	-	0,0%	2.636	1,9%	19.812	4,8%
Índia	14.041	7,3%	18.029	13,0%	19.319	4,7%
Santa Lúcia	55.242	28,8%	998	0,7%	6.484	1,6%
Portugal	7.829	4,1%	1.969	1,4%	5.844	1,4%
Panamá	-	0,0%	-	0,0%	3.430	0,8%
Taiwan	-	0,0%	-	0,0%	1.914	0,5%
Sub-total	169.535	88,4%	121.516	87,4%	406.685	99,2%
Outros	22.324	11,6%	17.461	12,6%	3.325	0,8%
Total	191.859	100,0%	138.978	100,0%	410.010	100,0%

Fonte: ANP (2019a). Elaboração do autor.

Tabela 11 – Principais países de origem das importações brasileiras de petróleo (BEP): 2009 x 2013 x 2018

Países	2009	%	2013	%	2018	%
Arábia Saudita	25.095	17,5%	27.925	18,9%	23.564	34,7%
Nigéria	70.125	48,9%	79.078	53,5%	17.077	25,1%
Argélia	11.473	8,0%	11.859	8,0%	12.206	18,0%
Estados Unidos	896	0,6%	4	0,0%	9.059	13,3%
Iraque	12.128	8,5%	7.379	5,0%	5.670	8,3%
Líbia	12.326	8,6%	1.205	0,8%	385	0,6%
Argentina	3.459	2,4%	1.514	1,0%	-	0,0%
Barbados	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Colômbia	-	0,0%	524	0,4%	-	0,0%
Peru	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Sub-total	135.501	94,4%	129.490	87,6%	67.961	100,0%
Outros	8.012	5,6%	18.349	12,4%	-	0,0%
Total	143.513	100,0%	147.839	100,0%	67.961	100,0%

Fonte: ANP (2019a). Elaboração do autor.

Analisando-se os dados de 2018, percebe-se a que a China, assim como ocorre com outras commodities brasileiras, é um importador muito importante do petróleo nacional, tendo absorvido 55,5% das exportações. Entre os demais países que compõem o grupo dos maiores

compradores, destaca-se a importância do Chile e do Uruguai, países vizinhos, da América do Sul. Comparando-se os dados de 2009 e 2018, observa-se um aumento importante da participação da Espanha, do Chile e do Uruguai, bem como a queda das importações do petróleo

brasileiro pelos Estados Unidos, fato este certamente influenciado pelo *boom* de produção de *shale gas* (gás de xisto) naquele país nos últimos anos.

Por outro lado, no que diz respeito às importações, percebe-se, no ano de 2018, forte concentração das importações brasileiras em países do Oriente Médio e da África, por conta dos grandes volumes de produção e, no caso dos países africanos, da maior proximidade geográfica, além de questões relacionadas às características do petróleo. Destaca-se o grande crescimento das importações brasileiras de petróleo da Arábia Saudita, o que está relacionado ao forte incremento da produção naquele país, iniciado em 2014, com o objetivo de garantir estabilidade dos preços e de se posicionar como um competidor em busca de reconquistar suas parcelas de mercado, aumentando sua produção, mesmo em períodos de acumulação de estoques nos países consumidores e aumento de produção fora da OPEP. Fenômeno relevante também foi o crescimento das importações de petróleo dos EUA, pelo mesmo motivo já apresentado para a diminuição das exportações para aquele país (*shale gas*).

4.2 Empregos e Empresas

Ao longo dos anos de 2015 e 2016, dois fatores que ocorreram conjuntamente contribuíram de modo relevante para que o setor de petróleo e gás no Brasil entrasse em crise. O primeiro fator foi a forte queda observada nos preços do petróleo, iniciada ainda em 2014 e com reflexos que perduram até hoje, embora os preços tenham mostrado uma tendência de recuperação a partir do 2º semestre de 2017, embora com certa volatilidade nos últimos 12 meses. Essa queda foi consequência, principalmente, do aumento da produção acordada entre os membros da OPEP, com o principal objetivo de inibir iniciativas de países como os Estados Unidos (*shale gas*) e o Brasil (pré-sal) de aumento da produção por meio de processos de exploração não convencionais. O segundo fator foi a crise vivenciada pela Petrobrás em função dos escândalos de corrupção deflagrados pela operação lava jato. Soma-se a esses dois fatores a crise econômica pela qual o Brasil tem passado, para a qual o cenário do setor tem certo grau de contribuição, especialmente nos estados que são os maiores produtores.

Evidentemente, esse cenário de crise teve reflexos nos empregos em toda a cadeia produtiva de petróleo e gás natural, o que pode ser percebido na Tabela 12.

Tabela 12 – Evolução do emprego na indústria extrativa de petróleo e gás e atividades de apoio, no período 2009-2018: Brasil, Nordeste e UF

Estado	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alagoas	491	195	368	369	416	402	533	566	688	289
Amapá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amazonas	1.189	1.410	2.394	1.876	1.733	1.561	1.073	950	727	858
Bahia	7.776	3.585	4.199	6.430	5.788	5.855	5.473	4.679	4.505	5.554
Ceará	536	185	121	251	234	233	215	182	131	125
Distrito Federal	84	0	0	0	5	25	4	5	1	1
Espírito Santo	2.818	2.914	3.192	3.251	3.087	3.207	3.071	2.883	2.518	2.439
Goiás	37	1	5	6	0	14	3	1	0	0
Maranhão	36	100	83	158	35	35	123	63	122	75
Mato Grosso	0	0	2	0	29	79	73	8	8	6
Mato Grosso do Sul	6	6	6	6	0	0	0	0	0	3
Minas Gerais	114	92	155	207	172	115	58	35	30	37
Pará	40	49	58	66	79	51	36	58	36	6
Paraíba	28	24	17	14	14	13	2	18	9	10
Paraná	452	1.110	2	8	0	1	1	2	1	2
Pernambuco	368	14	17	32	59	71	128	70	38	6
Piauí	0	0	7	5	3	2	6	6	3	1
Rio de Janeiro	42.050	32.909	35.549	39.895	41.274	41.044	37.053	30.651	28.333	27.769
Rio Grande do Norte	5.308	3.232	5.340	5.398	4.605	3.797	3.866	2.621	1.923	2.250
Rio Grande do Sul	22	26	29	681	36	150	40	28	28	22
Rondônia	2	0	0	9	0	0	0	0	0	0
Roraima	0	0	0	0	1	0	0	0	5	0
Santa Catarina	255	248	182	250	320	198	180	226	170	159
São Paulo	2.156	2.451	498	1.128	1.916	1.825	2.489	2.618	2.692	2.601

Estado	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Sergipe	3.495	3.140	3.218	3.354	3.043	3.147	2.609	1.915	1.509	1.334
Tocantins	0	30	30	0	1	1	1	1	0	0
Região Nordeste	18.038	10.475	13.370	16.011	14.197	13.555	12.955	10.120	8.928	9.644
Brasil	67.263	51.721	55.472	63.394	62.850	61.826	57.037	47.586	43.477	43.547

Fonte: ME/RAIS (2019). Elaboração própria.

Percebe-se uma forte concentração do emprego nessa cadeia no estado do Rio de Janeiro (63,8%), pelo fato de estarem em seu território as grandes bacias produtoras em águas profundas atualmente em operação. No Nordeste, Bahia (12,8%), Rio Grande do Norte (5,2%) e Sergipe (3,1%), nessa ordem, têm presença importante nos empregos dessa cadeia. Todos esses estados apresentaram quedas seguidas no número de empregos entre 2013 e 2018 (com exceção da Bahia entre 2017 e 2018). Por outro lado, o Estado de São Paulo, que possui áreas de exploração no pré-sal, foi o único estado com quantidade maior do que 1000 empregos no setor que apresentou crescimento no período supracitado (2014-2018), com exceção de 2018.

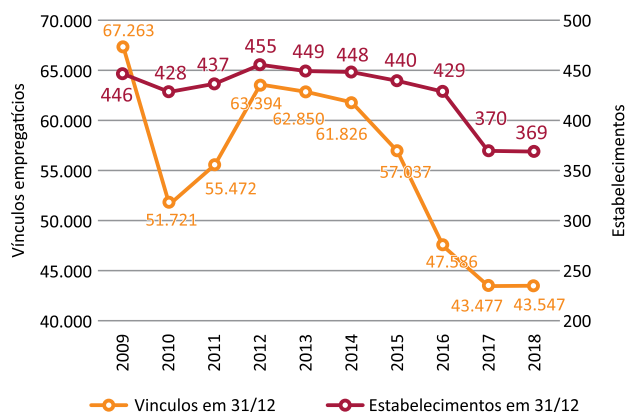
No que diz respeito às empresas, a oscilação observada guarda relação direta com aquela ocorrida nos empregos, entretanto, com menor intensidade, conforme pode ser observado na Tabela 13. Isso ocorre porque as empresas, mesmo em um cenário de crise, procuram manter uma estrutura mínima possível de funcionamento, tendo em vista as especificidades do setor e da qualificação da mão de obra. O Gráfico 5 apresenta a evolução do comportamento dos empregos e das empresas do setor de petróleo e gás no Brasil, incluindo as atividades de apoio, no período de 2009 a 2018.

Tabela 13 – Evolução do número de estabelecimentos atuando na indústria extrativa de petróleo e gás e atividades de apoio no período 2009-2018: Brasil, Nordeste e UF

Estado	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alagoas	9	6	6	5	6	7	7	7	7	5
Amazonas	10	10	18	17	15	12	11	12	10	12
Bahia	53	46	48	50	53	52	53	54	47	46
Ceará	8	5	4	6	5	3	4	3	4	3
Distrito Federal	3	0	0	0	2	1	1	2	1	2
Espírito Santo	29	31	32	27	26	26	27	26	20	24
Goiás	5	1	2	3	0	3	2	3	0	0
Maranhão	1	2	2	4	5	5	3	3	3	3
Mato Grosso	0	0	1	0	1	2	1	3	3	2
Mato Grosso do Sul	2	2	1	1	0	1	0	0	0	0
Minas Gerais	20	19	14	22	20	21	16	14	13	12
Pará	3	3	2	3	7	3	2	3	5	1
Paraíba	4	4	4	2	2	2	1	3	1	2
Paraná	6	4	2	3	1	1	1	2	2	2
Pernambuco	6	4	4	5	5	8	9	9	4	3
Piauí	0	0	1	1	1	1	2	3	3	2
Rio de Janeiro	175	181	195	202	203	209	210	199	180	185
Rio Grande do Norte	46	42	40	37	34	36	34	32	25	22
Rio Grande do Sul	3	3	4	5	2	2	3	4	3	3
Rondônia	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0
Roraima	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
Santa Catarina	7	5	4	6	8	7	8	7	7	11
São Paulo	36	38	27	31	30	25	24	19	14	13
Sergipe	19	21	24	24	21	20	19	20	17	16
Tocantins	0	1	2	0	1	1	1	1	0	0
Região Nordeste	146	130	133	134	132	134	132	134	111	102
Total	446	428	437	455	449	448	440	429	370	369

Fonte: ME/RAIS (2019). Elaboração própria.

Gráfico 5 – Desempenho recente do número de empregos e de estabelecimentos da indústria extrativa de petróleo e gás e atividades de apoio: 2009 a 2018

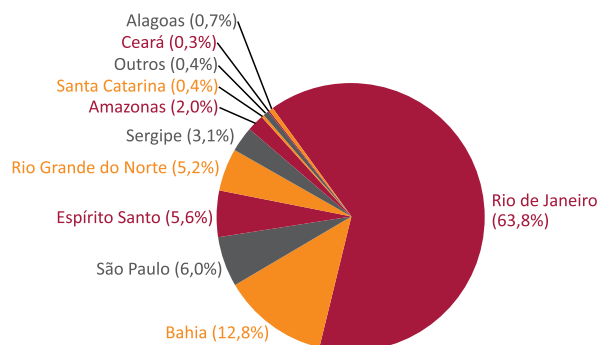


Fonte: ME/RAIS (2019). Elaboração própria.

A extração de petróleo e gás tem uma participação importante no total de empregos da indústria extrativa no Brasil, englobando 10,8% de todos os empregos formais ao final de 2018, apesar da redução consistente observada no número de empregos entre 2013 e 2018. Na Região Nordeste, a importância da indústria do setor na indústria extrativa é ainda maior, tendo em vista que englobou 15,1% dos empregos formais da indústria extrativa da Região em 2018.

Como se trata de uma indústria em que a localização das áreas de exploração e produção coincide com as reservas, as atividades da cadeia de petróleo e gás natural brasileira, considerando-se o número de vínculos empregatícios como *Proxy*, são bastante concentradas nos estados do Sudeste (75,4% dos empregos em 2018), conforme pode ser visto no Gráfico 6. Conforme citado anteriormente, isso se deve notadamente ao estado do Rio de Janeiro, embora Espírito Santo e São Paulo tenham relativa importância, a desse último com tendência de crescer em função da produção no pré-sal. Na Região Nordeste, que concentra 22,1% dos empregos da cadeia (dados de dezembro/2018), Bahia, Rio Grande do Norte e Sergipe, nessa ordem, aparecem entre os seis estados brasileiros com maior quantidade de empregos na cadeia.

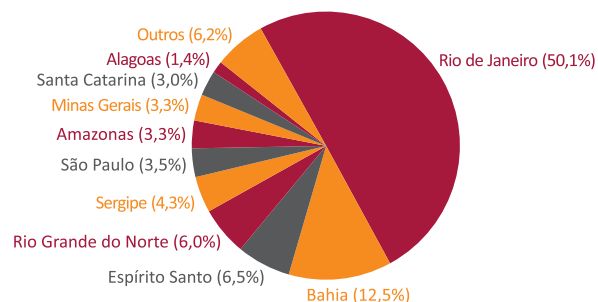
Gráfico 6 – Distribuição geográfica (%) dos empregos na indústria extrativa de petróleo e gás e atividades de apoio em 2018



Fonte: ME/RAIS (2019). Elaboração própria.

No caso do número de estabelecimentos, há diferenças importantes, conforme mostra o Gráfico 7, com menor concentração de empresas no Rio de Janeiro, comparado com o número de vínculos, e maior importância relativa dos estados do Nordeste nessa variável (27,4% dos estabelecimentos em 2018).

Gráfico 7 – Distribuição geográfica (%) das empresas da indústria extrativa de petróleo e gás e atividades de apoio em 2018



Fonte: ME/RAIS (2019). Elaboração própria.

Em termos de evolução das quantidades de empregos (Tabela 14), pode-se destacar o aumento da importância do Rio de Janeiro (de 62,5% para 63,8%), do Espírito Santo (de 4,2% para 5,6%) e de São Paulo (de 3,2% para 6,0%), o que deve se intensificar com a evolução da exploração nas áreas do pré-sal. Por outro lado, no Nordeste, apenas a Bahia teve aumento de participação relativa (de 11,6% para 12,8%).

Tabela 14 – Distribuição geográfica (%) dos empregos da indústria extrativa de petróleo e gás e atividades de apoio por UF: 2009 a 2018

Estado	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alagoas	0,7%	0,4%	0,7%	0,6%	0,7%	0,7%	0,9%	1,2%	1,6%	0,7%
Amapá	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Amazonas	1,8%	2,7%	4,3%	3,0%	2,8%	2,5%	1,9%	2,0%	1,7%	2,0%
Bahia	11,6%	6,9%	7,6%	10,1%	9,2%	9,5%	9,6%	9,8%	10,4%	12,8%
Ceará	0,8%	0,4%	0,2%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%
Distrito Federal	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Estado	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Espírito Santo	4,2%	5,6%	5,8%	5,1%	4,9%	5,2%	5,4%	6,1%	5,8%	5,6%
Goiás	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Maranhão	0,1%	0,2%	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,3%	0,2%
Mato Grosso	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Mato Grosso do Sul	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Minas Gerais	0,2%	0,2%	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Pará	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%
Paraíba	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Paraná	0,7%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Pernambuco	0,5%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%	0,0%
Piauí	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Rio de Janeiro	62,5%	63,6%	64,1%	62,9%	65,7%	66,4%	65,0%	64,4%	65,2%	63,8%
Rio Grande do Norte	7,9%	6,2%	9,6%	8,5%	7,3%	6,1%	6,8%	5,5%	4,4%	5,2%
Rio Grande do Sul	0,0%	0,1%	0,1%	1,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Rondônia	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Roraima	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Santa Catarina	0,4%	0,5%	0,3%	0,4%	0,5%	0,3%	0,3%	0,5%	0,4%	0,4%
São Paulo	3,2%	4,7%	0,9%	1,8%	3,0%	3,0%	4,4%	5,5%	6,2%	6,0%
Sergipe	5,2%	6,1%	5,8%	5,3%	4,8%	5,1%	4,6%	4,0%	3,5%	3,1%
Tocantins	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: ME/RAIS (2019). Elaboração própria.

Essas mudanças de representatividade são consequência da maior dedicação da Petrobrás à exploração em águas profundas e no pré-sal, bem como ao menor interesse da empresa na exploração dos poços terrestre (*on shore*). Os resultados dos leilões mais recentes (ver Quadro 4) devem contribuir para um acirramento dessa concentração no futuro próximo.

5 DISTRIBUIÇÃO REGIONAL DAS RESERVAS E DA PRODUÇÃO

Conforme supracitado, existe certa concentração das áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil, em função da localização das reservas e das suas características. As tabelas 15 e 16 mostram, respectivamente, as distribuições das reservas totais de petróleo e gás natural do Brasil, por unidade da Federação e localização (terra e mar).

Tabela 15 – Reservas totais¹ de petróleo, por localização (terra e mar), segundo unidades da Federação (em milhões de barris): 2009-2018

Estado	Localização	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Amazonas	Terra	201	211	192	169	167	90	62	50	46	46
Maranhão	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ceará	Terra	21	20	18	31	31	30	20	4	1	4
	Mar	83	112	93	66	80	62	25	45	13	28
Rio Grande do Norte	Terra	358	334	351	356	336	327	247	243	232	163
	Mar	188	186	198	192	187	177	129	119	118	109
Alagoas	Terra	14	15	21	15	16	14	12	8	9	5
	Mar	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Sergipe	Terra	296	331	319	307	294	296	272	334	345	233
	Mar	134	127	117	126	105	99	78	47	4	7
Bahia	Terra	506	501	597	523	531	343	287	347	224	208
	Mar	117	140	128	127	124	96	91	91	91	91
Espírito Santo	Terra	84	80	77	76	69	70	52	56	50	45
	Mar	2.617	2.627	2.852	2.676	2.447	2.301	2.197	1.910	1.789	1.630

Estado	Localização	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Rio de Janeiro	Mar	16.338	23.580	23.081	22.136	24.018	25.619	19.757	18.441	19.732	20.184
São Paulo	Mar	117	118	1.949	1.665	1.685	1.535	1.161	962	928	1.556
Paraná	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	36	38	40	43	42	0	0	0	0	0
Santa Catarina	Mar	46	46	48	48	48	48	0	0	0	0
Subtotal	Terra	1.478	1.492	1.576	1.476	1.445	1.170	952	1.042	906	703
	Mar	19.665	26.975	28.506	27.080	28.736	29.937	23.439	21.615	22.674	23.605
Total		21.134	28.467	30.082	28.555	30.181	31.107	24.391	22.657	23.580	24.309

Fonte: ANP (2019a).

Nota: (1) Reservas em 31/12 dos anos de referência.

Tabela 16 – Reservas totais¹ de gás natural, por localização (terra e mar), segundo unidades da Federação (em milhões de m³): 2009-2018

Estado	Localização	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Amazonas	Terra	93.908	94.456	95.743	89.237	86.963	74.486	51.225	38.686	40.757	41.074
Maranhão	Terra	0	0	0	29.705	8.652	8.406	17.677	20.412	20.822	25.721
Ceará	Terra	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0
	Mar	1.152	1.447	993	454	742	503	256	510	217	360
Rio Grande do Norte	Terra	2.365	2.189	2.277	3.275	2.549	2.210	2.109	2.241	2.258	2.068
	Mar	11.067	11.355	12.039	10.401	9.088	8.225	2.480	2.730	2.406	2.827
Alagoas	Terra	4.450	4.173	4.336	4.223	4.335	3.757	2.908	2.627	2.483	2.246
	Mar	1.084	1.085	981	762	656	583	502	456	395	341
Sergipe	Terra	1.343	1.484	1.913	1.756	1.814	1.730	1.565	1.629	1.592	1.332
	Mar	4.962	4.303	4.055	5.210	4.813	4.186	4.777	2.752	1.255	158
Bahia	Terra	15.149	13.379	12.511	12.056	11.553	9.452	10.324	9.833	10.344	10.206
	Mar	33.671	30.746	29.074	28.059	24.743	24.036	13.945	12.194	11.326	8.328
Espírito Santo	Terra	953	732	919	729	718	950	767	830	486	415
	Mar	89.581	87.034	77.694	103.075	91.557	90.663	78.964	84.660	67.580	54.056
Rio de Janeiro	Mar	277.353	504.642	551.842	531.125	507.841	555.350	490.572	397.438	386.611	372.547
São Paulo	Mar	60.441	62.946	107.109	94.268	79.255	75.227	67.839	59.837	59.927	48.319
Paraná	Terra	770	814	826	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	904	1.261	1.290	1.308	1.298	0	0	0	0	0
Santa Catarina	Mar	2.364	2.677	2.929	2.928	2.928	0	0	0	0	0
Subtotal	Terra	118.940	117.227	118.524	140.979	116.585	100.998	86.575	76.259	78.742	83.063
	Mar	482.578	707.496	788.007	777.589	722.921	758.773	659.334	560.576	529.718	486.936
Total		601.518	824.723	906.531	918.569	839.506	859.771	745.910	636.835	608.459	569.999

Fonte: ANP (2019a).

Nota: (1) Reservas em 31/12 dos anos de referência.

No fim de 2018, as reservas totais de petróleo do Brasil totalizaram 24,3 bilhões de barris, volume 3,1% maior que em 2017.

Como se pode perceber, apenas doze estados brasileiros possuem reservas de petróleo e gás natural, com maior predominância de reservas marítimas e grande concentração nos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e São Paulo, que no ano de 2018 possuíam 96,1% das reservas de petróleo e 83,3% das reservas de gás natural do Brasil. No Nordeste, Bahia, Sergipe e Rio Grande do Norte têm maior destaque nas reservas de petróleo, com os três

estados em conjunto totalizando 3,3% das reservas do energético em 2018. Já no que diz respeito ao gás natural, o Estado do Amazonas ganha relevância no Brasil (7,2% das reservas), enquanto o Maranhão (4,5% das reservas) tem maior destaque no Nordeste. Importante ressaltar que, no Nordeste, as reservas terrestres predominam em relação às reservas marítimas, tanto no caso do petróleo, como no caso do gás natural.

Logicamente, cenário semelhante é encontrado nos dados referentes à produção de petróleo e gás nos estados brasileiros (tabelas 17 e 18).

Tabela 17 – Produção de petróleo, por localização (terra e mar, pré-sal e pós-sal), segundo unidades da Federação (em milhares de barris): 2009-2018

Estado	Localização	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Amazonas	Terra	12.351	13.029	12.683	12.283	11.270	10.222	9.601	8.561	7.482	7.462
Maranhão	Terra	0	0	0	0	29	43	4	14	13	15
Ceará	Terra	761	674	567	457	413	446	533	567	448	384
	Mar	2.539	2.261	2.051	1.919	2.633	2.221	1.901	1.928	1.558	1.584
Rio Grande do Norte	Terra	18.295	17.868	18.595	18.966	19.116	18.347	18.247	18.176	15.205	12.830
	Mar	3.012	2.914	2.808	2.785	2.708	2.615	2.594	2.257	2.096	1.870
Alagoas	Terra	2.246	2.030	1.896	1.647	1.310	1.519	1.556	1.499	1.139	929
	Mar	96	85	108	81	131	115	97	55	50	43
Sergipe	Terra	12.583	12.020	11.745	11.547	10.627	10.133	9.171	8.187	6.572	4.853
	Mar	3.515	3.063	3.586	3.200	3.620	4.839	2.992	2.715	1.899	1.776
Bahia	Terra	14.642	15.550	15.776	15.712	15.777	15.632	14.190	12.994	11.631	10.586
	Mar	338	343	247	307	385	356	240	281	206	193
Espírito Santo	Terra	4.587	4.801	5.179	5.435	5.350	5.235	5.066	4.690	3.891	3.588
	Mar	31.371	75.232	110.688	107.666	108.034	128.739	136.581	139.490	133.869	118.721
Rio de Janeiro	Mar	605.212	594.803	568.556	561.481	532.036	563.232	596.924	614.713	650.854	662.818
São Paulo	Mar	333	5.278	13.984	10.921	25.274	59.235	89.968	102.605	120.014	116.464
Subtotal	Terra	65.464	65.973	66.441	66.046	63.893	61.577	58.368	54.688	46.381	40.648
	Mar	646.417	683.980	702.028	688.361	674.820	761.351	831.298	864.043	910.547	903.470
Subtotal	Pré-sal	6.756	16.317	44.394	62.488	110.538	179.820	280.055	372.746	469.913	521.543
	Pós-sal	705.125	733.636	724.075	691.919	628.175	643.108	609.612	545.985	487.015	422.574
Total		711.881	749.952	768.469	754.407	738.713	822.928	889.666	918.731	956.928	944.117

Fonte: ANP (2019a).

Tabela 18 – Produção de gás natural, por localização (terra e mar, pré-sal e pós-sal), segundo unidades da Federação (em milhões m3): 2007-2016

Estado	Localização	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Amazonas	Terra	3.780	3.858	4.161	4.188	4.150	4.704	5.060	5.106	4.756	5.216
Maranhão	Terra	0	0	0	0	1.420	1.968	1.565	1.926	1.617	1.411
Ceará	Terra	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	56	42	31	27	33	32	27	37	30	35
Rio Grande do Norte	Terra	273	269	272	258	278	269	238	235	218	207
	Mar	488	419	362	305	268	221	188	154	181	145
Alagoas	Terra	618	564	463	508	499	460	358	356	335	346
	Mar	124	108	100	53	87	75	69	62	57	61
Sergipe	Terra	93	95	102	103	93	97	83	65	50	37
	Mar	864	1.007	999	927	964	961	781	884	762	754
Bahia	Terra	1.172	1.138	1.057	971	990	934	997	931	809	765
	Mar	1.881	2.261	1.500	2.246	2.183	2.163	2.044	1.793	1.779	1.788
Espírito Santo	Terra	109	99	92	94	82	74	86	80	63	31
	Mar	968	2.602	4.240	3.814	4.333	4.676	4.029	3.815	3.959	3.432
Rio de Janeiro	Mar	10.497	10.132	9.387	10.344	10.006	11.097	14.062	16.613	18.615	20.198
São Paulo	Mar	218	342	1.306	1.992	2.788	4.163	5.538	5.832	6.886	6.431
Subtotal	Terra	6.045	6.024	6.148	6.123	7.512	8.508	8.389	8.700	7.848	8.013
	Mar	15.096	16.914	17.926	19.709	20.662	23.387	26.738	29.190	32.269	32.844
Subtotal	Pré-sal	267	649	1.388	2.078	3.710	6.251	10.614	14.459	18.173	21.016
	Pós-sal	20.875	22.290	22.686	23.754	24.464	25.644	24.512	23.432	21.945	19.842
Total		21.142	22.938	24.074	25.832	28.174	31.895	35.126	37.890	40.117	40.857

Fonte: ANP (2019a).

Nota: O valor total da produção inclui os volumes de reinjeção, queimas, perdas e consumo próprio.

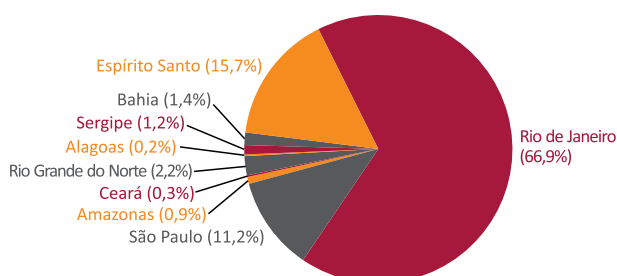
Em 2018, a produção nacional de petróleo apresentou queda de 1,3% na comparação anual, atingindo 944,1 milhões de barris (média de 2,6 milhões de barris/dia). A produção de petróleo no pré-sal passou de 469,9 milhões de barris em 2017 para 521,5 milhões de barris em 2018, alcançando, na média, a marca de 1,4 milhão de barris/dia no ano. O pré-sal representou 55,2% da produção nacional total. A produção em mar correspondeu a 95,7% do total. O Rio de Janeiro manteve a liderança da produção total do País, sendo responsável por 70,2% da produção total, com produção média de 1,8 milhão de barris/dia em 2018.

Pode-se destacar nos dados da Tabela 17 o grande crescimento da produção no pré-sal, cujo primeiro contrato (cessão onerosa) foi assinado em 2010 e a primeira rodada de partilha foi concretizada em 2013 (ver Quadro 4). Também merece destaque a queda da produção de petróleo em áreas terrestres, consequência principalmente da desativação gradual de campos terrestres de petróleo e gás em algumas regiões (por exemplo, na bacia potiguar, nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará) e queda dos investimentos, tanto por parte da Petrobrás, como de outras empresas.

A produção de gás natural manteve crescimento pelo nono ano consecutivo, com aumento de 1,8%, totalizando 40,9 bilhões de m³ em 2018. Na década 2009-2018, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 6,6% ao ano e acumulado de 93,3%. De campos em mar vieram 80,4% do gás natural produzido no País, totalizando 32,8 bilhões de m³, aumento anual de 1,8%. Já a produção em terra cresceu 2,1% para 8 bilhões de m³.

Assim sendo, no caso do gás natural o cenário se repete em relação ao petróleo no pré-sal, mas a produção em áreas terrestres tem crescido, especialmente por conta do aumento da exploração nas bacias do Amazonas, no Estado do Amazonas, e do Parnaíba, no Estado do Maranhão. Em termos de concentração da produção, Rio de Janeiro (70,2%), Espírito Santo (13,0%) e São Paulo (12,3%) detêm 95,5% da produção de petróleo, tendo este último estado uma importância crescente, devido à exploração e produção no pré-sal, conforme pode ser visto no Gráfico 8. O Nordeste foi responsável por 3,7% da produção brasileira de petróleo em 2018, apresentando declínio de sua importância relativa em relação aos anos anteriores.

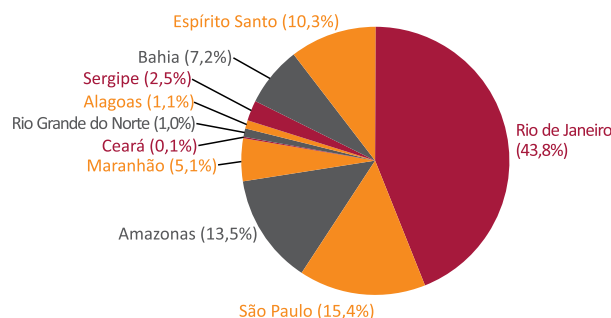
Gráfico 8 – Distribuição da produção brasileira de petróleo por unidade de federação (%) em 2018



Fonte: ANP (2019a). Elaboração própria.

No caso do gás natural, o cenário muda um pouco, por conta da presença entre os principais produtores de estados que a produção de petróleo não é significativa, como Amazonas e Maranhão, ao contrário da produção de gás natural em seus campos terrestres. Assim sendo, a concentração da produção nos estados do Rio de Janeiro (49,4%), São Paulo (15,7%) e Espírito Santo (8,5%) diminui para 73,7%, sendo que o Espírito Santo constitui apenas o quarto maior produtor no Brasil, enquanto que o Amazonas destaca-se como terceiro maior produtor. Já o Nordeste, especialmente por conta do Maranhão, Sergipe e Bahia, foi responsável por 13,6% da produção brasileira de gás natural em 2018 (Gráfico 9).

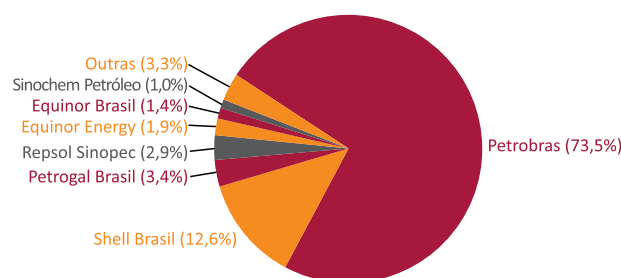
Gráfico 9 – Distribuição da produção brasileira de gás natural por unidade de Federação (%) em 2018



Fonte: ANP (2019a). Elaboração própria.

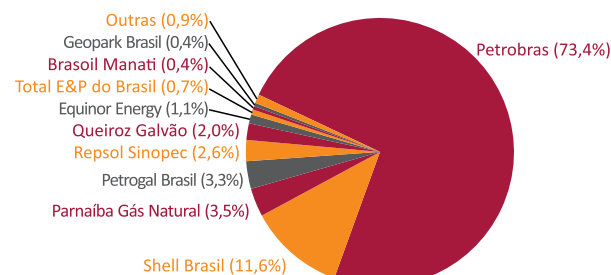
Como é de se esperar, a produção de petróleo e gás natural no Brasil é distribuída em uma pequena quantidade de empresas, com forte predomínio da Petrobrás, mesmo com a evolução da regulação do setor, conforme pode ser visto nos gráficos 10 e 11.

Gráfico 10 – Distribuição da produção brasileira de petróleo entre as principais concessionárias (%) em 2018



Fonte: ANP (2019a). Elaboração própria.

Gráfico 11 – Distribuição da produção brasileira de gás natural entre as principais concessionárias (%) em 2018



Fonte: ANP (2019a). Elaboração própria.

Além da Petrobrás, que produziu 73,5% do petróleo explorado no Brasil e 73,4% do gás natural, empresas como Shell Brasil, Petrogal Brasil e Repsol Sinopec têm atuação relevante na exploração tanto do petróleo, como do gás natural. Ressalta-se, também, a maior descentralização da produção de gás, na qual atuam empresas que operam exclusivamente nesse segmento, com destaque para a Parnaíba Gás Natural, que faz parte do Grupo ENEVA e concentra suas operações de exploração e produção de gás no estado Maranhão.

6 PERSPECTIVAS

Ao longo dos últimos doze anos o setor de petróleo e gás natural, em nível mundial, vem apresentando certa volatilidade, em função, principalmente, dos preços do petróleo. Nesse período (2008-2019), houve dois períodos de forte queda do preço do petróleo, após esse energético ter apresentado picos históricos de preço em 2008. Esses períodos foram durante a crise financeira mundial, que causou forte queda dos preços do petróleo entre setembro/2008 e março/2009; e entre julho/2014 e janeiro/2016, em que a queda de preços se deu em função do aumento da produção acordada entre os membros da OPEP, com o principal objetivo de inibir iniciativas de países como os Estados Unidos (*shale gas*) e o Brasil (pré-sal) de aumento da produção por meio de processos de exploração não convencionais, conforme citado anteriormente. O Gráfico 12 apresenta a evolução dos preços do petróleo no período supracitado.

Gráfico 12 – Evolução dos preços médios do petróleo Brent² (US\$): Jan/2008 a Nov/2019



Fonte: Investing.com (2019). Elaboração própria.

Como se pode perceber no Gráfico 12, no período analisado, a maior cotação (US\$ 139,83) foi atingida em junho/2008, enquanto que o pico inferior da cotação (US\$ 37,28) ocorreu em dezembro/2015. Adicionalmente, percebe-se que os preços do petróleo apresentam uma tendência de alta mais consistente entre agosto/2017 e setembro/2018, voltando a apresentar maior volatilidade desde então.

No contexto de crise da indústria petrolífera mundial ocorrida nos últimos anos, as empresas do setor engajaram-se numa drástica revisão de suas estratégias de exploração e produção, resultando na repriorização de projetos e foco na redução de custos (PEDROSA; CORRÊA, 2016). De acordo com Biscardini et al. (2017), empresas globais do setor de petróleo e gás cortaram cerca de 40% dos investimentos previstos entre 2014 e 2016, o que resultou, também, na perda de algo em torno de 400 mil empregos e no cancelamento ou adiamento de grandes projetos que não se mostravam lucrativos em função da conjuntura do setor. Por outro lado, a busca por ganhos de eficiência em função da crise contribuíram para que as empresas estejam preparadas para serem competitivas no novo cenário que se apresenta.

É importante salientar que, conforme Pedrosa e Corrêa (2016), independentemente das oscilações de preço que são comuns nos diferentes ciclos do petróleo, a produção mundial de petróleo em relação ao PIB Global vem declinando continuamente desde meados da década de 1970. A razão desse declínio de demanda relativa de petróleo pode ser atribuída a: (i) maior eficiência em processos industriais e meios de transporte; (ii) substituição do petróleo por outras fontes de geração de energia, notadamente o gás natural; e (iii) restrições ambientais ao uso do petróleo como fonte primária de energia em todo o mundo.

No Brasil, o principal *player* do setor, que é a Petrobrás, tem intensificado sua venda de ativos, buscando focar suas atividades nos segmentos de exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas. Nesse sentido, ativos relacionados à exploração em campos terrestres, exploração em campos em águas rasas, refino, transporte (gasodutos) e distribuição, foram ou serão ofertados para venda. Somente no 1º semestre de 2019 entraram no caixa da empresa US\$ 12,76 bilhões, originados da venda de ativos. O Quadro 5 apresenta uma lista desses ativos.

² De acordo com IPEA (2005), a palavra Brent designa todo o petróleo extraído no Mar do Norte e comercializado na Bolsa de Londres. A cotação Brent é referência para os mercados europeu e asiático. Já o petróleo WTI é aquele vendido pelos intermediários do West Texas, negociado na Bolsa de Nova York e com a cotação sendo referência para o mercado norte-americano.

Quadro 5 – Lista de ativos à venda pela Petrobrás, em seus diferentes estágios de maturação

Ainda em estruturação	Fase vinculante	Assinados (aguardando fechamento)
51% da Gaspetro	Liquigás	Campos em águas rasas do Polo Pampo e Enchova (Bacia de Campos)
10% da Transportadora Associada de Gás (TAG)	Companhia Mega (Argentina)	Campo Baúna (Bacia de Santos)
10% da Nova Transportadora do Sudeste (NTS)	Breitnener Energética	50% dos campos Tartatuga Verde e Mestiça e Mód. 3 Espadarte
51% da Transp. Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia (TBG)	Unidade de Fertilizantes Hidrogenados III (MS) e Araucária Nitrogenados	Campos terrestres do Polo Riacho da Forquilha (RN)
Fase de divulgação do processo de desinvestimento	Campos em águas profundas da Bacia SE-AL	Campos em águas rasas do polo Pargo (Bacia de Campos)
Refinaria Reman (AM)	Campos em águas rasas da Bacia Merluza	PetroÁfrica
Refinaria Regap (MG)	Campos em águas rasas dos polos SE, RN e CE	10% do Campo de Lapa (Bacia de Santos)
Unidade de Industrialização do Xisto (SIX-PR)	Campos em águas rasas do polo Garoupa (RJ)	Campos terrestres de Ponta do Mel e Redonda (RN)
Refinaria Lubnor-CE	Campos em águas rasas do polo de Peroá (ES)	Campos terrestres do Polo Macau (RN)
Blocos exploratórios na Bacia do Recôncavo	Campos terrestres do polo Tucano Sul (BA)	50% da Belém Bioenergia Brasil
Campos terrestres Cupiúba e Carapanaúba (AM)	Campos terrestres do polo Cricaré (ES)	Fechados em 2019
Fase não vinculante	Campos terrestres do polo Recôncavo (BA)	90% da Transportadora Associada de Gás (TAG)
Refinaria Abreu e Lima (RNest-PE)	Campos terrestres do polo Rio Ventura (BA)	Ativos no Paraguai
Refinaria Landulpho Alves (Rlam-BA)	Campos terrestres do polo Lagoa Parda (ES)	Refinaria de Pasadena (EUA)
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar-PR)	Campos terrestres do polo Miranga (BA)	BR Distribuidora (oferta secundária)
Refinaria Alberto Pasqualini (Refap-RS)	Campos terrestres dos polos de Sergipe	Campo de Maromba (Bacia de Campos)
Campos terrestres do Polo Buracica (BA)	Campos terrestres do polo Fazenda Belém (CE)	

Fonte: Adaptado de Ramalho (2019).

Em termos de perspectivas futuras para o setor, Biscardini et al. (2019) destacam que, embora a indústria de petróleo e gás sempre tenha sido volátil, existia uma previsibilidade confortável para os períodos de aumento e queda de preços. Nos dias atuais, no entanto, essa previsibilidade parece ter acabado, pelo menos no curto prazo. Uma combinação de irregular e às vezes inescrutável de flutuações dos preços das commodities, ambiguidade sobre o futuro dos combustíveis fósseis e negociações comerciais cada vez mais controversas no mundo estão derrubando os fundamentos tradicionais de oferta e demanda, trazendo uma série de novos desafios sem respostas claras. Pode-se dizer que atualmente os executivos do setor de petróleo e gás estão tentando estabelecer um curso de crescimento para suas empresas em “areias movediças”.

Com relação ao gás natural, cuja utilização é predominantemente para a geração de energia elétrica, na indústria e no aquecimento predial, diferentemente do petróleo, que é mais utilizado nos transportes, Pedrosa e Corrêa (2016) destacam que os preços desse insumo não se correlacionam perfeitamente com os preços do petróleo, uma vez que o comércio de gás possui características regionais, enquanto o petróleo possui um alcance mais global. Por outro lado, o gás natural liquefeito (LGN) tem o comportamento dos preços mais aderente aos do petróleo, o que tem levado a uma expansão do número de plantas de liquefação de gás. Em campos que produzem exclusivamente gás, uma parte da corrente do poço se liquefaz ao atingir a superfície, agregando valor ao processo.

A propósito, Biscardini, Schmill e Del Maestro (2017) consideram a produção de LGN em pequena escala (*Small-scale LGN – SSLGN*) como uma possível nova “onda” no mercado de petróleo e gás, estando bem posicionada para atender à crescente demanda das indústrias de transporte naval e transporte rodoviário por combustíveis que são mais ambientalmente amigáveis, do que o petróleo e o diesel. O SSLNG também possui vantagens em abordar geração de energia fora da rede (*off-grid*) para necessidades industriais e residenciais em localidades remotas. Como o LNG possui uma queima mais limpa do que outros combustíveis fósseis, como petróleo e carvão, é provável que o SSLNG ganhe mais tração, já que o mercado e as pressões regulatórias para a transição para a energia de baixo carbono se intensificam. Da mesma forma que o “fracking” transformou o panorama energético dos EUA (exploração do *shale gas*), o SSLNG tem o potencial de transformar o papel do gás em uma série de localidades-chave e setores industriais.

A realidade atual apresenta uma situação de transição para um futuro de “baixo carbono”. Entretanto, existem previsões que mostram que os combustíveis fósseis (que incluem petróleo e gás) serão ainda responsáveis por suprir 75% da demanda de energia em 2040 (IEA, 2018). Espera-se que a atual abundância de suprimentos dure mais alguns anos, antes de uma eventual crise de suprimento. Nesse contexto, o Acordo de Paris de 2016 estabeleceu padrões para que os países sigam para reduzir as emissões de carbono e implementar políticas de monitoramento do clima, o que foi reforçado na recente reunião de acompanhamento em Katowice, Polônia, em que 200

nações concordaram com um caminho para estabelecer metas de emissões mais rígidas, o que provavelmente irá reforçar o momento de transição energética (BISCARDINI et. al, 2019). Não importa como o debate público prossiga, é improvável que essa urgência diminua, e isso terá um efeito sobre políticas governamentais e atitudes dos consumidores.

Assim sendo, Biscardini et. al (2019) ressaltam que a combinação dos desafios supracitados pressagia uma indústria que se afasta de um modelo de crescimento cíclico em ritmo acelerado em direção à busca de mais valor incremental nas operações em andamento e nas novas operações. Essa mudança afetará as expectativas do investidor em termos de retorno. Como resultado, as empresas de petróleo e gás provavelmente enfrentarão um futuro com restrição de capital, no qual o crescimento autofinanciado será mais comum. Por sua vez, capital mais apertado aumentará a urgência com que as empresas de petróleo e gás devem responder às complexas, intrínsecas e até existenciais rupturas de mercado que enfrentam. Em pouco tempo, eles devem tomar decisões estratégicas sobre seu papel e identidade no cenário energético em evolução. Há três opções para escolher:

1) Avançar a toda velocidade com combustíveis fósseis

Essa abordagem é exemplificada por muitas empresas de médio porte, cuja estratégia de produto permanece focada na expansão dos ativos de petróleo. Investimentos significativos de alguns players de O&G (por exemplo, Saudi Aramco, Equinor, Total, Shell) em eficiência energética, produtos com baixo consumo de emissões e captura de carbono salientam a importância de algumas empresas que consideram inovações nessas áreas, especialmente em um mundo com restrição de carbono.

2) Diversificação do portfólio

A diversificação abrange principalmente grandes aquisições de grandes empresas de petróleo de empresas mais conhecidas por projetos de gás natural. No futuro, porém, essa estratégia envolverá movimentos estratégicos menos ortodoxos, como adquirir ou expandir recursos e ofertas de energia renovável, como exemplificado pela parceria da Total com a EREN Renewable Energy. Existe também a opção de se concentrar mais nos mercados secundários tradicionais, como petroquímicos, onde o crescimento da demanda virá em grande parte do Oriente Médio e da China. Essa poderia ser uma via especialmente lucrativa, principalmente porque a Agência Internacional de Energia estima que mais de um terço dos ganhos na demanda de petróleo até 2030 e quase metade em 2050 virão de petroquímicos.

3) Entrada forte em energias renováveis

O garoto-propaganda dessa estratégia é a gigante dinamarquesa Dong Energy, que mudou seu nome para Ørsted, ao concluir uma reforma que divide seus negócios

de petróleo, gás e carvão a favor de fontes de energia renováveis. Da mesma forma, a gigante de gás GDF Suez recentemente se reinventou como Engie, uma empresa de “energia sustentável para todos”.

No Brasil, tendo-se como referência o principal *player* do setor, que é a Petrobrás, percebe-se que a empresa terá um maior foco nas operações de exploração e produção de óleo e gás, o que se enquadra na opção 1 das três escolhas estratégicas supracitadas. A Petrobrás tem buscado se desfazer de ativos que não estão diretamente ligados às atividades de exploração e produção, de modo que possa ter uma atuação mais direcionada a essas etapas da cadeia. O Plano Estratégico 2020-2024 da empresa (PETROBRAS, 2019) sinaliza claramente essa estratégia, e destaca, também, a busca por uma maior eficiência nas operações e compromissos com a agenda de baixo carbono e sustentabilidade. Por outro lado, no que diz respeito à atuação da empresa com energias renováveis, a companhia apenas sinaliza que atuará em pesquisas buscando adquirir competências para o eventual posicionamento no longo prazo em energia eólica e solar. Adicionalmente, o fato de a empresa estar vendendo seus ativos não ligados às atividades de exploração e produção, com destaque para aqueles ligados à atividade de refino, representa uma falta de alinhamento à estratégia de diversificação do portfólio (escolha 2 acima).

Com relação aos investimentos no setor de petróleo e gás no Brasil, percebe-se que as mudanças na regulação do setor efetuadas a partir de 2016 (ver Quadro 2) favoreceram uma maior participação efetiva de grandes *players* globais do setor, que arremataram áreas, ou em parceria com a Petrobrás, ou de forma isolada, nos últimos leilões realizados. Entretanto, houve certa frustração nos leilões do pré-sal realizados em novembro/2019 (excedente de cessão onerosa e 6ª rodada de partilha de produção), pois nem todos os blocos foram arrematados e, das empresas estrangeiras, apenas as chinesas arremataram áreas, em consórcio com a Petrobrás. Em função disso, existe a expectativa de que haja revisão de alguns mecanismos, atributos e dispositivos para os leilões futuros, especialmente no que diz respeito ao direito atual da Petrobrás de manifestar-se prioritariamente sobre o interesse de atuar como operadora (com o mínimo de 30% de participação) dos consórcios formados para exploração de blocos licitados sob o regime de partilha de produção.

O fato de a Petrobrás estar se desfazendo de diversos ativos deve atrair novos investimentos privados, tendo em vista que nas fases pós-aquisições são esperados investimentos relacionados a adaptações, melhorias de eficiência dos processos, entre outros. Na Região Nordeste estão localizados diversos desses ativos, especialmente campos terrestres de exploração e produção e unidades de refino, o que pode alavancar um aumento dos investimentos no setor de petróleo e gás na região, caso haja sucesso na venda desses ativos.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **Anuário Estatístico 2019**. Disponível em <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/5237-anuario-estatistico-2019> Acesso em 20 Set. 2019a.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **Dados estatísticos**. Disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos> Acesso em 28 Out. 2019b.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **Rodadas de Licitações de Petróleo e Gás Natural**. Disponível em <http://rodadas.anp.gov.br/pt/> Acesso em 24 Out. 2019c.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **Exploração e produção de óleo e gás**. Disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas> Acesso em 18 Jan. 2018.

AVATA. **The Oil & Gas Industry**. Disponível em <http://avata.com/oil-gas> Acesso em 11 Dez. 2017.

BISCARDINI, G.; BRANSON, D.; DEL MAESTRO, A.; CORRIGAN, J.; HAWSEY, K.; MOLAVI, N.; MORRISON, R.; **Oil and Gas Trends 2019: building growth strategies on shifting sands**. Disponível em <https://www.strategyand.pwc.com/gx/en/insights/industry-trends/2019-oil-gas.html> Acesso em 28 Nov. 2019.

BISCARDINI, G.; MORRISON, R.; BRANSON, D.; DEL MAESTRO, A. **2017 Oil and Gas Trends: adjusting business models to a period of recovery**. Disponível em <https://www.strategyand.pwc.com/trend/2017-oil-and-gas-trends> Acesso em 16 Nov. 2017.

BISCARDINI, G.; SCHMILL, R.; DEL MAESTRO, A. **Small going big: Why small-scale LGN may be the next big wave**. Disponível em <https://www.strategyand.pwc.com/reports/small-going-big> Acesso em 16 Nov. 2017.

BRASIL - Presidência da República – Secretaria Geral – Subchefia para Assuntos Jurídicos. **Decreto N.º 9616, de 17 de dezembro de 2018**. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/decreto/D9616.htm Acesso em 22 Out. 2019.

BRITISH PETROLEUM. **BP Statistical Review of World Energy 2019**. Disponível em <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf> Acesso em 16 Out. 2019.

D'ALMEIDA, A. L. O fim da era do petróleo está próximo? **Boletim de Conjuntura do Setor Energético**, Março 2019, p. 7-11. Disponível em <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/boletim-de-conjuntura-marco2019>.

DEIMLING, M. J.; TRICHES, D. Uma avaliação da regulação e concessão do setor de petróleo no Brasil após a Lei 9.478/97. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental Santa Maria**, v. 19, n. 2, p. 805–829, 2015.

EMPRESA DE POLÍTICA ENERGÉTICA – EPE. **Boletim de Conjuntura da Indústria de Petróleo**, ano 1, n. 1, 2016.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA – IPEA. O que é? Petróleo Brent e WTI. **Desafios do Desenvolvimento**, ano 2, edição 16, 2005. Disponível em http://desafios.ipea.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=2083:catid=28&Itemid=23 Acesso em 08 Fev. 2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **World Energy Outlook 2018 – Executive Summary**. Disponível em <https://webstore.iea.org/download/summary/190?fileName=English-WEO-2018-ES.pdf> Acesso em 29 Nov. 2019.

INVESTING.COM. **Petróleo Brent futuros dados históricos**. Disponível em <https://br.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data> Acesso em 01 Fev. 2018.

KIMURA, R. M. **Indústria Brasileira de Petróleo: uma análise da cadeia de valor agregado**. 104 f. Monografia (Bacharelado) – Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro/RJ, 2005.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Resoluções CNPE 2019**. Disponível em <http://www.mme.gov.br/web/guest/cnpe-2019> Acesso em 22 Out. 2019.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA – ME. **Relação anual de informações sociais**. Disponível em <http://bi.mte.gov.br/bgcaged/rais.php> Acesso em 05 Nov. 2019.

PEDROSA, O.; CORRÊA, A. A crise do petróleo e os desafios do pré-sal. **Boletim de Conjuntura do Setor Energético**, n. 2, p. 4-14, Fev. 2016.

PETROBRÁS. **Fatos e Dados**. Aprovamos Plano Estratégico 2020-2024. Disponível em <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/aprovamos-plano-estrategico-2020-2024.htm> Acesso em 29 Nov. 2019.

QUEIROZ, H. **A Regulação da Indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis e seus atuais desafios**. Disponível em http://www.ie.ufrj.br/images/pesquisa/pesquisa/textos_sem_peq/texto2808.pdf Acesso em 15 Jan. 2018.

RAMALHO, A. Petrobrás acelera programa de venda de ativos. **Valor Econômico**. Disponível em <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/10/02/petrobras-acelera-programa-de-venda-de-ativos.ghtml> Acesso em 28 Nov. 2019.

ANÁLISES DE 2018 DISPONÍVEIS

- Indústria Petroquímica - 10/2019
- Produção de algodão - 10/2019
- Distribuição de Energia Elétrica - 10/2019
- Indústria Têxtil - 10/2019
- Segmento de carnes: "preço do boi nos ares" - 09/2019
- Flores e plantas ornamentais - 09/2019
- Produção de grãos - feijão, milho e soja - 09/2019
- Perspectivas para o comércio 2019/2020 - 09/2019
- Comércio eletrônico - "Bem Vindo ao Futuro" - 08/2019
- Aquicultura e pesca - 08/2019
- Indústria Siderúrgica - 08/2019
- Setor hoteleiro no Brasil - 08/2019
- Bebidas não alcoólicas - 07/2019
- Micro e minigeração de energia - 07/2019
- Saúde - 07/2019
- Móveis - 07/2019
- Telecomunicações - 06/2019
- Comércio Exterior do Agronegócio do NE: cacau e produtos - 06/2019
- Fruticultura - 06/2019
- Saneamento - 06/2019
- Bebidas Alcoólicas - 05/2019
- Biocombustíveis - 05/2019
- Indústria de Alimentos - 05/2019
- Grãos: feijão, milho e soja - 05/2019
- Comércio Exterior do Agronegócio NE: Produtos Apícolas - 04/2019
- Comércio Exterior do Agronegócio NE: Sucos - 04/2019
- Comércio Exterior do Agronegócio NE: Sucroalcooleiro - 04/2019
- Comércio Exterior do Agronegócio NE: Fibras e Têxteis - 04/2019
- Comércio Exterior do Agronegócio NE: Frutas, Nozes e Castanhas - 03/2019
- Comércio Exterior do Agronegócio NE: Produtos Florestal - 03/2019
- Comércio Exterior do Agronegócio NE: Grãos - 03/2019
- Comércio Exterior do Agronegócio NE - 03/2019
- Shopping Centers - 02/2019
- Energia Eólica - 02/2019
- Silvicultura - 02/2019
- Setor Sucroalcooleiro - 02/2019
- Apicultura - 01/2019
- Panorama da infraestrutura no NE: energia elétrica - 01/2019
- Panorama da infraestrutura no NE: saneamento - 01/2019
- Panorama da infraestrutura no NE: transportes - 01/2019

ANÁLISES SETORIAIS ANTERIORES

<https://www.bnb.gov.br/publicacoes/CADERNO-SETORIAL>

CONHEÇA OUTRAS PUBLICAÇÕES DO ETENE

<https://www.bnb.gov.br/publicacoes-editadas-pelo-etene>

ANÁLISES PREVISTAS PARA 2019

Título	Previsão
Energia solar	Dezembro-2019
Hortaliças: batata e tomate	Dezembro-2019
Couros e calçados	Dezembro-2019
Indústria da construção civil	Dezembro-2019
Rochas ornamentais	Dezembro-2019
Vestuário	Dezembro-2019
Citricultura	Dezembro-2019
Cocoicultura nordestina	Dezembro-2019
Turismo	Dezembro-2019