



INFORME

ÓLEO & GÁS

MAIO 2020

Este informe mensal tem como objetivo apresentar uma visão geral das atividades do setor de petróleo e gás natural. Destaca-se que as informações são referentes ao primeiro trimestre de 2020 e incluem as principais ocorrências motivadoras do incremento da produção nacional, os principais resultados exploratórios, as licitações de áreas para exploração e produção além dos volumes de combustíveis movimentados. Este informe também traz notícias de destaque do setor até abril e os principais reflexos da pandemia do COVID-19 no período.

Destaques de Óleo e Gás

- A disputa entre Arábia Saudita e Rússia aumentou a disponibilidade de óleo cru no mercado internacional, resultando na brusca redução de preços desse energético. Essa retração foi intensificada com a desaceleração do consumo de energia decorrente do isolamento social global^{1,2}.
- A drástica crise de demanda mundial por petróleo fez que a Petrobras, em decisão inédita, notificasse a redução de sua produção de 100.000 barris por dia (bpd) e de 200.000 bpd, em 26/03/2020 e 01/04/2020, respectivamente (reduções não cumulativas).
- Em abril, mais restrições de mercado motivaram que, em 07/04/2020 e 15/04/2020, a empresa informasse a seus acionistas a aprovação de um limite de produção de petróleo no Brasil de 2,07 milhões bpd e hibernação de 62 plataformas, com a consequente suspensão da produção de 23 mil bpd. A hibernação anunciada se daria em plataformas de produção instaladas em campos de águas rasas das bacias de Campos, Sergipe, Potiguar e Ceará^{3,4}.
- A ANP adiou a 17ª Rodada de Licitações de áreas para exploração e produção de petróleo e gás no regime de concessão, em função das dificuldades impostas pela queda dos preços do petróleo⁵.
- A Federação Nacional do Comércio de Combustíveis e Lubrificantes, FECOMBUSTIVEIS, informa a queda estimada de vendas de combustíveis líquidos de 60% nos centros urbanos e 40% nas rodovias, durante a segunda quinzena de março.
- As vendas do etanol anidro e do etanol hidratado também tiveram expressiva retração no mercado nacional. Segundo a ANP, as vendas de etanol hidratado em março recuaram 22,6% em relação a janeiro. Com base em volume, caíram de 1,9 milhões de litros em janeiro para 1,47 milhões de litros em março⁶.
- Ainda como impacto do isolamento social, a demanda total de energia elétrica do país caiu de 61.708 MW médios para 52.942 MW médios, no período entre a segunda semana de março a primeira semana de abril. Essa queda do consumo de eletricidade resultou na redução de 16% da geração térmica a gás natural.
- A deterioração do consumo de gás natural, decorrente do isolamento social, fez que a Petrobras declarasse motivo de força maior, para reduzir as importações do gás natural boliviano (noticiado em 27/04/2020⁷). Essa redução se segue à firmada em contrato (termo aditivo) e divulgada em 06/03/2020, quando a empresa reduziu seu compromisso de importação de 30,08 milhões de m³/dia para 20 milhões de m³/dia⁸.

1 Global Energy Review 2020 Key findings, The impacts of the Covid-19 crisis on global energy demand and CO² emissions, International Energy Agency, abril de 2020, acessado em 20/04/2020.

2 Short-Term Energy Outlook, US Energy Information Administration, abril de 2020, acessado em 20/04/2020.

3 <https://apicatalog.mziq.com/filemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/763a0b88-4e0a-21d7-2206-641294976ca6?origin=1>, acessado em 20/04/2020.

4 <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/sobre-a-hibernacao-de-62-plataformas-em-campos-de-aguas-rasas.htm>, acessado em 20 de abril de 2020.

5 <http://www.anp.gov.br/noticias/5717-17-rodada-e-suspensa>, acessada em 20/04/2020.

6 ANP, Painel dinâmico sobre venda de derivados.

7 <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2020/04/27/petrobras-reduz-importacao-de-gas-natural-da-bolivia.ghtml>, acessado em 28 de abril de 2020.

8 <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2020/04/27/petrobras-reduz-importacao-de-gas-natural-da-bolivia.ghtml>, acessado em 28 de abril de 2020.

- A Ubrabio informou que as compras de biodiesel no 72º leilão foram de 1.020,7 mil m³, que corresponde a uma queda de 9,1% na comparação da mesma etapa do leilão anterior⁹¹⁰.
- Com relação às novas fronteiras marítimas, a Petrobras informou o início do teste de longa duração na área de FARFAN (plano de avaliação de descoberta do poço 1-BRSA-1083- SES), localizada em águas profundas da bacia de Sergipe-Alagoas, que é decorrente da exploração realizada pela empresa no bloco BM-SEAL-11¹¹.
- Na área do polígono do pré-sal, a Petrobras informou duas descobertas. A primeira refere-se

à descoberta de óleo em carbonatos do pós-sal no bloco Sudoeste de Tartaruga Verde, localizado em área licitada na 5ª rodada de partilha de produção. A empresa é detentora de 100% desse ativo, que se localiza em lâmina d'água de 1080 m, a 130 km da cidade de Macaé (Bacia de Campos). A segunda refere-se à descoberta de petróleo no pré-sal, no bloco Uirapuru, área licitada na 4ª rodada de partilha de produção. Essa área está localizada a 200 km da cidade de Santos (Bacia de Santos), em lâminas d'água de quase 2.000 m. A Petrobras é operadora com 30% desse ativo, sendo o restante distribuído entre as empresas ExxonMobil (28%), Equinor (28%) e Petrogal (14%).



⁹ <https://www.sindicato.com.br/2020/04/29/72o-leilao-de-biodiesel-da-anp-negocia-1021-bilhao-de-litros/>

¹⁰ <https://ubrablo.com.br/2020/02/14/71o-leilao-de-biodiesel-da-anp-negocia-1123-bilhao-de-litros/>

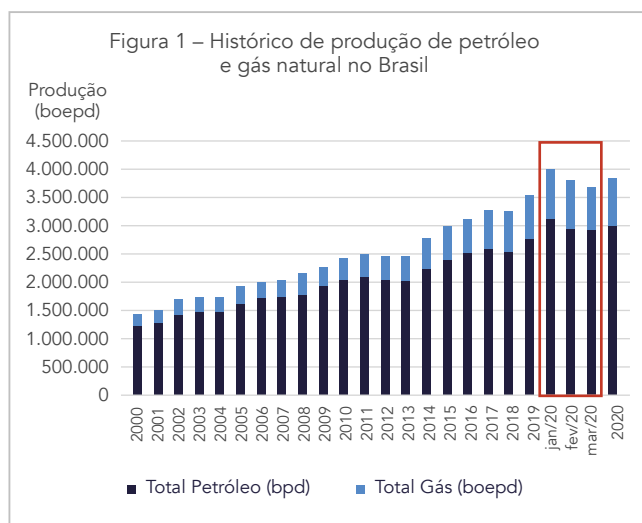
¹¹ https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981584

1. Upstream

1.1. Produção de Petróleo e Gás Natural

O Brasil vem mantendo sua trajetória de crescimento da produção, com a contribuição direta do pré-sal. Na média de janeiro a março de 2020, foram produzidos 3,036 milhões de barris por dia (MMbpd) de petróleo e 0,837 milhões de barris de óleo equivalente por dia (MM boepd) de gás natural.

A Figura 1 apresenta essa evolução, em barris de óleo equivalente por dia.



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados ANP

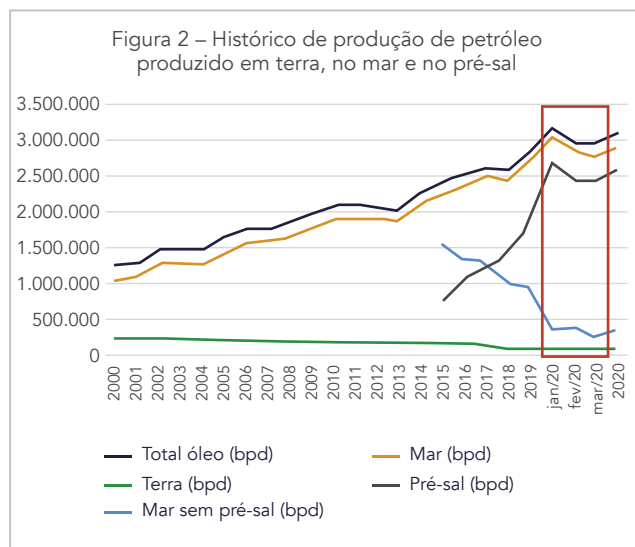
O significativo incremento da produção foi decorrente principalmente da instalação e entrada em operação de quatro plataformas do tipo FPSO, com capacidade para processar 150 mil barris por dia (M bpd) de petróleo e 6 milhões de metros cúbicos por dia (M Mm³ por dia) de gás natural cada uma. Essas plataformas iniciaram a produção nos campos de Lula (P-67), Berbigão/Sururu (P-68) e Búzios (P-76 e P-77), todos produtores da área do pré-sal, como mostra a Tabela 1.

Tabela 1 – Início da produção das plataformas da região do pré-sal

| Campo | Início de produção | FPSO | Capacidade de Processamento de Petróleo (M bpd) | Capacidade de Processamento de Gás Natural (MM m ³ /d) |
|-----------------|--------------------|------|---|---|
| Lula | Janeiro de 2019 | P-67 | 150 | 6 |
| Berbigão/Sururu | Novembro de 2019 | P-68 | 150 | 6 |
| Búzios | Fevereiro de 2019 | P-76 | 150 | 6 |
| Búzios | Março de 2019 | P-77 | 150 | 6 |

Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de informes Petrobras

A Figura 2 apresenta o histórico da produção de petróleo, ao longo do tempo, destacando o forte incremento da produção proveniente do pré-sal e o declínio da produção terrestre e marítima, com exceção do pré-sal.



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados ANP

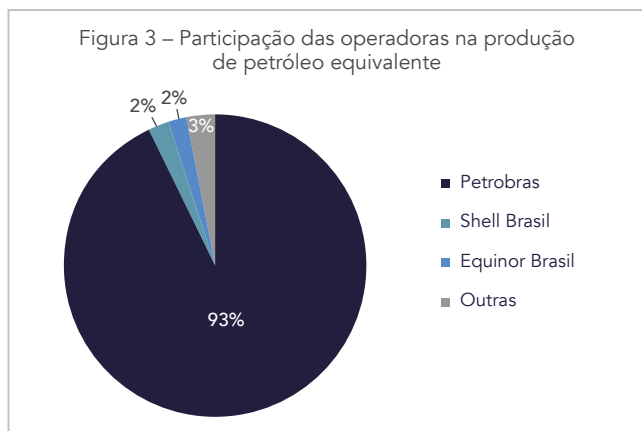
1.1.1. Produção por Operadoras

No mês de março de 2020, a produção de petróleo e gás equivalente caiu 7,6% em relação ao mês de janeiro de 2020, tendo sido produzidos 3,734 MM boepd.

Essa produção foi conduzida por 34 operadoras, entre pequenos, médios e grandes. A Petrobras foi o principal delas e responsável por 93,3% da produção, seguida pela Equinor Brasil (1,4%), Shell Brasil (1,3%), dentre outras (Figura 3).

Contribuíram para integralizar essa produção 297 campos produtores (74 campos no mar e 223 campos em terra), que contaram com 7.206 os poços produtores (662 poços produtores no mar e 6.544 poços produtores em terra) no período.

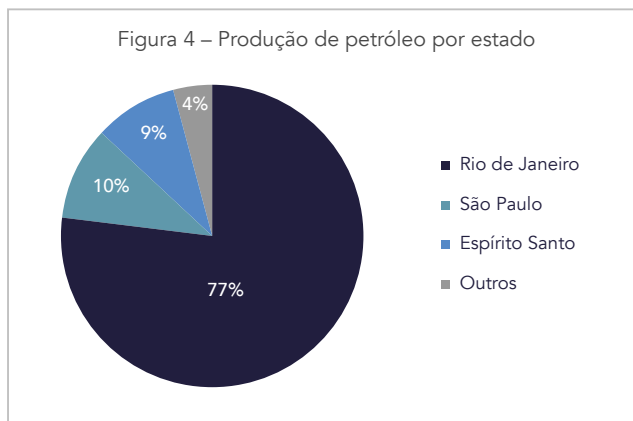
O maior campo produtor do Brasil foi o campo de Lula¹², produtor no pré-sal da Bacia de Santos, operado pela Petrobras, que produziu, em março, 1,115 MM boepd. Depois de Lula, os 2º e 3º lugares foram dos campos de Búzios¹³ e Sapinhoá¹⁴, também operados pela Petrobras, que produziram 0,645 MM boepd e 0,296 MM boepd, respectivamente.



Fonte: FGV Energia, elaboração a partir de dados da ANP

1.1.2. Produção por Estado

No mês de março, a produção nacional foi proveniente de 10 estados brasileiros, sendo que as maiores parcelas se deram nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo (Figura 4).



Fonte: FGV Energia, elaboração a partir de dados da ANP

1.1.3. Perfuração de Poços e Preço do Petróleo Brent

No cenário de preços do petróleo do tipo Brent, entre US\$ 53 e 75/barril, em 2019, foram perfurados 175 poços, sendo 30 exploratórios e 145 de desenvolvimento da produção. Desse total, 129 foram perfurados em terra e 46 restantes no mar.

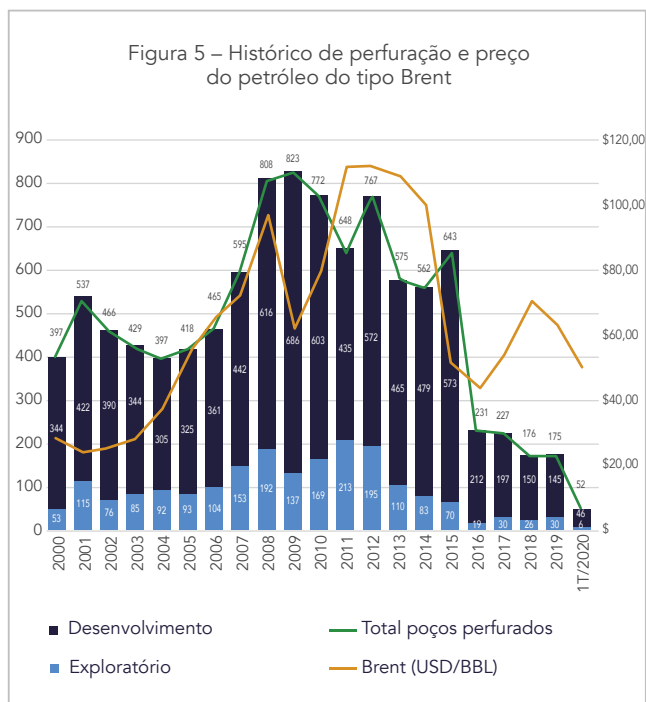
As Figura 5 apresenta o histórico de perfuração exploratória e de desenvolvimento dos campos, realizada em terra e no mar, ressaltando sua correlação com o preço do petróleo do tipo Brent¹⁵, no mercado internacional.

¹² A concessão pertence ao consórcio Petrobras (65%), Shell Brasil (25%) e Petrogal Brasil (10%)

¹³ 100% Petrobras

¹⁴ Pertencente ao consórcio Petrobras (45%), Shell Brasil (30%) e Repsol-Sinopec (25%)

¹⁵ Utilizado como corrente de referência para cálculo do preço das demais correntes.



Fonte: FGV Energia, elaboração a partir de dados da ANP

1.1.4. Sondas Offshore

Considerando que em 2019 foram perfurados 46 poços no mar (57 considerando pilotos e repetidos/reentrada), principalmente em águas profundas, e que o tempo médio de construção de um poço marítimo era de 127 dias¹⁶, estima-se, que o ano de 2019 contou com o equivalente a cerca de 20 sondas offshore operando continuamente no Brasil.

Em março de 2020, segundo a Westwood Energy/RigLogix, havia 19 sondas marítimas perfurando e 5 sondas de completação operando no Brasil.

As atividades de perfuração e completação de poços, bem como de produção no mar foram suportadas por 367 embarcações de apoio, sendo 326 de bandeira brasileira e 41 de bandeira estrangeira¹⁷.

1.1.5. Sondas Onshore

Em relação às sondas terrestres, considerando-se um total de 129 poços perfurados (134 incluindo os repetidos/reentrada) em 2019, estimam-se em média o equivalente a 2-3 sondas terrestres operando continuamente no país, além das sondas de completação.

Segundo informações do mercado, em março de 2020, operavam em terra no Brasil 2 sondas de perfuração e 47 sondas para produção terrestre conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 - Sondas onshore em operação

| Estado | Mês | Sondas de Perfuração | SPT |
|--------------|------------|----------------------|-----------|
| RN/CE | Março/2020 | 1 | 6 |
| SE/AL | Março/2020 | | 18 |
| BA | Março/2020 | | 20 |
| ES | Março/2020 | 1 | 3 |
| Total | | 2 | 47 |

1.1.6. Aspectos Regulatórios

Participações Governamentais

ANP aprovou a redução de royalties para a produção incremental

Na esteira da Resolução CNPE nº 17/2017 e Resolução ANP nº 749/2018, a Agência aprovou, em fevereiro de 2020, através da Resolução de Diretoria nº 96/2020¹⁸, o pedido da PetroRio de redução de royalties de 10% para 5% para a produção incremental do campo de Polvo, decorrente dos novos investimentos para a extensão da vida produtiva do campo.

¹⁶ <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>, acessado em 11/04/2020

¹⁷ Associação Brasileira de Apoio Marítimo (ABEAM), março de 2020.

¹⁸ <http://www.anp.gov.br/arquivos/banco-de-decisoes/rd-96-2020.pdf>, acessado em 11/04/2020

Descomissionamento

Consulta pública sobre apresentação de garantias para descomissionamento

Está disponibilizada, na página eletrônica da ANP¹⁹, a minuta de Resolução que regulamenta procedimentos para apresentação de garantias e instrumentos que assegurem o descomissionamento de instalações de produção em campos de petróleo e gás natural, assim como das Notas Técnicas de nº 64/2019/SDP e de nº 35/2020/SDP.

A ANP informa que a consulta prévia perdurará até o término do período de prevenção decorrente do novo Coronavírus (COVID-19).

Resolução 817/2020 sobre descomissionamentos de instalações

A ANP publicou, em 27/04/2020, a Resolução nº 817/2020, que trata do descomissionamento de instalações de exploração e produção de petróleo e gás natural, do procedimento de devolução de áreas à ANP e da alienação e reversão de bens.

1.1.7. Licitações de E&P para 2020

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou, para 2020, três licitações de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural: duas sob regime de partilha de produção e uma sob regime de concessão. São elas: a 17ª Rodada de Licitações de áreas sob regime de concessão, a 7ª Rodada de Licitações sob regime de partilha de produção e a complementação da licitação do Excedente da Cessão Onerosa, também sob regime de partilha de produção.

O Conselho também pré-aprovou as licitações, sob regime de concessão, de áreas em oferta permanente²⁰, quando solicitadas pelas empresas do setor.

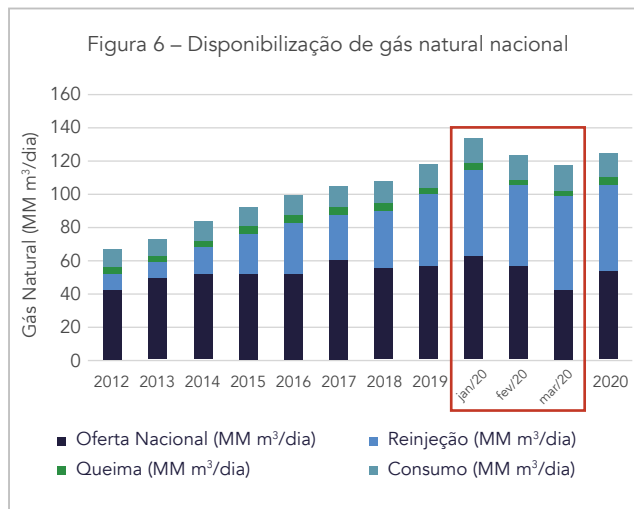
A licitação das áreas em oferta permanente está prevista para julho de 2020, a 17ª rodada foi adiada, a do excedente da cessão onerosa está prevista para 2021 e a 7ª rodada de partilha ainda não tem data marcada para sua realização.

1.2. Movimentação de Gás Natural

Boa parte do gás natural produzido no Brasil é reinjetado por falta de infraestrutura, em função da falta de mercado interno desenvolvido para absorvê-lo.

Em 2019, dos 122,43 MM m³/dia de gás produzidos, 56,53 MM m³/dia chegaram ao mercado interno (46,2% da produção), já que 43,17 MM m³/dia foram reinjetados (35,3%) e o restante consumidos em instalações de produção e transporte de gás ou queimados.

No 1º trimestre de 2020, a produção e o volume reinjetado saltaram para 129,74 MM m³/dia e 52,62 MM m³/dia (40,6% da produção), respectivamente, enquanto o volume disponibilizado ao mercado interno caiu para 53,79 MM m³/dia (41,5%)²¹ (Figura 6).



Fonte: FGV Energia, elaboração a partir de dados da ANP

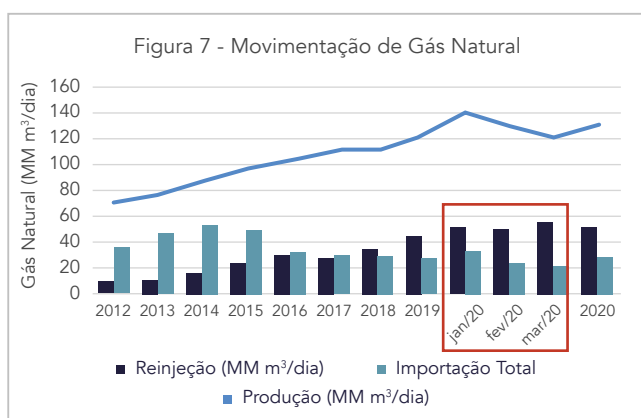
¹⁹ <http://www.anp.gov.br/consultas-e-audiencias-publicas>, acessado em 11/04/2020.

²⁰ Áreas que já foram incluídas em rodadas de licitação passadas e para as quais não houve ofertas.

²¹ Média de janeiro a março de 2020, segundo MME.

Além do gás natural produzido nacionalmente, o país importou 25,70 MM m³/dia em média²² em 2020, um número 4.6% menor do que o importado em 2019, que foi 26,95 MM m³/dia, em média.

Interessante notar que os volumes reinjetados tanto em 2020 como em 2019 superaram as importações realizadas no período, ressaltando a necessidade de se desenvolver mercados e ampliar a disponibilização do gás nacional (Figura 7). E que as importações de gás natural decresceram de 31,93 MM m³/dia em janeiro de 2020 (28,79 MM m³/dia da Bolívia e 3,14 MM m³/dia via terminais de GNL) para 21,35 MM m³/dia (13,88 MM m³/dia da Bolívia e 7,48 MM m³/dia via terminais de GNL) em março de 2020.

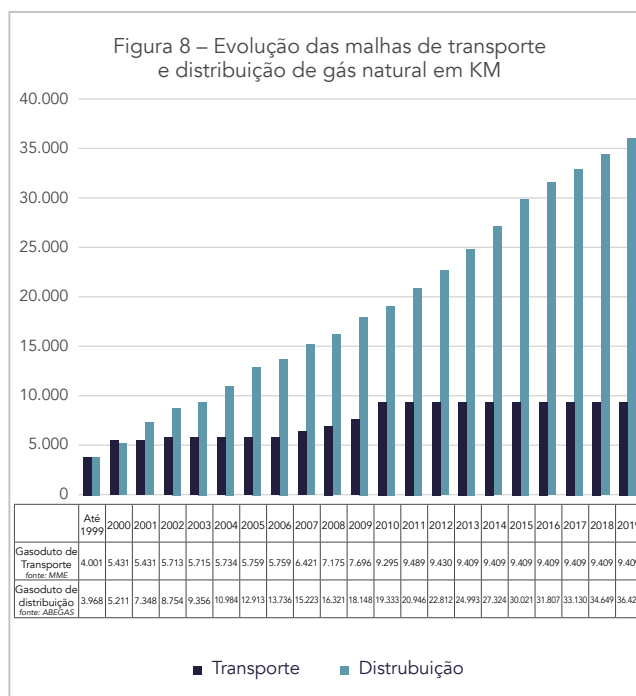


Fonte: FGV Energia, elaboração a partir de dados da ANP

1.2.1. Gasodutos

Hoje o país conta com uma malha de gasodutos de transporte que inclui trechos que conectam as regiões sul, sudeste, nordeste e centro-oeste (sistema interligado) e trechos de gasodutos na região norte (sistema isolado). Portanto, ao ser disponibilizado para a costa, o gás natural produzido no mar pode alcançar mercados do sul ao nordeste do país.

A Figura 8 mostra a métrica da evolução das malhas de transporte e distribuição²³ do gás natural no país, cuja expansão depende das demandas do mercado consumidor e, no caso dos gasodutos de distribuição, da capacidade de investimento das distribuidoras estaduais.



Fonte: FGV Energia, elaboração a partir de dados da MME e ABEGÁS

²² Média dos meses de janeiro a março de 2020.

²³ Gasodutos de distribuição são de responsabilidade das distribuidoras estaduais.

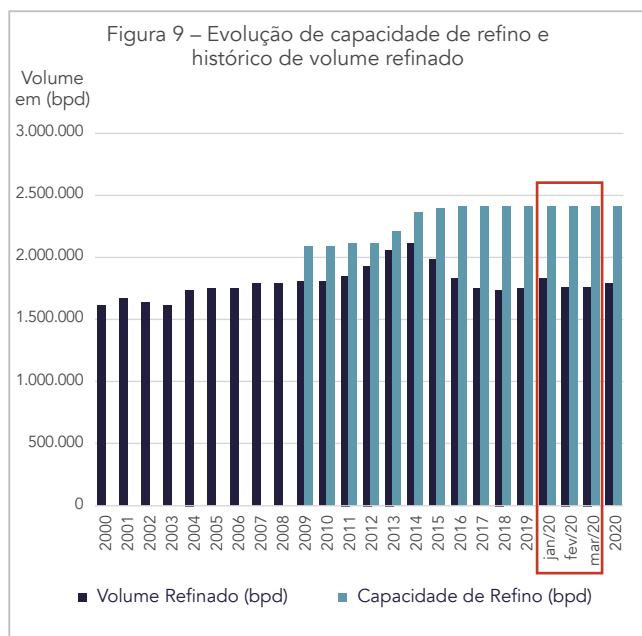
2. Mid e Downstream

2.1. Refino, Distribuição e Revenda

Em 2019, embora o parque de refino brasileiro tivesse capacidade instalada de 2,4 MM bpd, foram refinados apenas 1,75 MM bpd de petróleo. O baixo volume de refino levou à exportação líquida de 0,98 MM bpd de petróleo e à importação líquida de derivados de 0,353 MM bpd (0,589 MM bpd de derivados importados e 0,236 MM bpd de derivados exportados).

Esses números subiram no primeiro trimestre de 2020 para 1,78 MM bpd refinados, exportado o volume líquido de 1,15 MM bpd de petróleo e realizada a importação líquida de derivados de 0,150 MM bpd (0,538 MM bpd de derivados importados e 0,387 MM bpd de derivados exportados).

A Figura 9 mostra a capacidade instalada para refino de derivados do país e o montante processado.



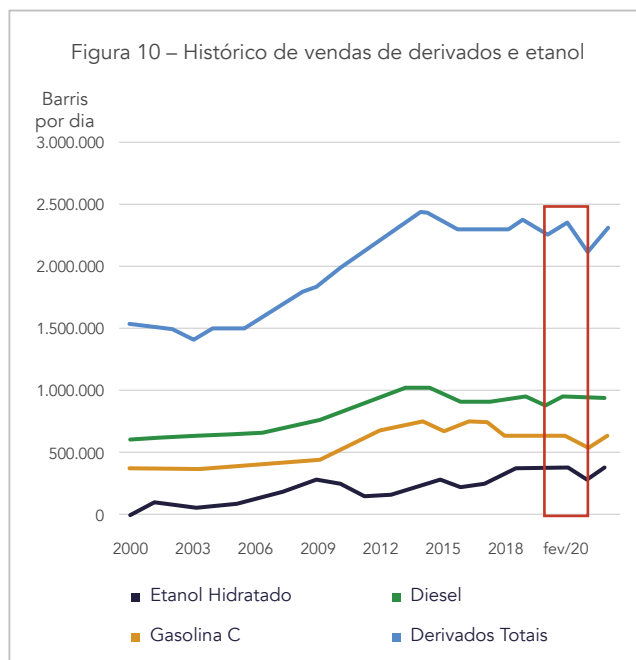
Fonte: FGV Energia, elaboração a partir de dados da ANP

Em 2019, as distribuidoras venderam 138 bilhões de litros de combustíveis (2,4 MM bpd em média). O diesel correspondeu à maior quantidade comercializada: chegou a cerca de 57 bilhões de litros (987 M bpd em média), ou seja, representou 41 % do total das vendas. Além disso, também foram comercializados 0,658 MM bpd de gasolina C (contém 0,178 MM bpd etanol anidro), 0,388 MM bpd de etanol hidratado além de outros combustíveis.

No 1º trimestre de 2020, esses números caíram para as médias de vendas de 2,289 MM bpd de combustíveis, 0,945 MM bpd de diesel, 0,62 MM bpd de gasolina C (contém 0,167 MM bpd etanol anidro) e 0,357 MM bpd de etanol hidratado, além de outros combustíveis.

Na comparação com a média de 2019, as vendas totais de derivados do 1º trimestre de 2020 caíram 5,2%.

A Figura 10 apresenta o histórico de venda de derivados e etanol hidratado, pelas distribuidoras.



Fonte: FGV Energia, a partir de dados da ANP

2.2. Preços de Derivados

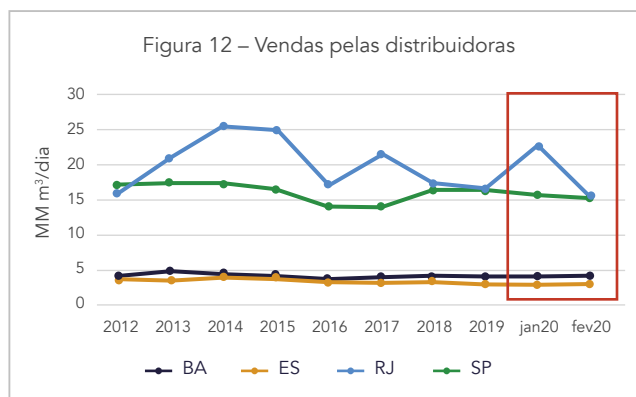
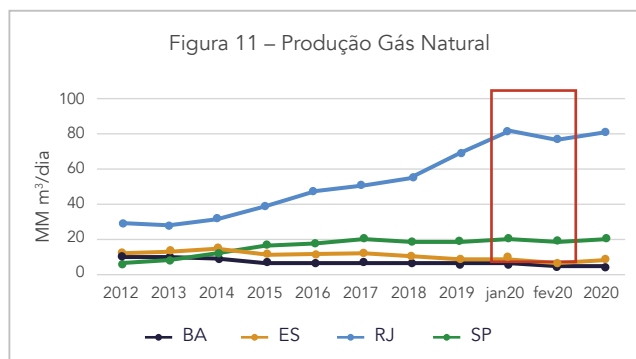
Em 2019 segundo ANP, o preço médio do diesel e da gasolina A importados foi de US\$ FOB 81,73/barril e US\$ FOB 67,15/barril respectivamente, enquanto o óleo cru e o óleo combustível foram exportados, em média por US\$ FOB 56,09/barril e US\$ FOB 66,78/barril, respectivamente.

Apesar da defasagem mensal, a Petrobras divulga o preço de venda do diesel e da gasolina (tipo A) às distribuidoras em território nacional, que pode ser consultado na sua página eletrônica²⁴.

2.3. Transporte, Distribuição e Revenda de Gás Natural

O gás natural, produzido no Brasil ou importado, é transportado através da malha de gasodutos de transporte e entregue às distribuidoras estaduais para a revenda.

Nesse sentido merecem observação as Figuras 11 e 12, que destacam a produção dos estados da Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro e São Paulo, tradicionais produtores de gás natural e o gás vendido por suas distribuidoras estaduais (Bahiagas, na BA; BR Distribuidora, no ES; Naturgy, no RJ e Comgas, Gás Brasileiro e Gás Natural Fenosa em SP).



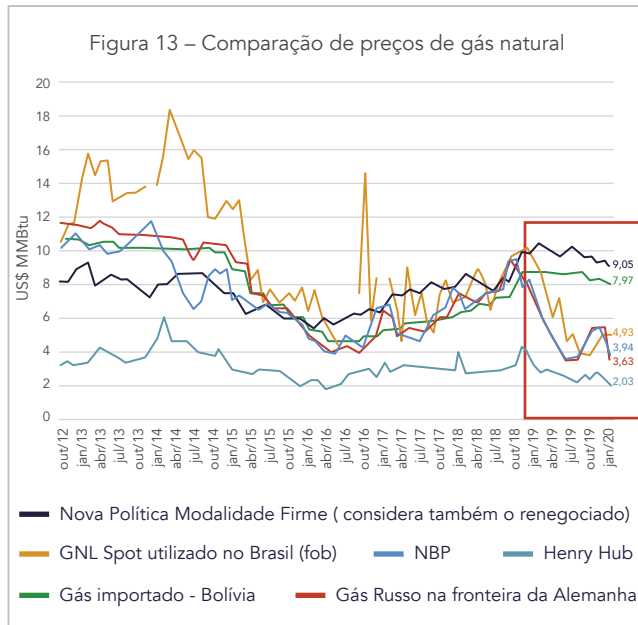
Fonte: FGV Energia, a partir de dados da MME.

Vale observar que, no mês de fevereiro de 2020, as vendas de gás natural dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Espírito Santo e Bahia representaram, respectivamente, 19,7%, 81,7%, 34,6% e 83% de suas produções.

²⁴ <https://petrobras.com.br/pt/produtos-e-servicos/precos-de-venda-as-distribuidoras/gasolina-e-diesel>, acessado em 20/04/2020.

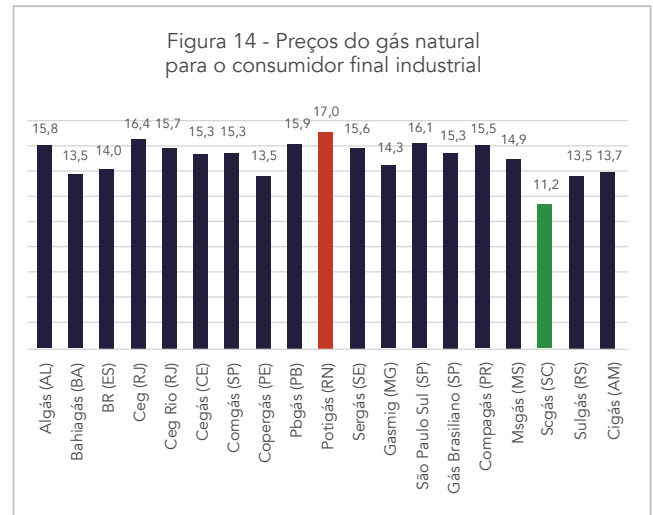
2.4. Preços do Gás Natural para Consumo Industrial, por Distribuidora

A Figura 13 apresenta os preços do gás fornecido pela Petrobras às distribuidoras na Nova Política Modalidade Firme, do gás importado da Bolívia e o preço FOB do GNL importado, sem impostos.



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados do MME

A Figura 14 apresenta a comparação de preços do gás natural em US\$/MM BTU, fornecido pelas diversas distribuidoras estaduais, ao consumidor final industrial de faixa de consumo de 20 M³/d. (m³ sobrescrito) Nela observa-se que o Rio Grande do Norte é o estado onde se paga o maior valor pelo gás natural e Santa Catarina é onde se paga menos.



Fonte: FGV Energia, elaborado a partir de dados do MME

Este artigo expressa a opinião do autor, não representando necessariamente a opinião institucional da FGV.

Glossário de Siglas

CLIQUE E CONFIRA

Mantenedores

Ouro



Prata





www.fgv.br/energia