

6. Abastecimento de Derivados de Petróleo

Neste capítulo, analisam-se as condições de atendimento ao mercado doméstico, ressaltando as necessidades de importação de derivados, as possibilidades de exportação de petróleo e a importância dos investimentos no parque de refino e na infraestrutura logística. Além disso, o quadro de elevada movimentação de petróleo e derivados poderá exigir maior atenção em relação à operação da infraestrutura logística do Brasil para garantia do abastecimento em todo o território nacional. Nesse sentido, iniciativas governamentais buscam identificar áreas portuárias para a movimentação de combustíveis no País.

Destaca-se ainda que o mercado nacional de destilados médios (QAV e óleo diesel), assim como sinalizado no PDE 2027, permanecerá deficitário durante todo o horizonte decenal. O óleo diesel A, derivado com maior mercado no Brasil, apresentará também o maior volume de importação no período considerado. As importações de gás liquefeito de petróleo (GLP), principalmente em função do

crescimento da produção das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), tenderão a decrescer ao longo do decênio. O balanço entre a oferta e a demanda de gasolina A sinaliza que o Brasil atuará como importador de menores volumes deste derivado. No PDE 2029, a demanda do ciclo Otto é crescente e será parcialmente atendida por etanol hidratado, considerando a tendência de aumento do consumo de este produto devido ao programa governamental RenovaBio. A produção de óleo combustível, que permanece com excedentes ao longo de todo o período de análise, poderá atender suficientemente a todo o mercado nacional e a demanda de *bunker* para navios estrangeiros.

Projeta-se, para o próximo decênio, um papel mais relevante para o Brasil no mercado internacional de petróleo, atuando como exportador líquido deste produto, em função da produção em campos já delimitados e do desenvolvimento da produção das acumulações descobertas na área do pré-sal.

6.1. Perspectivas de Preços de Petróleo e Derivados

Os preços globais de petróleo apresentaram uma considerável volatilidade desde 2017, com as cotações do petróleo tipo Brent flutuando entre US\$ 60 e US\$ 80/b.

Diversos fatores de curto prazo pressionam as cotações internacionais. Entre aqueles que contribuem para a sua elevação estão a redução dos estoques e a baixa capacidade ociosa mundial, a cooperação entre os países participantes da Opep+, as sanções ao Irã, as disputas e os conflitos político-militares em países produtores. Entre os fatores que influenciam na redução dos preços estão a expansão da produção petrolífera de campos não-

convencionais nos EUA, as preocupações com uma desaceleração do crescimento econômico internacional e os reflexos na demanda oriunda da recente contenda comercial sino-americana. A expectativa de aumento de produção em países como Rússia, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Brasil e Canadá também atenuam pressões sobre a alta dos preços.

No médio e longo prazos, a estabilização da produção nos EUA e o baixo investimento exploratório observado desde 2014 começam a afetar

a produção mundial.³¹ Essa limitação da expansão da oferta, combinada com a crescente demanda por petróleo, proveniente especialmente do Sudeste Asiático, provoca uma pressão de alta sobre os preços a patamares que incentivam o aumento da produção em regiões de fronteira exploratória (areias betuminosas, Ártico e pré-sal africano). Assim, os preços continuarão em elevação³² até se estabilizarem ao redor dos preços de *breakeven* desses projetos mais dispendiosos. Cabe destacar que os custos da indústria tendem a elevar-se com a retomada da exploração,³³ contribuindo ainda mais para uma trajetória de alta dos preços do petróleo nos próximos anos.

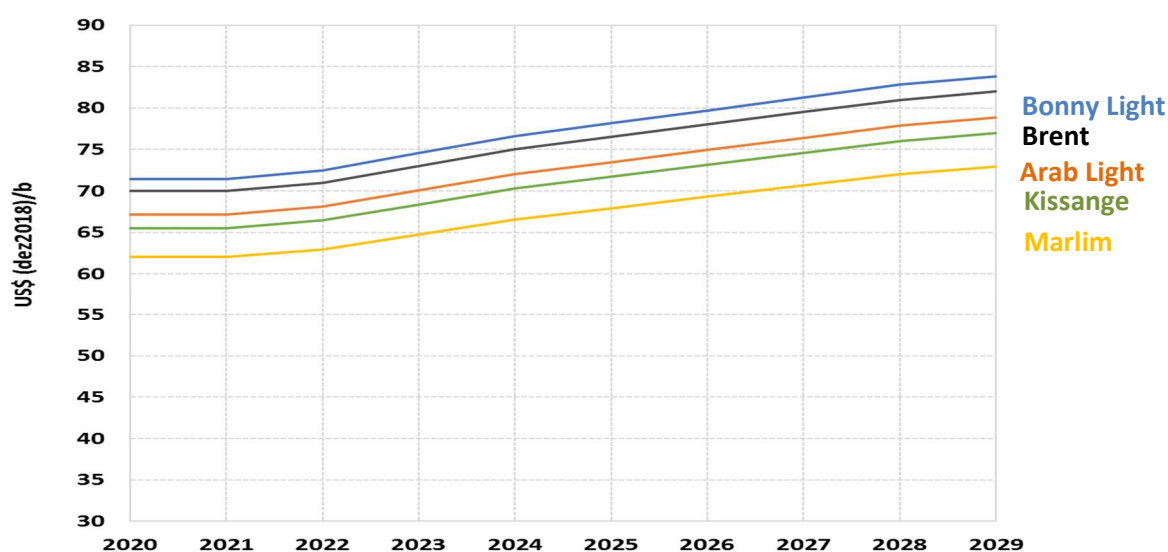
Com base nas premissas expostas anteriormente, são apresentadas na Tabela 6-1 as projeções para o preço do petróleo do tipo Brent.

Tabela 6-1 Projeções do preço de petróleo do tipo Brent

Petróleo Brent US\$ (dez2018)/bbl	
2019	68
2020	70
2021	70
2022	71
2023	73
2024	75
2025	77
2026	78
2027	80
2028	81
2029	82

Os preços dos demais tipos de petróleo presentes neste estudo são projetados a partir de uma relação histórica econométrica com o preço do petróleo Brent e apresentados no Gráfico 6-1.

Gráfico 6-1 - Projeções de preços para o petróleo do tipo Brent e demais tipos de petróleo



Nota: Assumiu-se o petróleo Kissange (28º API) como uma *proxy* para o petróleo brasileiro do pré-sal.

³¹ Os investimentos em exploração e a sanção de novos projetos caíram significativamente entre os anos de 2014-2016. Esses investimentos iniciaram uma recuperação ao longo de 2017, mas concentraram-se em projetos menores e menos dispendiosos.

³² O patamar atual de preços do petróleo não é suficiente para induzir uma produção que atenda à crescente demanda mundial.

³³ O patamar de preços do petróleo verificado no início de 2017 provocou uma retomada da atividade exploratória em regiões como Rússia e Golfo Pérsico. O interesse em campos *offshore* também retornou, com novos projetos anunciados no pré-sal brasileiro, Golfo do México e Mar do Norte.

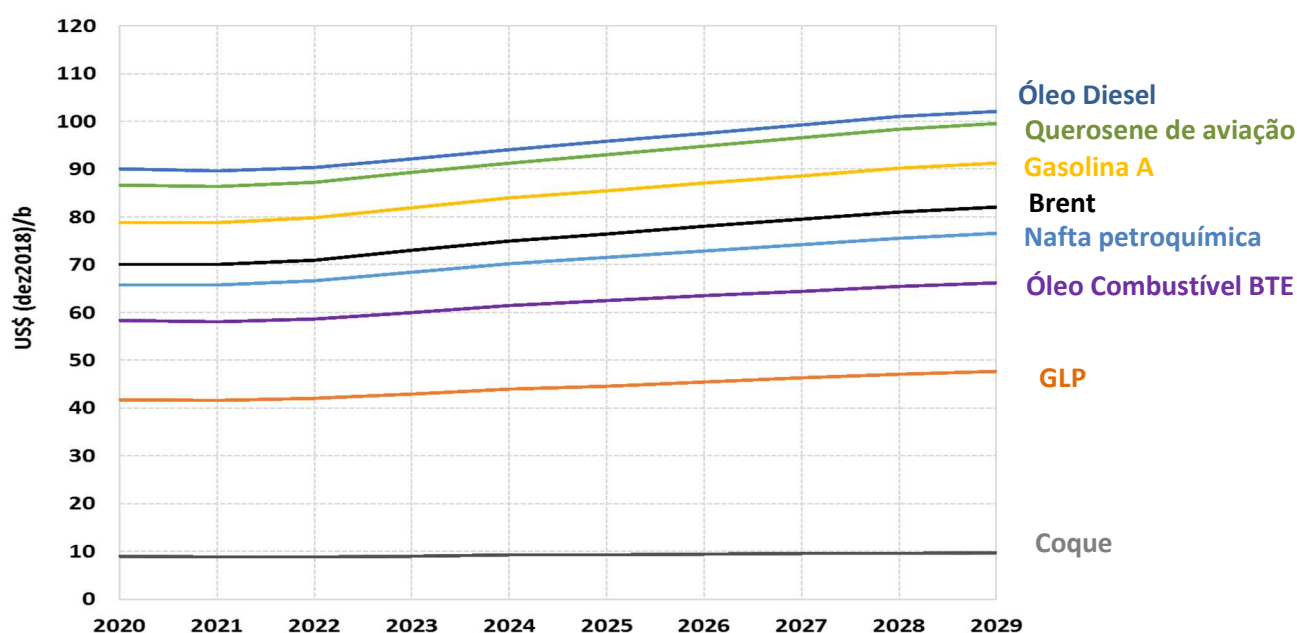
A evolução dos preços dos derivados de petróleo também é projetada a partir de uma relação histórica econométrica com o preço do petróleo Brent, considerando alguns ajustes para cada derivado ao longo do decênio.

Políticas públicas e avanços tecnológicos, em especial no desenvolvimento de fontes substitutas e/ou promoção de eficiência energética, devem afetar o crescimento da demanda de gasolina, reduzindo lentamente seu *spread*³⁴ em relação ao petróleo Brent. A gasolina é utilizada essencialmente para atendimento ao transporte individual de passageiros. A existência de um combustível substituto (etanol hidratado) acarreta em um crescimento da demanda

da gasolina C inferior à observada para o óleo diesel B, cujo uso está mais associado à indústria e aos transportes coletivo e de carga.

O atendimento às questões ambientais³⁵ também deve causar um aumento do *spread* entre os combustíveis com baixo teor de enxofre (BTE), que tendem a se valorizar, e os combustíveis com alto teor de enxofre (ATE). Isso vale especialmente para o óleo combustível e para o óleo diesel. Ademais, a demanda crescente por óleo diesel S10³⁶ deve promover o aumento do seu preço, mantendo-o como o derivado de maior valor agregado, conforme mostra o Gráfico 6-2.

Gráfico 6-2 - Projeções de preços para o petróleo do tipo Brent e principais derivados



³⁴ O *spread* médio entre a gasolina USGC e o petróleo Brent elevou-se consideravelmente de 105% entre 2011-2014 para 125% entre 2015-2017. Isso ocorreu devido a uma conjuntura na qual a demanda de gasolina cresceu, sobretudo a partir de vendas recordes de veículos nos EUA e China, em especial de utilitários esportivos. Essa tendência modificou-se em 2018, em especial devido ao aumento dos preços da gasolina.

³⁵ As crescentes pressões ambientais acerca das emissões oriundas, por exemplo, do transporte aquaviário, em especial, devem modificar a composição da mistura óleo combustível/óleo diesel para *bunker*, além de desestimular a demanda de derivados com alto teor de enxofre.

³⁶ Em países em desenvolvimento, a maior demanda por transporte público e de cargas deve continuar a impulsionar a demanda por óleo diesel S10. Nos países desenvolvidos, embora surjam restrições cada dia mais significativas aos veículos de passeio a diesel, com banimento em alguns países, o consumo da frota existente, inclusive veículos pesados e a demanda industrial e agrícola devem impedir uma queda mais significativa de demanda pelo derivado.

6.2. Oferta de Derivados de Petróleo

Esta seção tem como objetivo avaliar a evolução da oferta de derivados de petróleo para os próximos dez anos, observando o nível de dependência externa no atendimento da demanda e buscando a segurança do abastecimento nacional.

Atualmente, o parque de refino nacional possui uma capacidade instalada de 2,3 milhões b/d, (ANP, 2018), sendo a última adição significativa a entrada em operação do 1º trem da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), em dezembro de 2014.

Para os estudos de evolução da oferta de derivados de petróleo no período decenal, utilizou-se o Modelo de Planejamento do Abastecimento de Derivados de Petróleo (Plandepe). Esse modelo permite realizar análises sobre o parque nacional de refino em diferentes contextos, bem como avaliar os principais fluxos de petróleo e derivados entre as diversas regiões de produção e de consumo.

ATENDIMENTO À DEMANDA DE COMBUSTÍVEIS E INVESTIMENTOS

As premissas adotadas neste estudo incluem a previsão de produção de petróleo apresentada no Capítulo V e a projeção da demanda nacional de derivados apresentada no Capítulo II, incluindo a demanda de QAV e *bunker*, respectivamente para aeronaves e navios estrangeiros abastecidos no País.

As demais premissas consideradas neste estudo podem ser divididas em dois grandes grupos. O primeiro deles diz respeito à evolução da especificação dos combustíveis para o próximo decênio, enquanto o segundo trata dos novos investimentos previstos para o parque de refino nacional.

A gasolina C e o óleo diesel B passaram a ter, nos últimos anos, especificações mais rígidas de teor de enxofre, visando ao atendimento dos limites de emissões veiculares indicados no Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (Proconve).

O limite máximo de teor de enxofre é de 50 ppm (ANP, 2015) para a gasolina C, formada pela mistura de gasolina e etanol anidro. Atualmente, o percentual de etanol anidro na mistura é de 27% para a gasolina C Comum e 25% para a gasolina C Premium (Mapa, 2015). Considerou-se que o teor de enxofre e os percentuais de misturas atuais serão mantidos em todo o horizonte do estudo.

O óleo diesel B é comercializado em função da sua qualidade, especialmente, do seu teor de enxofre. O óleo diesel B para uso rodoviário é consumido no território brasileiro com teores de enxofre de 10 ppm (S10) e 500 ppm (S500) (ANP, 2013). Assumiu-se que estas regras atuais permanecerão válidas ao longo do horizonte analisado. Nota-se que, em função disso, a demanda por óleo diesel S500 diminuirá gradativamente com o sucateamento dos veículos pesados produzidos até 2011.³⁷

No caso do óleo diesel B *off-road*,³⁸ cujo limite atual de enxofre é de 1800 ppm, devido a sua demanda em volumes pouco expressivos e a redução do seu consumo ao longo dos últimos anos, considerou-se uma tendência a sua substituição no país por óleo diesel S500 ao final do ano de 2025

Ressalta-se que, no caso do óleo diesel rodoviário e *off-road*, o teor de enxofre é especificado para o óleo diesel B comercializado, formado por óleo diesel e biodiesel. Assim, adotou-se como premissa um aumento gradativo de biodiesel na mistura, de

³⁷ Desde 2012, os caminhões e ônibus novos produzidos e licenciados no Brasil precisam atender às especificações da fase P7 do Proconve, elaborada nos moldes da norma europeia EURO V. Os sistemas de tratamento dos gases e as novas tecnologias dessa fase exigem o uso do diesel S10.

³⁸ Óleo diesel não rodoviário, para uso ferroviário, extração mineral a céu aberto e em geração elétrica, definido segundo Resolução ANP nº 65, de 2011.

10% até 15% início de 2019 até o fim de 2029 (CNPE, 2018), conforme apresentado no Capítulo VIII.

O óleo combustível marítimo, internacionalmente conhecido como *bunker*, é um combustível utilizado por embarcações de grande porte, principalmente para transporte de longo curso (Petrobras, 2013). Adotou-se como premissa deste estudo a nova regulamentação aprovada pela Organização Marítima Internacional (IMO), de redução do limite do teor de enxofre no *bunker* de 3,5% para 0,5% (5000 ppm) a partir de 2020 (IMO, 2016).

Em relação aos novos investimentos previstos no Brasil na cadeia de abastecimento de derivados de petróleo, com base em informações que constam no Plano de Negócios e Gestão 2019-2023 da Petrobras (Petrobras, 2019) estimam-se investimentos da ordem de R\$ 32,8 bilhões no período considerado. Além disso, existe a expectativa de investimentos de cerca de R\$ 1,2 bilhão em áreas portuárias para movimentação de combustíveis durante o prazo de concessão (ANTAQ, 2019 e SPPI, 2018).

No horizonte de estudo, mudanças significativas na estrutura do refino nacional podem ocorrer, uma vez que a Petrobras assinou junto ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) um Termo de Compromisso para a alienação de oito unidades de refino, bem como os ativos logísticos a elas associados, até 2021 (Cade, 2019).³⁹

Estima-se também o término da construção e o início de operação do 2º trem da RNEST⁴⁰, em Ipojuca/PE. Considerou-se a entrada em operação da refinaria em 2024. Assim, os dois trens da refinaria

passariam a operar a plena carga, conferindo à instalação uma capacidade de processamento de 260 mil b/d, especialmente para a produção de destilados médios, especialmente para produção de óleo diesel S10, sem previsão de produzir gasolina.

Considerou-se também a ampliação da capacidade de hidrotratamento do parque nacional de refino em 20 mil m³/dia, visando especificar produtos de maior valor agregado. Há ainda a estimativa de um *revamp* de uma unidade de hidrodessulfurização, aumentando a capacidade de remoção de enxofre e outros componentes indesejados (MME, 2019).

Considerou-se também a ampliação da capacidade de hidrotratamento do parque de refino da Petrobras em 20 mil m³/dia, visando especificar produtos de maior valor agregado. Há ainda a estimativa de um *revamp* de uma unidade de hidrodessulfurização, aumentando a capacidade de remoção de enxofre e outros componentes indesejados (MME, 2019).

Cabe destacar que a refinaria do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), em Itaboraí/RJ, não foi considerada no horizonte deste estudo em função da reavaliação estratégica deste projeto, embora a Petrobras esteja buscando parcerias para concluir o empreendimento⁴¹ (Petrobras, 2018a). Considerou-se ainda a entrada em operação da UPGN do Comperj em 2021, o que implicará em aumento da oferta nacional de GLP.

Em suma, com as premissas adotadas neste PDE, projeta-se um aumento modesto da capacidade nominal de refino no país, dos atuais 2,4 milhões b/d

³⁹ O Termo de Compromisso de Cessação de Prática foi assinado em 11 de junho de 2019 e indica o compromisso de alienação integral dos seguintes ativos: Refinaria Abreu e Lima (RNEST), Unidade de Industrialização de Xisto (SIX), Refinaria Landulpho Alves (RLAM), Refinaria Gabriel Passos (Regap), Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar), Refinaria Alberto Pasqualini (Refap), Refinaria Isaac Sabbá (Reman) e Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor).

⁴⁰ Embora a RNEST conste no termo assinado pela Petrobras de alienação de refinarias, considera-se que os investimentos para a conclusão serão realizados, seja pela própria Petrobras ou pelo agente comprador.

⁴¹ A Petrobras assinou um Acordo Integrado de Modelo de Negócios com a China National Oil and Gas Exploration and Development Company (CNODC), subsidiária da CNPC, para o desenvolvimento de estudos de viabilidade para avaliação técnica do estado atual do Comperj, planejamento do escopo e dos investimentos necessários à conclusão da refinaria e sua avaliação econômica (Petrobras, 2018e).

(380 mil m³/d) para 2,5 milhões b/d (400 mil m³/d) em 2029.

BALANÇO NACIONAL DE PETRÓLEO

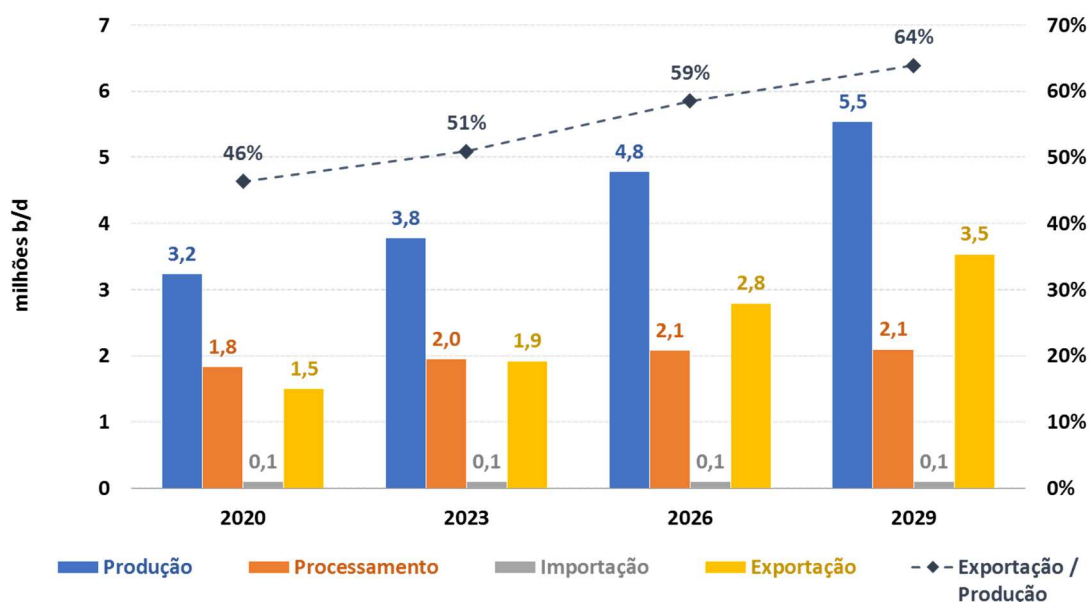
A previsão de produção crescente de petróleo para a próxima década, apresentada no Capítulo V, associada ao incremento marginal da capacidade de refino e à leve retomada dos níveis de processamento nas refinarias nacionais,⁴² conduzem o Brasil à condição de exportador líquido de petróleo. O Gráfico 6-3 apresenta o balanço nacional de petróleo no horizonte de estudo.

Em 2029, o Brasil exportará 3,5 milhões b/d de petróleo, isto é, 64% do total produzido no País. Esse volume expressivo elevará o Brasil para a condição de um dos principais *players* de exportação de petróleo no mundo. Nesse contexto, vislumbra-se a possibilidade de se vincular o processamento de refinarias no exterior ao petróleo brasileiro, por meio de parcerias e contratos de longo prazo.

Considerando que o parque de refino brasileiro foi adaptado para o processamento de petróleos mais pesados,⁴³ o excedente da produção destinado para a exportação será majoritariamente de óleos do tipo mediano e de baixo teor de enxofre, previstos na região do pré-sal e que constituirão a maior parcela da produção de petróleo nacional.

Pelo lado da importação, devido à produção de óleos básicos lubrificantes na Refinaria Duque de Caxias (Reduc), em Duque de Caxias/RJ, considerou-se a importação contínua de petróleo parafínico em todo o horizonte de estudo. Existe também a necessidade de adequação da qualidade da carga ao parque de refino existente, o que pode exigir a importação de petróleos leves, visando o aumento da produção de derivados leves e médios.

Gráfico 6-3 - Balanço Nacional de Petróleo



⁴² A Petrobras divulgou em apresentação de seus resultados (2T 2018) uma retomada do crescimento do fator de utilização de suas refinarias, já atingindo, em junho de 2018, valor superior ao apresentado em 2017 (77%) (Petrobras, 2018b).

⁴³ As principais descobertas no País nas décadas de 1980 e 1990, na Bacia de Campos, foram de petróleos pesados, como o Marlim.

BALANÇO NACIONAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

Em função do aumento pouco expressivo na capacidade de processamento do parque de refino brasileiro até 2029, a produção nacional de derivados de petróleo sofrerá apenas pequenas variações neste período, conforme mostra o Gráfico 6-4.

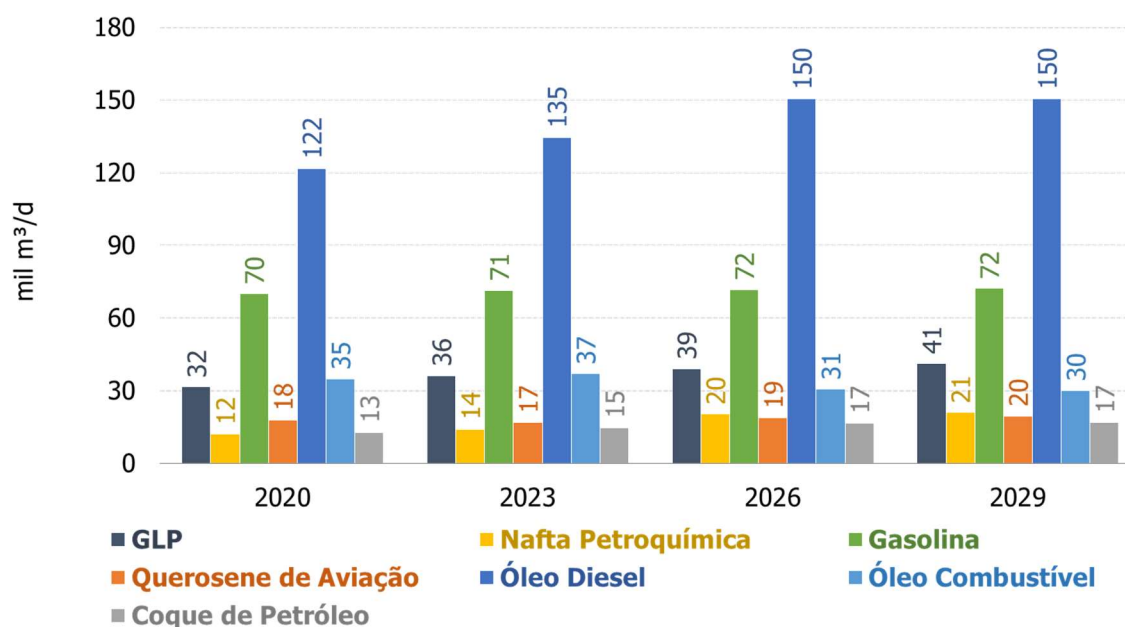
Destaca-se que a entrada em operação do 2º trem da RNEST em 2025 promove a ampliação da produção de alguns derivados⁴⁴, em especial, o óleo diesel.

No que tange ao GLP, o aumento de sua produção decorre da parcela oriunda das UPGN, principalmente com a entrada em operação da UPGN do Comperj em 2021 e do desenvolvimento da produção de gás natural na Bacia de Sergipe-Alagoas.

Em agosto de 2019, o CNPE aprovou o fim da diferenciação de preços para o GLP, entre botijões de 13 kg para uso residencial e demais recipientes, com vigência a partir de 1º de março de 2020. Essa medida pode atrair investimentos e promover a entrada de novos agentes econômicos na cadeia de GLP. Com isso, esperam-se mudanças significativas neste setor nos próximos anos, o que pode exigir atenção à infraestrutura primária de abastecimento deste combustível.

A produção nacional de gasolina apresenta um crescimento tímido, de 0,6% a.a., entre 2019 e 2029. Este resultado deve-se, em grande medida, à variação dos preços relativos entre os derivados, anteriormente apresentados, e do comportamento de sua demanda.

Gráfico 6-4 - Evolução da produção nacional dos principais derivados de petróleo

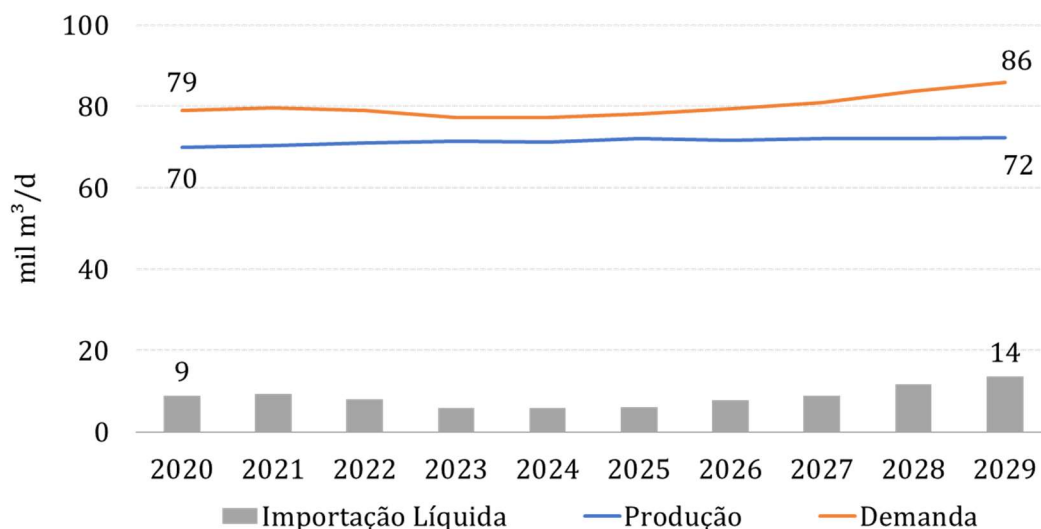


⁴⁴ Ressalta-se que a volatilidade da nafta leve produzida nesta refinaria implica em não ser possível sua inclusão no *pool* de gasolina nacional, o qual exige uma PVR (Pressão de vapor Reid) controlada para garantia das especificações da gasolina comercializada no país.

O Gráfico 6-5 apresenta o balanço entre a produção e a demanda da gasolina, sinalizando que o País permanecerá durante todo o período importador deste derivado.

Ressalta-se que, dentro do horizonte de estudo, estima-se que o máximo de importação de gasolina será de 14 mil m³/d (88 mil b/d) em 2029, valor semelhante aos volumes importados deste derivado em 2017, quando se atingiu a máxima histórica.

Gráfico 6-5 - Balanço nacional de gasolina



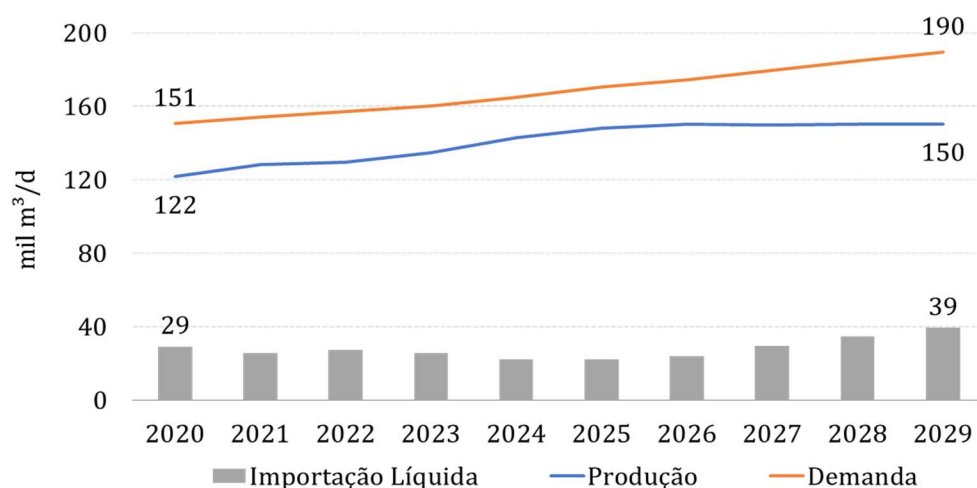
BOX 6.1 - E SE HOVER VARIAÇÕES DA DEMANDA DE GASOLINA?

Caso haja um aumento da demanda de combustíveis do ciclo Otto ou uma redução da oferta de etanol hidratado em relação aos apresentados nos Capítulos II e VIII, o Brasil poderia voltar a importar maiores volumes de gasolina A, ou, alternativamente, produzir mais deste combustível. Para isso, seria necessária a utilização da capacidade ociosa das unidades de reforma catalítica do parque de refino e/ou a importação de *boosters* (correntes de alta octanagem). Note-se que, nesses casos, parte dos cortes de petróleo destinados à nafta petroquímica seria utilizada para o incremento da produção de gasolina.

Em relação ao óleo diesel, o Brasil permanecerá importador líquido durante todo o período decenal. A produção deste combustível aumentará, principalmente, com a ampliação da carga processada no 1º trem da RNEST no segundo

semestre de 2020 e com a entrada em operação do 2º trem na mesma refinaria em 2025. O Gráfico 6-6 apresenta o balanço de oferta e demanda do óleo diesel.

Gráfico 6-6 - Balanço nacional de óleo diesel



No horizonte de estudo, para que a produção de óleo diesel S10 possa suprir a demanda doméstica, torna-se necessária a entrada de novas unidades de hidrotratamento no refino nacional. Esses investimentos previstos aumentam em 20 mil m³/d a capacidade de hidrotratamento no país. O volume de

importação de óleo diesel deve alcançar uma máxima de 39 mil m³/d (245 mil b/d) em 2029. Esse valor é 15% superior ao máximo histórico de 34 mil m³/d (213 mil b/d) ocorrido em 2017, sinalizando eventual necessidade de investimentos em nova infraestrutura de abastecimento.

BOX 6.2 – E SE HOUVER A ENTRADA EM OPERAÇÃO DE NOVAS UNIDADES DE HIDROTRATAMENTO?

Levando-se em conta o potencial do mercado nacional de derivados, o petróleo excedente destinado à exportação e os volumes de importação dos principais combustíveis, verifica-se a oportunidade de ampliar a capacidade de refino nacional para além dos projetos previstos, através de investimentos privados.

Considerou-se, para estudo de caso, uma adição de capacidade de 250 mil b/d, distribuída entre um empreendimento de maior porte e refinarias menores (estas voltadas ao abastecimento de mercados locais e *bunker* para embarcações). Como resultado do caso analisado, em 2029, projeta-se aumento de 12 mil m³/d na produção de gasolina (provocando redução de 85% nas importações do ano), 12 mil m³/d de óleo diesel (proporcionando redução de 49% nas importações do ano), além de outros incrementos de produção, principalmente para óleo combustível (7 mil m³/d) e GLP (3 mil m³/d).

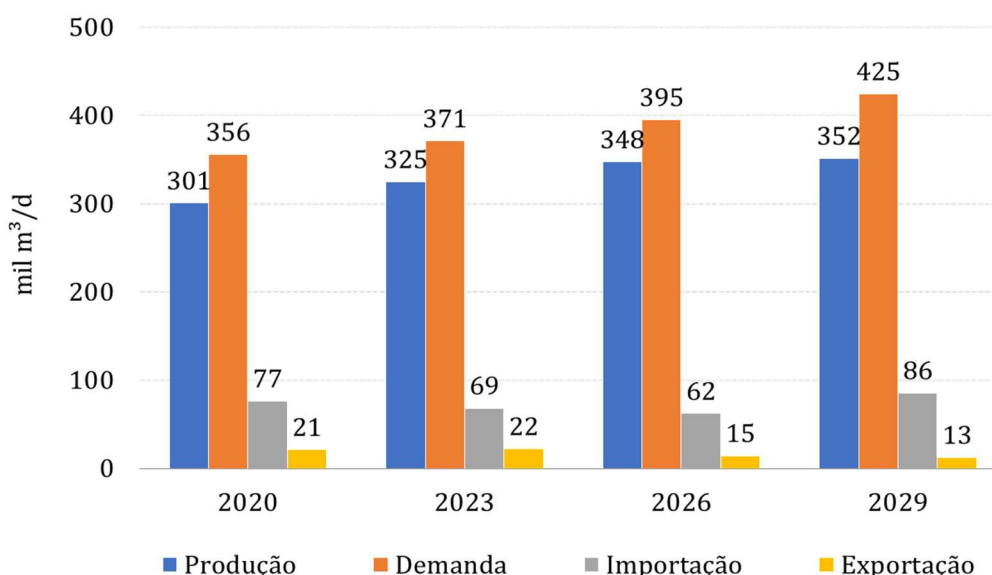
Quanto aos demais derivados, o Brasil manterá a condição de importador líquido para o GLP, o QAV, o coque e a nafta⁴⁵. Cabe ressaltar que o QAV é o único com volumes de importação acima do histórico. Em 2029, as importações alcançam 7,5 mil m³/d (47 mil b/d), um volume 39% superior ao máximo observado, de 5,4 mil m³/d (34 mil b/d), em 2013.

Por outro lado, o óleo combustível permanecerá como o único, entre os principais derivados, em que o País será exportador líquido durante todo o horizonte de estudo. O mercado interno obrigatório (usos industriais, para usinas termelétricas e *bunker* para cabotagem) e o mercado

opcional de *bunker* (navegação de longo curso) são totalmente atendidos em todo o período. Até 2029 haverá excedentes exportáveis de óleo combustível, porém com tendência de queda ao longo do horizonte de estudo. Ressalta-se que os petróleos brasileiros possuem, em geral, baixo teor de enxofre, tornando a produção de *bunker* 0,5% S, que atende às novas especificações da IMO 2020, uma oportunidade comercial para companhias refinadoras.

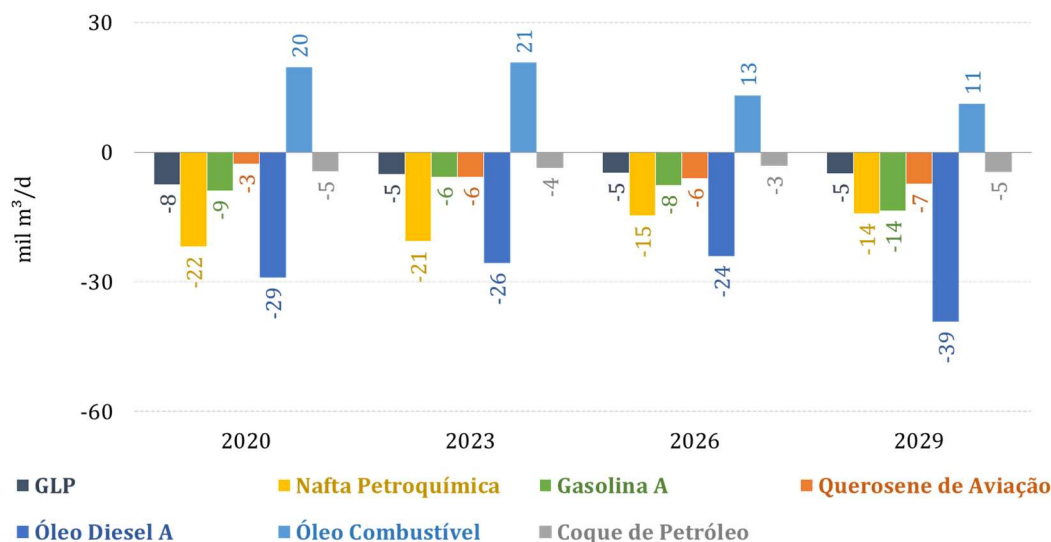
O Gráfico 6-7 mostra o balanço nacional de derivados no horizonte de estudo. Os saldos líquidos para os principais derivados são apresentados no Gráfico 6-8.

Gráfico 6-7 - Balanço nacional dos principais derivados de petróleo



⁴⁵ Com relação à nafta, em linhas gerais, no período decenal, o parque petroquímico não sofrerá alterações significativas quanto ao insumo utilizado. Adota-se a nafta como principal matéria-prima, não sendo considerado consumo expressivo de gás natural (proveniente do pré-sal) como insumo pelas plantas petroquímicas.

Gráfico 6-8 - Saldo líquido dos principais derivados de petróleo



6.3. Infraestrutura Nacional de Transporte de Derivados

A partir da evolução da oferta de combustíveis, este item do estudo avalia a infraestrutura nacional de transporte de derivados. Essa análise é realizada por meio da identificação das movimentações inter-regionais e das importações, principalmente, de gasolina A e óleo diesel A. Além disso, são analisados

também os impactos dos fluxos de derivados sobre os principais dutos existentes.

Ressalta-se que a produção de derivados em cada região e a evolução das movimentações de derivados até 2029 foram obtidas a partir dos resultados do modelo Plandepe.

são destacados os fluxos marítimos inter-regionais e as importações desses combustíveis.

PRINCIPAIS MOVIMENTAÇÕES INTER-REGIONAIS E IMPORTAÇÕES DE GASOLINA E ÓLEO DIESEL

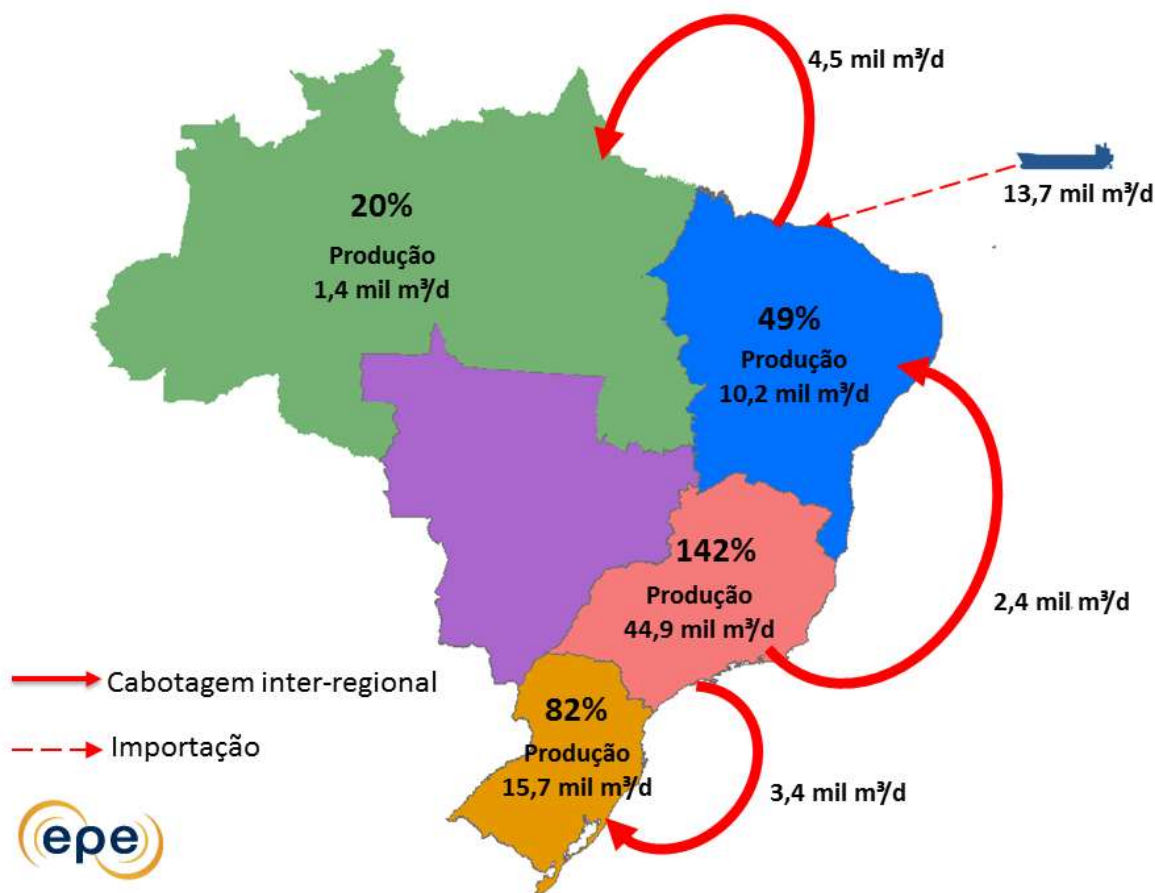
Movimentações inter-regionais, assim como as importações, são necessárias para complementar a produção das regiões deficitárias.

O percentual da demanda regional atendida pela produção local, em 2029, é mostrado na Figura 6-1 e na Figura 6-2, para os principais derivados consumidos no País: gasolina e óleo diesel. Também

Cabe destacar que o Centro-Oeste permanece sem produção de derivados até 2029, o que a mantém totalmente dependente do transporte inter-regional.

No caso da gasolina, as principais movimentações inter-regionais e a relação percentual entre produção e demanda desse combustível, projetada para cada região do Brasil são apresentadas, de modo esquemático, na Figura 6-1.

Figura 6-1 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de gasolina em 2029

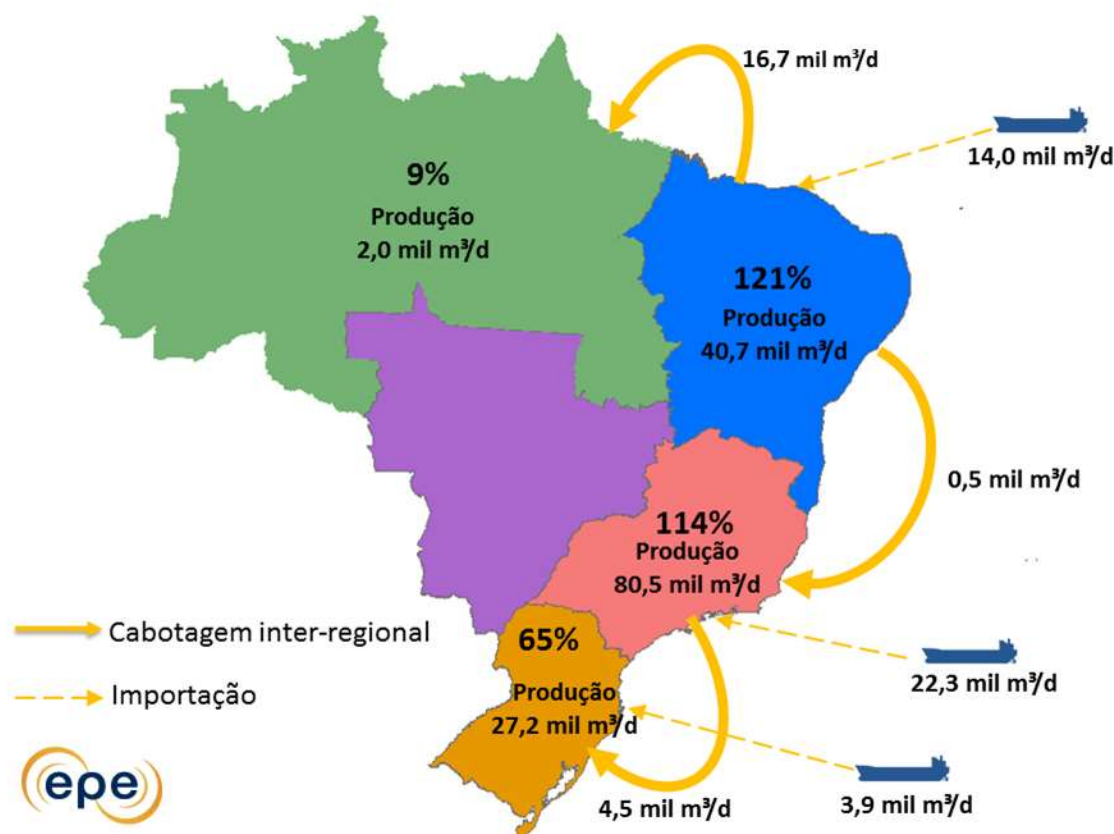


Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local.

Observa-se que o excedente de oferta de gasolina previsto para o Sudeste não só abastece o Centro-Oeste, como também complementa a demanda de Nordeste e Sul. O Nordeste, por sua vez, com a contribuição do Sudeste e apoio adicional de importação de 13,7 mil m³/d, complementa o abastecimento do Norte. Esse montante importado representa 16% da demanda nacional em 2029.

Em relação ao óleo diesel, projeta-se a importação de 20% da demanda nacional em 2029. A Figura 6-2 apresenta, de modo esquemático, a cabotagem inter-regional, as importações e a relação percentual entre produção e demanda projetada de óleo diesel A para cada região no ano de 2029.

Figura 6-2 - Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de óleo diesel em 2029



Nota: Os percentuais referem-se às parcelas da demanda regional atendidas pela produção local

Em 2029, estimam-se volumes maiores de importação de óleo diesel pelo Sudeste e Nordeste. As demais importações ocorrem no Sul, porém em volumes menores.

No que tange às movimentações inter-regionais de óleo diesel, a demanda do Norte é atendida majoritariamente (76%) via cabotagem, pelo Nordeste. O Sudeste recebe esse derivado pelo Nordeste e transfere, sobretudo por meio de dutos, para o Centro-Oeste e, via cabotagem, para o Sul do País.

Ressalta-se que iniciativas governamentais buscam identificar áreas portuárias para a movimentação de combustíveis no país, de modo a incentivar o uso da cabotagem para movimentação de derivados de petróleo.

Em complemento às análises deste item do PDE 2029, é importante destacar os impactos das movimentações de derivados de petróleo sobre a infraestrutura dutoviária, o que será discutido a seguir.

IMPACTOS DAS MOVIMENTAÇÕES DE DERIVADOS DE PETRÓLEO SOBRE A INFRAESTRUTURA DUTOVIÁRIA

Os resultados indicam que alguns polidutos de transporte de derivados atingem a saturação ou ficam próximos dela no horizonte analisado. Neste sentido, a Figura 6-3 - destaca o Opasc (Oleoduto Araucária/PR – Biguaçu/SC) e o Osbra (Oleoduto São Paulo/SP – Brasília/DF).

Figura 6-3 - Polidutos de transporte



PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > Apesar da volatilidade devido à existência de fatores de curto prazo que pressionam os preços de petróleo em direções inversas, os preços devem continuar sua trajetória de alta no médio prazo até se estabilizarem em valores próximos aos preços de breakeven de projetos mais dispendiosos em campos hoje considerados marginais.
- > O cenário considerado, no qual a evolução da demanda mundial é muito afetada por políticas públicas, tecnologias e preferências dos consumidores, deve levar a uma valorização relativa de combustíveis mais limpos e com menor teor de enxofre.
- > De acordo com o cenário adotado, o país deverá continuar como importador líquido dos principais derivados, durante todo o horizonte de estudo, com destaque para as importações de nafta, QAV e óleo diesel.
- > As importações de GLP possuem tendência de decréscimo ao longo do decênio, principalmente devido ao crescimento da produção das UPGNs.
- > Os resultados para a gasolina A indicam que o Brasil atuará, durante todo o horizonte de estudo como importador deste derivado, com o volume de importações crescendo ao fim do período e ultrapassando a máxima histórica.
- > A produção de óleo combustível, que permanece com excedentes ao longo de todo o período de análise, atende suficientemente a demanda nacional, bem como todo o mercado de bunker para navios estrangeiros.
- > No cenário de preços internacionais definidos neste estudo, o óleo diesel S10 é mais valorizado que o QAV, o que favorece economicamente sua produção interna.
- > A oferta de óleo diesel S10 poderia ser significativamente ampliada por meio da construção de novas unidades de hidrotratamento no parque de refino. Uma capacidade adicional de hidrotratamento permitiria maior disponibilidade de processamento nas unidades de destilação de algumas refinarias e, conseqüentemente, um aumento na produção de derivados.
- > A necessidade de importação de consideráveis volumes de derivados (especialmente óleo diesel) e a cabotagem significativa de gasolina e óleo diesel exigem atenção em relação à infraestrutura logística do País. Iniciativas governamentais buscam identificar áreas portuárias para a movimentação de combustíveis no país.
- > Com a utilização máxima das capacidades de alguns dutos e terminais, será necessário melhorar a eficiência operacional dos processos logísticos para evitar eventuais desabastecimentos regionais. Investimentos em infraestrutura logística de derivados são importantes a fim de garantir o abastecimento de combustíveis em todo o território nacional.
- > A proposição de ações e medidas é imprescindível para o desenvolvimento da nova estrutura do mercado nacional de combustíveis, com ênfase no estímulo à entrada de novos atores no setor e à livre concorrência, em um ambiente regulatório objetivo e claro, conforme indicado na iniciativa Abastece Brasil. Formas de estímulo a novos investimentos na expansão do parque de refino, buscando a segurança do abastecimento nacional, devem ser desenvolvidas, lembrando que o País consolidará sua condição de exportador de petróleo no horizonte deste estudo.