

DIAGNÓSTICO SETORIAL N. 4
DEZEMBRO DE 2024

A ESTRUTURA DO ABASTECIMENTO NO BRASIL

Desafios e mudanças a partir de 2016

Carla Borges Ferreira
Adhemar Mineiro
Diana Chaib



Instituto de Estudos
Estratégicos de
Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis

Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra - Ineep

Direção técnica

Mahatma dos Santos
Ticiania Alvares

Coordenação técnica

Fernanda Brozowski

Pesquisadores responsáveis

Adhemar Mineiro
Carla Borges Ferreira
Diana Chaib

Equipe de comunicação

Fátima Belchior
Laura Cardoso

Projeto gráfico

Laura Cardoso

Fotografia

Bim/Getty Images via Canva

Avenida Rio Branco, 133 - 21º andar, Centro - Rio de Janeiro/RJ
(21) 97461-8060 | redes@ineep.org.br | ineep.org.br

SUMÁRIO

1 - Abastecimento brasileiro: elementos gerais e estruturas de mercado.....	4
1.1 - Estrutura de mercado: competição e barreiras à entrada.....	6
2 - O Mercado de derivados: oferta, demanda, perspectivas futuras, distribuição e revenda.....	10
2.1 - Oferta (Refinarias, UPGNs, Importações) e demanda nacional de derivados.....	10
2.2 - Capacidade produtiva, carga processada, nível de utilização, produção e importação de derivados.....	16
2.3 - Perspectivas futuras do mercado de derivados: balanço 2022-2032.....	22
2.4 - Distribuição e revenda de derivados.....	23
2.4.1 - Distribuição de Derivados.....	23
2.4.2 - Revenda de Derivados.....	25
3 - Elementos estratégicos do abastecimento: transformação na estratégia da Petrobras.....	26
3.1 - Política de precificação de derivados via PPI.....	26
3.2 - Maio de 2023: a nova política de preços.....	35
3.3 - Mudanças na gestão de portfólio da Petrobras a partir de 2023.....	37
4 - Considerações finais: mudanças estratégicas buscam recolocar a Petrobras no centro da política energética brasileira.....	39
REFERÊNCIAS.....	41

A ESTRUTURA DO ABASTECIMENTO NO BRASIL

Desafios e mudanças a partir de 2016

Carla Borges Ferreira, Adhemar Mineiro e Diana Chaukat Chaib

1 - Abastecimento brasileiro: elementos gerais e estruturas de mercado

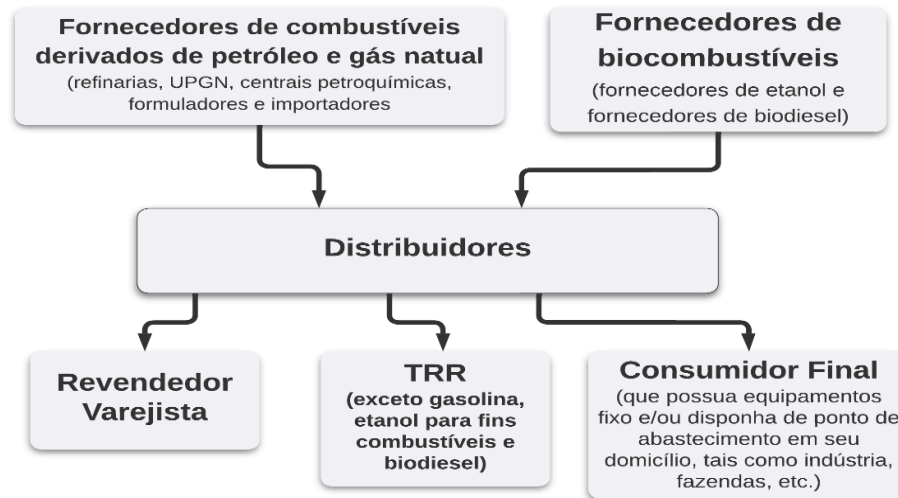
A cadeia do abastecimento no Brasil é constituída pelas seguintes etapas: produção de derivados, distribuição e revenda. A etapa de produção de derivados (processo de transformação) pode ser realizada por meio de refinarias de petróleo¹; de unidade de processamento de gás natural², que produz, sobretudo, Gás Liquefeito de Petróleo (GLP); e de centrais petroquímicas³ que produzem de forma secundária gasolina, diesel e GLP. A maior parte da produção de derivados no Brasil é realizada por 19 refinarias de petróleo, sendo que as UPGNs (15 instalações) e as centrais petroquímicas (3 instalações) oferecem uma pequena parte da produção total de derivados.

¹ Refinaria é uma unidade produtiva onde ocorre um refino do petróleo que constitui “a separação deste insumo, via processos físico-químicos em frações de derivados, que são processados em unidade de separação e conversão até os produtos finais”, que dividem-se em 3 categorias: 1. Combustíveis (gasolina, diesel, óleo combustível, QAV, querosene, coque de petróleo, óleos residuais) – cerca de 90% dos produtos de refino mundial; 2. Produtos acabados não combustíveis (solventes, lubrificantes, graxas, asfaltos e coque); 3. Intermediários da indústria química (nafta, etano, propano, butano, etileno, propileno, butilenos, butadieno, BTX). (SZKLO *et al.*, 2012, p. 19)

² Segundo a ANP (2022b, p.26), uma unidade de processamento de gás natural (UPGN) é uma instalação industrial que objetiva separar as frações existentes no gás natural. O conceito de UPGN abrange as instalações isoladas destinadas ao ajuste do ponto de orvalho, conhecidas como DPP ("Dew Point Plant") ou UAPO (Unidade de Ajuste de Ponto de Orvalho), bem como as destinadas ao tratamento do gás natural e à recuperação e estabilização de condensados de gás natural, mas sem incluir as instalações de processamento primário de gás natural destinadas ao preparo para a movimentação do gás natural produzido nos campos produtores. Resolução ANP nº 17, de 10/6/2010". O processamento de gás natural produz Gás seco, Etano, GLP, C5+, Propano e LGN.

³ Segundo a ANP (2022b, p. 4) uma central petroquímica é uma “unidade de processamento de condensado, gás natural, nafta petroquímica e outros insumos, que possui em suas instalações unidade de craqueamento térmico com uso de vapor de água ou unidade de reforma catalítica para produzir, prioritariamente, matérias-primas para a indústria química, tais como: eteno, propeno, butenos, butadieno e suas misturas, benzeno, tolueno, xilenos e suas misturas. Portaria ANP nº 84, de 24/5/2001.”

Figura 1 – Cadeia produtiva e processo do abastecimento



Fonte: Lodi *et al.* (2022)

Além dos produtores, a oferta de derivados é realizada também, conforme regulação da ANP, por formuladores – que podem importar ou adquirir no mercado interno hidrocarbonetos líquidos e formular diesel e gasolina – e por importadores que são autorizados pela ANP a importar diesel, gasolina A, solvente, etc. (Pinto Jr., 2017). De acordo com os dados da ANP (2023), para o período 2013 - 2022, há 652 agentes autorizados a realizar a importação de derivados em 2022.

A etapa da distribuição, segundo Lodi *et al.* (2022, p. 101), consiste na “aquisição, armazenamento, mistura, transporte, comercialização e controle de qualidade de combustíveis”. Os principais agentes econômicos da distribuição são: os distribuidores (171 agentes autorizados em 2022) de combustíveis que comercializam e transportam os derivados comprados, junto às refinarias e a ofertadores no exterior⁴, para os revendedores, para os transportadores-revendedores-retalhistas (TRRs) e diretamente para os consumidores finais (industriais, fazendas, etc.) (Figura 1).

O último elo da cadeia é a revenda que se caracteriza pela atividade de venda a varejo de combustíveis, lubrificantes e gás liquefeito envasado, exercida por postos de serviços ou revendedores, que é composto por 125.438 revendedores,

⁴ Segundo Lodi *et al.* (2022, p. 101), “desde a publicação da Resolução ANP Nº 777/2019, as distribuidoras podem atuar na comercialização externa dependendo de anuência prévia da ANP.

transportadores-revendedores-retalhistas (TRRs) (447 agentes autorizados em 2022) e consumidores finais. Cabe observar que a quantidade de postos revendedores de combustíveis automotivos foi de 42.401, sendo que destes 20.131 com bandeira branca⁵.

1.1 - Estrutura de mercado: competição e barreiras à entrada

Cada elo da cadeia de abastecimento brasileiro (produção de derivados, distribuição e comercialização) possui uma estrutura de mercado (tipos de concorrência) específica que é fruto do número e tamanho dos vendedores e compradores, do grau da diferenciação física ou subjetiva dos produtos e serviços, da existência ou ausência de barreiras à entrada (diferenciação de produto, vantagens absolutas de custos e economias de escala)⁶ de novas empresas e do grau de integração vertical das empresas.

Condicionado pela estrutura de mercado, as empresas adotam condutas “concernentes às suas decisões quanto a preço, nível de produção, gastos com publicidade, pesquisas e desenvolvimento, capacidade produtiva” (Pinto Jr. *et al.*, 2022, p. 46) e nível de utilização da capacidade, entre outras variáveis que a empresa controla. Cabe observar que a estrutura de mercado não é um condicionante estático, pois mudanças na condução de empresas relevantes no setor podem, inclusive, mudar as estruturas de mercado.

De acordo com dados da ANP, o segmento de produção de derivados brasileiro apresenta um número restrito de refinarias (19 unidades), controladas por sete operadoras e tendo a Petrobras como empresa dominante no setor, que até 2023, detinha 78,5% da capacidade de refino do parque nacional. Esse mercado possui uma elevada barreira à entrada em virtude das economias de escalas e da disposição geográfica das refinarias, conforme veremos mais a frente, permitindo à empresa

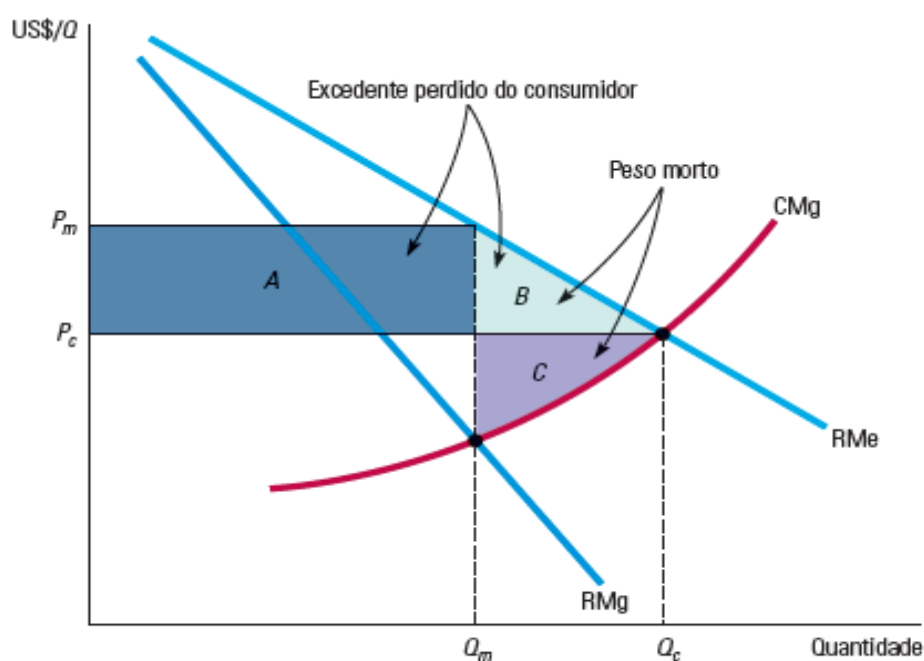
⁵ Termo frequentemente utilizado para os estabelecimentos que não exibem uma marca específica de distribuidora. O conceito é melhor detalhado na nota de rodapé 8.

⁶ As barreiras à entrada constituem-se em “qualquer fator que impeça a livre mobilidade do capital para uma indústria no longo prazo e, conseqüentemente, torne possível a existência de lucros supranormais permanentes nessa indústria” (Kupfer & Hasenclever, 2013, p. 82)

dominante exercer o seu poder de mercado (price-maker) de forma quase monopolista tanto no nível de produção quanto no preço.

Apesar de enorme poder de mercado, a Petrobras, em poucos momentos históricos, exerceu efetivamente uma prática de preço monopolista que provoca redução do excedente (bem-estar) do consumidor, com o aumento final dos preços dos derivados, que é transferido para o lucro da empresa monopolista, conforme apresentado na Figura 2, a seguir.

Figura 2 – Perda de excedente do consumidor em situação de preço de monopólio



Fonte: Pindyck e Rubinfeld (2013, p. 371).

Ao contrário, em muitos momentos, a Petrobras adotou preços bem abaixo do preço monopolista para reduzir impactos da inflação, dado o caráter bifronte (interesse privado e interesse público)⁷ que uma empresa estatal possui. Isso é

⁷ A Petrobras por ser, ao mesmo tempo, empresa e Estado, possui uma dupla função. Cabe observar que as duas faces (estatal e empresarial) estão sempre em tensão latente em virtude das dificuldades de conciliação entre os interesses estatal/público – já que o proprietário majoritário dessa empresa é o Estado, que representa os interesses da população brasileira – e empresarial/privado, pois a empresa precisa acumular capital para desenvolver seus projetos e investimentos. A compatibilização entre as faces estatal e empresarial é uma tarefa eminentemente política, sem perder de vista os fatores

explicitado no Art. 238, da Lei nº 6.404 de 15 de dezembro de 1976 (Dispõe sobre as Sociedades por Ações), que estabelece: “A pessoa jurídica que controla a companhia de economia mista tem os deveres e responsabilidades do acionista controlador (artigos 116 e 117), mas poderá orientar as atividades da companhia de modo a atender ao interesse público que justificou a sua criação”.

A estrutura de mercado do segmento da distribuição de combustíveis no Brasil é oligopolizada, marcada por elevadas barreiras à entrada, fruto de elevadas economias de escala – menores do que no refino – e necessidade de capacidade logística. Lodi *et al.* (2022, p. 101-102) afirma que a ANP estabelece dispositivos regulatórios para as companhias distribuidoras, dentre os quais ele destaca: “(i) capital social mínimo; (ii) posse de base de armazenamento com capacidade mínima; (iii) capacidade financeira para dar cobertura às operações de compra e venda; (iv) apresentação dos fluxos logísticos”.

Apesar de um número expressivo de agentes econômicos que realizam a distribuição de derivados, há uma expressiva concentração na distribuição de derivados líquidos, em que três empresas (Vibra, Raizen e Ipiranga) detém mais de 60% do mercado, e de GLP, em que quatro empresas (Ultraz, Supergasbras, Copa Energia e Nacional Gás) detém mais de 85% da distribuição nacional.

Cabe observar que, no âmbito da estratégia de venda de ativos, em curso desde 2016, a Petrobras vendeu a sua distribuidora (BR Distribuidora). Com isso, a estatal perdeu a integração vertical (refino e distribuição de derivados líquidos) e a possibilidade de mitigar riscos em situação de redução dos preços do petróleo, por exemplo. Além da BR Distribuidora, a Petrobras vendeu a sua participação na Liquigás Distribuidora S.A, segunda maior distribuidora de gás de cozinha no Brasil, perdendo também a integração vertical entre refino e UPGNs e a distribuição de GLP.

No último elo da cadeia do abastecimento, o da revenda (postos de combustíveis), a estrutura de mercado se aproxima da concorrência monopolista, que é caracterizada por uma menor barreira à entrada que amplia os números de agentes

econômicos que dão origem a essa ambiguidade, haja vista a necessidade de combinar os objetivos das empresas e os objetivos sociais em cada conjuntura histórica (Abranches, 1979; Alveal, 1994).

econômicos. Segundo Lodi *et al.* (2022, p. 102), “na atividade de revenda, as exigências definidas pela Portaria ANP no. 41/2013 se traduzem em barreiras à entrada bem menores do que aquelas para a atividade de distribuição: (i) registro expedido pela ANP, (ii) posto revendedor com tancagem para armazenamento e (iii) equipamento medidor de combustíveis automotivos”.

As vendas varejistas (postos de revenda), em certa medida, concorrem entre si e possuem um pequeno poder de mercado, sendo os seus preços de venda formados a partir de um *mark-up* sobre os preços de aquisição da distribuidora de derivados líquidos e de GLP.

Cabe observar ainda, que segundo a regulamentação, os revendedores varejistas e as empresas de TRR não podem ter ligação societária com as empresas distribuidoras. Com isso, “a relação vertical entre os segmentos de distribuição e de revenda se dá através da relação contratual, que, dependendo das condições pactuadas [postos com bandeira]⁸, confere mais ou menos autonomia do revendedor com relação ao distribuidor, ou, ainda, da relação comercial pontual, como no caso de postos de “bandeira branca”⁹ (Lodi *et al.*, 2022, p. 102).

Após a apresentação dos fluxos gerais e as estruturas de mercado da cadeia do abastecimento brasileiro (oferta de derivados, distribuição e revenda), pode-se agora apresentar o mapeamento do mercado de derivados, destacando os seus principais atores.

⁸ Posto com bandeira, segundo Lodi *et al.* (2022, p. 103), “são aqueles que exibem a marca comercial do distribuidor e são obrigados a adquirir, armazenar e comercializar somente combustível automotivo fornecido pelo distribuidor do qual exibe a marca comercial”.

⁹ Segundo Lodi *et al.* (2022, p. 103), “postos bandeira branca são os que optam por adquirir, armazenar e comercializar combustível automotivo de qualquer distribuidor autorizado pela ANP, transacionando conforme as condições de mercado, principalmente, as de preço. Neste caso, não podem exibir marca comercial de distribuidor em suas instalações nem qualquer identificação visual que possa confundir ou induzir o consumidor quanto à marca de um distribuidor; adicionalmente, os postos “bandeira branca” estão obrigados a identificar, de forma fácil e destacada em cada bomba medidora, a razão social ou nome de fantasia do fornecedor do respectivo combustível automotivo.”

2 - O Mercado de derivados: oferta, demanda, perspectivas futuras, distribuição e revenda

Esta seção tem como objetivo fazer, sinteticamente, um mapeamento: 1) da oferta (produção somada às importações) e da demanda nacional de derivados de petróleo no Brasil, considerando a capacidade instalada, a produção nacional realizada nas refinarias de petróleo e nas unidades de processamento de gás natural (UPGNs), o volume de importações, os principais agentes ofertadores e demandadores; 2) apresentar as perspectivas futuras do mercado de derivados, entre 2022-2031; e 3) apresentar os elementos gerais da distribuição e revenda do abastecimento brasileiro, destacando as estruturas de mercado e os agentes econômicos relevantes.

2.1 - Oferta (Refinarias, UPGNs, Importações) e demanda nacional de derivados

O parque de refino brasileiro é composto por 19 plantas, incluindo a SIX (PR) (unidade de beneficiamento de xisto) e a Lubnor (fábrica de lubrificantes), sendo que destas a Univen não está em operação. A SSOil retomou suas atividades em outubro de 2023.

A tabela 1, a seguir, apresenta as 19 refinarias do parque nacional de refino, bem como suas capacidades nominais autorizadas pela ANP, seus proprietários, suas localizações e suas capacidades tecnológicas (índice de complexidade de Nelson).

Tabela 1 - Refinarias brasileiras em 2022: localização, capacidade nominal, complexidade e propriedade

Sigla	Nome	Município – UF	Início de operação	Cap. nominal mil barris/dia	Complexidade (índice de complexidade Nelson)	Proprietário
REPLAN	Refinaria de Paulínia	Paulínia (SP)	1972	434,0	6,9	Petrobras
MATARIPE	Refinaria de Mataripe S/A (ex-RLAM)	São Francisco do Conde (BA)	1950	377,4	7,7	Privada

REVAP	Refinaria Henrique Lage	São José dos Campos (SP)	1980	251,6	8,6	Petrobras
REDUC	Refinaria Duque de Caxias	Duque de Caxias (RJ)	1961	251,6	15,0	Petrobras
REFAP	Refinaria Presidente Getúlio Vargas	Araucária (PR)	1977	213,9	6,0	Petrobras
REPAR	Refinaria Alberto Pasqualini S/A	Canoas (RS)	1968	220,1	7,8	Petrobras
RPBC	Refinaria Presidente Bernardes	Cubatão (SP)	1955	179,2	10,2	Petrobras
REGAP	Refinaria Gabriel Passos	Betim (MG)	1968	166,1	7,9	Petrobras
RNEST	Refinaria Abreu e Lima I	Ipojuca (PE)	2014	115,0	10,7	Petrobras
RECAP	Refinaria de Capuava	Mauá (SP)	1954	62,9	6,8	Petrobras
REAM	Refinaria Isaac Sabbá	Manaus (AM)	1956	45,9	1,8	Privada
RPCC	Refinaria Potiguar Clara Camarão	Guamaré (RN)	2000	44,7	1,0	Privada
RIOGRANDENSE	Refinaria de Petróleo Riograndense S/A	Rio Grande (RS)	1937	17,0	2,6	Privada
MANGUINHOS	Refinaria de Petróleos de Manguinhos S/A	Rio de Janeiro (RJ)	1954	14,3	3,9	Privada
LUBNOR	Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste	Fortaleza (CE)	1966	10,4	3,5	Petrobras
UNIVEN	Univen Refinaria de Petróleo Ltda.	Itupeva (SP)	2007	5,2	-	Privada
DAX OIL	Dax Oil Refino S/A	Camaçari (BA)	2008	2,1	-	Privada

PARANÁ XISTO2	Unidade de Industrialização do Xisto	São Mateus do Sul (PR)	2007	0,0	-	Privada
SSOIL Energy S/A		Coroados (SP)	2021	12,5	-	
CAPACIDADE NOMINAL TOTAL AUTORIZADA PELA ANP				2.423,7	-	
CAPACIDADE EFETIVA TOTAL (95% DA CAPACIDADE NOMINAL)				2.302,5	-	

Fonte: ANP e Petrobras (FORM20). Elaboração: Ineep.

Em 2019, no governo de Jair Bolsonaro, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) e a Petrobras firmaram dois Termos de Compromisso de Cessação (TCC). O primeiro acordo, relativo à área do refino, determinou a venda de oito refinarias da estatal: RNEST, RLAM, REPAR, REFAP, REGAP, REMAN, LUBNOR e SIX. O comunicado da estatal, divulgado no dia 26 de abril de 2019, informa a seguinte estratégia da empresa ao mercado:

Os projetos de desinvestimento das refinarias, além do reposicionamento do portfólio da companhia em ativos de maior rentabilidade, possibilita também dar maior competitividade e transparência ao segmento de refino no Brasil, em linha com o posicionamento da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e recomendações do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade).

Entre 2020 e 2021, a Petrobras se desfez de três desses oito ativos e também da Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC), incluída no pacote de privatização do Polo Potiguar. Com isso, considerando que a RLAM (atualmente Mataripe) era a segunda maior refinaria da Petrobras em termos de capacidade nominal, a capacidade de produção da estatal reduziu significativamente de 2373 para 1905 mil barris por dia. Essa mudança resultou em uma diminuição da participação da Petrobras no parque brasileiro de refino de 98% para 79%.

Vale ressaltar que esse posicionamento da Petrobras, sob governo Bolsonaro, não é uma novidade, mas sim uma continuidade da estratégia em curso desde o final de 2016, que tem como eixos: i) concentrar suas atividades na produção e exploração de petróleo e gás natural em águas profundas (pré-sal), em detrimento de outras áreas da cadeia de energia (*midstream* e *downstream*); e ii) reduzir de forma acelerada o seu nível de endividamento. Isso implica necessariamente uma gestão de portfólio –

que veremos em detalhe na próxima seção – centrada na redução dos investimentos e na venda de ativos.

Um dos instrumentos centrais dessa estratégia da Petrobras foi a implementação, em 14 de outubro de 2016, de uma nova política de preços dos derivados com um alinhamento de curtíssimo e curto prazo com os preços internacionais dos derivados cotados em reais¹⁰ – que veremos em detalhe mais à frente. Ao adotar essa política de preços, a Petrobras passou a exercer o seu poder de mercado – condição de “quase monopolista” – por meio da prática de preços monopolistas nas refinarias. Antes disso, a política de precificação dos derivados era gerida numa perspectiva de longo prazo, alinhando, ao mesmo tempo, os preços internacionais e os interesses dos consumidores. Nas palavras de Lodi *et al.* (2022, p. 99):

De acordo com as sucessivas administrações que a empresa teve até 2016, a sua política de preços era administrada com uma visão de longo prazo com relação ao alinhamento com o mercado internacional, balanceando as suas necessidades de financiamento com os interesses dos consumidores. A partir de 2016, a empresa estatal passou a adotar, consistentemente no curtíssimo e no curto prazos, uma política de alinhamento de preços dos derivados de petróleo às cotações internacionais e às variações cambiais.

Nesse sentido, houve uma clara estratégia da Petrobras de especialização produtiva (desverticalização), provocando o direcionamento da empresa no sentido da ampliação das exportações de petróleo cru para o mercado internacional. Isso necessariamente aumenta a exposição da empresa a variáveis não controladas por ela (taxa de câmbio, preço do petróleo e demanda externa de óleo), aumentando riscos e reduzindo a agregação de valor local da cadeia de petróleo e gás brasileira.

Em termos de disposição geográfica, as refinarias brasileiras estão localizadas próximas aos centros de consumo de derivados e, em certa medida, dispersas

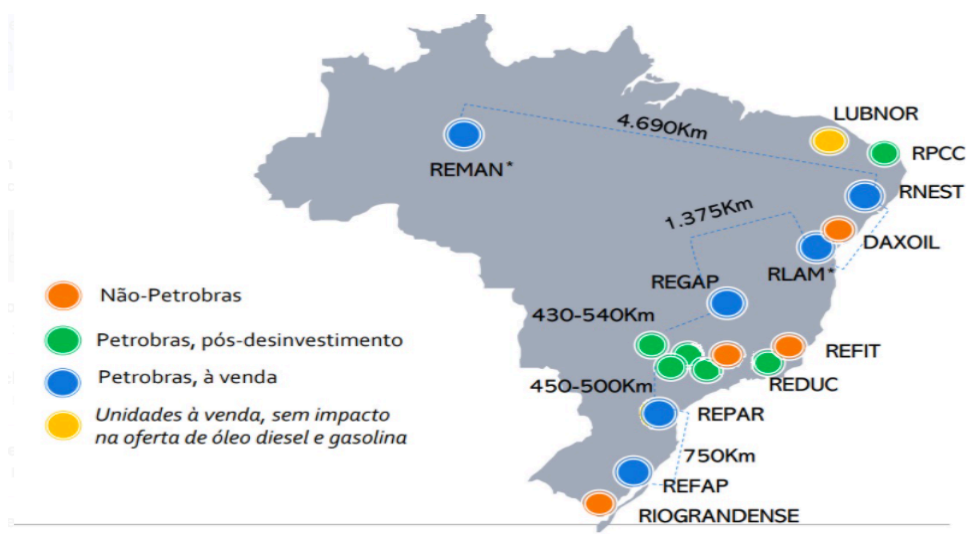
¹⁰ Em outubro de 2016, a Petrobras adotou o preço de paridade de importação (PPI), no qual os reajustes dos derivados seguiam as cotações internacionais – a empresa não chegou a especificar quais seriam os produtos –, ponderadas pela taxa de câmbio e os custos de transporte. Tais reajustes seriam realizados de forma frequente, inclusive diariamente, como forma de evitar uma possível defasagem com os preços do barril do petróleo. Associadas a essas mudanças, a Petrobras ainda reduziu o fator de utilização das suas refinarias e abriu espaço para atuação de importadores. Com efeito, nos dois anos seguintes, os importadores elevaram sua participação no abastecimento do mercado de derivados brasileiro e os preços dos derivados de petróleo passaram a ter uma grande volatilidade com uma tendência de alta em função do aumento do valor do petróleo e de seus subprodutos. Durante o ápice da pandemia, os preços caíram acompanhando a tendência do barril do petróleo, mas voltaram a crescer em 2021 reforçados também pela desvalorização cambial.

geograficamente. Isso se deve a forma como foi sendo montada a estrutura integrada do refino brasileiro. Esse processo de montagem obedeceu a alguns critérios importantes, para além da busca de autossuficiência do abastecimento interno. Primeiro, buscou atender a demanda do desenvolvimento industrial e da frota automobilística que vinha se expandindo em larga escala. Dessa forma, as refinarias foram estruturadas visando atender principalmente a demanda por gasolina. Segundo, as refinarias foram projetadas para refinar petróleo leve importado do Oriente Médio. Terceiro, a Petrobras construiu um parque de refino nacionalmente integrado, com grandes refinarias em vez de micro refinarias, no qual cada uma delas foi montada para abastecer o seu entorno, segundo um determinado perfil de consumo (Mortari, 2019; Silvério, 2018; Mendes *et al.*, 2018).

Dessa forma, naquelas regiões nas quais havia mais de uma refinaria, como no Rio Grande do Sul e Bahia, esse processo se deu muito mais pela realização do investimento privado nas décadas anteriores do que pela articulação estatal. A exceção foi o estado de São Paulo, porque era a região onde estava concentrada a expansão da indústria brasileira naquele período.

Nesse sentido, o parque de refino nacional está arquitetado de forma a atender determinados mercados com grandes refinarias bem distribuídas regionalmente, como mostra a Figura 3.

Figura 3 – Dispersão do parque de refino do Brasil por proprietário (jan.2021)



Fonte: Modificado de Thomé *et al.* (2020). Elaboração: Ineep.

Nota: * A Petrobras efetuou a venda da RLAM (atual Acelen), da Reman (atual REAM) e da SIX (atual Paraná Xisto2). Tais refinarias já estão sob o controle dos novos proprietários (Mubadala no caso da RLAM, Atem no caso da REAM e Forbes & Manhattan no caso da Paraná Xisto2).

Com exceção do eixo sul-sudeste, onde há uma maior concentração de refinarias, as demais regiões são atendidas por refinarias específicas. Na região Norte, por exemplo, a maior parte da demanda é atendida pela REAM, principalmente o Amazonas, além do Amapá, Pará, Roraima, Acre e Rondônia. Alguns estados do Norte – como Tocantins, Acre e Rondônia – também são supridos pela Refinaria de Paulínia (REPLAN). O consumo do Centro-Oeste é atendido parcialmente pela REPLAN, sendo complementado pela Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR) e pela Refinaria Henrique Lage (REVAP). Já o Nordeste é abastecido pelas refinarias dessa região, com apoio, em pequena escala, da Refinaria Gabriel Passos (REGAP) e da Refinaria Duque de Caxias (REDUC) (Petrobras, 2021).

Em linhas gerais, a construção do refino no Brasil foi feita basicamente por um ator de forma integrada nacionalmente, ou seja, as refinarias têm uma atuação complementar e não competitiva.

No que diz respeito à complexidade produtiva do parque de refino brasileiro em 2022, as refinarias que apresentam as maiores complexidades são a REDUC, a RNEST e a RPBC com índice de complexidade Nelson (ICN), respectivamente, de 15, 10,7 e 10,2. Esses valores estão acima da média do indicador, que varia entre 1 e 20. Quanto maior o indicador de complexidade maior será a capacidade da refinaria em produzir derivados mais valiosos em relação a um barril de petróleo. Ou seja, o indicador é uma medida relativa ao custo de construção de uma refinaria e sua capacidade de refinar derivados mais caros (menor volume de fundo de barril).

A maior parte das refinarias do parque de refino brasileiro tem um ICN entre 6 e 8 (sete refinarias), apresentando assim uma complexidade médio-baixa. Há ainda cinco refinarias com indicador de complexidade abaixo de 4. Essas refinarias com menor complexidade também são as com menor capacidade. Em linhas gerais, o parque de refino brasileiro apresenta complexidade baixa na comparação com outros países com parques de refino relevantes.

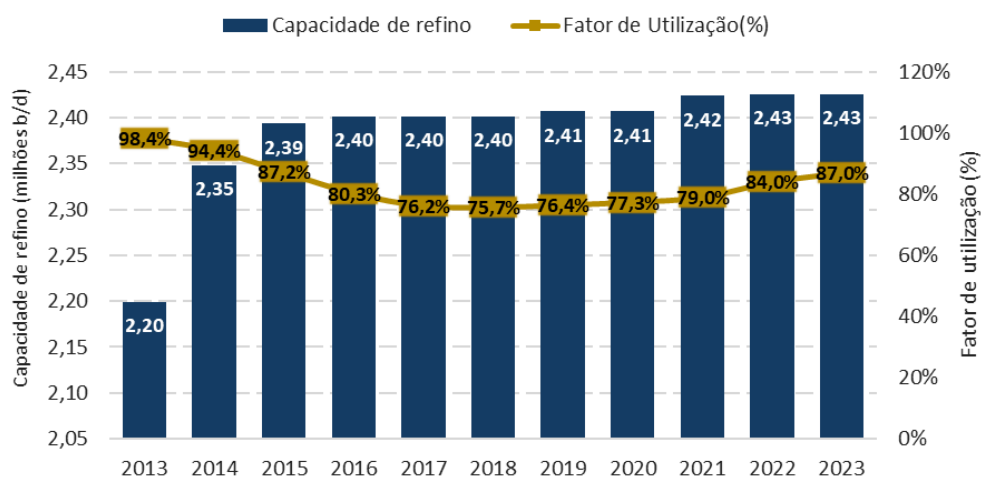
2.2 - Capacidade produtiva, carga processada, nível de utilização, produção e importação de derivados

De acordo com o anuário estatístico de 2024 divulgado pela ANP, a capacidade nominal do parque de refino brasileiro, no fim de 2023, foi de 2,43 milhões de barris por dia. Desde 2016, não ocorreu nenhum aumento significativo da capacidade nominal do parque nacional em virtude da forte redução dos investimentos da Petrobras no refino, fruto da estratégia da empresa em concentrar suas atividades na produção e exploração de petróleo no pré-sal.

A última elevação significativa da capacidade nominal ocorreu entre 2013 e 2014 (de 2,20 milhões de barris por dia para 2,35 milhões de barris por dia), crescimento de quase 7%, em decorrência do aumento do investimento no refino da Petrobras (Gráfico 1).

Entre 2013 e 2014, ocorreu aumento da capacidade nominal e, ao mesmo tempo, o fator de utilização do parque de refino nacional – proporção entre a quantidade de petróleo processado (carga fresca) e a capacidade de refino – manteve-se em patamares elevados (94,4% em 2014), ainda que tenha registrado uma queda. Isso somente foi possível com o aumento da produção de derivados (Gráficos 1).

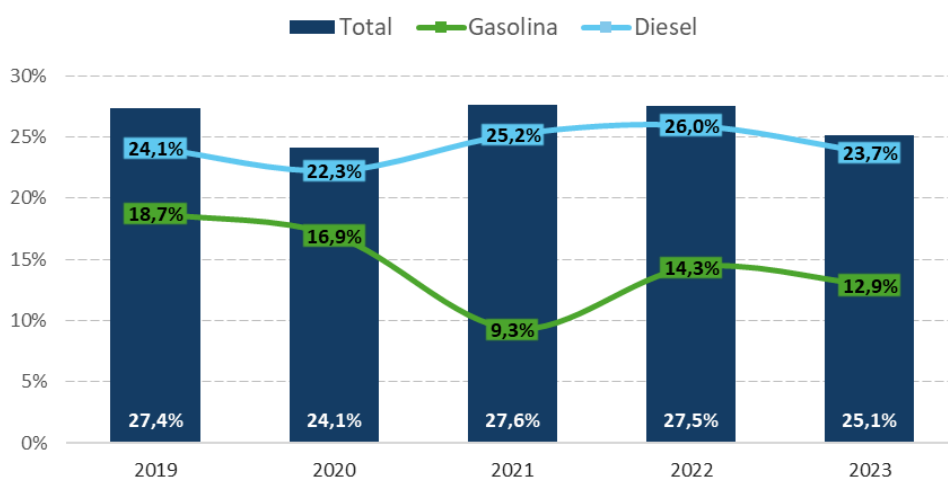
Gráfico 1 – Capacidade total de refino (milhões b/d) e fator de utilização (%) no Brasil, 2013 a 2023



Fonte: elaboração própria com base nos dados da ANP.

O gráfico 2 abaixo destaca a proporção das importações do total de derivados, do diesel e da gasolina, em relação aos seus consumos aparentes. Entre 2019 e 2020, é possível observar uma queda da proporção das importações de derivados totais de 27,4% para 24,1%. Esse movimento de queda nas importações pode estar atrelado ao início da pandemia da Covid 19 no país no primeiro trimestre de 2020. No ano seguinte, observa-se que a proporção das importações de derivados totais se recuperou, atingindo 27,6%. Entretanto, de 2020 para 2021, a proporção das importações de gasolina em relação ao consumo aparente apresentou uma queda significativa de 16,9% para 9,3%, ainda em função da recessão econômica gerada pela Covid-19 (Gráfico 2).

Gráfico 2 – Proporção das importações de derivados em relação ao consumo aparente: total, diesel e gasolina (%)



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ANP.

A tabela abaixo destaca a produção de derivados (em barris) no Brasil, no período entre 2021 e fevereiro de 2024 (Tabela 2). Pode-se observar que, nesse período, a produção de derivados se expandiu, exceto para o óleo combustível e a nafta, que apresentaram uma pequena redução no ano de 2022 para 2023. Esse aumento de produção dos derivados se deve, em grande parte, à retomada das atividades econômicas no período pós Covid-19.

Tabela 2 – Produção de derivados (barris) no Brasil, 2021 a 2024

	2021	2022	2023	2024*
Diesel	269.537.103	286.371.473	295.098.651	48.206.889
Gasolina	159.779.191	165.694.352	176.787.029	29.521.145
Óleo combustível	106.630.092	115.515.461	114.687.728	18.941.550
Nafta	29.078.092	36.538.050	35.019.343	5.032.892
GLP	45.463.718	48.353.995	51.102.856	7.966.010
QAV	25.625.337	30.532.516	33.757.917	6.406.107
Outros	61.317.995	64.989.377	66.385.504	10.890.137
Total de derivados	697.431.527	747.995.224	772.839.028	126.964.730

Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP. *O ano de 2024 considera os meses de janeiro e fevereiro. (dados disponíveis até o momento de elaboração deste relatório).

Dessa produção total de derivados, nos dois primeiros meses de 2024, a maior parte foi realizada nas refinarias, que produziu pouco mais de 98% do total, sendo que as centrais petroquímicas forneceram o restante da produção, cerca de 2%. No primeiro bimestre de 2024, as refinarias foram responsáveis por 97,5% do GLP produzido no país, enquanto as centrais petroquímicas produziram o restante. É importante destacar que o valor de produção atribuído às refinarias considera a produção das unidades de processamento de gás natural (UPGNs) (Tabela 3).

Tabela 3 – Produção de derivados (barris) por tipo de produtor, 2021 a 2024

	2021	2022	2023	2024 ¹
Gasolina (m ³)	168.804.131	174.102.075	184.720.006	30.938.835
Refinarias	159.779.191	165.694.352	176.787.029	29.521.145
Centrais Petroquímicas	9.024.940	8.407.723	7.932.977	1.417.690
GLP (m ³)	46.782.069	49.581.078	52.315.657	8.173.523
Refinarias ²	45.463.718	48.353.995	51.102.856	7.966.010

[Voltar ao Sumário](#)

Centrais Petroquímicas	1.318.351	1.227.083	1.212.801	207.513
Total de derivados	485.123.304	510.054.626	532.134.315	87.319.247
Refinarias	474.780.013	500.419.820	522.988.537	85.694.044
Centrais Petroquímicas	10.343.291	9.634.806	9.145.778	1.625.203

Fonte: elaboração própria a partir dos dados da ANP¹. O ano de 2024 se refere aos meses de janeiro e fevereiro (dados disponíveis até o momento de elaboração deste relatório)².

Cabe observar que, entre 2021 e 2023, ocorreu uma redução na produção de GLP nas centrais petroquímicas, enquanto nas refinarias foi registrado um aumento da produção no mesmo período. Isso pode ser explicado pela expectativa de ampliação da capacidade produtiva da UPGNs, como mostraremos mais à frente na subseção *Perspectivas futuras do mercado de derivados: balanço 2022-2031*. Em 2023, no que diz respeito à produção de gasolina, as centrais petroquímicas representaram 5% do total, enquanto as refinarias foram responsáveis por 95% do volume total produzido. No mesmo ano, em relação à produção total de derivados, as refinarias processaram 522.988 mil m³ de petróleo, um volume maior que nos dois anos anteriores (Tabela 3).

A questão que se coloca é que o parque de refino já chegou a 83% do fator de utilização no final de 2022. Isso significa que, dada a capacidade do refino atual, mesmo aumentando o fator de utilização próximo do máximo, não há como suprir toda a demanda nacional de derivados, sobretudo de diesel. Portanto, há necessidade de importação de derivados, mesmo com o atual aumento da produção. Vale destacar que, entre 2022 e 2023, as importações totais de derivados registraram queda. Esse movimento pode ser explicado pelo aumento na produção interna de derivados, observado na tabela 3. O mesmo movimento aconteceu para a importação de diesel, gasolina, óleo combustível, nafta, GLP e QAV. Dos derivados, somente a categoria ‘outros’ registrou um aumento no ano de 2022 para 2023 (Tabela 4).

Tabela 4 - Importação de derivados (barris), 2021 a 2024

	2021	2022	2023	2024*
Diesel	90.803.808	100.208.330	91.176.510	11.971.904

Gasolina	15.221.112	27.162.120	24.854.766	3.597.531
Óleo combustível	3.911.165	1.327.162	470.408	-
Nafta	50.264.738	42.592.885	33.054.867	5.420.652
GLP	25.267.025	22.068.836	18.190.717	2.993.588
QAV	2.351.412	8.141.123	6.240.278	1.005.470
Outros	38.828.950	37.083.795	41.736.586	7.790.545
Total de derivados	226.648.211	238.584.251	215.724.132	32.779.690

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ANP. *O ano de 2024 considera os meses de janeiro e fevereiro (dados disponíveis até o momento de elaboração deste relatório).

Em 2023, a produção total de derivados atendeu aos seguintes percentuais de consumo interno: 90% do consumo total; 77%, de diesel; 92%, de gasolina; 54%, de nafta; e 74%, de GLP. Ou seja, o saldo líquido do total desses derivados foi negativo: -10% para o total de derivados, -23% para o diesel, -8% para a gasolina, -46% para a Nafta e -26% para o GLP, implicando em importações para suprir essa demanda nacional. No caso do óleo combustível e do QAV a produção nacional superou o consumo interno em 2023 (448% e 136%, respectivamente) (Tabela 5).

Entre 2015 e 2023, chama a atenção o aumento do consumo aparente do diesel em relação à sua produção, provocando uma redução da relação produção/consumo aparente de 88% para 77%; e o aumento da produção do óleo combustível em relação ao seu consumo aparente, implicando na elevação da relação produção/consumo aparente de 142% para 448%, aumentando ainda mais a autossuficiência desse derivado (Tabela 5).

Tabela 5 – Relação produção/consumo aparente: anos selecionados (%)

	2015	2019	2020	2021	2022	2023
Diesel	88%	76%	78%	75%	74%	77%
Gasolina	94%	93%	93%	98%	87%	92%

Óleo combustível	142%	260%	390%	291%	493%	448%
Nafta	40%	37%	62%	38%	48%	54%
GLP	80%	67%	67%	64%	69%	74%
QAV	81%	119%	125%	121%	110%	136%
Outros	151%	78%	81%	67%	69%	69%
Total de derivados	91%	84%	92%	85%	86%	90%

Fonte: ANP.

Entre 2019 e 2022, pelo lado do consumo final energético de derivados de petróleo, verificou-se um pequeno aumento de 0,8%, passando de 176,3 10³ tonelada equivalente de petróleo (10³ tep.) para 189,5 10³ tep. Em 2022, os setores de transporte, industrial e residencial foram responsáveis, respectivamente, por 32,7%, 4,5% e 3,1% do consumo final energético dos derivados de petróleo (Tabela 6). O consumo do setor industrial foi suprido, em grande parte, por óleo diesel, óleo combustível e GLP. O consumo residencial foi suprido, em sua maior parte, pelo GLP.

Tabela 6 - Consumo energético final dos derivados de petróleo por setor: 2019 e 2022

Setor	Volume (10 ⁶ tep)		Proporção (%)	
	2019	2022	2019	2022
Consumo Final Energético	176,3	189,5	90,3%	91,1%
Consumo Final Energético	88,1	94,8	45,2%	45,6%
Setor Energético	3,8	3,8	1,9%	1,8%
Residencial	6,5	6,4	3,3%	3,1%
Comercial	0,4	0,5	0,2%	0,2%
Público	0,3	0,3	0,1%	0,1%
Agropecuário	6,2	6,5	3,2%	3,1%
Transportes	61,2	68,0	31,4%	32,7%
Industrial	9,8	9,3	5,0%	4,5%
Consumo Não-Identificado	0,0	0,0	0,0%	0,0%
Consumo na Transformação	5,6	4,3	2,9%	2,1%
Consumo na Transformação	2,8	2,1	1,4%	1,0%

Centrais Elet. Serv. Público	1,4	0,8	0,7%	0,4%
Centrais Elet. Autoprodutoras	1,4	1,3	0,7%	0,6%
Consumo Final Não-Energético	13,2	14,2	6,8%	6,8%

Fonte: BEN 2023 /EPE.

2.3 - Perspectivas futuras do mercado de derivados: balanço 2022-2032

Segundo as projeções do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 (PDE 2032), elaborado pela EPE (Empresa de Planejamento Energético), entre 2022 e 2032, o consumo de derivados deverá crescer 1,1% ao ano. Considerando os investimentos previstos na área de Refino, estima-se que a ampliação da capacidade brasileira de produção de derivados não seja suficiente para acompanhar o crescimento do consumo. Dessa forma, a demanda futura ampliada precisaria ser suprida pelo aumento do fator de utilização das refinarias e, sobretudo, das importações. O PDE 2032 estimou que a capacidade nominal do refino brasileiro será de 2,43 milhões de barris por dia no final de 2032, enquanto no ano de 2022, a capacidade de refino registrada foi de 2,27 milhões de barris por dia (PDE 2032, 2023).

As projeções do PDE 2032 apontam um aumento do déficit no balanço total de derivados¹¹ de 41 mil m³/dia em 2022 para 59 mil m³/dia em 2032. Os principais contribuintes para o déficit em 2032 serão: óleo diesel (-52 mil m³/dia), nafta (-7 mil m³/dia) e coque de petróleo (-7 mil m³/dia) . Por outro lado, o derivado com o maior superávit no ano de 2032 será o óleo combustível (17 mil m³/dia).

Chama atenção a reversão do déficit no balanço do GLP a partir de 2028 na projeção do PDE 2032. Segundo esse estudo, estima-se uma expansão de aproximadamente 55% na produção nacional de GLP entre 2021 e 2032. Esse crescimento será impulsionado, sobretudo, pelo aumento da capacidade produtiva do processamento de gás natural (UPGNs) com a entrada em operação da UPGN do Polo GasLub, em Itaboraí (RJ), e o desenvolvimento da produção de gás natural na

¹¹ Cifra correspondente ao saldo líquido: exportações - importações.

Bacia de Sergipe-Alagoas na segunda metade desta década. No que diz respeito à produção de GLP nas refinarias e centrais petroquímicas, não deverá ocorrer mudanças na produção em virtude da ausência de expansão da capacidade de refino, conforme destacado anteriormente.

Em linhas gerais, as perspectivas futuras para o mercado de derivados apontam para o aumento do déficit do balanço de derivados, sobretudo, do óleo diesel. O aumento estimado desses volumes de importação de derivados evidenciam que é necessário ampliar os investimentos em novas plantas de refino de petróleo, buscando aumentar a capacidade nominal do parque de refino brasileiro em pelo menos 600 mil barris por dia, correspondente à construção de pelo menos duas refinarias.

2.4 - Distribuição e revenda de derivados

2.4.1 - Distribuição de Derivados

A distribuição de derivados em geral conta com poucas empresas e é relativamente concentrada. No caso dos derivados automotivos, gasolina e diesel, três empresas – Vibra (ex-BR), Ipiranga e Raízen (detentora da marca Shell) – dominam grande parte do mercado. Com base no anuário estatístico da ANP de 2023, em relação à gasolina, em 2022, as três empresas responderam por 60% da distribuição do combustível, enquanto no diesel a participação somada foi de 67%.

A maior distribuidora do mercado, a BR Distribuidora (atual Vibra), responsável por um quarto do mercado de combustíveis, teve seu processo de privatização concluído em 2021. A empresa, anteriormente uma subsidiária da Petrobras, teve 100% de suas ações controladas pela estatal até 2017, quando foi executada a venda de quase 29% de suas ações. Em 2019, houve a privatização de fato, ficando a Petrobras com a participação de apenas 37,5% do capital social da BR, perdendo, portanto, o controle acionário majoritário sobre a companhia. Em julho de 2021, a estatal vendeu o restante de suas ações.

Mesmo antes da conclusão da privatização, diante da preparação da companhia para a venda, a BR Distribuidora já havia mudado de estratégia, saindo de

alguns mercados menos lucrativos, o que implicou na perda de participação no mercado de derivados. Em 2015, ela sozinha detinha 37% do mercado de diesel e 29% de gasolina.

Entre outras razões, a importância da BR estatal se dava também pelo seu funcionamento como uma espécie de balizador do mercado, propiciada por seu poder de mercado. A companhia funcionava como um ator de referência, marcando preço e garantindo assim, sem prejudicar sua receita própria, que os outros *players* privados sustentassem uma dinâmica de preços mais baixos.

Com a conclusão da privatização, o mercado da distribuição tornou-se um grande oligopólio de empresas privadas, dominado por três grandes marcas. Ao contrário dos argumentos postos para a privatização, não houve ampliação da concorrência. O que ocorreu foi que a BR deixou de ser um agente balizador no estabelecimento dos preços, o que fragilizou o mercado no sentido de possibilitar um aumento generalizado dos preços, diante da perda da capacidade de atuação do Estado neste mercado.

O mercado de distribuição do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) também é bastante concentrado, com atuação, em 2022, de 16 empresas, sendo que as quatro maiores – Copa Energia, Ultragas, Supergasbras e Nacional Gás – dominaram 88% das vendas nacionais, de acordo com o anuário estatístico de 2023 divulgado pela ANP.

Assim como no caso da distribuição de derivados automotivos, houve também, nos últimos anos, um processo de privatização no mercado do GLP. A Liquigás, antes subsidiária da Petrobras, teve seu processo de venda concluído em dezembro de 2020. A distribuidora, detentora de 21% do mercado em 2020, foi adquirida por duas outras empresas de grande atuação no mercado: a Copagaz (a partir de um aporte da Itausa, empresa de investimentos de acionistas do banco Itaú), que tinha participação de quase 9% no mercado em 2020, e a Nacional Gás, com 18% de presença. A primeira ficou como controladora da nova empresa a ser criada e a segunda como acionista minoritária. Apesar de aparecer como argumento, a transferência patrimonial das empresas de distribuição não deve resultar numa

desconcentração de mercado, pelo contrário. Sobre os impactos da transação, Nozaki (2020) avalia que:

A consolidação de um oligopólio exclusivamente privado no setor não interfere sobre o aumento crescente da participação da revenda no preço do gás ao longo dos últimos anos, de modo que a medida não diminuirá o preço ao consumidor final. A decisão impõe ainda a preocupação com outros aspectos, como os riscos de abastecimento em mercados mais distantes e relativamente isolados. Diferentemente de outros países, onde o GLP é utilizado em diversos segmentos e por isso a logística é muito diversificada, no Brasil a distribuição é realizada basicamente por uma malha rodoviária insuficiente. Dessa forma, no caso brasileiro, municípios mais distantes e que dispõem de menos alternativas para a chegada do GLP podem sofrer com a saída da Liquigás, principalmente pela elevação de preços em locais com menos infraestrutura logística. A regulação, inclusive, precisará ser reforçada para que outros impactos negativos não ocorram (Nozaki, 2020).

Em relação aos outros derivados principais – óleo combustível, QAV, querosene iluminante e gasolina de aviação – o mercado de distribuição também é bastante concentrado. De acordo com os dados do anuário estatístico de 2023 da ANP, em 2022, no caso do óleo combustível, atuavam 11 empresas, sendo que a Vibra deteve pouco mais de 84% do mercado. Também para o QAV, a Vibra dominou o mercado de seis empresas, com 68% de participação. No mercado de querosene iluminante atuaram, nesse mesmo ano, cinco empresas, com predominância da Vibra (74%), novamente, e da Raízen (19%). Já a distribuição de gasolina de aviação, contou com seis companhias, dominada pela Raízen (37%) e pela Vibra (32%).

2.4.2 - Revenda de Derivados

No mercado de revenda de combustíveis automotivos, segundo o anuário estatístico da ANP de 2023, existiam 43.266 postos revendedores no Brasil em 2022. Dentre esses, 16% são postos com a bandeira Vibra, 13% com a bandeira Ipiranga e 10% com a bandeira Raízen, enquanto 47% correspondem aos chamados postos de bandeira branca, que podem ser abastecidos por qualquer distribuidora.

Esse segmento é caracterizado pela intensa presença de concentrações regionais e de cartéis locais cuja ação facilita a manutenção do viés de alta dos preços e amortece a redução nos momentos em que ela poderia ocorrer. Em um cenário de reajustes que obedecem às flutuações das cotações internacionais do barril de petróleo, observa-se, por um lado, uma certa resistência em reduzir os preços no

varejo nos momentos de baixa e, por outro, um repasse mais rápido nos momentos de alta.

3 - Elementos estratégicos do abastecimento: transformação na estratégia da Petrobras

3.1 - Política de precificação de derivados via PPI

O ciclo de preços do petróleo e seu impacto sobre o valor de derivados em geral, e de combustíveis em particular, é um tema clássico da economia política dos hidrocarbonetos. Nos últimos seis anos, essa discussão tem sido trazida à baila no Brasil em razão dos impactos econômicos e políticos das oscilações de preço da gasolina e do diesel para a sociedade, assim como para a Petrobras e os demais atores envolvidos no mercado de derivados de petróleo.

Desde outubro de 2016, até maio de 2023, a Petrobras adotou uma nova política de preços – o PPI, preço de paridade de importação – tomando como premissa a instituição da paridade com a cotação do barril do petróleo no mercado internacional no curto prazo, os custos logísticos relacionados ao transporte dos derivados, as taxas portuárias e uma margem de remuneração dos riscos da operação. Diferente do período anterior, a Petrobras passou a focar exclusivamente na sua rentabilidade e impor um aumento célere de preços que tem onerado os consumidores.

Há um conjunto de fatores que concorrem para a elevação do preço dos combustíveis no país, merecem destaque: (i) a política de reajuste frequente dos preços e o aumento das importações; (ii) a estrutura de custos do refino; (iii) a tributação incidente sobre os derivados de petróleo e (iv); a dinâmica de composição de lucros na distribuição e na revenda.

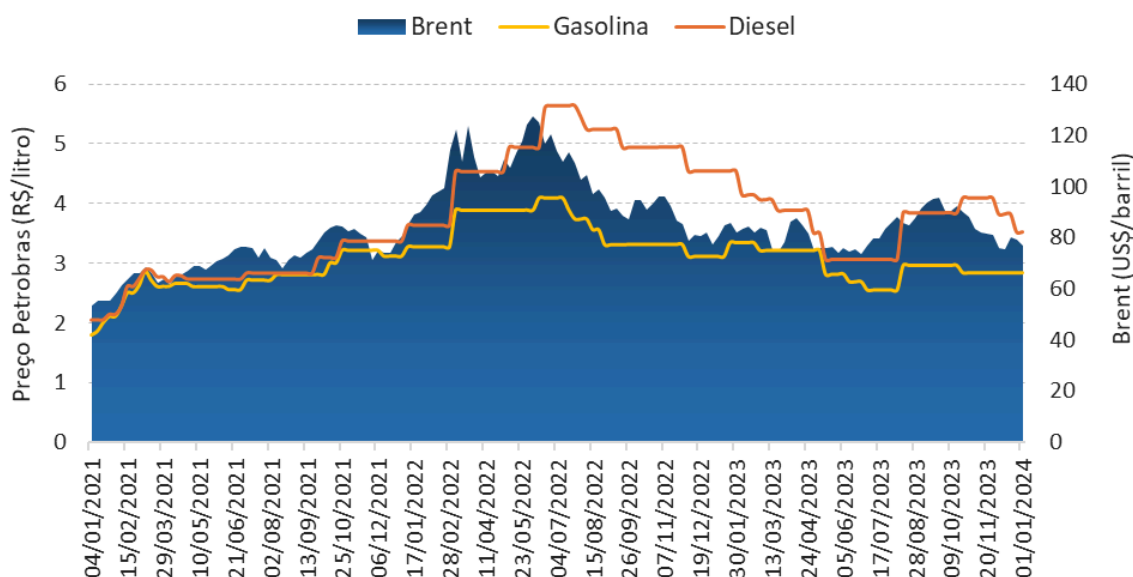
Os preços dos derivados vendidos pela Petrobras, tendo em vista que são suas refinarias que abastecem boa parte mercado interno de combustíveis, e as importações, que têm um peso crescente no atendimento da demanda, influenciam a trajetória do valor dos derivados antes de estes chegarem nos distribuidores. A

dinâmica de mercado do varejo e a tributação, por sua vez, também afetam o preço diretamente na bomba dos postos de gasolina.

Como se vê, vários são os elementos que podem interferir na trajetória dos preços dos derivados, tendo em vista a sua composição. E, diante disso, cabe avaliar quais foram os elementos que exerceram maior pressão na trajetória de aumento significativo dos preços nos últimos dois anos.

O gráfico 8 traz os dados da evolução dos preços médios semanais do Brent (em reais) e da gasolina e do diesel praticados nas refinarias da Petrobras de 2021 a 2023.

Gráfico 8 - Evolução do Preço Médio Semanal do Diesel, Gasolina nas Refinarias da Petrobras e Brent (em R\$) - 2021-2023



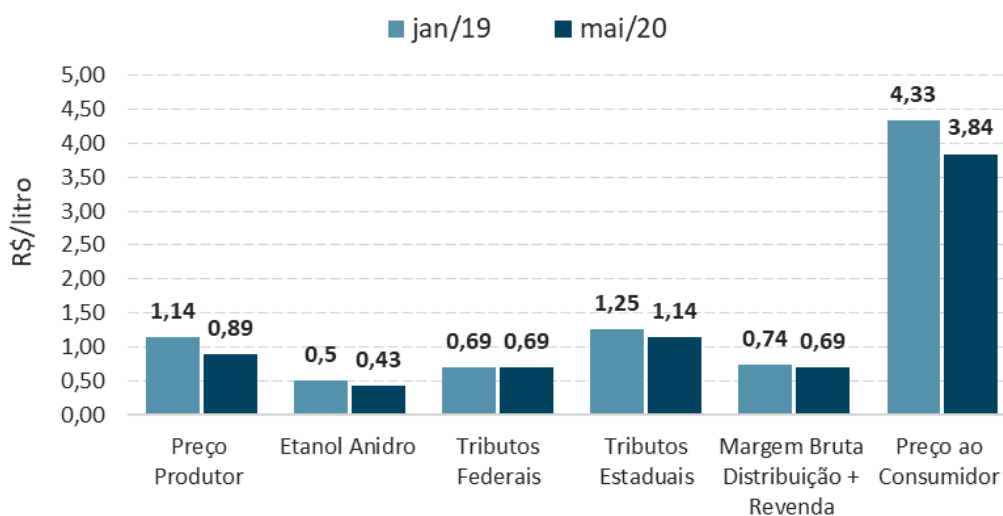
Fonte: Petrobras, EIA. Elaboração: Ineep. Data referente ao início da semana.

Até junho de 2023, os preços praticados pela Petrobras, em função da política de preços de paridade de importação (PPI) adotada pela companhia desde 2016, acompanharam o movimento de preços do mercado internacional. Algumas nuances de variações na trajetória dos dois produtos ocorrem em função de trajetórias específicas destes derivados no mercado internacional.

Esta escolha de política de preços fez com que o país se tornasse refém da volatilidade de preços típica do mercado internacional de petróleo, internalizando assim estes movimentos externos. Faria sentido a aplicação deste tipo de política em um contexto de dependência de importações de petróleo e derivados. Este não é o caso do Brasil, que, desde a descoberta do pré-sal passou a ser autossuficiente em petróleo, enquadrando-se entre os dez maiores produtores do mundo. Além disso, o país conta, como demonstrado, com um significativo parque de refino, que consegue atender em grande medida a demanda interna por derivados.

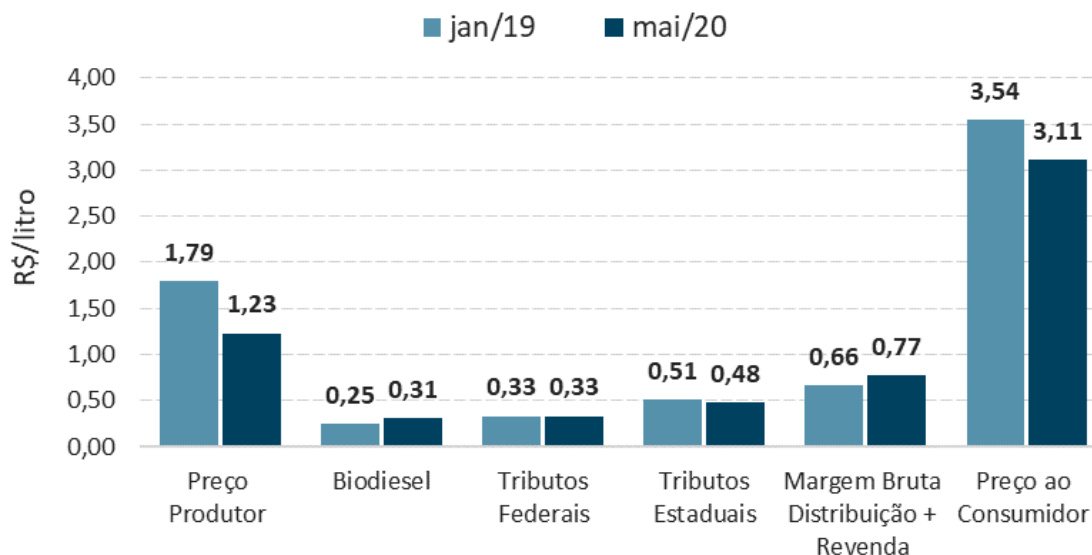
Ao se analisar a trajetória dos preços médios dos derivados entre janeiro de 2019 e maio de 2020, observa-se que houve uma queda significativa dos preços ao consumidor: de -11% na gasolina e de -12% no diesel. Tal queda foi consequência da redução dos preços de alguns dos elementos que o compõem. No caso da gasolina, o primeiro deles foi o preço do produtor que reduziu em -22%. Além deste, o custo do etanol anidro também caiu em -14%, além das margens da distribuição e da revenda, em -7%. Os tributos federais não sofreram alteração por serem um valor fixo por litro, enquanto o ICMS estadual, por ser um percentual sobre o preço de referência, também sofreu redução de -9%. Para o diesel, a queda no preço do produtor foi ainda mais relevante, de -31%. Além desta, houve redução também no ICMS. Os outros elementos, custo do biodiesel e as margens da distribuição e da revenda sofreram aumento, de 24% e 17%, respectivamente.

Gráfico 9 - Evolução dos Componentes do Preço da Gasolina – Jan. 2019 – Mai. 2020



Fonte: ANP. Elaboração: Inep.

Gráfico 10 - Evolução dos Componentes do Preço do Diesel – Jan. 2019 – Mai. 2020



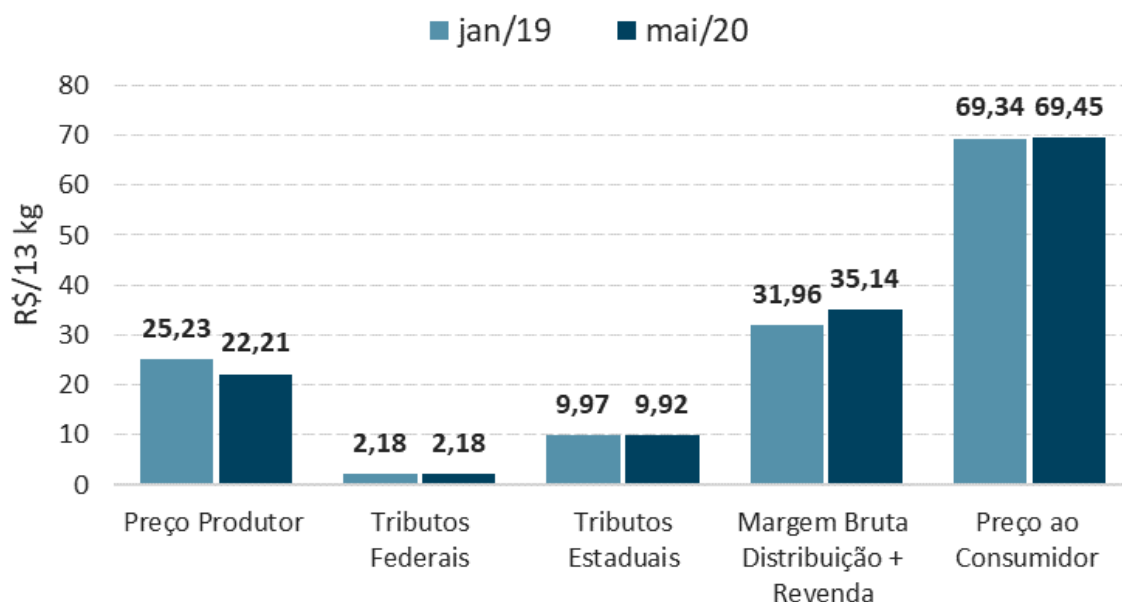
Fonte: ANP. Elaboração: Inep.

O período selecionado é relevante pois marca o movimento de redução dos preços internacionais do barril de petróleo com a ampliação dos casos de covid-19 no mundo e o agravamento da pandemia, que implicou em redução drástica da

mobilidade e queda expressiva da demanda por petróleo e combustíveis. Como a política de preços da Petrobras acompanha as oscilações do mercado internacional, este movimento de queda de preços externos foi acompanhado da redução interna.

O mesmo movimento ocorreu nos preços do produtor do GLP, porém não implicou em redução nos preços finais, pois apesar da queda no produtor em -12% e no imposto estadual em -1%, as margens da distribuição e da revenda acabaram por incorporar esta redução, ampliando-se em 10%.

Gráfico 10 - Evolução dos Componentes do Preço do GLP – Jan. 2019 – Mai. 2020



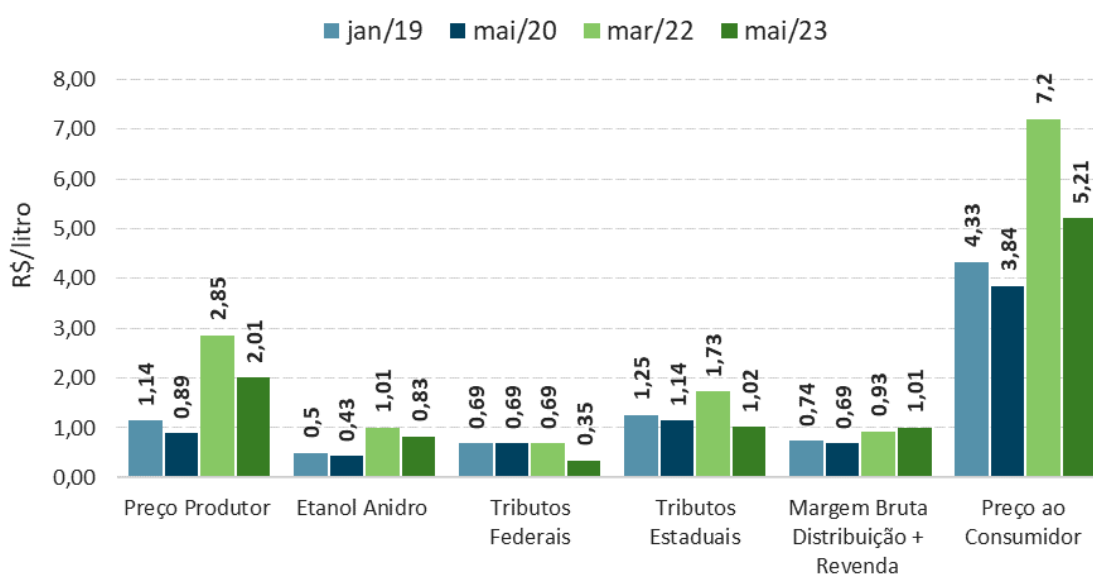
Fonte: ANP. Elaboração: Inep.

Um segundo período a ser analisado é de maio de 2020, momento em que os preços do produtor estiveram em menor patamar desde janeiro de 2019, a fevereiro de 2022, último dado disponível na ANP e, também, período que marcou o início das discussões de medidas a serem implementadas pelo governo federal na tentativa de reduzir os preços dos derivados.

Em sentido oposto do que foi visto no período anterior, este novo intervalo é marcado por um aumento expressivo dos preços finais, puxados, principalmente, pelo aumento dos preços do produtor. No caso da gasolina, observou-se um aumento de 173% no preço do produtor, de 105% nos custos do etanol anidro, de 52% no

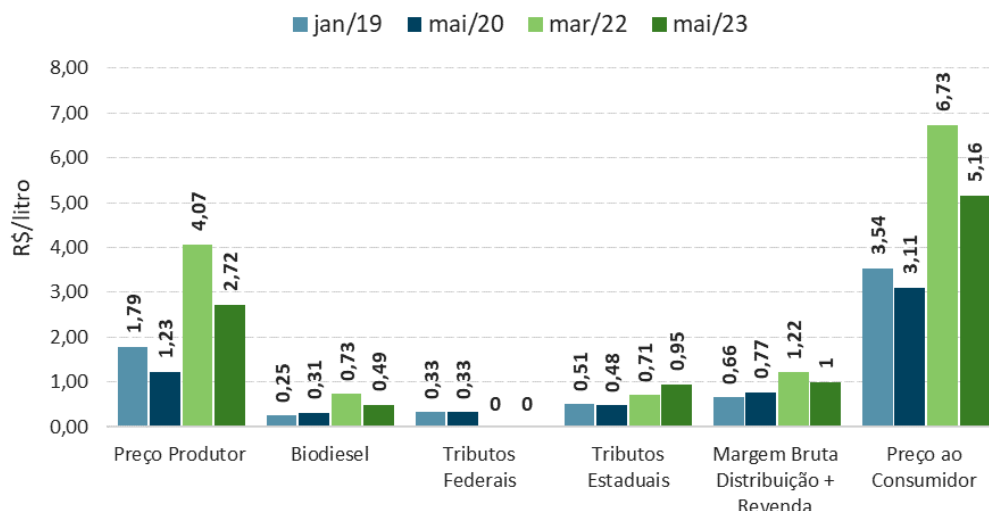
ICMS e de 20% nas margens da distribuição e da revenda. Tal movimento implicou no aumento do preço final em 71%, atingindo R\$6,56. Para o diesel, a trajetória dos preços foi parecida, com exceção das margens que sofreram redução em -10%. O preço do produtor aumentou 166%, o custo do biodiesel, 110% e os tributos estaduais aumentaram em 48%, o que significou em um aumento do preço final de 82%, alcançando R\$5,65.

Gráfico 11 - Evolução dos Componentes do Preço da Gasolina – Jan. 2019 – Mai. 2023



Fonte: ANP. Elaboração: Ineep.

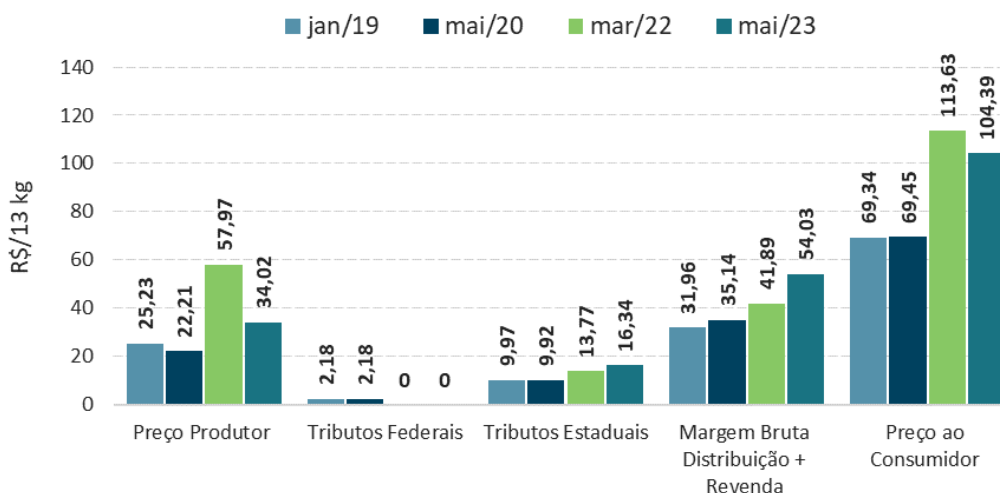
Gráfico 12 - Evolução dos Componentes do Preço do Diesel – Jan. 2019 – Mai. 2023



Fonte: ANP. Elaboração: Ineep.

No mesmo sentido, os preços do produtor do GLP aumentaram em 130%, e os tributos estaduais em 39%. As margens da distribuição e revenda cresceram 7% e, diferente dos outros derivados, os tributos federais incidentes sobre o GLP foram zerados o que resultou numa redução de R\$2,18 por botijão de 13kg. O preço final do botijão chegou a R\$102,36.

Gráfico 13 - Evolução dos Componentes do GLP – Jan.2019 – Mai. 2023



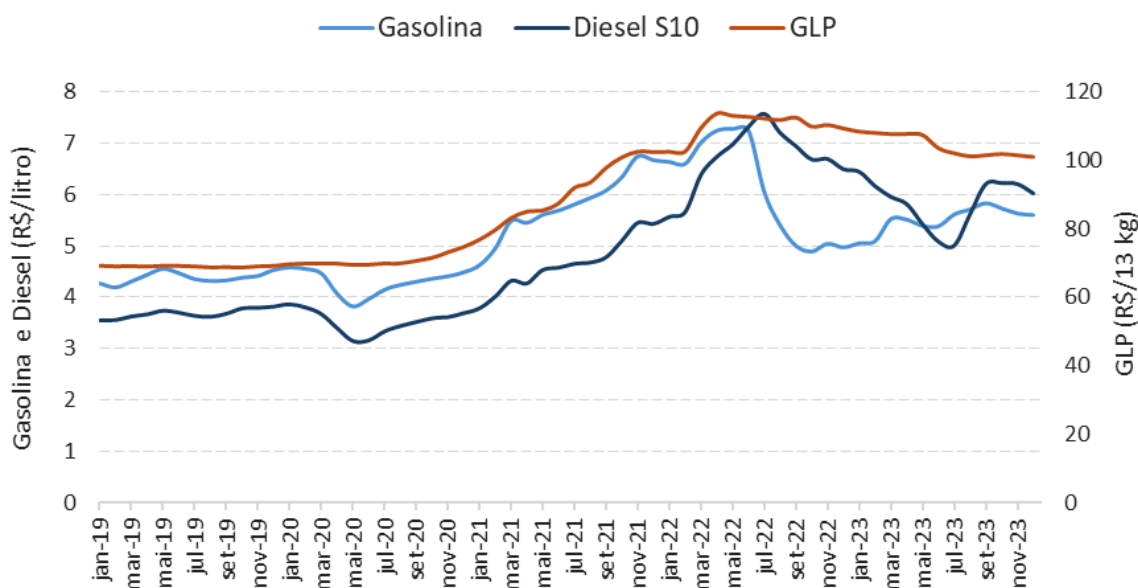
Fonte: ANP. Elaboração: Ineep.

Em ambos os períodos analisados, seja de redução ou de aumento dos preços, o papel do produtor (externo e interno) foi preponderante para explicar os

movimentos mais acentuados dos preços da gasolina e do diesel. A manutenção do PPI tem gerado impactos significativos nos preços internos dos derivados, ocasionando, inclusive, um processo inflacionário mais geral, seja de forma direta – pelo aumento dos preços dos derivados – seja indireta, pelo aumento dos custos do transporte e, com isso, de outros produtos.

Ao longo do ano de 2022, com o cenário internacional turbulento, com preços do petróleo em disparada – aprofundado pela invasão da Rússia à Ucrânia –, os preços internos continuaram a subir de forma significativa, chegando a R\$ 7,57 para o diesel e R\$ 6,05 para a gasolina e R\$ 112,07 o botijão de GLP na média de julho de 2022.

Gráfico 13 - Evolução do Preço Médio Mensal do Diesel S10, Gasolina e GLP (em R\$) - 2019-2023



Fonte: ANP. Elaboração Ineep.

A partir de março de 2022, algumas medidas foram sendo propostas pelo governo federal na tentativa de redução dos preços dos combustíveis, cujo aumento já vinha trazendo pressões inflacionárias e insatisfação popular. Vale ressaltar que o ano de 2022 foi um ano de eleições presidenciais, e as medidas tomadas a respeito de preços (que refletem inclusive em alterações na presidência da empresa Petrobras ao longo do ano) têm esse fato como referência.

O principal elemento proposto tratou de um conjunto de medidas fiscais – que, apesar de não ser o principal elemento a pressionar os preços, foi o foco preferido de críticas do governo federal – para forçar uma redução nos preços. As tentativas de diminuição de tributos, em geral, foram sendo apropriadas pelos demais atores da cadeia de produção de combustíveis.

Entre março e abril de 2021, as alíquotas do PIS/Cofins para o diesel foram zeradas por dois meses. O corte significaria uma redução de R\$0,33 por litro, porém, em função dos reajustes do preço nas refinarias e das recuperações das margens de lucro da distribuição e da revenda, esta queda não foi verificada nas bombas ao final do período de vigência. Além disso, após grande pressão do governo federal sobre os estados para redução do ICMS, em novembro de 2021, o Confaz (Conselho Nacional de Política Fazendária) aprovou o congelamento do preço de referência para a aplicação da alíquota percentual do imposto, o PMPF, antes atualizado a cada 15 dias. Tal congelamento teria duração de três meses, mas teve duas prorrogações e deve durar até o final de junho de 2022, quando entrou em vigência uma nova forma de cálculo do PMPF, que considera a média móvel do preço de referência dos últimos 60 meses. Esta medida também não se traduziu em queda no preço final, novamente sendo apropriado por outros *players* da cadeia.

Em março de 2022, a lei complementar nº 192 zerou mais uma vez as alíquotas do PIS/Cofins do diesel e do GLP até dezembro de 2022 e, além disso, alterou a forma de cobrança do ICMS dos combustíveis, forçando os estados a estabelecerem um valor fixo por litro (*ad rem*), unificado nacionalmente. Esta última medida não chegou a entrar em vigor, pois os governos estaduais encontraram uma “brecha” no estabelecimento da alíquota única para o diesel na tentativa de minimizar a perda de arrecadação. O tema ficou em discussão especialmente ao longo de 2023, com o novo governo, e a discussão que avançou ao longo desse ano sobre a questão da reforma tributária, sempre sob pressão dos níveis subnacionais

Em junho de 2022, o governo Bolsonaro aprovou um conjunto de medidas, que apesar de “novas” limitaram-se a alterações apenas no mesmo alvo, os tributos. Neste momento, ampliou-se a desoneração dos tributos federais (PIS/Cofins e Cide) para gasolina e, além disso, passou a considerar os combustíveis como bens

essenciais, restringindo assim, a aplicação de alíquota de ICMS desses produtos a até 18%. Tal medida foi efetiva para redução do preço da gasolina, cujas alíquotas de ICMS variam de 25% a 34% nos estados, mas para o caso do diesel e do GLP, cujas alíquotas já se situavam abaixo deste teto, a medida não gerou impacto. As medidas implementadas de redução tributária tinham como objetivo principal conter os aumentos de preços no segundo semestre de 2022, período eleitoral. No entanto, essas medidas deixariam um passivo complicado, uma vez que o novo governo teria que gerir essa situação de reduções tributárias e a possibilidade de persistência das turbulências internacionais.

O que se observa é que tais propostas não trouxeram uma solução sustentável e de longo prazo para os preços de combustíveis. Os atuais movimentos de redução dos preços respondem muito mais a um desaquecimento do mercado internacional, do que às medidas propostas. Todas as situações elencadas, demonstram que, não havendo uma articulação entre os vários atores que participam da cadeia de formação do preço, será difícil encontrar uma solução realmente efetiva para a amenização do impacto do aumento dos preços ao consumidor.

3.2 - Maio de 2023: a nova política de preços

A partir da vitória eleitoral do novo governo, foi sinalizada uma mudança da política de preços, que ocorreu em maio de 2023. A Petrobras anunciou em 16 de maio mudanças na política de preços da companhia. Como primeiro grande marco da nova gestão, a Diretoria Executiva aprovou a substituição da política de preços orientada exclusivamente pela paridade de importação por uma nova estratégia comercial para definição dos preços do diesel e da gasolina no mercado interno¹².

Essa nova diretriz teve como objetivo propiciar flexibilidade à Petrobras na definição de seus preços, que devia, a partir de então, se orientar por novas premissas. A companhia introduziu as condições dos mercados locais e a disputa de

¹² Ver em <https://noticias.petrobras.com.br/pt/negocio/petrobras-aprova-estrategia-comercial-de-diesel-e-gasolina-16-05-2023/>.

novos mercados, custos de produção e rentabilidade como parâmetros para além do preço de paridade de importação (PPI), antes mandatório. Não é o fim da influência dos preços internacionais nos preços da Petrobras, e sim o fim da exclusividade desse fator na determinação dos preços internos. A periodicidade dos reajustes permanece inalterada, sem data fixa.

A atual estrutura da cadeia de abastecimento nacional, em especial, da etapa de produção de derivados, ainda é restrita e insuficiente para processar o volume necessário para suprir a demanda nacional de combustíveis. O Brasil é autossuficiente na produção de petróleo, mas ainda depende de importação de derivados. Em 2023, segundo dados da ANP, o Brasil importou em média cerca de 23,7% do diesel consumido no país e 12,9% da gasolina.

A revisão da política de preços da Petrobras foi essencial em um cenário global de tensões geopolíticas e crise energética, visto que os preços internacionais seguem voláteis. A exposição brasileira às dinâmicas e volatilidade internacional dos preços permaneceu, apesar do Brasil ocupar posição privilegiada entre os dez maiores produtores de petróleo do mundo. A Petrobras, como principal proprietária de refinarias e da capacidade de processamento de petróleo do país, é um ator estruturante para pensar o futuro do abastecimento e dos preços dos derivados no Brasil.

Nesse cenário, o desafio colocado é a necessidade de expansão da capacidade brasileira de produção de derivados, seja via modernização do parque atual, construção de novas refinarias ou adoção de novas rotas tecnológicas renováveis. No entanto, vale ressaltar que todas essas alternativas são de médio e longo prazo, e requerem investimentos de longa maturação.

A alteração da estratégia comercial de preços da Petrobras para o diesel e a gasolina significa a adoção de instrumento comercial com maior potencial de mitigação da volatilidade dos preços dos derivados no mercado interno, mas não reduz a urgência e a dimensão dos desafios estruturantes do setor (dependência de importações e necessidade de ampliar a oferta de derivados no mercado nacional). Apesar disso, vale observar que, no período de cerca de um ano que se seguiu à

adoção da nova política, os preços mantiveram relativa estabilidade no mercado interno, em que pese a flutuação ocorrida internacionalmente por conta de questões geopolíticas, como o conflito no Oriente Médio e seu impacto sobre as rotas de abastecimento de petróleo, ou até algumas variações do dólar. Ou seja, desse ponto de vista, da manutenção da estabilidade dos preços, a nova política funcionou bastante a contento sem afetar muito o consumidor nacional com flutuações internacionais.

3.3 - Mudanças na gestão de portfólio da Petrobras a partir de 2023

A Petrobras, sob o governo Bolsonaro, deu continuidade a uma estratégia iniciada em 2016, focada em concentrar suas atividades no pré-sal e reduzir de forma acelerada seu nível de endividamento. Essa abordagem resultou em uma gestão de portfólio voltada para a maximização da geração de valor para os acionistas e para a distribuição de dividendos. Nesse contexto, a empresa sinalizou a intenção de manter um nível baixo de endividamento, de priorizar investimentos na exploração e produção de petróleo no pré-sal e de alienar ativos em outras áreas. Em síntese, buscava-se maximizar os lucros para os acionistas no curto prazo.

Essa orientação começou a ser revisada com a mudança de governo em 2023, refletindo-se nos dois planos de negócios apresentados pela empresa desde então. O Plano de Negócios 2025-2029 (PN 2025-2029) projeta um incremento de 292 mbpd na capacidade de refino da empresa, que passará de 1.813 mbpd para 2.105 mbpd até 2029. O plano destina US\$ 19,6 bilhões para o segmento RTC, distribuídos em US\$ 15,2 bilhões para Refino, US\$ 3,6 bilhões para Comercialização e Logística e US\$ 0,9 bilhão para Fertilizantes, representando um aumento de 17% em relação aos investimentos previstos no PE 2024-2028+. O portfólio do PN 2025-2029 também avança para incluir fertilizantes, petroquímica e combustíveis de baixo carbono, como SAF, HVO, Diesel R e etanol.

O programa de biorrefino da Petrobras também está em expansão. No PN 2025-2029, além da rota de biorrefino já prevista no plano anterior, foram incluídos

biocombustíveis líquidos no portfólio de bioprodutos da empresa, como etanol, biodiesel e biometano. Destaca-se que o etanol pode impulsionar uma das rotas de produção de bioquerosene de aviação e o biodiesel tem aplicação potencial em combustíveis marítimos, favorecendo o bunker renovável.

A ampliação da capacidade de refino é fundamental para que a empresa possa gerir sua política de preços com maior autonomia, uma vez que a produção nacional de derivados, especialmente diesel S-10 e QAV (querosene de aviação), é insuficiente, exigindo complementação por meio de importações. Enquanto essa dependência persistir, os preços internos seguirão atrelados ao mercado internacional, limitando a flexibilidade para desvios em relação ao Preço de Paridade de Importação (PPI), base da política anterior. A autonomia na definição de preços internos depende, essencialmente, da garantia do abastecimento por meio da produção nacional.

É importante ressaltar que tal expansão não fará frente ao crescimento da demanda nacional de derivados projetada por instituições como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE)¹³, indicando espaço para o incremento de investimentos nessa área. Tanto as projeções da EPE quanto de outras agências e entidades especializadas na área de energia apontam para um desequilíbrio estrutural do mercado de diesel S-10, que deve se acentuar nos próximos anos.

A capacidade nova de unidades de HDT e de Hidrocraqueamento (HCC) são necessárias para fazer frente à crescente demanda e disputa por recursos físicos nas unidades de refino da estatal. O querosene de aviação e o óleo diesel têm disputado espaço para a utilização dessas unidades, colocando a empresa, por vezes, diante da “escolha” entre qual derivado deve ser importado e qual deve ser internalizado.

Nos projetos de investimentos nas subáreas de petroquímica e fertilizantes, a retomada dos estudos parece seguir a tendência de outros *players* globais e países, como a Índia, que vêm explorando a integração vertical em seus novos projetos de

¹³ Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Plano Decenal de Expansão de Energia, PDE 2032, disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>.

refino. Contudo, para ambas as áreas, há um obstáculo significativo que deve ser superado: a disponibilidade de gás natural. As duas cadeias produtivas demandam gás natural para levar a termo seus produtos finais, porém existe uma escassez estrutural da molécula de metano no Brasil.

Embora a mudança na alta administração da Petrobras tenha trazido uma nova dinâmica para os investimentos no setor de Refino, as ambições demonstradas permanecem aquém das necessidades nacionais. A expansão planejada da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), em Pernambuco, somada à modesta reestruturação e modernização de outros ativos, contrasta com a alta dependência do país de importação de derivados. Ainda assim, a discussão sobre a reincorporação de unidades vendidas, como a Refinaria de Mataripe, na Bahia, sinaliza um avanço significativo em relação à política anterior, que priorizava a alienação de ativos.

4 - Considerações finais: mudanças estratégicas buscam recolocar a Petrobras no centro da política energética brasileira

O presente diagnóstico da área de refino e distribuição da Petrobras evidencia mudanças relevantes em sua política setorial desde 2016. Entre 2016 e 2022, a Petrobras concentrou suas operações em Exploração e Produção (E&P), reduziu sua presença em outros segmentos por meio da venda de ativos de refino e transporte e adotou uma política de preços de derivados atrelada às cotações internacionais. A partir de 2023, a empresa está transitando para um modelo que mantém o foco em óleo e gás, ao mesmo tempo em que busca agregar valor por meio da diversificação de seu parque industrial. Esse novo enfoque visa não apenas garantir o abastecimento do mercado interno, com produção ampliada e preços estáveis, mas também posicionar uma parte da produção de derivados no mercado internacional.

A reversão da venda de ativos insere-se em uma visão de longo prazo voltada para fortalecer a capacidade produtiva nacional, promovendo a autossuficiência e ampliando a competitividade do setor. Além disso, a modificação na política de preços da Petrobras, implementada no primeiro semestre de 2023, abandonou o

alinhamento estrito ao Preço de Paridade de Importação (PPI), em favor de uma abordagem mais flexível. Esse modelo considera custos internos e dinâmicas de mercado, proporcionando maior estabilidade aos preços no mercado doméstico.

A gestão atual da Petrobras busca reorientar a estratégia da empresa para reposicioná-la como um ator central do setor energético brasileiro. Entre as principais medidas, destaca-se a reversão da política de desinvestimentos da administração anterior, com a ampliação de investimentos que fortalecem sua posição como uma empresa verticalmente integrada. Essa estratégia visa agregar valor a seus produtos e reduzir a dependência do país de importação de derivados. Embora não seja a única empresa do setor de refino no mercado nacional, a Petrobras desempenha um papel significativo na garantia do abastecimento de combustíveis ao mercado interno, além de contribuir para o desenvolvimento de cadeias industriais que geram valor internamente.

Contudo, a retomada do setor de refino ainda é insuficiente para atender à crescente demanda interna por derivados. Para que a Petrobras cumpra seu papel na segurança energética nacional e se consolide como uma empresa global de energia, também é indispensável buscar uma maior integração com as políticas industriais e de transição energética a nível nacional.

REFERÊNCIAS

- ABRANCHES, S. H. Questão da empresa estatal: economia, política e interesse público. *Rev. Administração de Empresas*, São Paulo, v. 19, n. 4, p. 95-105, Dec. 1979.
- ALVEAL, C. Os desbravadores: a Petrobrás e a construção do Brasil. Rio de Janeiro: ANPOCS, 1994.
- ANP. Oportunidades na Produção e no Abastecimento de Combustíveis no Brasil. Rio de Janeiro, ANP, 2017.
- _____. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2019. Rio de Janeiro, ANP, 2019.
- _____. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2020. Rio de Janeiro, ANP, 2020.
- _____. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2021. Rio de Janeiro, ANP, 2021.
- _____. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2022. Rio de Janeiro, ANP, 2022a.
- _____. Glossário do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2022b.
- _____. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2023. Rio de Janeiro, ANP, 2023.
- EIA. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2023.
- EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Plano Decenal de Expansão de Energia, PDE 2032, disponível em:
<<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>>.
- KUPFER, D., & HASENCLEVER, L. Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil. Elsevier, 2013.
- LODI, C. & PINTO JR., H. & COLOMER, M. Mercados de Combustíveis no Brasil e suas diferentes dinâmicas competitivas. In: PINTO JR (Org.), **H. Mercados de Combustíveis e GLP**. Rio de Janeiro: Sindigás, 2022.
- MENDES, A. P. A.; TEIXEIRA, C. A. N.; ROCIO, M. A. R.; PRATES, H. F. Mercado de refino de petróleo no Brasil. *BNDES Set.*, Rio de Janeiro, v. 24, n. 48: 7-44, set. 2018.
- MME (Ministério de Minas e Energia.) **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Brasília: MME/EPE, 2022.

MORTARI, V. S. **Evidências empíricas da importância da indústria brasileiro de refino de petróleo.** 2019. 119 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Programa de Pós-Graduação em Economia, Instituto de Economia e Relações Internacionais, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2019.

PETROBRAS. **Refinarias da Petrobras.** Petrobras [S.I.], Rio de Janeiro, 2021.

Disponível em:

<<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/>.

_____. **Petrobras aprova estratégia comercial de diesel e gasolina.** 2023.

Disponível em:

<https://noticias.petrobras.com.br/pt/negocio/petrobras-aprova-estrategia-comercial-de-diesel-e-gasolina-16-05-2023/> .

_____. **Plano Estratégico 2024-2028.** 2023. Disponível em:

<https://petrobras.com.br/quem-somos/estrategia> .

_____. **Petrobras inicia processo de contratação para retomada de obras do**

Polo GasLub. 2024. Disponível em:

<https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-inicia-processo-de-contratacao-para-retomada-de-obras-do-polo-gaslub> .

PINDYCK, Robert S.; RUBINFELD, Daniel L. Microeconomia. Pearson Educación, 8ª ed., 2013.

PINTO JR., H & ALMEIDA, E. & BOMTEMPO, J. & IOOTTY, M. & BICALHO, R. **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial.** Elsevier: Rio de Janeiro, 2007.

PINTO JR., H. & COLOMER, M. & VERNERSBACH, A. Competição, rivalidade e estrutura de mercado: uma análise teórica da concorrência em oligopólios. In: PINTO JR (Org.), **H. Mercados de Combustíveis e GLP.** Rio de Janeiro: Sindigás, 2022

PINTO, E. C. O. Privatizações das refinarias, regulação e Estado: a tragédia brasileira. *Le Monde Diplomatique*, São Paulo, 22 out. 2020. Modelos de Gestão. Disponível em:

<https://diplomatique.org.br/privatizacoes-das-refinarias-regulacao-e-estado-a-tragedia-brasileira/>.

SILVÉRIO, C. **Oportunidades e desafios para a implantação de mini Refinarias de petróleo como alternativa de suprimento da demanda futura de combustíveis no Brasil.** Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Mestrado apresentado ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

SZKLO, A. & ULLER, V. & BONFÁ, H. P. **Fundamentos do Refino de Petróleo–Tecnologia e Economia.** Interciência: Rio de Janeiro, 2012.

THOMÉ, A. M. T.; SEELING, M. MALIGO, C.; CORMACK, A. **Competitividade no mercado de gasolina e diesel no Brasil: uma nova era?** Relatório de Pesquisa –

Departamento de Engenharia Industrial, Puc-Rio. Rio de Janeiro: Puc-Rio; BrasiCom, 2020.

[Voltar ao Sumário](#)

DIAGNÓSTICO SETORIAL N. 4
DEZEMBRO DE 2024

A ESTRUTURA DO ABASTECIMENTO NO BRASIL

Desafios e mudanças
a partir de 2016

SIGA NOSSAS REDES SOCIAIS

Clique no ícone para ser
redirecionado(a).



CONTATO

✉ redes@ineep.org.br

☎ +55 (21) 97461-8060

ENDEREÇO

📍 Avenida Rio Branco, 133, 21º
andar, Centro - Rio de Janeiro/RJ



Instituto de Estudos
Estratégicos de
Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis