

# IMPACTO DOS PREÇOS INTERNACIONAIS DO PETRÓLEO NA ECONOMIA BRASILEIRA: UMA ANÁLISE DE SÉRIES TEMPORAIS

Nathan Nogueira Lemos\*  
Janaina da Silva Alves\*\*

## RESUMO

O petróleo desempenha papel central na economia global, e suas flutuações de preço exercem efeitos relevantes sobre variáveis macroeconômicas, especialmente em economias emergentes. No Brasil, a importância do petróleo é ainda maior devido ao peso dos combustíveis na formação dos preços e na estrutura de custos. Este artigo analisa os impactos dos preços internacionais do petróleo sobre a economia brasileira no período de 2010 a 2022, com ênfase no Produto Interno Bruto (PIB) e na inflação medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Para isso, foi estimado um modelo Vetorial Autorregressivo (VAR), complementado por funções impulso-resposta e decomposição da variância, incluindo dummies para captar choques excepcionais, como a pandemia da COVID-19 e a guerra da Ucrânia. Os resultados indicam que choques positivos no preço do petróleo geram efeitos imediatos e significativos sobre a inflação, embora de curta duração, enquanto os impactos sobre o PIB se mostram mais limitados no curto prazo, mas acumulam relevância no horizonte de médio prazo. Esses achados reforçam a importância de compreender os canais de transmissão dos choques externos para a economia brasileira e fornecem subsídios para a formulação de políticas macroeconômicas mais eficazes diante da volatilidade internacional do petróleo.

Palavras-chaves: Petróleo, Inflação, PIB, Séries temporais, VAR.

## ABSTRACT

Oil plays a central role in the global economy, and its price fluctuations exert significant effects on macroeconomic variables, especially in emerging economies. In Brazil, this influence is even more relevant due to the weight of fuel prices in inflation dynamics and production costs. This paper analyzes the impacts of international oil prices on the Brazilian economy over the period 2010–2022, focusing on Gross Domestic Product (GDP) and inflation measured by the Broad Consumer Price Index (IPCA). To this end, a Vector Autoregressive (VAR) model was estimated, complemented by impulse-response functions and variance decomposition, including dummy variables to capture exceptional shocks such as the COVID-19 pandemic and the war in Ukraine. The results indicate that positive oil price shocks generate immediate and significant effects on inflation, although of short duration, while the impacts on GDP are more limited in the short term but become relevant in the medium term. These findings highlight the importance of understanding the transmission channels of external shocks to the Brazilian economy and provide useful insights for the design of more effective macroeconomic policies in the face of international oil price volatility.

Keywords. Oil, Inflation, GDP, Brazilian Economy, Time series, VAR model.

\* Aluno de graduação no curso de ciências econômicas na UFRN e pesquisador de iniciação científica.

\*\*Orientadora- Professora do Departamento de Economia/CCSA/UFRN.

## **1 INTRODUÇÃO**

Desde o final da Segunda Guerra, o petróleo ganhou destaque na matriz energética mundial, substituindo o carvão como principal fonte de energia devido à sua alta eficiência e baixos custos de transporte. No entanto, os choques do petróleo nas décadas de 1970 marcaram uma mudança significativa nesse cenário. Com o aumento expressivo dos preços, houve um movimento global em direção à diversificação das matrizes energéticas, com o objetivo de mitigar a vulnerabilidade das economias às flutuações dos preços e às crises de abastecimento. Apesar disso, o petróleo permanece predominante e continua desempenhando um papel crucial na matriz energética mundial.

Os primeiros choques do petróleo também estimularam o surgimento de uma vasta literatura voltada para o estudo dos impactos macroeconômicos das variações nos preços dessa commodity. Desde então, os preços do petróleo têm sido alvo de análise em diversos países, a fim de compreender seus efeitos sobre as economias nacionais.

O Brasil, apesar de possuir grandes reservas de petróleo, inclusive no pré-sal, enfrenta limitações estruturais ligadas à capacidade de refino e à dependência de derivados importados. Essa dinâmica torna a economia brasileira particularmente exposta às oscilações do mercado internacional, de modo que choques de preços do petróleo repercutem em variáveis-chave como inflação, custos de transporte, competitividade das exportações e política monetária. O mecanismo de transmissão desses choques é complexo, envolvendo o câmbio, a política de preços da Petrobras e o balanço comercial.

Nesse contexto, compreender como os preços internacionais do petróleo afetam a economia brasileira é fundamental, sobretudo diante de choques recentes como a pandemia da COVID-19 e a guerra entre Rússia e Ucrânia. Assim, o objetivo deste artigo é analisar os impactos dos preços internacionais do petróleo sobre a economia brasileira no período de 2010 a 2022, com ênfase nas variáveis macroeconômicas de maior relevância, como inflação e produto interno bruto (PIB). Para isso, emprega-se um modelo Vetorial Autorregressivo (VAR), capaz de identificar a magnitude e a persistência dos efeitos dos choques ao longo do tempo.

A estrutura do artigo está organizada da seguinte forma: a Seção 2 apresenta o mercado do petróleo, abordando o funcionamento internacional e o caso brasileiro; a Seção 3 traz a revisão da literatura; a Seção 4 descreve os dados e a metodologia utilizada; a Seção 5 apresenta os resultados empíricos; e, por fim, a Seção 6 expõe as considerações finais.

## **2 O MERCADO DO PETRÓLEO**

Antes de falarmos das especificidades da indústria mundial do petróleo (IMP), é necessário compreender o setor energético de uma forma mais ampla. A energia, enquanto insumo para a economia global, envolve uma série de dimensões econômicas e políticas que influenciam na dinâmica da indústria petrolífera. Esta seção será baseada em Pinto Júnior (2007), cuja obra *Economia da Energia* apresenta uma abordagem abrangente sobre os aspectos macroeconômicos, microeconômicos, geopolíticos e tecnológicos do setor de energia e do setor petrolífero.

### **2.1 ENERGIA E SUAS DIMENSÕES ECONÔMICAS**

No plano macroeconômico, o consumo de energia está conectado ao crescimento econômico, sendo a elasticidade-renda da demanda por energia um indicador relevante para projetar o crescimento de longo prazo de uma economia. Nos anos 1970, essa relação entre energia e PIB foi a base para modelos de previsão da demanda e para o planejamento do setor energético.

Além disso, o setor energético participa de maneira significativa da formação bruta de capital fixo nas economias, dado o tamanho dos investimentos necessários para viabilizar a produção, transporte e distribuição de energia. A dependência externa de recursos energéticos por parte dos países importadores de energia também faz com que as oscilações nos preços internacionais de petróleo, gás e carvão tenham efeitos diretos na balança comercial dessas economias. Em momentos de alta de preços, como nos choques do petróleo das décadas de 1970, países importadores sofrem com déficits comerciais e aumento da inflação, enquanto exportadores têm aumentos de receitas de exportação.

No plano microeconômico, uma das principais questões do setor energético está relacionada à definição de preços e à estrutura de custos dos seus produtos. Em segmentos como o transporte de eletricidade e gás natural, onde é mais eficiente que uma única empresa opere a infraestrutura (O que define um monopólio natural) a ausência de concorrência exige que o Estado atue por meio de regulação tarifária, a fim de evitar abusos e garantir o acesso justo ao serviço. Além disso, no caso dos derivados de petróleo, a precificação é ainda mais complexa, pois está sujeita à volatilidade dos preços internacionais do barril de petróleo bruto. Uma variação significativa no preço do petróleo pode desencadear a necessidade de reajustes em uma série de subprodutos derivados, como gasolina, diesel e querosene. Por essa razão, a definição de preços nesse setor é complexa e exige atenção constante às dinâmicas do mercado internacional. Além disso, as decisões de investimento no setor energético envolvem altos riscos, por exigirem capital intensivo, tornando a estrutura de financiamento um fator importante para a expansão do setor.

No campo da política internacional, a energia ocupa lugar estratégico. A concentração desigual de reservas energéticas gera tensões geopolíticas, como evidenciado nas disputas por áreas de exploração de petróleo ou no controle de tecnologias nucleares. O petróleo, em especial, tem sido centro de disputas entre países produtores e consumidores, influenciando decisões diplomáticas, alianças militares e políticas de segurança energética.

## **2.2 BREVE HISTÓRICO DO PETRÓLEO E SUA CONSOLIDAÇÃO COMO FONTE ENERGÉTICA**

### **2.2.1 INÍCIO E CONSOLIDAÇÃO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA**

A história do petróleo como fonte energética começou na segunda metade do século XIX, quando Edwin L. Drake realizou, em 1859, a primeira perfuração de um poço comercial nos Estados Unidos, no estado da Pensilvânia. Esse evento marcou o início de uma das indústrias mais poderosas do século XX, responsável por revolucionar o desenvolvimento industrial e impulsionar o capitalismo global.

Nos primeiros anos, a indústria era marcada por uma atuação desorganizada, no chamado Oil Creek Valley, na Pensilvânia, onde aventureiros disputavam territórios para explorar o petróleo. As operações ocorriam sem coordenação e com baixa

eficiência, o que provocava desperdícios e instabilidade na produção e nos preços. Essa fase inicial foi influenciada por regras legais como a "regra da captura", que incentivava a extração rápida e desordenada do óleo, gerando exaustão prematura dos poços.

Foi nesse contexto que se destacou John D. Rockefeller, figura central na transformação do setor. Ao fundar a Standard Oil Company em 1870, ele implementou uma estratégia baseada na redução de custos, na integração vertical da cadeia produtiva e no melhoramento dos produtos. Naquele período, o querosene era o principal derivado do petróleo, amplamente utilizado em lâmparinas para a iluminação, antes da popularização da energia elétrica. A Standard Oil Company, por meio da integração vertical passou a controlar todas as etapas do processo produtivo: produção, transporte, refino e distribuição. Essa estratégia permitiu ganhos de escala e eficiência, além de criar barreiras significativas à entrada de concorrentes. Entre 1880 e 1890, a Standard Oil controlava a esmagadora maioria do refino, do transporte por oleodutos e ferrovias e da distribuição nos EUA.

Essa concentração gerou reação pública e política. A crescente preocupação com o poder econômico e o monopólio da Standard Oil foi um dos fatores que levou à criação do Sherman Act, em 1890, que inspirou legislações antitruste em diversas partes do mundo. Em 1911, a Suprema Corte dos Estados Unidos determinou a divisão da Standard Oil em 33 empresas, muitas das quais ainda atuam e são gigantes do setor, como Exxon, Mobil e Chevron.

A expansão da indústria petrolífera nas primeiras décadas do século XX não se restringiu aos Estados Unidos. Famílias como os Nobel, por exemplo, dominaram a exploração de petróleo na região de Baku, no Azerbaijão. Já na Europa, a britânica Shell Transport e da holandesa Royal Dutch, formaram a Royal Dutch Shell, aumentando o alcance global da indústria.

Essa internacionalização contribuiu diretamente para o surgimento de uma estrutura oligopolista consolidada ao longo do século. A consolidação desse oligopólio ocorreu com a formação do cartel das Sete Irmãs, composto pelas principais empresas ocidentais do setor petrolífero, que passaram a coordenar entre si os níveis de produção, os preços e os mercados de atuação, garantindo estabilidade entre as corporações e impedindo concorrência predatória.

Essa lógica de organização do setor se intensificou com a adoção de sistemas de concessões, especialmente no Oriente Médio. Por meio desses sistemas, os Estados nacionais, que eram detentores das reservas, concediam a empresas estrangeiras o direito de explorar e produzir petróleo mediante acordos que asseguravam parcelas significativas da produção às empresas, geralmente em troca de royalties e participação nos lucros. Esses contratos aumentaram o poder das grandes companhias e permitiram o controle direto sobre vastas reservas de petróleo, transformando essas concessões em ativos estratégicos no cenário geopolítico internacional.

A consolidação da indústria se intensificou no início do século XX, impulsionada pelo uso militar do petróleo na Primeira Guerra Mundial e pelos avanços tecnológicos que possibilitaram maior eficiência nas operações de perfuração e no transporte em larga escala. Ao longo das décadas seguintes, o petróleo se tornou cada vez mais presente na economia global, encontrando novas aplicações com o crescimento da indústria automobilística e a expansão da geração elétrica. Esse cenário preparou o terreno para o seu protagonismo no período pós-guerra, quando substituiu o carvão como principal fonte energética, graças à sua flexibilidade de uso, eficiência superior

e menores custos operacionais e logísticos. Esses fatores tornaram o petróleo o elemento central da matriz energética global no período pós-guerra.

### **2.2.2 OS CHOQUES DO PETRÓLEO E O PAPEL DA OPEP**

Entre 1950 e 1973, o petróleo viveu seu auge de expansão, impulsionado por preços baixos e crescimento acelerado da economia mundial. Nesse período, a taxa de crescimento do consumo total de energia girava em torno de 4,8% ao ano, enquanto a demanda por petróleo crescia cerca de 7,7% ao ano, evidenciando sua importância nos processos produtivos. Devido à maior eficiência do petróleo em relação ao carvão e à sua facilidade de transporte, as indústrias passaram a se tornar mais intensivas em energia, aproveitando-se da disponibilidade e do custo reduzido desse insumo. Esse fenômeno contribuiu para o aumento da intensidade energética na indústria, esse é um indicador que mede a quantidade de energia consumida para gerar uma unidade de Produto Interno Bruto (PIB). Quanto maior a intensidade energética, maior é a dependência do crescimento econômico em relação ao consumo de energia. Nos países industrializados, essa relação se aprofundou nas décadas do pós-guerra, com a expansão de setores como a siderurgia, a metalurgia e a indústria química, altamente dependentes de energia para operar. A facilidade de acesso ao petróleo e sua eficiência energética superior ao carvão estimularam a formação de estruturas produtivas com elevado consumo energético, aumentando a dependência do setor energético para o desenvolvimento econômico.

Durante as décadas de 1950 e 1960, o cartel das Sete Irmãs mantinha sua hegemonia sobre a indústria mundial do petróleo, controlando aproximadamente 90% das reservas globais por meio de contratos de concessão firmados com países produtores. Esses contratos, muitas vezes desfavoráveis aos países detentores das reservas, limitaram sua participação nos lucros e no processo decisório sobre a produção. Diante desse cenário, os países exportadores começaram a reivindicar maior soberania sobre seus recursos, o que levou à revisão dos contratos de concessão e à criação de empresas estatais. Esse movimento culminou na fundação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), em 1960, por Irã, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita e Venezuela, com o objetivo de coordenar políticas de produção e preços e contestar a hegemonia das grandes corporações internacionais sobre a indústria do petróleo.

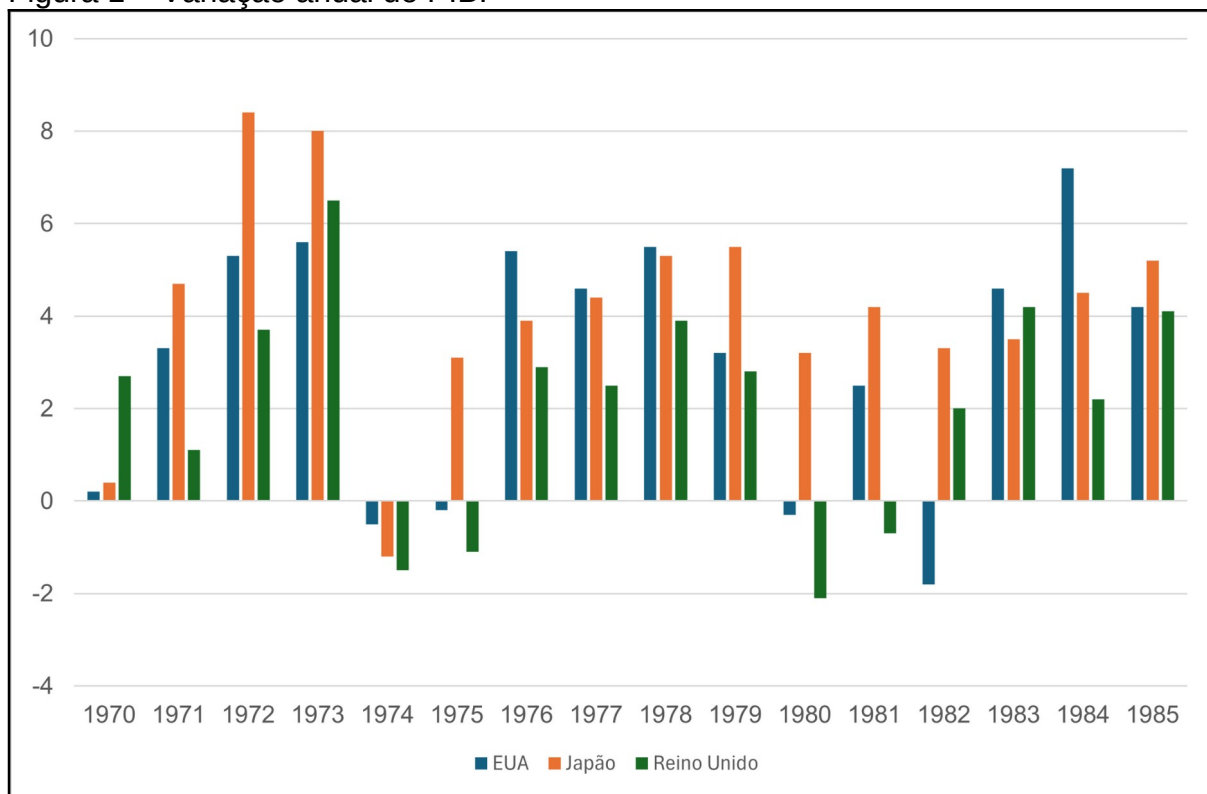
Com o fortalecimento da OPEP ao longo da década de 1970, a organização passou a exercer influência significativa sobre o mercado internacional, o que ficou evidente nos choques do petróleo ocorridos em 1973 e 1979. O primeiro choque teve como estopim a Guerra do Yom Kippur, quando países árabes membros da OPEP, em retaliação ao apoio ocidental a Israel, decidiram reduzir drasticamente a produção e impor um embargo à exportação de petróleo para os Estados Unidos e outras nações aliadas. O segundo choque, em 1979, foi motivado pela instabilidade gerada pela Revolução Islâmica no Irã, que comprometeu o fornecimento de petróleo em uma das principais regiões produtoras do mundo.

Ambos os choques resultaram em elevações abruptas nos preços do petróleo e revelaram a vulnerabilidade das economias importadoras. Essas crises deixaram evidente o alto grau de dependência energética das nações industrializadas, cuja estrutura produtiva havia se tornado intensiva em energia ao longo das décadas anteriores.

As Figuras 1 e 2 ilustram, respectivamente, a variação anual do PIB real e da inflação ao consumidor nos Estados Unidos, Japão e Reino Unido entre 1970 e 1985. A

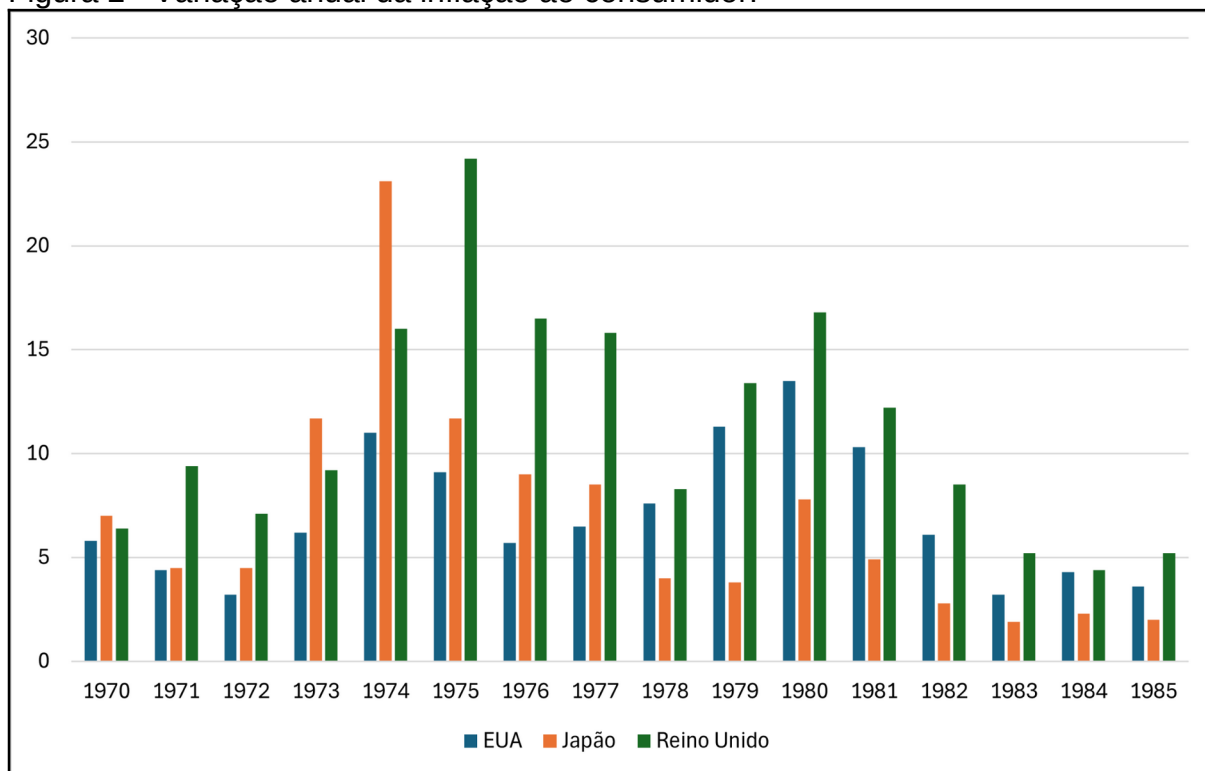
escolha desses países se justifica por sua relevância no sistema econômico internacional e pelo elevado grau de industrialização e dependência das importações de petróleo durante o período. Como evidenciam os gráficos, os choques do petróleo de 1973 e 1979 foram seguidos por quedas ou desacelerações significativas do produto interno bruto nas três economias, refletindo o impacto da crise energética sobre a atividade econômica. No mesmo intervalo, observa-se uma elevação expressiva das taxas de inflação, especialmente no Japão e no Reino Unido, sinalizando os efeitos adversos da alta nos preços do petróleo sobre os custos de produção e os índices de preços ao consumidor.

Figura 1 – Variação anual do PIB.



Fonte: Elaboração própria com dados do Banco Mundial.

Figura 2 - Variação anual da inflação ao consumidor.



Fonte: Elaboração própria com dados do Banco Mundial.

Em resposta aos choques, observou-se um movimento de reestruturação produtiva com foco na redução da intensidade energética e da dependência externa. Os países industrializados passaram a diversificar suas matrizes energéticas, incentivando o uso de fontes alternativas, promovendo políticas de eficiência energética e investindo em tecnologias menos dependentes de insumos fósseis. Ao mesmo tempo, iniciou-se um processo de transformação estrutural: as indústrias deixaram de ser predominantemente intensivas em energia e passaram a se tornar mais intensivas em capital, estimulando o desenvolvimento de novas tecnologias que permitiam produzir mais com menos consumo energético. No Japão, por exemplo, a produção doméstica de alumínio, que era altamente intensiva em energia, tornou-se economicamente inviável após os choques do petróleo, levando o país a interromper essa produção e a passar a importar o metal. Além do alumínio, outros produtos como fertilizantes e materiais plásticos também deixaram de ser produzidos internamente. Na Europa, a indústria química também passou por reestruturações: os produtos químicos primários e mais poluentes deixaram de ser produzidos localmente, sendo importados de países com maior disponibilidade de recursos energéticos, enquanto a produção passou a se concentrar em bens de maior valor agregado. Nesse período, países que dispunham de fontes de energia abundantes e de baixo custo, como Noruega, Canadá e Brasil, tornaram-se atrativos para indústrias eletrointensivas, como a eletroquímica e a eletrometalurgia. A disponibilidade de energia barata nessas regiões oferecia vantagens comparativas que incentivaram a realocação de setores industriais altamente dependentes de energia. A disponibilidade de energia de baixo custo nessas regiões oferecia vantagens comparativas que incentivaram a realocação de setores industriais altamente dependentes de energia.

### 2.2.3 TRANSFORMAÇÕES NO MERCADO PETROLÍFERO PÓS-OPEP

Apesar das transformações e esforços para reduzir a dependência externa, o petróleo manteve sua relevância na matriz energética global durante as décadas seguintes. Porém, a partir da década de 1980, o papel dominante da OPEP começou a declinar. Parte dessa mudança se deveu à entrada de novos produtores não pertencentes à organização, conhecidos como países NOPEP, como México, Noruega e Reino Unido. Esses países aumentaram significativamente a oferta global e passaram a disputar espaços nos mercados internacionais, diluindo o controle da OPEP sobre os preços e a produção. Para isso, implementaram políticas de valorização do petróleo nacional, com o objetivo de fortalecer suas indústrias, atrair investimentos e ampliar a presença no mercado internacional, concorrendo com os países membros da OPEP. Além disso, a própria OPEP enfrentava dificuldades internas devido à heterogeneidade entre seus membros, que apresentavam diferentes interesses econômicos, capacidades produtivas e níveis de dependência das receitas petrolíferas. Essa diversidade tornava complexa a coordenação de políticas comuns, limitando a eficácia das decisões coletivas da organização.

Outro fator importante foi a mudança de comportamento dos países consumidores, que, diante da vulnerabilidade exposta pelos choques do petróleo, passaram a adotar políticas energéticas mais autônomas. Essas políticas incluíram a formação de estoques estratégicos, o incentivo ao uso de fontes alternativas (como carvão e energia nuclear), a melhoria da eficiência energética e a diversificação das matrizes energéticas nacionais. Com isso, a dependência em relação ao petróleo da OPEP foi gradualmente reduzida, o que diminuiu a capacidade da organização de controlar os preços internacionais como fizera nas décadas anteriores.

A partir da segunda metade da década de 1980, os preços do petróleo passaram a ser influenciados por uma multiplicidade de fatores, entre eles a especulação financeira nos mercados futuros, os ciclos econômicos globais e os conflitos geopolíticos regionais. Isso tornou a indústria mais vulnerável a choques externos e menos dependente das decisões centralizadas da OPEP.

Uma das mudanças mais significativas no mercado do petróleo após 1986 foi o fortalecimento do mercado financeiro e sua crescente influência na formação dos preços internacionais. A negociação de contratos futuros passou a desempenhar papel importante, permitindo não apenas que empresas realizassem operações de hedge, protegendo-se contra oscilações nos preços, mas também abrindo espaço para a atuação de agentes puramente especulativos. Ao lado dos futuros, destacam-se os mercados spot, onde o petróleo é negociado para entrega imediata com base nos preços vigentes, esses mercados refletem com agilidade as condições momentâneas de oferta e demanda, servindo como importantes indicadores de referência.

Outros instrumentos financeiros também ganharam espaço, como os contratos a termo (forwards), que são acordos bilaterais privados para entrega futura a preço fixado, sem intermediação de bolsas. As opções, por sua vez, oferecem ao comprador o direito, mas não a obrigação, de comprar ou vender petróleo a um determinado preço no futuro, agregando flexibilidade diante das incertezas. Já os swaps viabilizam a troca de fluxos de caixa baseados em preços de referência do petróleo, e são utilizados para ajuste de exposição financeira e mitigação de riscos.

Todos esses mecanismos contribuíram para aumentar a liquidez do mercado petrolífero e possibilitaram formas mais sofisticadas de gestão de risco pelas empresas do setor. Entretanto, ao mesmo tempo em que aumentaram a capacidade de planejamento e proteção das firmas, também trouxeram maior volatilidade aos

preços, uma vez que passaram a incorporar não apenas os fundamentos da oferta e da demanda, mas também as expectativas e movimentos de capital dos agentes financeiros.

#### **2.2.4 RECONFIGURAÇÕES DO MERCADO PETROLÍFERO A PARTIR DOS ANOS 2000**

Após um longo período de preços baixos entre 1986 e 1999, o mercado internacional de petróleo iniciou, a partir dos anos 2000, um novo ciclo de valorização que culminaria em níveis historicamente elevados nos anos de 2005 e 2006. Esse movimento resultou de uma combinação de fatores estruturais e conjunturais, envolvendo desde instabilidades geopolíticas no Oriente Médio até desequilíbrios na oferta e crescimento acelerado da demanda global, especialmente em economias emergentes.

Entre os principais elementos de pressão sobre os preços estavam os conflitos no Oriente Médio. A instabilidade no Iraque, agravada após a invasão dos Estados Unidos em 2003, comprometeu a recuperação da capacidade produtiva do país, ao passo que as tensões envolvendo o Irã e seu programa nuclear contribuíram para aumentar a percepção de risco geopolítico na região. Esses fatores geopolíticos atuaram como gatilhos especulativos, elevando o prêmio de risco dos contratos futuros da commodity.

No plano da demanda, o crescimento global no período de 2000 a 2005 foi significativo. Enquanto o consumo mundial de petróleo aumentava a uma média anual de 1,7%, as importações globais avançavam a um ritmo quase duas vezes superior, de 3,2% ao ano. Esse descompasso evidenciava que a pressão sobre o mercado internacional era maior do que indicavam os números agregados da demanda. Além disso, a concentração das importações em poucos países tornava o sistema mais vulnerável a choques. Os quatro maiores importadores eram responsáveis por mais da metade das compras mundiais, com os Estados Unidos à frente, registrando uma queda de 1,5 milhão de barris por dia em sua produção entre 1995 e 2005, ao mesmo tempo em que aumentavam suas importações em 3,5 milhões de barris por dia. A Tabela 1 ilustra essa concentração, destacando a fatia de 27,1% correspondente aos EUA no total das importações globais. A China, por sua vez, consolidava sua posição como o segundo maior importador líquido de petróleo, mesmo figurando entre os principais produtores mundiais.

Tabela 1 – Importações de petróleo (Mil b/d).

Regiões	Importações (Mil b/d)	Percentual do total
USA	13525	27,1%
Europa	13261	26,6%
Japão	5225	10,5%
Resto do mundo	19172	35,8%
Total	51182	100%

Fonte: Elaboração própria com dados do Statistical Review of World Energy 2006.

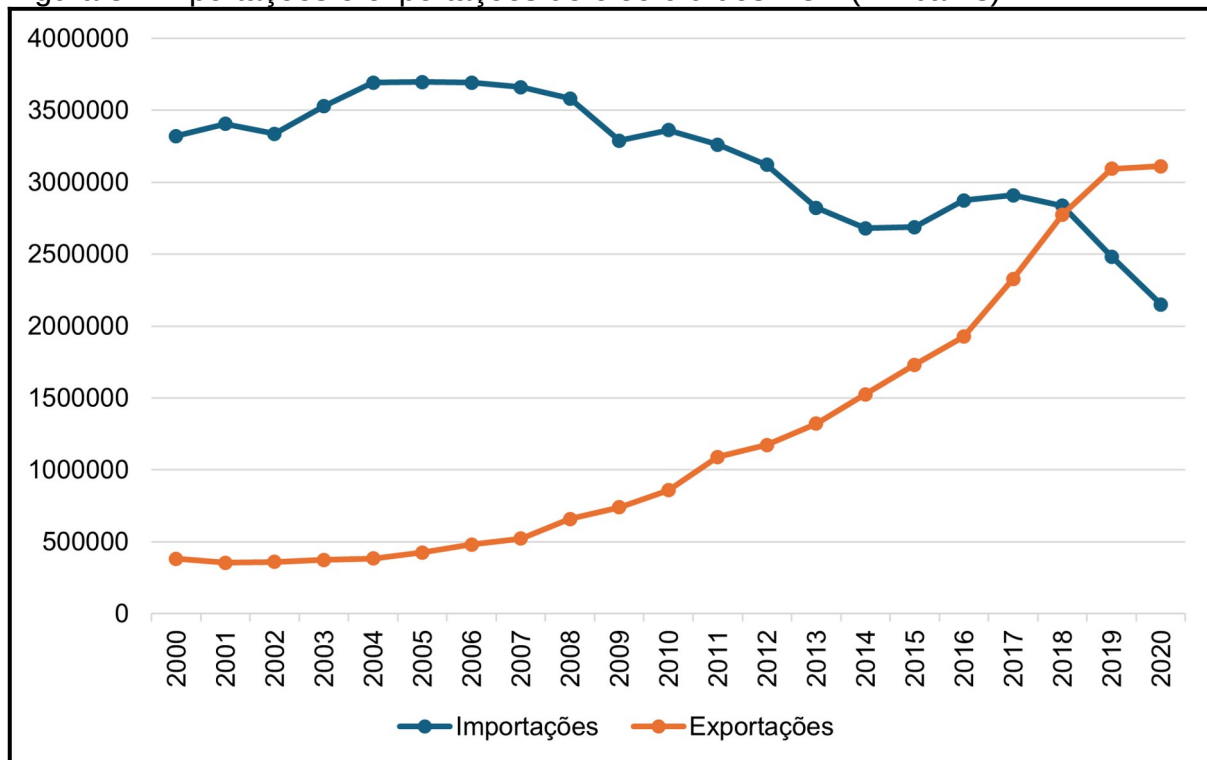
No entanto, essa elevação revelou-se insustentável diante da eclosão da crise financeira global, desencadeada pelo colapso do sistema de crédito nos Estados Unidos. A rápida propagação dos efeitos da crise levou a uma desaceleração brusca da atividade econômica internacional, com impactos imediatos sobre a demanda por energia. Ainda segundo Ramos (2009), os setores mais intensivos em petróleo, como transporte, indústria e construção civil, foram diretamente afetados, reduzindo de forma significativa o consumo da commodity. Além disso, os mercados financeiros passaram a registrar um movimento de reversão: investidores que anteriormente apostavam na alta do petróleo começaram a liquidar suas posições diante do novo cenário de incerteza, o que intensificou ainda mais a trajetória de queda. Entre julho e dezembro de 2008, o preço do barril despencou de US\$147 para menos de US\$40, refletindo a magnitude do choque sofrido pelo setor em questão de meses.

De acordo com a autora, a crise de 2008 evidenciou o grau de vulnerabilidade estrutural do mercado de petróleo frente às oscilações macroeconômicas e aos fluxos de capital especulativo. O episódio não apenas desestabilizou previsões lineares baseadas na expansão contínua da demanda, como também ressaltou a interdependência entre variáveis econômicas, políticas e financeiras na formação do preço do barril. A recuperação do mercado nos anos seguintes não seguiu a mesma dinâmica da fase anterior de alta. Em vez disso, abriu caminho para novas mudanças estruturais, entre elas, a ascensão de novos polos produtores e o avanço tecnológico que redefiniria o equilíbrio global de oferta nos anos seguintes.

O ciclo de preços elevados do petróleo observado entre 2003 e 2008, retomado após a superação inicial da crise financeira global, criou as condições econômicas para viabilizar a exploração em larga escala de fontes não convencionais de petróleo nos Estados Unidos. Conforme Roos e Fioritti (2022), foi nesse contexto que os avanços tecnológicos relacionados à fratura hidráulica (fracking) e à perfuração horizontal passaram a ser aplicados com maior intensidade, permitindo a expansão acelerada da produção de petróleo a partir de reservatórios do tipo shale. O fenômeno, conhecido como revolução do shale, foi responsável por uma transformação estrutural na indústria energética norte-americana, revertendo décadas de declínio na produção doméstica e concentração das importações, elevando os Estados Unidos à condição de maior produtor mundial.

Entre 2008 e 2019, as reservas provadas de petróleo no território americano cresceram 140%, enquanto a produção aumentou cerca de 150%. No mesmo período, a participação dos Estados Unidos na oferta mundial de petróleo mais que dobrou, passando de 8% para 18%. Ainda segundo os autores, esse crescimento teve impacto direto na geopolítica energética global. De um lado, reduziu significativamente a dependência externa dos EUA, que até então figuravam entre os maiores importadores mundiais de petróleo; de outro, reconfigurou o mercado internacional ao inserir os Estados Unidos no grupo dos principais países exportadores da commodity. A Figura 3 ilustra essa transformação, evidenciando a queda contínua das importações e o crescimento exponencial das exportações de óleo cru a partir de 2005.

Figura 3 - Importações e exportações de óleo cru dos EUA (Mil barris).



Fonte: Elaboração própria com dados do EIA.

\*Exclui derivados.

Conforme Roos e Fioritti (2022), a partir de 2014 a dinâmica do mercado de petróleo foi marcada pelos efeitos estruturais da revolução do shale. A rápida expansão da produção americana, viabilizada pelo avanço técnico do fracking e pela elevada elasticidade da oferta, gerou um excesso de petróleo no mercado global justamente em um momento de desaceleração da demanda. A Arábia Saudita, tradicional reguladora da oferta, optou por não intervir, refletindo uma perda de capacidade de atuação como swing producer. O preço do barril tipo WTI, que em meados de 2014 estava acima de US\$100, caiu para menos de US\$50 no início de 2015. Os autores destacam que, a partir desse ponto, os preços passaram a gravitar em torno de um novo piso determinado pelos custos médios de produção do shale oil americano.

De acordo com Roos e Fioritti (2022), o aumento da oferta americana comprometeu o papel tradicional da Arábia Saudita como agente de ajuste. A criação da OPEP+ em 2016, com a entrada de outros países produtores, como a Rússia, buscou recuperar influência sobre o mercado. Porém, a elevada elasticidade da oferta dos Estados Unidos e sua resposta ágil às variações de preços dificultaram a eficácia das intervenções. A nova configuração revelou o deslocamento do eixo regulador dos preços internacionais para os custos do shale, consolidando os Estados Unidos como principal vetor da dinâmica contemporânea do setor.

A entrada na década de 2020 trouxe consigo uma conjuntura especialmente desafiadora para o mercado internacional de petróleo. Após um ciclo de reconfiguração estrutural marcado pela ascensão do shale oil e pela adaptação estratégica dos países da OPEP, o setor foi impactado por um choque de natureza distinta: a pandemia de Covid-19. Conforme Abrão (2020), ao contrário dos choques anteriores, que tinham como principal motivo desequilíbrios na oferta, a crise

provocada pela pandemia combinou simultaneamente retração da demanda e excesso de oferta, configurando um cenário de instabilidade complexa para a indústria petrolífera.

As medidas de contenção sanitária adotadas globalmente resultaram em uma retração da atividade econômica, com impactos diretos sobre o consumo de energia. Ainda segundo o autor, a demanda global de energia caiu 3,8% no primeiro quadrimestre de 2020, enquanto a demanda por petróleo recuou 5%, atingindo principalmente os segmentos de transporte terrestre e aviação. Nos Estados Unidos, as viagens aéreas registraram uma queda de 95% em abril. Esse colapso do consumo coincidiu com a elevação da produção por grandes exportadores, agravando a superoferta. Em abril de 2020, o barril tipo WTI atingiu valores negativos no mercado futuro, chegando a - US\$37,63.

De acordo com Abrão (2020), a crise repercutiu nos investimentos das empresas do setor, com uma retração de 25% nos aportes globais. Embora conjuntural, a pandemia suscitou reflexões sobre a matriz energética. A popularização do trabalho home office e restrições à mobilidade estimularam hipóteses sobre mudanças permanentes nos padrões de consumo no longo prazo, além de fomentar políticas de incentivo à transição energética em alguns países.

Após o choque econômico provocado pela pandemia de Covid-19, o mercado internacional de petróleo voltou a sofrer um abalo significativo com o início da guerra na Ucrânia em fevereiro de 2022. A deflagração do conflito causou uma elevação abrupta nos preços da commodity, com o barril do tipo Brent ultrapassando a marca de US\$ 130, alcançando um dos maiores patamares em mais de uma década. O conflito não apenas interrompeu rotas logísticas e gerou incertezas no fornecimento global, como também reacendeu debates sobre segurança energética e dependência internacional de combustíveis fósseis. Conforme Gomes (2023), a guerra provocou um verdadeiro redesenho da dinâmica energética internacional, com impactos imediatos sobre os preços e efeitos estruturais em médio e longo prazo.

Conforme relata a autora, a resposta ocidental à invasão russa foi marcada por uma série de sanções econômicas que visavam asfixiar financeiramente o Kremlin. Estados Unidos, União Europeia e demais países do G7 adotaram medidas como a proibição de importações de petróleo russo por via marítima, o congelamento de ativos de empresas e oligarcas ligados ao governo russo, e a imposição de um teto ao preço do barril russo exportado, sendo fixado em US\$ 60 no caso do petróleo bruto, com variações para derivados. Em contrapartida, o governo russo reorientou sua produção e escoamento da commodity para mercados asiáticos, com destaque para China e Índia, cujas importações cresceram significativamente no intervalo de um ano após a invasão. Mesmo com o isolamento do Ocidente, a Rússia conseguiu manter sua produção média em 11,2 milhões de barris por dia, permanecendo como o terceiro maior produtor global de petróleo.

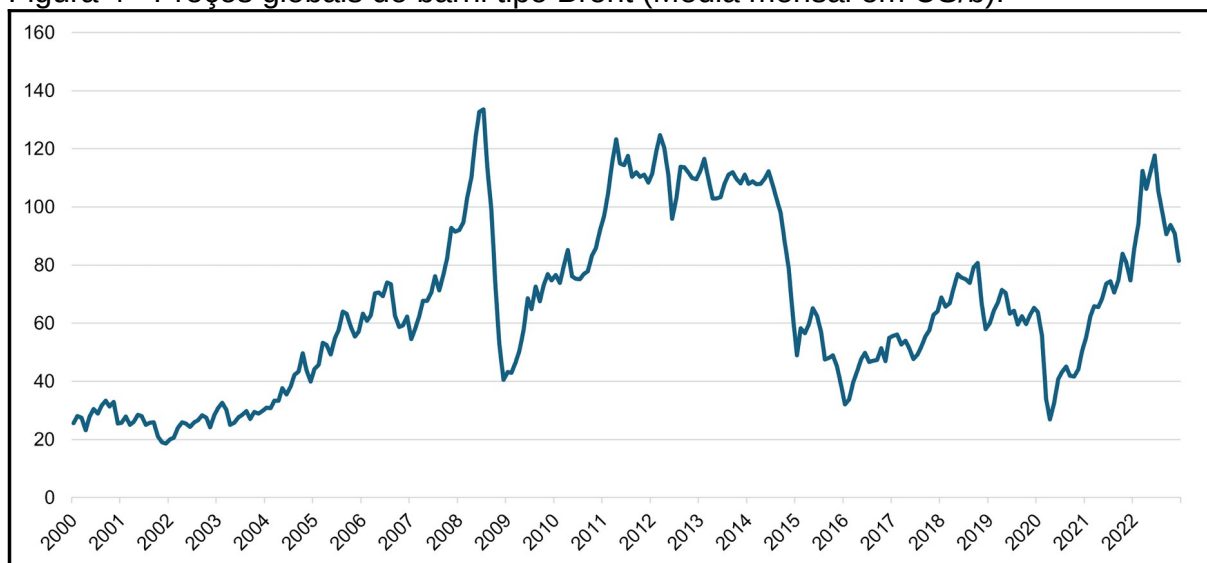
Ainda segundo Gomes (2023), o impacto mais profundo foi sentido na Europa, que dependia estruturalmente do petróleo e principalmente do gás natural russo. A proximidade geográfica e a interligação por oleodutos e gasodutos faziam da Rússia o principal fornecedor energético do continente. A súbita interrupção desse fluxo colocou em xeque não apenas a estabilidade dos preços, mas também a própria capacidade de suprimento para aquecimento, transporte e indústria, especialmente em países do leste europeu. Com isso, o continente passou a enfrentar pressões inflacionárias e riscos de recessão, o que forçou a adoção de pacotes emergenciais para mitigar o custo da energia para consumidores e empresas.

A guerra também impôs uma reconfiguração da geopolítica energética. Conforme Gomes (2023), o embargo de consumo ocidental funcionou de forma semelhante ao embargo de fornecimento da OPEP nos anos 1970, fazendo com que o petróleo voltasse a ser utilizado como arma de disputa geopolítica. Para a Europa, especialmente, a dependência do petróleo e do gás russos expôs vulnerabilidades semelhantes às enfrentadas por países ocidentais durante os choques da década de 70. Diante da necessidade urgente de garantir seu suprimento energético e preservar a estabilidade econômica, a União Europeia foi forçada a reavaliar suas políticas de longo prazo e adotar medidas emergenciais que incluíram desde a diversificação de fornecedores até a ampliação de estoques e subsídios ao consumo.

Ainda segundo a autora, assim como nos choques passados, o conflito atual reacendeu a importância da segurança energética e estimulou uma nova onda de esforços pela diversificação da matriz energética. O diferencial do momento presente é que, além da reação conjuntural à crise e à instabilidade dos preços, há uma motivação relacionada à sustentabilidade ambiental. A transição energética deixou de ser apenas uma resposta pragmática e passou a integrar um projeto de longo prazo centrado na descarbonização da economia e no enfrentamento das mudanças climáticas. A União Europeia, liderada por países como Alemanha e Espanha, acelerou seus planos, elevando metas de energia renovável, ampliando leilões para projetos de solar e eólica e reduzindo prazos de licenciamento. O plano REPowerEU, por exemplo, estipula o fim da dependência de combustíveis fósseis russos até 2027, com aumento da meta de renováveis para 45% até 2030.

Conforme conclui Gomes (2023), o conflito entre Rússia e Ucrânia representou um evento importante para o mercado global de petróleo. Seus efeitos ultrapassam os aspectos econômicos imediatos e se projetaram sobre o debate da segurança energética, expondo as fragilidades de um modelo ainda amplamente baseado em fontes fósseis e em redes de suprimento concentradas. Assim como nos choques da década de 1970, a guerra de 2022 acentuou a urgência de diversificação e autonomia energética, reacendendo um movimento global por transição energética que une, desta vez, razões geopolíticas e ambientais.

Figura 4 - Preços globais do barril tipo Brent (Média mensal em US/b).



Fonte: Elaboração própria com dados do FRED.

Como sintetizado na Figura 4, a trajetória do preço do petróleo tipo Brent (2000-2022) reflete os ciclos de alta e queda descritos nesta seção: a valorização gradual

até 2008, impulsionada por crescimento da demanda e tensões geopolíticas; o colapso durante a crise financeira global; a recuperação pós-2010, seguida pelo choque de oferta do shale em 2014; e os extremos de volatilidade durante a pandemia (2020) e a guerra na Ucrânia (2022).

### **2.3 O PETRÓLEO BRASILEIRO**

A indústria petrolífera brasileira consolidou-se em meio a um quadro de grande dependência externa, em que o país era abastecido majoritariamente por grandes empresas estrangeiras que dominavam o mercado internacional do petróleo. Esse cenário começou a se agravar com o avanço do processo de industrialização, iniciado nos anos 1930, e que ganhou intensidade no pós-Segunda Guerra Mundial. Entre 1944 e 1955, o consumo de energias como carvão mineral, hidroeletricidade e derivados de petróleo cresceu a uma taxa média de 14% ao ano, pressionando a precária infraestrutura energética e revelando a crescente vulnerabilidade do país no suprimento de combustíveis.

Diante desse cenário, tornou-se importante adotar uma política energética que assegure a expansão do parque industrial brasileiro sem comprometer a balança comercial. O aumento das importações de petróleo e seus derivados vindo de grandes corporações estrangeiras desde a década de 1920, reforçava a necessidade de uma solução institucional que garantisse o domínio nacional sobre esse setor. Nesse contexto, o debate sobre a organização da indústria petrolífera se intensificou, impulsionado por lideranças nacionalistas no Conselho Nacional do Petróleo (CNP), criado em 1938. Ali, predominava a defesa de um modelo estatal capaz de integrar as atividades de refino, exploração e produção, estas últimas vistas como etapas de alto custo e elevado risco, que exigiam forte capacidade de coordenação e financiamento público.

No período pós-Segunda Guerra Mundial, o debate sobre os rumos da indústria petrolífera brasileira tornou-se ainda mais acirrado. De um lado, estavam os defensores de uma estrutura aberta à participação de capitais privados, nacionais e estrangeiros. De outro, grupos nacionalistas compostos por militares, técnicos e intelectuais sustentavam que apenas uma estrutura estatal integrada poderia assegurar o controle sobre essa cadeia produtiva estratégica. Nesse ambiente de disputas políticas e ideológicas, a campanha “O petróleo é nosso” ganhou força e tornou-se um marco na mobilização social em defesa do monopólio estatal.

Esse contexto levou à criação da Petrobrás em 1953, por meio da promulgação da Lei nº 2.004, que instituiu a empresa como sociedade de economia mista sob controle da União, conferindo-lhe o monopólio sobre todas as atividades da cadeia do petróleo, exceto a distribuição. Embora o projeto original concebido pelo governo Vargas tenha passado por modificações no Congresso, incluindo a redução dos recursos inicialmente previstos, a criação da estatal marcou uma nova etapa na política energética brasileira. A Petrobras passou a simbolizar a busca por autonomia nacional no setor e assumiu papel importante na construção de uma indústria estratégica, que viria a ter grande relevância no processo de desenvolvimento econômico do país nas décadas seguintes.

A expressiva expansão da Petrobras nas primeiras décadas de sua trajetória foi fortemente influenciada pelo ambiente político e econômico favorável do período. O discurso desenvolvimentista do governo Juscelino Kubitschek, que visava “crescer 50 anos em 5”, proporcionou oportunidades significativas para a estatal. No contexto internacional a situação também se mostrava propícia, nos anos 1950, a indústria

mundial do petróleo passava por um processo de redução das barreiras à entrada, o que facilitou o fortalecimento de novos atores como a Petrobras.

A estatal adotou desde cedo uma postura estratégica que ampliou significativamente sua capacidade operacional. No âmbito interno, destacou-se pela conquista de recursos cambiais junto ao governo, o que proporcionou maior autonomia para investimentos no setor de refino. Um marco importante nesse processo foi a construção das refinarias de Cubatão e Mataripe, que passaram a compor as etapas iniciais do parque nacional de refino da Petrobras. A refinaria de Cubatão, foi projetada com capacidade de processar 45.000 barris por dia, enquanto a de Mataripe, possuía capacidade de 42.000 barris por dia. Essas unidades foram fundamentais para garantir o processamento do petróleo bruto em território nacional e contribuir para a redução da dependência de derivados importados. Por sua vez, no cenário externo, a Petrobras beneficiou-se da tendência de queda dos preços do petróleo a partir de 1959, impulsionada pela perda de controle do cartel internacional sobre a oferta global. Em 1963, a estatal estendeu seu monopólio para as importações de petróleo, reforçando seu poder de barganha frente às empresas estrangeiras e permitindo a implementação de uma política integrada de transporte e abastecimento em âmbito nacional.

A consolidação da Petrobras exigiu a criação de mecanismos estáveis de controle de fluxos financeiros e operacionais. O desenvolvimento de uma indústria intensiva em tecnologia e capital demandava articulações complexas, como alianças com fornecedores nacionais, importação de equipamentos e assistência técnica estrangeira, além de garantir rentabilidade para as refinarias em implantação. A ênfase no refino refletia a lógica da integração vertical, elemento importante na experiência das grandes empresas do setor.

Durante os anos 1970, a Petrobras superou as expectativas ao consolidar o processo de verticalização da cadeia produtiva do petróleo, ampliando sua atuação para além do refino e da produção. Nesse período, a estatal assumiu a liderança no setor petroquímico nacional, ao criar e expandir subsidiárias estratégicas como a Petroquisa, Petrofértil e Petromisa, além de iniciar sua internacionalização por meio da Braspetro e da Interbras. Essa estruturação contribuiu para o fortalecimento do grupo como um conglomerado integrado e competitivo. Mesmo diante do primeiro choque do petróleo, em 1973, a Petrobras conseguiu manter sua trajetória de crescimento, alcançando reconhecimento internacional ao figurar entre as maiores empresas do mundo. Esse prestígio foi reforçado pela excelência tecnológica demonstrada, especialmente por meio de prêmios conquistados graças às inovações desenvolvidas no Centro de Pesquisas da Petrobras (CENPES), que se tornou referência em pesquisa aplicada ao setor de energia.

A atuação da estatal foi fundamental para garantir o abastecimento nacional de combustíveis, inclusive em áreas remotas e de difícil acesso, assegurando a integração energética do território brasileiro. Desde os anos 1950, a construção de refinarias e a ampliação sistemática da capacidade de refino viabilizaram o processamento interno do petróleo, reduzindo a dependência de derivados importados e fortalecendo a segurança energética do país. Mesmo durante os momentos mais críticos da década de 1970, marcados pelos choques internacionais do petróleo, a Petrobras conseguiu manter um fornecimento contínuo e relativamente estável de combustível. Essa trajetória foi sustentada por dois fatores: o desenvolvimento de competências organizacionais voltadas à formação de alianças estratégicas com setores público e privado, e a sintonia entre os objetivos empresariais da estatal e as diretrizes macroeconômicas definidas pelos governos da

época, em especial durante o regime militar, que priorizava a expansão da infraestrutura energética como alicerce do modelo desenvolvimentista.

A expansão da indústria brasileira do petróleo combinou diferentes estratégias: o crescimento com controle integral, sustentado pelo monopólio estatal; a competição regulada no mercado interno de derivados, que permitiu a manutenção de preços compatíveis com o modelo desenvolvimentista; e a cooperação produtiva em atividades petroquímicas, estabelecida por meio de parcerias formais entre a Petrobras e empresas privadas, nas quais os investimentos, responsabilidades e resultados eram compartilhados entre os envolvidos, permitindo à estatal ampliar sua atuação sem arcar sozinha com todos os custos e riscos dos empreendimentos. Essa combinação não apenas garantiu estabilidade e expansão à cadeia produtiva do petróleo, mas também gerou efeitos positivos sobre a estrutura industrial brasileira. O empresariado nacional, especialmente o ligado à indústria de bens e serviços de capital, foi diretamente beneficiado com a promoção de capacidades tecnológicas e produtivas. Ao mesmo tempo, o capital estrangeiro encontrou no Brasil um ambiente institucional favorável para a difusão de tecnologias, serviços especializados e formas avançadas de gestão industrial.

Com o tempo, a Petrobras passou a incorporar práticas empresariais mais complexas, voltadas para um modelo de crescimento flexível e diversificado, como era característico dos grandes grupos internacionais. A adoção de estruturas associativas no setor petroquímico e os acordos com petrolíferas internacionais no segmento de distribuição revelaram a capacidade da estatal de adaptar-se a novas configurações produtivas e regulatórias, sem romper com sua base pública.

A partir da década de 1990, no entanto, esse modelo começou a ser gradualmente desestruturado. Nesse contexto, a Petrobras foi impactada pelas diretrizes do Programa Nacional de Desestatização (PND), que resultou na alienação de ativos estratégicos e na dissolução de importantes subsidiárias, como as voltadas para os segmentos petroquímico (Petroquisa), de fertilizantes (Petrofértil), de mineração (Petromisa) e de comércio exterior (Interbras). Esse processo implicou uma retração significativa da atuação da empresa, que passou a se concentrar quase exclusivamente nas atividades centrais da cadeia do petróleo, como exploração, produção, refino e distribuição. Essa mudança contrastava com o padrão observado entre as grandes empresas internacionais do setor, como ExxonMobil, Shell, e Chevron que mantinham estruturas corporativas amplas e diversificadas, com presença significativa também nos segmentos petroquímico, de fertilizantes e química fina. A extinção das subsidiárias da Petrobras nesses setores representou, portanto, um movimento na contramão da tendência global, enfraquecendo a capacidade da estatal de operar como um conglomerado energético e reduzindo sua inserção em cadeias produtivas de maior valor agregado.

Essas transformações expressaram a convergência entre os novos rumos da política econômica brasileira, que priorizava a liberalização, a abertura comercial e a retração do setor público, e as tendências globais de organização produtiva. Inserida em um ambiente cada vez mais competitivo, estruturado por grandes blocos econômicos regionais e dominado por corporações transnacionais, a Petrobras passou a enfrentar o desafio de manter sua relevância e competitividade sem o aparato integrado que havia sustentado sua trajetória de crescimento nas décadas anteriores.

### **2.3.1 A ABERTURA DO MERCADO PETROLÍFERO BRASILEIRO**

Antes de tratar das reformas que transformaram a estrutura da indústria petrolífera brasileira nas últimas décadas, é importante compreender os conceitos básicos dos dois principais segmentos dessa cadeia produtiva: o setor de upstream e o setor de downstream.

O setor de upstream refere-se às atividades iniciais da cadeia do petróleo, incluindo a exploração, o desenvolvimento e a produção de óleo e gás natural. É neste segmento que ocorrem a identificação e a avaliação de reservas (prospecção), a perfuração de poços e a extração dos recursos. O upstream está fortemente associado a investimentos intensivos em tecnologia, risco elevado e à geração das principais descobertas que sustentam toda a indústria.

Já o setor de downstream abrange as etapas posteriores à produção, envolvendo o refino do petróleo bruto, a distribuição e a comercialização de derivados, como gasolina, diesel, gás liquefeito de petróleo (GLP) e querosene. Também fazem parte do downstream os processos logísticos associados ao transporte, armazenagem e venda ao consumidor final. Este segmento é caracterizado por estruturas de mercado diversas e um forte componente regulatório, especialmente no que se refere à qualidade dos combustíveis e à proteção do consumidor.

No Brasil, a reforma petrolífera foi juridicamente consagrada em 1997 com a aprovação da Lei nº 9.478 pelo Congresso Nacional. Essa legislação estabeleceu novas diretrizes para a organização econômica da indústria do petróleo e gás natural, atingindo todos os operadores do setor, inclusive a estatal Petrobras. A nova lei preservou a titularidade da União sobre os recursos em hidrocarbonetos e manteve o estatuto de empresa de economia mista da Petrobras, com controle acionário majoritário da União. Também ratificou os direitos da estatal sobre suas áreas de produção, ativos de refino, transporte e armazenagem, mas estabeleceu o livre acesso de terceiros à infraestrutura de transporte e armazenagem, com o objetivo de promover a competição e um novo padrão industrial no setor.

A legislação instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ligado à Presidência da República, e criou a Agência Nacional do Petróleo (posteriormente renomeada como Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP), uma autarquia especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia. A ANP ficou responsável por regular e fiscalizar o setor, definindo normas técnicas, econômicas e tributárias, bem como organizando o processo de abertura por meio de licitações públicas para a concessão de blocos exploratórios.

A reforma manteve a estrutura verticalizada da Petrobras, preservando a integração entre as etapas de exploração, produção, refino, transporte e armazenagem. Essa decisão buscou consolidar a estatal como uma operadora competitiva no novo ambiente liberalizado, além de reforçar sua posição como potencial parceira das grandes empresas globais de petróleo e gás.

Durante a transição para um mercado aberto à competição interna e internacional, as novas regras referentes à importação, exportação e ao livre acesso à infraestrutura da Petrobras ficaram sob responsabilidade da ANP. A definição final das normas para abertura ampla do setor ocorreu em 2001 com a criação da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE).

A ANP passou a organizar os leilões de concessão de blocos nas bacias sedimentares brasileiras. O primeiro deles, a "Rodada Zero", ocorreu em agosto de 1998 e confirmou os direitos da Petrobras sobre diversas áreas onde já operava. Ao todo, foram assinados 397 contratos envolvendo 115 blocos exploratórios, 51 áreas de desenvolvimento e 231 campos de produção, abrangendo mais de 450.000 km<sup>2</sup>. A partir dessas rodadas, a ANP consolidou-se como o principal agente responsável pela

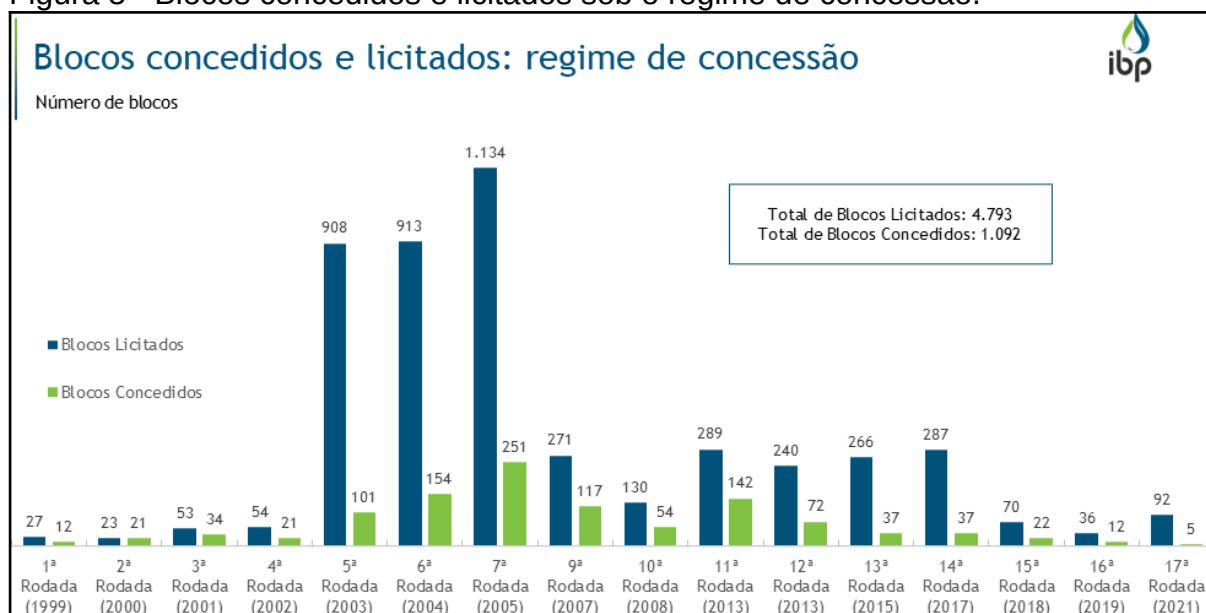
implementação da política de ampliação da concorrência no segmento de exploração e produção, promovendo rodadas sucessivas de licitações que visavam atrair tanto empresas nacionais quanto estrangeiras.

As atividades da ANP se estenderam por diversos segmentos do setor, cuja complexidade demandava regulação diferenciada. Enquanto o mercado de petróleo e derivados tem natureza mais aberta e descentralizada, o mercado de gás natural apresenta características típicas de monopólio natural, principalmente nos segmentos de transporte e distribuição, o que exigiu da agência um papel regulador sofisticado, sem paralelo direto em outras experiências internacionais.

A nova configuração permitiu uma entrada relevante de empresas no setor de upstream. Entre 1999 e 2005, mais de 500 blocos foram concedidos em sete rodadas, e cerca de 50 concessionárias de mais de 15 países passaram a atuar no Brasil até 2006, incluindo dez de capital nacional. Esse movimento não apenas diversificou os operadores no território brasileiro como também representou uma importante fonte de arrecadação. A Petrobras manteve papel central nesse processo, arrematando a maior parte dos blocos oferecidos, o que reforçou sua liderança graças ao domínio técnico e conhecimento acumulado sobre as bacias sedimentares nacionais.

A Figura 5 apresenta a quantidade de blocos licitados e concedidos sob o regime de concessão no período entre 1999 e 2021, ilustrando os efeitos da abertura do mercado petrolífero brasileiro e a crescente participação de novas empresas no setor. Os blocos licitados referem-se às áreas ofertadas pela ANP em leilões para empresas interessadas na exploração e produção de petróleo e gás. Já os blocos concedidos representam as áreas efetivamente adquiridas pelas empresas vencedoras desses leilões, que passam a deter os direitos de exploração sob contratos de concessão.

Figura 5 - Blocos concedidos e licitados sob o regime de concessão.



Fonte: Elaboração IBP com dados da ANP.

\*Rodada 8 cancelada.

A abertura do setor de upstream proporcionou um salto na produção nacional de petróleo, com reflexos diretos na redução da dependência externa. O indicador R/P (reserva/produção), que estima o tempo que as reservas provadas durarão ao ritmo atual de extração, melhorou nos anos seguintes, apontando para uma autossuficiência

mais duradoura e sólida. Esse avanço estruturou uma mudança no perfil do Brasil no mercado internacional, elevando o país à condição de possível exportador líquido de petróleo. O litoral brasileiro, com suas bacias geologicamente semelhantes às do oeste africano, revelou-se uma região altamente promissora, atraindo investidores interessados em explorar áreas ainda pouco desenvolvidas.

Mesmo com o ingresso de novos agentes, a Petrobras manteve uma posição dominante, especialmente no segmento offshore, no qual possuía expertise consolidada. Essa condição tornou a estatal uma parceira preferencial de grandes companhias internacionais, que viam na associação com a empresa brasileira uma forma de mitigar riscos técnicos e operacionais. Além disso, o crescimento constante da demanda interna por derivados, que representava cerca de 2,5% do mercado mundial, tornou o mercado brasileiro ainda mais atrativo para investimentos externos de longo prazo.

No Brasil, a reestruturação do setor downstream teve início em 1990, com a extinção do Conselho Nacional de Petróleo (CNP) e sua substituição pelo Departamento Nacional de Combustíveis (DNC), vinculado ao Ministério de Minas e Energia. Essa mudança institucional representou uma alteração na relação entre o Estado e a Petrobras, uma vez que o órgão regulador deixou de ser subordinado à Presidência da República. A partir dessa nova configuração, tornou-se possível modificar o modelo de gestão de preços dos derivados praticado até então. Anteriormente, o governo controlava rigorosamente os preços dos derivados de petróleo através do tabelamento e da definição de margens fixas para a distribuição e a revenda. No entanto, como parte das reformas, esse sistema centralizado começou a ser substituído por tetos máximos de preços ao consumidor final, permitindo gradualmente maior flexibilidade para o ajuste dos preços conforme as condições de mercado. Esse modelo transitório vigorou até sua completa eliminação em 2001, quando os preços passaram a ser determinados por critérios de mercado.

Paralelamente, houve mudanças na estrutura de preços praticados nas refinarias da Petrobras, com a extinção, em 1998, do mecanismo de equalização regional dos preços, conhecido como Frete de Uniformização de Preços (FUP). O FUP subsidiava o abastecimento de regiões distantes, permitindo homogeneidade no preço final ao consumidor em todo o território nacional. Com sua extinção, os preços passaram a ser definidos com base no custo de oportunidade internacional, acrescido dos custos logísticos.

Outro ponto importante da reestruturação foi a promoção da concorrência no segmento de distribuição de combustíveis. Foram eliminadas exigências regulatórias como o volume mínimo de comercialização por distribuidora e a obrigação de revendedores manterem exclusividade com marcas específicas (bandeiras). Essa abertura permitiu a entrada de mais de 250 novas distribuidoras no mercado. No entanto, o aumento expressivo de agentes trouxe efeitos colaterais, como adulteração de combustíveis e práticas de evasão fiscal.

Diante disso, a ANP implementou medidas para conter abusos e fortalecer o controle sobre o setor. Foram estabelecidos critérios mínimos de capacidade de armazenagem, exigências de capital social para registro de operação e limites ao fornecimento irrestrito entre distribuidoras e postos de revenda, restringindo essa possibilidade apenas aos postos de bandeira branca. Essas ações buscaram inibir práticas desleais e promover maior segurança na qualidade dos combustíveis comercializados.

Apesar do aumento no número de empresas atuantes, a estrutura de mercado manteve-se concentrada nas cinco principais distribuidoras: BR

Distribuidora, Ipiranga, Shell, Texaco e Esso. A liderança da BR Distribuidora se consolidou com base em sua integração vertical com a Petrobras, que lhe conferia vantagens logísticas e operacionais significativas frente às concorrentes privadas.

A reestruturação do downstream também buscou estimular a importação de combustíveis por agentes privados. Em 1998, foram autorizadas importações de querosene de aviação e GLP, e, em 2001, de gasolina e óleo diesel. Entretanto, a efetivação dessas importações enfrentou sérios entraves estruturais relacionados à configuração do mercado interno. A predominância de uma estrutura oligopolizada de fornecimento, concentrada nas principais distribuidoras, limitava o espaço para novos agentes competirem de maneira efetiva. Além disso, a ausência de infraestrutura independente de armazenagem e transporte de combustíveis dificultava o escoamento e a distribuição dos produtos importados. Tais barreiras revelam como as características estruturais do mercado nacional ainda moldavam decisivamente a dinâmica da oferta de derivados no Brasil.

### **2.3.2 ORGANIZAÇÃO E DINÂMICA DO MERCADO DE DERIVADOS NO INÍCIO DO SÉCULO XXI**

Em 2005, a estrutura do parque de refino brasileiro era composta por 14 unidades, incluindo uma planta de beneficiamento de xisto e uma fábrica de lubrificantes. Naquele ano, 12 refinarias estavam em operação, com capacidade nominal de processamento de aproximadamente 1,95 milhão de barris por dia e uma taxa de utilização efetiva em torno de 90%. A Petrobras concentrava 98% dessa capacidade instalada, enquanto as refinarias privadas, como Manguinhos e Ipiranga, atuavam principalmente na produção de gasolina e produtos especiais voltados para mercados regionais.

A maioria das refinarias brasileiras apresenta capacidade superior a 150 mil barris por dia, embora unidades como a Recap (53 mil b/d) e a Remam (46 mil b/d), adquiridas da iniciativa privada, estejam abaixo desse patamar. Entre as refinarias construídas diretamente pela Petrobras entre 1953 e o final dos anos 1970, a escala média de operação era ainda mais elevada com capacidades individuais superiores a 240 mil b/d.

O parque de refino brasileiro foi estruturado com base em uma lógica de otimização logística, priorizando a proximidade com os principais centros consumidores e a utilização de modais eficientes, como dutos e transporte aquaviário. Essa estratégia resultou na concentração das refinarias nas regiões Sul e Sudeste, que juntas respondiam por 81% da capacidade instalada de refino e pela maior parte da produção e do consumo de gasolina e diesel no país. Além disso, o parque se caracterizou por um alto grau de especialização produtiva: cada refinaria operava com um leque relativamente restrito de derivados, exceto pelos produtos de maior demanda como gasolina, diesel, GLP e óleo combustível, que eram produzidos em todas as unidades. Parte da complexidade técnica do parque está relacionada à necessidade de adaptar suas unidades às especificidades do petróleo nacional, que possui características físico-químicas distintas do óleo leve importado, exigindo processos de refino mais sofisticados para garantir a qualidade dos produtos finais.

Ao longo do tempo, o perfil da demanda interna por combustíveis sofreu alterações importantes. Uma das mais significativas foi a expectativa de redução de até 25% no consumo de óleo combustível até 2010, um derivado pesado do petróleo, tradicionalmente utilizado na indústria e em sistemas de geração de calor. Essa mudança refletia transformações estruturais na matriz de consumo energético do país

e impôs ao parque de refino a necessidade de ajustes na sua configuração, com maior ênfase na produção dos chamados derivados brancos, como diesel, nafta e GLP, que passaram a concentrar a maior parte da demanda interna. Em 2007, tornava-se evidente o descompasso entre a crescente produção nacional de petróleo bruto e a limitada capacidade de refino voltada para esses produtos de maior valor agregado. O Brasil se encaminhava para se tornar exportador líquido de óleo cru e, simultaneamente, importador líquido de derivados brancos, gerando perdas na balança comercial de derivados e fragilizando a segurança energética do país.

Diante desse cenário, o debate sobre a necessidade de expandir o parque de refino nacional ganhou novos contornos e passou a envolver não apenas especialistas do setor, mas também governos estaduais e a opinião pública. Esse debate marcou o esgotamento das soluções originalmente defendidas durante o processo de liberalização dos anos 1990, que apostavam na introdução de pressões competitivas como meio de suprir o déficit interno de derivados. Entre essas propostas, destacavam-se a expectativa de que o capital internacional investiria na construção de novas refinarias no país e a crença de que a ampliação das importações seria suficiente para garantir o abastecimento nacional. Na prática, essas estratégias não se concretizaram: os investimentos privados em infraestrutura de refino foram limitados, e as barreiras logísticas e estruturais comprometeram a eficácia das importações. Diante dessa frustração, a ampliação da capacidade interna de refino passou a ser recolocada na agenda, com destaque para arranjos baseados em estratégias de cooperação entre entes públicos e privados, modelo que já vinha se consolidando no setor de exploração e produção (upstream) e que começava a ser retomado como referência para a expansão do downstream brasileiro.

Apesar do consenso em torno da urgência desses investimentos, a execução prática dos projetos enfrentou entraves consideráveis. A partir de 2008, o governo federal e a Petrobras lançaram um ambicioso plano de expansão, prevendo a construção de quatro grandes refinarias: a Refinaria Abreu e Lima (RNEST), o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), e as refinarias Premium I (Maranhão) e Premium II (Ceará). No entanto, apenas a RNEST foi parcialmente concluída, entrando em operação em 2014 com metade da capacidade inicialmente projetada. As demais foram interrompidas ainda em fases preliminares, impactadas por denúncias de corrupção, falhas de planejamento, sobrecustos e forte restrição financeira decorrente da crise institucional da Petrobras. Como consequência, o país manteve sua dependência estrutural de derivados importados, e o problema da defasagem entre produção e refino interno permaneceu como um dos principais gargalos da política energética nacional (MORAIS, 2023).

No tocante à distribuição de combustíveis, o Brasil historicamente seguiu uma lógica distinta da integração vertical observada em outros países produtores. Desde o início, o segmento foi composto por múltiplos agentes privados, configurando um oligopólio competitivo no qual empresas como Shell, Esso, Texaco, Ipiranga e Atlantic desempenhavam papel de destaque. A entrada da Petrobras nesse segmento foi relativamente tardia, apenas em 1971, com a criação da BR Distribuidora.

A abertura do mercado de petróleo na segunda metade dos anos 1990 impulsionou mudanças no perfil da distribuição. A desregulamentação culminou com a abertura total do mercado em 2002, sob a supervisão da recém-criada Agência Nacional do Petróleo (ANP). A nova regulamentação visava ampliar as fontes de oferta e estimular a concorrência entre supridores.

Com a abertura do mercado, novas categorias de empresas passaram a atuar na distribuição de combustíveis, exercendo papéis distintos dentro da cadeia. Os

formuladores, por exemplo, são empresas autorizadas a adquirir correntes de hidrocarbonetos (insumos derivados do petróleo) e, a partir deles, formular combustíveis como gasolina A e diesel. Eles vendem seus produtos para distribuidoras, contribuindo para diversificar a oferta nacional. Os importadores, por sua vez, são autorizados a trazer combustíveis já refinados do exterior, como gasolina, diesel e solventes. Eles comercializam esses produtos com distribuidoras ou grandes consumidores, ampliando as fontes de suprimento disponíveis no país. Já os Transportadores Revendedores Retalhistas (TRRs) desempenham um papel importante no abastecimento de consumidores localizados fora dos grandes centros urbanos. Esses agentes compram combustíveis em grandes volumes e os revendem diretamente a clientes como fazendas, indústrias e transportadoras. Além disso, prestam serviços técnicos, como instalação de tanques e orientação para o uso seguro dos combustíveis, sendo estratégicos para o atendimento em áreas menos acessíveis ou não cobertas por redes de postos de abastecimento.

Apesar da abertura, a necessidade de reforçar o aparato regulatório tornou-se evidente. A ANP, além de regular a distribuição e a revenda, passou a supervisionar a qualidade dos combustíveis, estabelecendo padrões baseados nas normas da ABNT e da ASTM. Com a ampliação de sua competência para os biocombustíveis em 2005, a agência consolidou seu papel como reguladora do abastecimento nacional.

A presença de novos agentes dinamizou o mercado, mas a concentração permaneceu significativa. As cinco maiores distribuidoras continuaram dominando o mercado, principalmente nos segmentos de gasolina, diesel e álcool hidratado. A BR Distribuidora, em particular, reforçou sua posição entre 2001 e 2006, sustentada por seu domínio logístico, contratos de fornecimento exclusivo com redes de postos e forte presença no fornecimento a grandes consumidores.

Em suma, mesmo com a abertura regulatória e a diversificação de agentes, a distribuição de derivados no Brasil permaneceu estruturada em torno de grandes empresas tradicionais, evidenciando uma combinação de mudanças regulatórias com continuidade na estrutura de mercado.

### **2.3.3 A HISTÓRIA RECENTE DO PETRÓLEO NO BRASIL**

Esta seção baseia-se majoritariamente na análise apresentada por Moraes (2023) em *Petróleo em Águas Profundas: institucionalidade e política industrial no Brasil*, obra publicada pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). O livro oferece uma interpretação abrangente sobre a evolução da indústria petrolífera brasileira ao longo do século XXI. A partir dessa obra, são abordados os principais acontecimentos, transformações institucionais e reconfigurações produtivas que moldaram o setor entre os anos de 2006 e 2022.

A partir de 2006, a indústria petrolífera brasileira ingressou em uma nova fase de sua trajetória histórica, marcada por profundas transformações institucionais, tecnológicas e econômicas. Esse processo foi inaugurado pela descoberta do pré-sal, uma extensa faixa de reservatórios localizados em águas ultraprofundas do litoral sudeste, com destaque para as bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. A estimativa inicial de bilhões de barris recuperáveis reposicionou o Brasil no mapa energético global, provocando um salto de escala na ambição estatal quanto à exploração e gestão desses recursos. O país, que até então oscilava entre a autossuficiência e a vulnerabilidade importadora, passou a projetar-se como potencial exportador líquido de petróleo em médio prazo.

As descobertas do pré-sal não apenas elevaram o patamar técnico da indústria nacional, como também impulsionaram um redesenho institucional por parte do Estado. Com a aprovação da Lei nº 12.351/2010, instituiu-se o regime de partilha de produção como novo marco regulatório para os blocos localizados no polígono do pré-sal, substituindo parcialmente o regime de concessão utilizado desde a abertura do setor nos anos 1990. A lógica por trás dessa mudança era assegurar maior controle público sobre os volumes produzidos, a arrecadação gerada e o destino estratégico das receitas. Tratava-se de um modelo pensado para maximizar a captura de renda petrolífera pelo Estado e assegurar que os recursos do pré-sal fossem utilizados como alavanca para o desenvolvimento econômico e social de longo prazo. Nesse novo arranjo, a União passou a ser proprietária do petróleo extraído e a receber parcela da produção como forma de remuneração. Para operacionalizar esse regime, foi criada a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), empresa pública responsável pela gestão dos contratos de partilha e pela representação dos interesses da União nos consórcios.

A Petrobras foi designada como operadora única obrigatória em todos os consórcios firmados sob o regime de partilha, com participação mínima de 30% em cada projeto. Isso significava que, independentemente das demais empresas presentes nos leilões, caberia sempre à estatal a responsabilidade direta pela condução técnica das operações, da perfuração dos poços à produção e escoamento do petróleo, além do dever de arcar com pelo menos um terço dos custos e investimentos envolvidos. Essa posição ampliou significativamente o protagonismo da empresa na cadeia produtiva nacional, mas também elevou seu grau de exposição financeira, operacional e gerencial em um momento em que seus recursos já estavam sendo pressionados por outras frentes de expansão e pela complexidade tecnológica exigida pelos projetos em águas ultraprofundas.

A nova fase da indústria coincidiu com um contexto internacional de preços elevados, que permaneceram acima dos 100 dólares por barril entre 2010 e 2013. Esse cenário alimentou um ciclo de otimismo no setor, traduzido em políticas de conteúdo local rígidas, estímulo à formação de fornecedores nacionais e planos de expansão agressivos por parte da Petrobras. O auge desse movimento foi o leilão do Campo de Libra, em 2013, primeira área do pré-sal ofertada sob o regime de partilha, com reservas estimadas entre 8 e 12 bilhões de barris. A composição do consórcio vencedor, formado por Petrobras, Shell, Total e duas estatais chinesas, refletiu o interesse estratégico global sobre os ativos brasileiros, mas também impôs à Petrobras um grande compromisso financeiro em um momento de fragilidade crescente.

A partir de 2014, a conjuntura global sofreu uma mudança abrupta. Os preços do barril de petróleo despencaram devido à superoferta mundial, à desaceleração da demanda asiática e à recusa da OPEP em cortar a produção. O barril, que chegou a valer mais de 110 dólares em meados de 2014, recuou para cerca de 30 dólares em 2016. Essa queda afetou severamente a rentabilidade dos projetos do pré-sal, cuja extração exigia investimentos intensivos em tecnologia, infraestrutura e logística offshore. Ao mesmo tempo, no plano doméstico, a Petrobras foi atingida no centro de sua estrutura por denúncias de corrupção reveladas pela Operação Lava Jato. O escândalo expôs um esquema sistêmico de desvio de recursos por meio de contratos superfaturados com empreiteiras e fornecedores, envolvendo diretores da empresa e políticos de alto escalão. O impacto foi profundo: houve paralisa de obras, falência de fornecedores estratégicos, fuga de investidores, restrição severa ao crédito e uma crise reputacional de grandes proporções.

Nesse contexto, a política de preços adotada pela Petrobras entre 2011 e 2014 passou a ser alvo de críticas, especialmente por parte de analistas financeiros e setores do mercado, devido ao papel mais agressivo da empresa como instrumento de política pública voltada à contenção da inflação. Em vez de repassar diretamente ao consumidor os efeitos da alta dos preços internacionais do petróleo e da desvalorização cambial, a estatal manteve os preços da gasolina e do diesel artificialmente reduzidos, visando preservar o poder de compra da população e limitar os impactos inflacionários. Essa decisão foi motivada pelo cenário econômico do período, marcado por cotações elevadas do petróleo no mercado internacional, forte desvalorização do real e desaceleração do crescimento econômico, fatores que ampliaram as preocupações com pressões inflacionárias.

Embora essa estratégia fosse coerente com o papel de uma empresa estatal em determinadas conjunturas, ela foi implementada em um momento de significativa expansão dos investimentos da Petrobras e aumento de sua exposição financeira, o que intensificou os efeitos adversos sobre sua rentabilidade. Ao comercializar combustíveis internamente a valores inferiores ao custo de importação, a companhia acumulou prejuízos substanciais nas operações de refino e comercialização, especialmente nos derivados leves, como a gasolina e o diesel.

A reversão dessa política ocorreu em 2016, com a adoção de um novo modelo de precificação alinhado à paridade internacional (PPI). A nova diretriz previa a atualização quase diária dos preços dos combustíveis com base na cotação do petróleo no mercado global, na variação cambial e nos custos logísticos. Essa inflexão teve como objetivo restaurar a previsibilidade financeira da empresa, recuperar a confiança do mercado e viabilizar sua reestruturação. No entanto, a indexação direta ao mercado externo também aumentou a exposição da população às volatilidades internacionais, o que gerou tensões sociais como a greve dos caminhoneiros de 2018 e reacendeu o debate sobre a função pública da Petrobras em um setor estratégico.

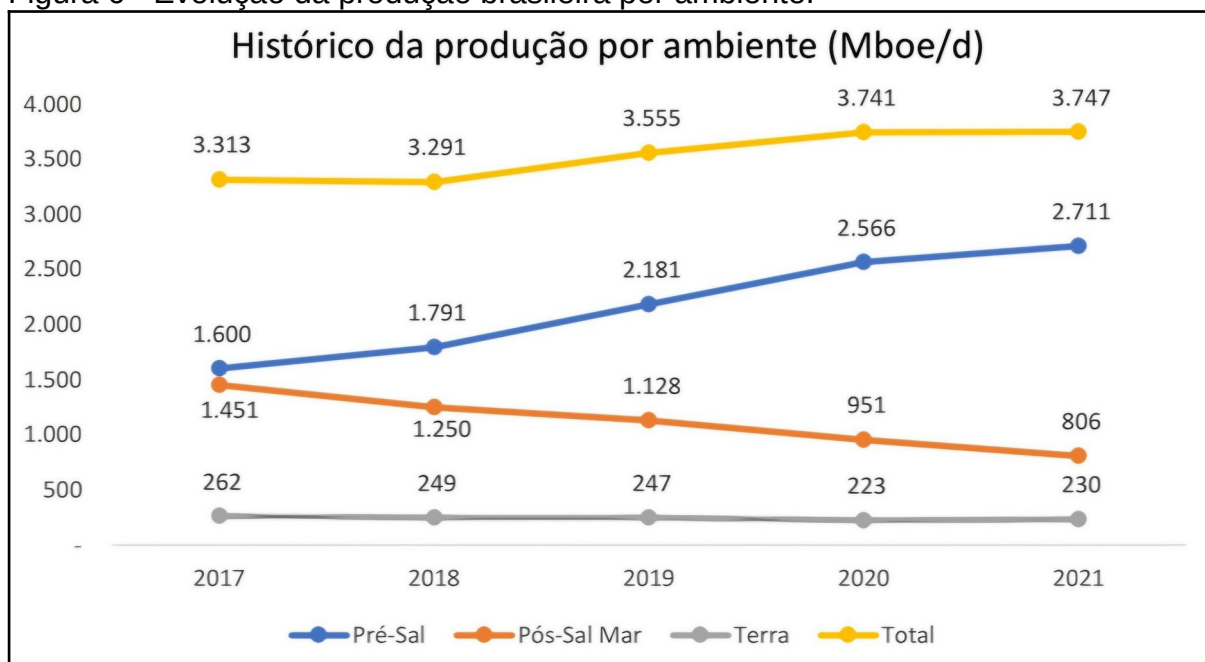
Em paralelo à mudança de política de preços, a estatal lançou um ambicioso programa de desinvestimentos. A estratégia consistia em reduzir a presença da empresa em segmentos considerados não prioritários – como distribuição, transporte, refino, fertilizantes e energia elétrica – concentrando os investimentos no segmento de exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas, considerado mais rentável. Entre 2016 e 2021, a Petrobras alienou mais de R\$ 230 bilhões em ativos, incluindo campos maduros, gasodutos, terminais e participação em subsidiárias como a BR Distribuidora. Essa reconfiguração visava tornar a empresa mais enxuta e financeiramente sólida, mas também suscitou críticas quanto à perda de capacidade estatal de planejamento energético e ao avanço da desnacionalização em setores-chave.

No mesmo contexto de redefinição institucional, o Congresso Nacional aprovou, também em 2016, a Lei nº 13.365, que revogou a obrigatoriedade de a Petrobras atuar como operadora única em todos os contratos do regime de partilha. Embora a empresa tenha mantido o direito de preferência na indicação dos blocos nos quais deseja operar, a mudança marcou uma inflexão nas diretrizes da política energética brasileira, favorecendo a entrada de novas operadoras e a ampliação da competição no pré-sal. Essa flexibilização foi justificada como parte da estratégia para atrair investimentos externos, aliviar o grau de exposição da Petrobras e acelerar a exploração dos ativos da camada pré-sal, em um momento de forte restrição orçamentária e crise reputacional da estatal.

Apesar da crise e da retração institucional, a produção do pré-sal consolidou-se como a principal âncora da indústria brasileira. Em 2017, esse conjunto de campos

superou, pela primeira vez, o pós-sal em volume de produção, e em 2022 passou a representar 76,3% do total extraído no país. Essa expansão foi favorecida pelo alto fator de recuperação dos reservatórios, pela padronização de tecnologias de extração e pela concentração de investimentos em unidades flutuantes de produção (FPSOs) altamente eficientes. A produtividade média dos poços do pré-sal superou a marca de 30 mil barris por dia, muito acima da média mundial, consolidando o Brasil entre os grandes produtores globais. A evolução da produção do pré-sal evidenciada na Figura 6, que apresenta a distribuição da produção nacional por ambiente geológico.

Figura 6 - Evolução da produção brasileira por ambiente.



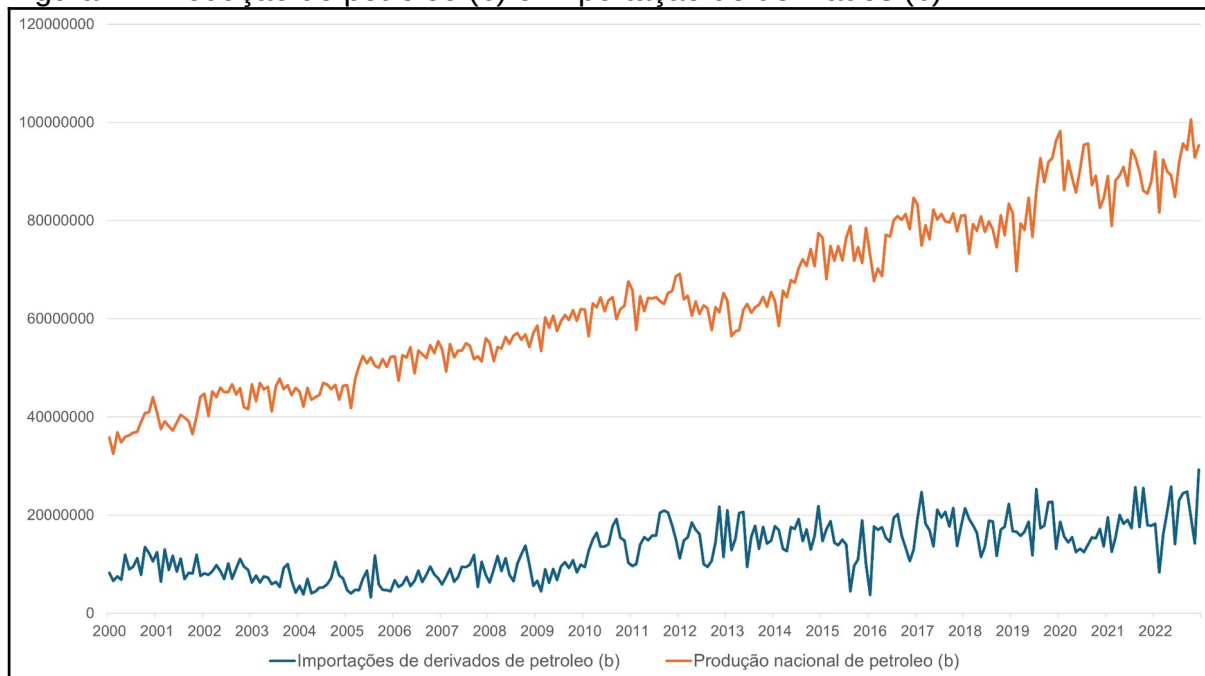
Fonte: Boletim da produção de petróleo e gás 2021 - ANP.

A pandemia de Covid-19, a partir de 2020, introduziu novos choques ao setor. A queda abrupta da demanda global, combinada à guerra de preços entre Arábia Saudita e Rússia, derrubou o barril para níveis inferiores a 20 dólares, gerando perdas imediatas e obrigando a Petrobras a rever seus planos de investimento e a postergar projetos. No entanto, a recuperação foi relativamente rápida, e entre 2021 e 2022, os preços voltaram a subir, impulsionados pela retomada da atividade global e pela guerra na Ucrânia. Essa conjuntura contribuiu para a reversão do resultado financeiro da empresa, que voltou a registrar lucros bilionários e ampliar sua capacidade de investimento.

Ao final de 2022, o setor petrolífero brasileiro apresentava um quadro contraditório. Por um lado, a produção crescia de forma sustentada, as exportações líquidas se consolidavam e a balança comercial do petróleo era superavitária, evidenciando o avanço tecnológico e operacional alcançado, especialmente com a exploração do pré-sal. Por outro lado, persistiam desafios importantes: a capacidade de refino nacional seguia limitada, o abastecimento dependia parcialmente de importações de derivados e a política de preços seguia tensionada entre a lógica empresarial e as pressões sociais. Apesar do aumento significativo da produção bruta de petróleo, observa-se no mesmo período um comportamento volátil nas importações de derivados, cujo nível não se reduziu proporcionalmente, indicando que fatores como a estrutura de refino e a demanda interna continuam influenciando a dinâmica

do mercado interno. A Figura 7 explicita essa dissociação entre a trajetória crescente da produção e a permanência das importações de derivados em patamares relevantes, mesmo em anos de superávit comercial do setor.

Figura 7 - Produção de petróleo (b) e Importação de derivados (b).



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP.

A trajetória recente da Petrobras e do setor como um todo revela os dilemas de um país com vastos recursos energéticos, mas cujas escolhas institucionais oscilam entre soberania, mercado e vulnerabilidade externa.

### 3 REVISÃO DA LITERATURA EMPÍRICA

Desde os choques do petróleo na década de 1970, o impacto das flutuações nos preços sobre variáveis macroeconômicas tem sido amplamente estudado. Um dos primeiros trabalhos a explorar essa relação foi o de Darby (1982), que analisou o impacto do primeiro choque do petróleo em cinco economias (Alemanha, Canadá, EUA, Holanda e Reino Unido), por meio de um modelo VAR. Seu estudo concluiu que o aumento dos preços do petróleo contribuiu para o crescimento da inflação e para a contração do PIB.

Em um trabalho seminal, Hamilton (1983) examinou a relação entre os choques nos preços do petróleo e as recessões nos EUA, utilizando modelo VAR. O estudo evidenciou que sete das oito recessões ocorridas no país após a Segunda Guerra Mundial foram precedidas por aumentos significativos nos preços do petróleo. Posteriormente, Mork (1989) ampliou essa análise ao considerar também os períodos de queda nos preços, por meio de um modelo VAR com decomposição assimétrica, e sugeriu que os choques positivos têm um impacto mais intenso sobre o PIB do que os choques negativos.

A partir dos anos 2000, surgiram estudos questionando a relação entre as variações nos preços do petróleo e seus impactos macroeconômicos. Hamilton (2003) investiga essa questão por meio de uma transformação não linear, que captura a assimetria na transmissão dos choques do petróleo para o PIB. O artigo reforça que

os choques de preços exercem influência na economia americana e demonstra que os aumentos nos preços do petróleo tem um impacto significativamente maior sobre a economia dos Estados Unidos do que as reduções nos preços.

No campo dos trabalhos que abordam a mudança dessa relação entre os preços do petróleo e as variáveis macroeconômicas, Pinto Júnior (2007) demonstra que diante dos efeitos adversos dos primeiros choques do petróleo, iniciou-se um movimento global para reduzir a dependência dessa fonte de energia, impulsionado pelo avanço tecnológico nas indústrias e pela diversificação das matrizes energéticas. Blanchard e Galí (2008) também estudaram essa mudança, comparando os choques ocorridos nos anos 1970 com os dos anos 2000 e destacando que políticas monetárias eficazes também podem desempenhar um papel fundamental na mitigação dos impactos adversos das flutuações nos preços do petróleo.

Segal (2011) argumenta que os choques dos anos 2000 tiveram impacto macroeconômico mais limitado sobretudo devido ao enfraquecimento do repasse para a inflação subjacente. O autor destaca que mudanças institucionais como menor poder de barganha dos trabalhadores, maior concorrência global e maior credibilidade da política monetária contribuíram para conter os efeitos inflacionários e reduzir a necessidade de elevação dos juros.

Gadea et al. (2016) conduziram um estudo analisando a relação entre os preços do petróleo e o PIB americano, utilizando modelos VAR, com base na série histórica mais extensa disponível: PIB (1875-2016) e preços do petróleo (1861-2016). Os resultados indicam que a correlação entre as variáveis não é constante, apresentando seu ponto mais negativo na década de 1970 e tornando-se progressivamente menos intensa ao longo dos anos.

A inflação representa uma variável chave na transmissão dos preços do petróleo para o PIB, sendo parte central de um mecanismo que envolve diversos canais interligados como os juros, o câmbio e a balança comercial. Conforme analisado por Matos (2015), aumentos nos preços do petróleo pressionam diretamente o nível de preços internos ao elevar os custos de produção e transporte. Esse aumento inflacionário tende a provocar uma resposta da autoridade monetária por meio da elevação da taxa de juros, o que, por sua vez, reduz o consumo e o investimento, contraindo a demanda agregada e, conseqüentemente, o PIB. Além disso, a elevação dos preços do petróleo impacta negativamente a balança comercial dos países importadores, ao elevar os custos de produção e reduzir a competitividade externa. Em contrapartida, países exportadores podem experimentar um impulso temporário no crescimento via aumento das receitas de exportação, embora esse efeito também esteja condicionado à resposta da inflação e da política monetária. Portanto, os impactos dos preços do petróleo sobre o crescimento econômico são fortemente mediados pela estrutura macroeconômica e institucional de cada país.

Cogni e Manera (2008) analisam os efeitos dos choques nos preços do petróleo sobre variáveis macroeconômicas nos países do G-7, utilizando modelos VAR estruturais no período de 1980 a 2003. Os autores constataram que os preços do petróleo exercem influência significativa sobre a inflação, as taxas de juros e o PIB, embora a magnitude e a persistência desses impactos variem entre os países. Em algumas economias, os efeitos inflacionários dos choques de petróleo foram mais duradouros, enquanto em outras a política monetária, por meio do ajuste imediato da taxa de juros, desempenhou papel central na contenção desses efeitos. O estudo destaca, ainda, que os choques no preço do petróleo são capazes de afetar negativamente a atividade econômica, reforçando a importância da condução da política monetária na mitigação dos seus impactos.

Em estudo aplicado à economia turca, país com elevada dependência de petróleo importado, Çelik e Akgül (2011) investigaram a relação entre os preços do óleo combustível e a inflação ao consumidor no período de 2005 a 2009, utilizando modelo VECM. Os autores encontraram evidência de uma relação de longo prazo entre as variáveis e verificaram que um aumento de 1% nos preços do combustível resultava, com defasagem de cerca de um ano, em um aumento de 1,26% no índice de preços ao consumidor. Além disso, o teste de causalidade indicou que os preços dos combustíveis são causa de Granger da inflação, mas não o contrário, sugerindo uma transmissão de preços unidirecional.

A literatura sobre os efeitos macroeconômicos dos preços do petróleo avançou significativamente ao reconhecer que nem todos os choques no mercado petrolífero possuem a mesma origem ou provocam os mesmos impactos. Essa diferenciação se tornou crucial para compreender os mecanismos de transmissão à inflação e ao crescimento. Nesse contexto, estudos como os de Kilian (2009) e Peersman e Van Robays (2012) foram fundamentais ao propor a decomposição dos choques em categorias distintas, os autores identificam três tipos principais de choques: choques de oferta, choques de demanda agregada e choques de demanda específica. Essa distinção permite maior precisão na análise empírica e no desenho de políticas econômicas. Esses trabalhos inauguraram uma nova abordagem que considera não apenas a direção e a magnitude dos choques, mas também sua natureza, se advindos do lado da oferta ou da demanda, e como cada economia, de acordo com sua estrutura energética e inserção internacional, responde a essas perturbações.

Matos (2015) expande o estudo de Kilian (2009) e Peersman e Van Robays (2012) ao investigar os efeitos dos diferentes tipos de choques do petróleo sobre as economias latino-americanas, analisando os casos do Peru, Chile, Brasil, Argentina, México, Colômbia e Venezuela no período entre 1995 a 2013. Utilizando modelos VAR estrutural e VAR painel, o autor examina a distinção entre países importadores e exportadores de petróleo, avaliando seus impactos sobre PIB, inflação, taxa de juros, taxa de câmbio e balança comercial. Os resultados mostram que, em países exportadores como Venezuela, Colômbia e México, choques positivos de demanda internacional geram efeitos expansionistas sobre o PIB e as exportações. Já nas economias importadoras, como Peru e Chile, predomina o impacto inflacionário, que tende a ser seguido por uma resposta da política monetária via elevação das taxas de juros. No caso brasileiro, os efeitos são menos lineares: embora o país dependa de importações, sua produção interna significativa atenua a vulnerabilidade externa, tornando o impacto dos choques mais heterogêneo. Ainda assim, o estudo aponta que tanto os choques de oferta quanto os de demanda exercem forte pressão sobre a inflação no Brasil, o que reforça a importância de considerar a natureza do choque e o perfil energético nacional na formulação de políticas econômicas. Como reforça Chisadza et al. (2013), em aplicação semelhante para a África do Sul, os efeitos dos choques do petróleo variam significativamente de acordo com sua origem.

Corroborando essa perspectiva regional, Alarcón Galarza (2016) também analisa os efeitos dos choques do petróleo sobre variáveis macroeconômicas nas economias latino-americanas, com ênfase no comportamento da inflação e na condução da política monetária. O autor analisa os casos do Brasil, Colômbia e Peru, no período entre 1991 a 2014, utilizando o modelo VAR. Seus resultados indicam que o Brasil, responsável por aproximadamente 42,3% do consumo de petróleo da região, experimenta um aumento expressivo da inflação em resposta a um choque de preços. Esse repasse ocorre principalmente por meio da elevação dos custos de produção e

do consumo doméstico, ressaltando a sensibilidade da inflação brasileira às flutuações no mercado internacional de petróleo.

Sibanda et al. (2015) investigam os determinantes das expectativas de inflação na África do Sul, utilizando modelo VECM com dados mensais de 2002 a 2013. Os autores encontram que tanto os preços do petróleo quanto a taxa de câmbio afetam positivamente as expectativas inflacionárias, sendo a taxa de câmbio o principal transmissor no longo prazo.

Cavalcanti e Jalles (2013) conduziram um estudo comparativo sobre a reação do Brasil e dos Estados Unidos a choques nos preços do petróleo utilizando modelo SVAR entre os anos de 1975 e 2008. Os autores destacam que essas duas economias representam casos polares, enquanto os Estados Unidos aumentaram significativamente suas importações de petróleo ao longo do período, o Brasil reduziu sua dependência externa ao expandir a produção doméstica de petróleo e desenvolver a indústria de etanol. Os resultados do estudo indicam que a volatilidade do crescimento da produção nos Estados Unidos diminuiu com o tempo e tornou-se menos sensível às variações nos preços do petróleo, apesar do aumento das importações. A inflação seguiu uma tendência semelhante, apresentando menor volatilidade ao longo dos anos, embora os choques nos preços do petróleo tenham passado a representar uma parcela maior dessa variação. No caso do Brasil, o estudo conclui que os preços do petróleo não exercem um impacto claro sobre o crescimento da produção e contribuem apenas para uma fração da volatilidade da inflação. Abeysinghe (2001) enfatiza a importância de analisar as diferenças entre países desenvolvidos e em desenvolvimento para compreender como os choques afetam distintos contextos econômicos.

Nasir (2017) investiga os impactos dos choques do preço do petróleo nas economias dos países do BRICS no período entre 1987 a 2017. O autor resalta a relevância econômica do bloco e argumenta que o estudo é fundamental para compreender os efeitos das flutuações do preço do petróleo em economias emergentes, que incluem tanto países exportadores (Rússia e Brasil) quanto importadores (China, Índia e África do Sul) dessa commodity. Um ponto relevante destacado no artigo é que, embora choques positivos nos preços do petróleo afetem variáveis macroeconômicas, a queda acentuada dos preços em 2014, de aproximadamente 70%, não resultou em um crescimento significativo do PIB global, sugerindo que quedas nos preços do petróleo também podem ter impacto negativo sobre a demanda. As variáveis analisadas foram o PIB, a inflação e a balança comercial.

Os resultados de Nasir (2017), obtidos por meio do modelo TVSVAR, demonstram que, entre os países exportadores de petróleo, os efeitos dos choques do petróleo sobre o crescimento econômico foram mais expressivos na Rússia. Já o Brasil apresentou um déficit na balança comercial, apesar de ser um exportador de petróleo. Esse fenômeno pode ser um indício de doença holandesa, que ocorre quando há valorização cambial, decorrente do aumento das exportações de petróleo, prejudicando a competitividade de outros setores exportadores da economia. Esses resultados sugerem que a Rússia é mais dependente do setor petrolífero por não apresentar uma economia tão diversificada como a economia brasileira. No caso dos principais países importadores (China e Índia), os choques do petróleo tiveram impactos negativos sobre a inflação, o PIB e a balança comercial, com variações na intensidade desses efeitos entre os dois países.

Seguindo a mesma linha de pesquisa, Bin Mo et al. (2019) encontram resultados diferentes utilizando outra metodologia. Os autores analisam os efeitos das

flutuações do preço do petróleo sobre o crescimento econômico dos países do BRICS no período entre 1996 a 2018, utilizando metodologia baseada em *wavelet quantile-on-quantile*. Os autores destacam que de maneira geral a relação entre o preço do petróleo e o crescimento econômico é positiva para todos os países do BRICS, com exceção de alguns quantis de preços.

Saindo do campo da literatura internacional e aprofundando a produção nacional sobre o tema, destacam-se estudos do Banco Central do Brasil que analisam o impacto dos preços do petróleo sobre a inflação brasileira. Segundo o Banco Central (2000), os efeitos da disparada dos preços internacionais entre 1999 e 2000 repercutiram significativamente sobre a inflação e as contas fiscais do país. Embora sem a aplicação de modelos econométricos formais, o estudo adota uma abordagem empírica baseada em séries históricas, comparando a evolução dos preços domésticos dos combustíveis com a cotação internacional do petróleo em reais. Os resultados indicam que a desvalorização cambial, combinada à elevação do preço do barril, encareceu o petróleo internamente e levou à necessidade de repasses que pressionaram o nível geral de preços.

Já o Banco Central (2019) reforça que os preços internacionais do petróleo, ao influenciarem diretamente os valores praticados nas refinarias, constituem uma das principais fontes de risco para a inflação no Brasil. Utilizando simulações de Monte Carlo, o estudo abrange o período de 2012 a 2019 e conclui que há uma forte correlação entre a cotação do petróleo Brent em reais e o preço da gasolina, item de grande peso no IPCA. As estimativas indicam que uma volatilidade anual de 30% no preço do petróleo pode provocar, em um horizonte de 12 meses, variações de até  $\pm 0,28$  ponto percentual na inflação.

Por fim, o Banco Central (2022) analisou o período de 2021 a 2022, utilizando modelos calibrados com base na estrutura de custos da gasolina e em duas hipóteses para o comportamento do preço do etanol (como variável exógena ou endógena). A pesquisa combinou análise de séries temporais com a decomposição dos componentes de preço (refinaria, tributos e margens) para estimar o grau de repasse do petróleo para os preços ao consumidor. Os resultados indicam que uma alta de 10% no preço do petróleo gerou um impacto entre 0,20 e 0,27 ponto percentual no IPCA em 2021, com projeção de aumento entre 0,31 e 0,43 p.p. para 2022, reflexo do maior peso da gasolina na cesta de consumo e da maior sensibilidade dos custos ao petróleo.

Essas evidências institucionais reforçam a relevância dos preços internacionais do petróleo como fonte de pressão inflacionária no Brasil, especialmente por meio do canal dos combustíveis. A partir dessa base empírica e oficial, diversos estudos acadêmicos têm buscado aprofundar a compreensão dos mecanismos de transmissão desses choques para a economia brasileira, com destaque para a inflação.

No campo dos trabalhos recentes, Pimentel et al. (2016) analisam o repasse cambial para os preços ao consumidor na economia brasileira e identificam uma relação forte e assimétrica entre essas variáveis. Utilizando modelo SVAR para o período de 1999 a 2013, os autores constataram que a depreciação cambial tem um repasse médio de 11,38%, enquanto a apreciação resulta em um repasse significativamente menor, de 2,84%. Como o petróleo é negociado em dólares, choques no preço da commodity afetam diretamente a entrada e saída de divisas, resultando em um impacto sobre o câmbio e, conseqüentemente, sobre a inflação.

Medeiros et al. (2021) analisam os efeitos dos choques nos preços internacionais do petróleo sobre variáveis macroeconômicas brasileiras no período de

2002 a 2015, utilizando um modelo VECM. Os autores identificam que, no curto prazo, os choques do petróleo impactam negativamente o PIB e o câmbio, embora com magnitude limitada, enquanto não produzem efeitos estatisticamente significativos sobre inflação, juros, M1 e desemprego. Já no longo prazo, os vetores de cointegração indicam uma forte relação inversa entre os preços do petróleo e o PIB, a inflação e o desemprego, revelando que choques persistentes nessa commodity tendem a se propagar estruturalmente na economia. A análise das funções impulso-resposta reforça esse padrão: as variáveis reagem negativamente nos primeiros meses após o choque, mas tendem à estabilização no horizonte de 12 meses.

Nazareno (2023) investiga as relações de curto e longo prazo entre o preço do petróleo, a inflação, a taxa de juros e o câmbio no Brasil entre 2002 e 2021. Utilizando modelo VECM com decomposição assimétrica e análise de conectividade, o estudo confirma a existência de transmissão assimétrica dos preços, evidenciando que aumentos nos preços do petróleo e do câmbio são repassados com maior intensidade para a inflação, enquanto a taxa de juros apresenta um efeito mais significativo na inflação nos momentos de queda pois o Brasil apresenta historicamente taxas de juros elevadas.

Souza e Mattos (2023) analisam os efeitos macroeconômicos de diferentes tipos de choques nos preços do petróleo sobre a economia brasileira, no período de 1996 a 2022, com base na abordagem proposta por Kilian (2009) e utilizando um modelo VAR bayesiano com restrições de sinal. Os autores distinguem entre choques de oferta, demanda global e demanda específica por petróleo, encontrando que os choques de demanda global geram efeitos expansionistas sobre o PIB, com apreciação cambial, queda nas taxas de juros e redução da incerteza econômica. Por outro lado, os choques de oferta e de demanda específica tendem a reduzir o PIB e aumentar a incerteza. Os resultados destacam que políticas econômicas que ignoram a origem dos choques podem superestimar seus efeitos e produzir respostas ineficazes.

Oliveira et al. (2023) investigam os efeitos da volatilidade dos preços internacionais do petróleo sobre a economia brasileira no período de 2001 a 2021, utilizando um modelo VAR com cinco variáveis endógenas. Os resultados mostram que a volatilidade do petróleo exerce impacto negativo sobre o crescimento do PIB real e sobre os investimentos, sendo este último efeito persistente por até doze meses. Embora o Brasil tenha se tornado exportador líquido de petróleo no período analisado, os autores concluem que essa condição não eliminou a vulnerabilidade da economia à instabilidade dos preços internacionais da commodity.

Carrara (2024) investiga o repasse dos preços do petróleo para a inflação brasileira no período de 2014 a 2023, utilizando uma Curva de Phillips Novo-Keynesiana híbrida estimada por meio de um modelo SVEC. O estudo adota como variável central o preço do petróleo convertido em reais, destacando a existência de uma relação positiva e duradoura entre essa variável e o IPCA, sugerindo que choques no mercado internacional da commodity exercem influência significativa sobre a inflação brasileira.

Embora o Brasil tenha se tornado exportador líquido de petróleo, o vínculo entre os preços internacionais da commodity e a inflação doméstica permaneceu relevante, especialmente após a adoção do Preço de Paridade de Importação (PPI) em 2016. Carrara (2024), ao investigar o repasse do preço do petróleo para a inflação brasileira, destaca que a adoção do PPI intensificou a sensibilidade dos preços internos às variações do mercado internacional, uma vez que a Petrobras passou a atuar como se todos os derivados consumidos internamente fossem importados.

Explorando diretamente os efeitos do PPI, Wimmer e Vasconcelos (2023) analisam a mudança na política de preços da Petrobras e seus impactos sobre a inflação brasileira, por meio de um modelo VAR. Os autores observam que, após a adoção do PPI, os choques nos preços internacionais do petróleo passaram a ser repassados de forma mais intensa para a inflação doméstica, rompendo com a prática anterior de contenção estatal. O estudo reforça que, mesmo sendo o Brasil um país autossuficiente em petróleo, a política de preços fez com que os derivados consumidos no mercado interno fossem precificados como se fossem integralmente importados, ampliando a vulnerabilidade da economia aos choques externos.

Como contraponto, Nazareno (2023) também aborda a política de preços da Petrobras, mas não encontra evidência estatisticamente robusta de que o PPI tenha exercido impacto direto sobre a inflação no período analisado. Ainda assim, o estudo reconhece que a mudança de regime contribuiu para aumentar a correlação entre os preços domésticos e as dinâmicas do mercado internacional, sinalizando uma maior vulnerabilidade aos choques externos após 2016.

## 4 METODOLOGIA

A realização desta pesquisa exige a definição clara das variáveis, fontes de informação e técnicas empregadas. A seguir, descrevem-se a base de dados utilizada e os procedimentos econométricos adotados.

### 4.1 BASE DE DADOS

O presente trabalho busca analisar de que maneira as oscilações do preço do petróleo internacional influenciam a economia brasileira, utilizando séries temporais mensais compreendidas entre janeiro de 2010 e dezembro de 2022. Para captar a dinâmica do mercado de petróleo, emprega-se a cotação do barril do tipo Brent no mercado spot, referência amplamente utilizada em estudos econômicos e considerada parâmetro central na definição da política de preços da Petrobras.

A análise contempla ainda o Produto Interno Bruto (PIB) real, representando a atividade econômica doméstica, e o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), indicador oficial da inflação brasileira. Conforme prática consolidada na literatura, as séries do PIB e do Brent foram convertidas para logaritmo natural, o que contribui para reduzir a dispersão dos dados e possibilita interpretações em termos relativos. O IPCA, por sua vez, é trabalhado diretamente em sua forma de taxa de variação mensal (% a.m.).

As informações utilizadas estão na Tabela 2 e foram obtidas em bases oficiais: os preços internacionais do Brent junto à Energy Information Administration (EIA), e os dados do PIB e do IPCA por meio do Ipeadata.

Tabela 2 – Descrição das variáveis do modelo.

Variável	Unidade de medida	Transformação	Fonte
PIB real	R\$ milhões	Logaritmo natural	Ipeadata
IPCA	% a.m.	Taxa de variação mensal	Ipeadata

Fonte: Elaboração própria.

## 4.2 ANÁLISE DE ESTACIONARIEDADE

Para garantir a adequação do modelo econométrico, inicialmente é necessário o exame da estacionariedade das séries, uma vez que processos não estacionários podem conduzir a inferências espúrias (Gujarati, 2006; Enders, 2008). Foram aplicados os testes de raiz unitária Aumentado de Dickey-Fuller (ADF) (Dickey e Fuller, 1979) e Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin (KPSS) (Kwiatkowski et al., 1992), de forma a complementar os resultados e assegurar maior robustez na identificação da ordem de integração das variáveis. O teste ADF considera como hipótese nula a presença de raiz unitária, sendo expresso pela seguinte equação:

$$\Delta Y_t = \beta_1 + \beta_2 t + \delta Y_{t-1} + \sum_{i=1}^m \alpha_i \Delta Y_{t-i} + \varepsilon_t$$

Já o teste KPSS, por sua vez, adota como hipótese nula a estacionariedade da série, baseando-se na soma cumulativa dos resíduos padronizados ao longo do tempo:

$$KPSS = \frac{T \sum_{t=1}^T \hat{u}_t^2}{\hat{\sigma}^2}$$

A comparação entre os dois testes permite uma avaliação mais precisa da estacionariedade, já que suas hipóteses nulas são complementares. Confirmada a ordem de integração das séries, procedeu-se à definição do número ótimo de defasagens do modelo. O critério adotado baseou-se na avaliação conjunta de informações estatísticas, como os critérios de informação de Akaike (AIC), Schwarz (BIC), Hannan–Quinn (HQ) e Final Prediction Error (FPE).

Com as séries tratadas e o número de defasagens determinado, estimou-se o Modelo Vetorial Autorregressivo (VAR), introduzido por Sims (1980). O VAR é uma extensão do modelo autorregressivo univariado (AR), em que, em vez de considerar apenas uma variável dependente explicada por seus próprios valores passados, incorpora simultaneamente várias séries temporais. Dessa forma, cada variável do sistema é modelada como uma função linear de suas próprias defasagens e também das defasagens das demais variáveis incluídas no modelo. Essa abordagem permite capturar de maneira conjunta a interdependência dinâmica entre as variáveis, sem impor, a priori, relações de causalidade unidirecionais, o que garante maior flexibilidade na análise de sistemas econômicos.

Formalmente, o modelo VAR pode ser representado pela seguinte forma matricial:

$$Y_t = \phi_0 + \sum_{i=1}^p \phi_i Y_{t-i} + e_t$$

Além disso, foram incluídas variáveis dummy como regressoras exógenas no modelo, de modo a captar choques específicos não explicados pelas variáveis econômicas centrais. Em particular, considerou-se uma *dummy* para o período da pandemia da COVID-19, marcada pela forte queda na atividade econômica e nos preços internacionais do petróleo, e outra *dummy* para o período da guerra entre Rússia e Ucrânia, evento que provocou elevações abruptas nas cotações

internacionais. Essa estratégia busca controlar a influência desses choques excepcionais, alinhando-se às recomendações da literatura aplicada ao caso brasileiro (Nazareno, 2023; Oliveira et al., 2023).

Após a estimação do modelo VAR, foi realizada a análise das funções impulso-resposta (IRFs). Esse procedimento permite observar como um choque em uma variável, como por exemplo o preço internacional do petróleo, afeta as demais variáveis do sistema ao longo do tempo. As IRFs mostram não apenas a direção do efeito (se positivo ou negativo), mas também a intensidade e a duração desse impacto, sendo assim uma ferramenta fundamental para compreender a dinâmica entre as variáveis.

De forma complementar, aplicou-se a decomposição da variância do erro de previsão. Essa técnica possibilita identificar em que medida as variações futuras de uma variável podem ser explicadas por choques em si mesma ou por choques nas demais variáveis do modelo. Enquanto as funções impulso-resposta evidenciam a trajetória temporal dos efeitos de um choque específico, a decomposição da variância fornece uma visão quantitativa da importância relativa de cada choque na explicação da dinâmica das variáveis.

Por fim, uma vez delineados os procedimentos metodológicos empregados, a próxima seção é dedicada à apresentação e discussão dos resultados obtidos a partir das estimações realizadas. Essa etapa permite avaliar empiricamente as relações entre os preços internacionais do petróleo e as variáveis macroeconômicas selecionadas, evidenciando como os choques se propagam na economia brasileira.

## 5 RESULTADOS

A partir da metodologia descrita, esta seção apresenta os resultados obtidos com a aplicação do modelo. Inicialmente, são discutidos os testes de raiz unitária, que permitem verificar a ordem de integração das séries utilizadas. Em seguida, avança-se para a análise dinâmica por meio do modelo VAR, contemplando funções impulso-resposta e decomposição da variância, de modo a captar como os choques no preço internacional do petróleo se propagam sobre a economia brasileira.

### 5.1 TESTES DE RAIZ UNITÁRIA

Para verificar a estacionariedade das séries, aplicaram-se os testes de Dickey-Fuller Aumentado (ADF) e de Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin (KPSS). Os resultados estão apresentados nas Tabelas 3 e 4 respectivamente.

Tabela 3 – Resultados do teste ADF.

Série	Estatística	p-valor	Conclusão
LnPIB (nível)	-2.3926	0.4127	Não estacionária
$\Delta$ LnPIB	-7.7040	<0.0100	Estacionária
LnBrent (nível)	-1.9227	0.6086	Não estacionária
$\Delta$ LnBrent	-5.2345	<0.0100	Estacionária
IPCA (nível)	-4.1666	<0.0100	Estacionária

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4 – Resultados do teste KPSS.

Série	Estatística	p-valor	Conclusão
LnPIB (nível)	3.0632	<0.0100	Não estacionária
$\Delta$ LnPIB	0.1264	0.1000	Estacionária
LnBrent (nível)	0.9405	<0.0100	Não estacionária
$\Delta$ LnBrent	0.0743	0.1000	Estacionária
IPCA (nível)	0.1167	0.1000	Estacionária

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com o teste ADF, as séries do PIB real (LnPIB) e do preço internacional do petróleo (LnBrent) não rejeitaram a hipótese nula de raiz unitária em nível, indicando não estacionariedade. No entanto, quando tomadas em primeira diferença, ambas rejeitaram a hipótese nula, passando a ser estacionárias. Já a série do IPCA, expressa em variação percentual mensal, apresentou rejeição da hipótese nula em nível, evidenciando-se como estacionária (I(0)).

O teste KPSS, cuja hipótese nula é a de estacionariedade, apresentou resultados convergentes. Tanto o PIB quanto o preço do Brent foram classificados como não estacionários em nível, mas estacionários em primeira diferença, confirmando sua integração de ordem um (I(1)). O IPCA, por sua vez, não rejeitou a hipótese de estacionariedade em nível, corroborando o resultado encontrado pelo ADF.

Portanto, a combinação dos dois testes permite concluir que o PIB e o preço internacional do petróleo são séries I(1), enquanto o IPCA é I(0). Essa diferença de integração impossibilita a aplicação do teste de cointegração de Johansen, que pressupõe que todas as variáveis sejam integradas da mesma ordem. Diante disso, optou-se pela estimação de um modelo VAR, no qual o IPCA foi mantido em nível e as demais variáveis incluídas em primeira diferença.

## 5.2 ESTIMAÇÃO DO MODELO VAR

A definição do número ótimo de defasagens no VAR é uma etapa crucial, visto que um número insuficiente pode resultar em omissão da dinâmica temporal relevante, enquanto um número excessivo compromete a eficiência dos estimadores. Com base nos critérios de informação de Akaike (AIC), Schwarz (BIC), Hannan–Quinn (HQ) e Final Prediction Error (FPE), considerando até doze defasagens, foi definido o uso de duas defasagens como especificação ótima para o modelo.

Após a estimação do VAR, foram aplicados os testes de diagnóstico, reunidos na Tabela 5, com o objetivo de verificar a adequação do modelo e a validade dos resultados.

Tabela 5 – Resultados dos testes de diagnóstico.

Teste	$\chi^2$	df	p-valor
Breusch–Godfrey	61.09	45	0.0552

Jarque–Bera	369.27	6	< 2.2e-16
ARCH	526.48	432	0.00123

Fonte: Elaboração própria.

Primeiramente, foi avaliada a autocorrelação serial dos resíduos por meio do teste de Breusch–Godfrey. A hipótese nula ( $H_0$ ) postula a ausência de autocorrelação nos resíduos, enquanto a hipótese alternativa ( $H_1$ ) sugere a presença de autocorrelação. Ao nível de significância de 5%, os resultados indicaram a não rejeição de  $H_0$ , ou seja, constatou-se a ausência de autocorrelação serial, sugerindo que o modelo é capaz de capturar a dinâmica temporal das variáveis incluídas.

Na sequência, avaliou-se a normalidade dos resíduos por meio do teste de Jarque–Bera. Nesse caso, a hipótese nula ( $H_0$ ) assume que os resíduos seguem uma distribuição normal, enquanto a hipótese alternativa ( $H_1$ ) indica que não são normalmente distribuídos. Os resultados levaram à rejeição de  $H_0$  ao nível de 5%, evidenciando que os resíduos não seguem uma distribuição normal. Tal resultado é comum em séries macroeconômicas, especialmente em variáveis relacionadas a preços de commodities e inflação, que frequentemente exibem caudas pesadas e assimetria em função de choques exógenos relevantes (Carrara, 2024; Nazareno, 2023).

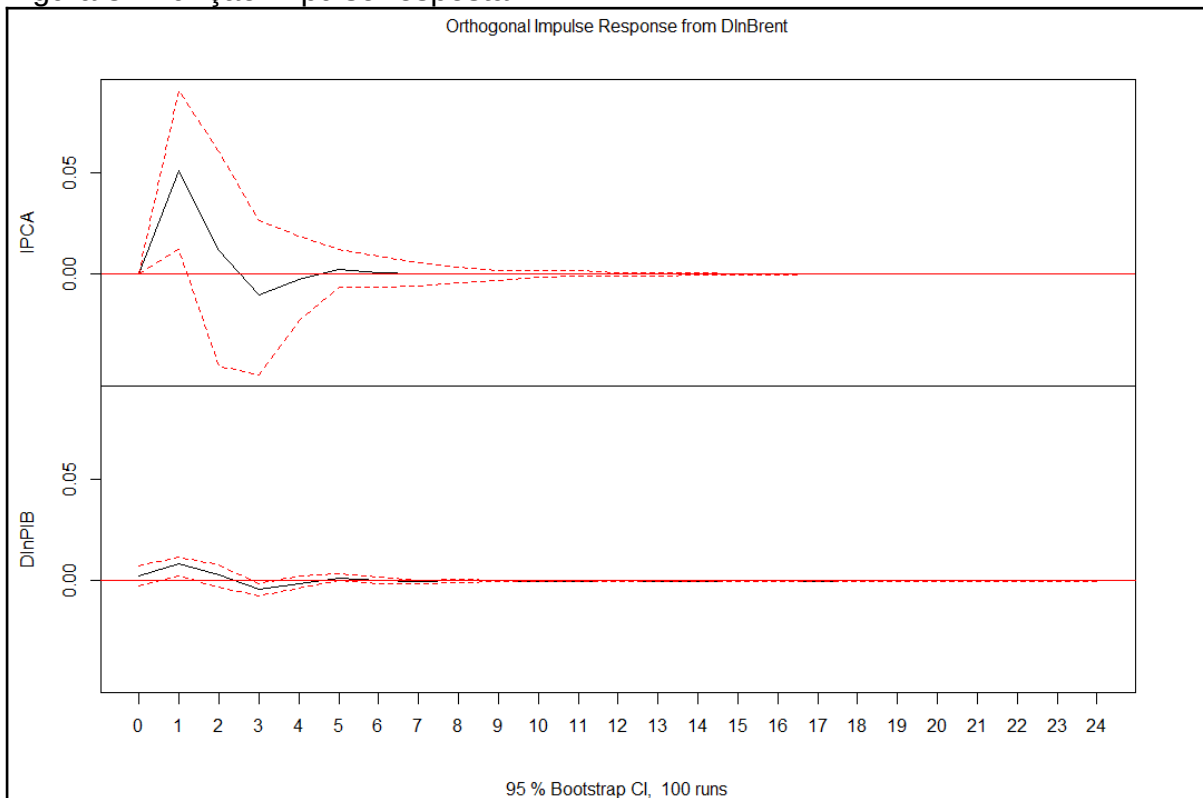
Por fim, investigou-se a presença de heterocedasticidade condicional por meio do teste ARCH-LM. A hipótese nula ( $H_0$ ) supõe a homocedasticidade dos resíduos (variância constante ao longo do tempo), enquanto a hipótese alternativa ( $H_1$ ) sugere a heterocedasticidade condicional. Os resultados indicaram rejeição de  $H_0$  ao nível de 5%, confirmando que a variância dos resíduos não é constante no tempo. Esse achado está em consonância com a volatilidade característica dos preços internacionais do petróleo e com sua transmissão a variáveis macroeconômicas.

Em síntese, os testes de diagnóstico revelaram ausência de autocorrelação, mas não normalidade e heterocedasticidade condicional nos resíduos. Embora essas últimas características representem limitações, elas são amplamente documentadas na literatura empírica sobre petróleo e inflação. Ademais, a ausência de autocorrelação indica que o modelo está bem especificado, permitindo a utilização do VAR para a análise das funções impulso-resposta e da decomposição de variância, discutidas na próxima seção.

### 5.3 FUNÇÕES IMPULSO-RESPOSTA

As funções impulso-resposta permitem analisar como um choque exógeno em uma variável afeta as demais ao longo do tempo. A Figura 8 apresenta a resposta do IPCA e do PIB a um choque positivo no preço do Brent.

Figura 8 - Função impulso resposta.



Fonte: Elaboração própria

No caso do IPCA, observa-se uma reação imediata e positiva, com o pico concentrado nos dois primeiros meses após o choque. A resposta, entretanto, se dissipa gradualmente, retornando à linha de equilíbrio em torno do sexto mês. Esse resultado sugere que choques no preço internacional do petróleo têm impacto de curto prazo sobre a inflação brasileira, mas que sua persistência é limitada.

Já para o PIB, a resposta ao choque no Brent é mais moderada e estatisticamente pouco significativa ao longo do horizonte analisado. Isso indica que, apesar de o petróleo afetar os custos de produção e transporte, o efeito direto sobre o nível de atividade é diluído por outros fatores macroeconômicos, como demanda interna e política monetária.

A Tabela 6 apresenta os resultados da decomposição da variância do erro de previsão para o IPCA. Observa-se que, no horizonte de um mês, a variância da inflação é explicada integralmente por seus próprios choques, sem influência significativa do Brent ou do PIB. Com o passar do tempo, a contribuição dos choques externos se torna ligeiramente mais relevante: após 12 meses, aproximadamente 1,94% da variância do IPCA é explicada pelo Brent, enquanto os choques internos permanecem dominantes, respondendo por cerca de 96,9% da variação. Esse resultado indica que, embora o impacto do petróleo sobre a inflação brasileira não seja de grande magnitude quando analisado em termos de variância, ele é persistente e consistente com a transmissão de custos ao longo do tempo.

Tabela 6 – Resultados da decomposição da variância para o IPCA.

Horizonte (meses)	IPCA (%)	Brent (%)	PIB (%)
-------------------	----------	-----------	---------

1	100.0000	0.0000	0.0000
2	96.6848	2.0581	1.2571
3	96.8824	1.9719	1.1456
4	96.8628	1.9728	1.1644
5	96.8789	1.9515	1.1695
6	96.8796	1.9459	1.1745
7	96.8841	1.9423	1.1736
8	96.8863	1.9409	1.1728
9	96.8864	1.9404	1.1732
10	96.8867	1.9402	1.1730
11	96.8869	1.9401	1.1730
12	96.8869	1.9401	1.1730

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 7 apresenta os resultados da decomposição da variância do erro de previsão para o PIB. No horizonte inicial, praticamente toda a variância do produto é explicada por seus próprios choques (98,4%). Entretanto, a importância dos choques do petróleo aumenta de forma progressiva: já no segundo mês, eles explicam cerca de 6,4% da variância do PIB, alcançando aproximadamente 7,9% após 12 meses. Esses resultados sugerem que, embora as respostas imediatas do PIB a choques do petróleo sejam reduzidas nas funções impulso-resposta, o efeito acumulado torna os choques externos relevantes para explicar a incerteza da atividade econômica brasileira no horizonte de médio prazo.

Tabela 7 – Resultados da decomposição da variância para o PIB.

Horizonte (meses)	IPCA (%)	Brent (%)	PIB (%)
1	0.9386	0.6261	98.4353

---

2	0.8835	6.4068	92.7097
3	0.9269	6.7825	92.2906
4	0.8946	7.7047	91.4007
5	0.8937	7.8170	91.2894
6	0.8918	7.9202	91.1880
7	0.8915	7.9221	91.1863
8	0.8912	7.9318	91.1770
9	0.8912	7.9309	91.1779
10	0.8912	7.9316	91.1772
11	0.8912	7.9316	91.1772
12	0.8912	7.9316	91.1772

---

Fonte: Elaboração própria.

A comparação entre esses resultados revela uma diferença importante: enquanto a inflação apresenta maior endogeneidade e é fortemente explicada por seus próprios movimentos, o PIB mostra-se relativamente mais sensível aos choques internacionais de petróleo quando considerados os horizontes de previsão mais longos. Essa evidência reforça a ideia, já discutida em trabalhos como Nazareno (2023) e Oliveira et al. (2023), de que a atividade econômica brasileira sofre impactos cumulativos do mercado internacional de petróleo, ainda que a inflação seja mais rigidamente determinada por fatores domésticos.

## **6 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

O presente estudo buscou analisar os impactos dos preços internacionais do petróleo sobre a economia brasileira no período de 2010 a 2022, com ênfase nas variáveis inflação e produto interno bruto (PIB). Para tanto, utilizou-se um modelo Vetorial Autorregressivo (VAR), incorporando ainda variáveis dummy para captar choques excepcionais como a pandemia da COVID-19 e a guerra entre Rússia e Ucrânia.

Os resultados evidenciaram que choques positivos no preço do Brent geram efeitos imediatos e significativos sobre a inflação brasileira, ainda que de curta

duração, uma vez que o impacto tende a se dissipar em torno de seis meses. Esse comportamento é consistente com a literatura nacional e internacional, que identifica nos combustíveis um canal direto de transmissão dos choques de petróleo para o nível de preços.

No caso do PIB, as funções impulso-resposta indicaram efeitos diretos mais limitados, refletindo a influência de outros determinantes da atividade econômica, como demanda interna e política monetária. No entanto, a decomposição da variância mostrou que os choques internacionais de petróleo explicam até 7,9% da variação do PIB no horizonte de 12 meses, revelando que, embora menos imediatos, os impactos sobre a atividade econômica se acumulam no médio prazo.

Esses resultados evidenciam que a economia brasileira permanece vulnerável às oscilações do mercado internacional de petróleo. Essa sensibilidade, refletida especialmente nos efeitos de curto prazo sobre a inflação e nos impactos acumulados sobre o PIB, reforça os desafios para a condução da política monetária e econômica em geral. Nesse contexto, torna-se fundamental o desenho de estratégias que conciliem estabilidade de preços, previsibilidade para os agentes econômicos e maior segurança energética, de modo a mitigar os efeitos adversos de choques externos sobre a atividade econômica doméstica.

Por fim, cabe destacar que este estudo se limitou à análise de três variáveis macroeconômicas. Pesquisas futuras podem ampliar o escopo, incorporando variáveis como taxa de câmbio, taxa de juros, desemprego e medidas de incerteza econômica, além de desagregar o comportamento da inflação por setores mais sensíveis aos combustíveis. Do ponto de vista metodológico, os testes de diagnóstico indicaram limitações do modelo VAR, em especial quanto à normalidade e à heterocedasticidade dos resíduos, o que sugere a necessidade de explorar alternativas mais adequadas à natureza volátil dos dados. Ademais, futuros trabalhos podem aprofundar a diferenciação entre choques de oferta, de demanda global e de demanda específica por petróleo, em linha com a literatura recente que enfatiza essa abordagem (Kilian, 2009; Peersman e Van Robays, 2012; Matos, 2015), permitindo uma compreensão mais precisa dos mecanismos de transmissão à economia brasileira.

## REFERÊNCIAS

ABRÃO, Rafael Almeida Ferreira. COVID-19 e os impactos na indústria petrolífera: considerações iniciais. Boletim de Economia e Política Internacional – BEPI, n. 27, 2020. Disponível em: <https://repositorio.ipea.gov.br/entities/publication/53486c72-a2e8-4ae0-ab8a-951e39cc78bf>. Acesso em: 18 fev. 2025.

ABEYSINGHE, Tilak. Estimation of direct and indirect impact of oil price on growth. Economics Letters, [s.l.], v. 73, n. 2, p. 147–153, 2001. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0165176501004761>. Acesso em: 20 maio 2025.

ALARCÓN GALARZA, Juan Carlos; MOLERO GARCÍA, Juan Carlos; PÉREZ DE GRACIA, Fernando. The macroeconomic effects of oil shocks in three Latin American economies. Cuestiones Económicas, [s.l.], v. 26, n. 2, p. 145–171, 2016. Disponível em: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/8488699.pdf>. Acesso em: 18 fev. 2025.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Preço do petróleo: evolução recente e impacto doméstico. Relatório de Inflação, Brasília, set. 2000. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/htms/relinf/port/2000/09/ri200009b2p.pdf>. Acesso em: 18 fev. 2025.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Mensuração de riscos para a inflação associados a preços de energia. Estudo Especial nº 61. Relatório de Inflação, Brasília, set. 2019. Disponível em: [https://www.bcb.gov.br/conteudo/relatorioinflacao/EstudosEspeciais/EE061\\_Mensuracao\\_de\\_riscos\\_para\\_a\\_inflacao\\_associados\\_a\\_precos\\_de\\_energia.pdf](https://www.bcb.gov.br/conteudo/relatorioinflacao/EstudosEspeciais/EE061_Mensuracao_de_riscos_para_a_inflacao_associados_a_precos_de_energia.pdf). Acesso em: 18 fev. 2025.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Relatório de Inflação – março de 2022. Boxe: Repasse do preço do petróleo em reais para a inflação. Brasília, mar. 2022. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/content/ri/relatorioinflacao/202203/ri202203b8p.pdf>. Acesso em: 18 fev. 2025.

BLANCHARD, Olivier J.; GALI, Jordi. The Macroeconomic Effects of Oil Shocks: Why Are the 2000s So Different from the 1970s? NBER Working Paper Series, Cambridge, MA, n. 13368, set. 2007. Disponível em: <http://www.nber.org/papers/w13368>. Acesso em: 18 fev. 2025.

CARRARA, Anieli Fagundes. Pass-through of oil prices to Brazilian inflation: An analysis between 2014 and 2023. Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, [s.l.], v. 19, n. 1, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/15567249.2024.2360460>. Acesso em: 20 maio 2025.

CAVALCANTI, Tiago V. de V.; JALLES, João Tovar. Macroeconomic effects of oil price shocks in Brazil and in the United States. Applied Energy, [s.l.], v. 104, p. 475-486, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261912007581>. Acesso em: 20 maio 2025.

ÇELIK, Tuncay; AKGÜL, Birol. Changes in Fuel Oil Prices in Turkey: An Estimation of the Inflation Effect Using VAR Analysis. East-West Journal of Economics and Business, [s.l.], v. 14, n. 2, p. 11-21, 2011. Disponível em: <https://www.u-picardie.fr/eastwest/fichiers/art98.pdf>. Acesso em: 20 maio 2025.

CHISADZA, Carolyn; DLAMINI, Janneke; GUPTA, Rangan; MODISE, Mampho P. The impact of oil shocks on the South African economy. [S.l.]: University of Pretoria, 2013. 14 p. Disponível em: <https://repository.up.ac.za/bitstreams/bda7046e-6581-4008-b8f3-ad9635151616/download>. Acesso em: 20 maio 2025.

COLOGNI, Alessandro; MANERA, Matteo. Oil prices, inflation and interest rates in a structural cointegrated VAR model for the G-7 countries. Energy Economics, [s.l.], v. 30, n. 3, p. 856-888, 2008. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0140988306001393>. Acesso em: 20 maio 2025.

DARBY, Michael R. The Price of Oil and World Inflation and Recession. *American Economic Review*, [s.l.], v. 72, n. 4, p. 738-751, set. 1982. Disponível em: <https://www.jstor.org/stable/1810014>. Acesso em: 18 fev. 2025.

DICKEY, David A.; FULLER, Wayne A. Distribution of the estimators for autoregressive time series with a unit root. *Journal of the American Statistical Association*, v. 74, n. 366a, p. 427-431, 1979.

ENDERS, Walter. *Applied econometric time series*. 4a Ed. John Wiley & Sons, 2008.

GADEA, María Dolores; GÓMEZ-LOSCOS, Ana; MONTAÑÉS, Antonio. Oil price and economic growth: a long story? *Econometrics*, Basel, v. 4, n. 4, p. 1–28, 28 out. 2016. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2225-1146/4/4/41>. Acesso em: 20 maio 2025.

GOMES, Maria Eduarda Moraes Mosqueira. A guerra na Ucrânia e seus impactos para os índices de preços globais de petróleo. 2023. 62 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Ciências Econômicas) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/handle/11422/23095>. Acesso em: 18 fev. 2025.

GUJARATI, Dadomar N. *Econometria básica*. Elsevier Brasil, 2006.

HAMILTON, James D. Oil and the macroeconomy since World War II. *Journal of Political Economy*, Chicago, v. 91, n. 2, p. 228–248, abr. 1983. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/24108242>. Acesso em: 18 fev. 2025.

HAMILTON, James D. What Is an Oil Shock? *Journal of Econometrics*, [s.l.], v. 113, n. 2, p. 363-398, abr. 2003. Disponível em: <https://www.nber.org/papers/w7755>. Acesso em: 18 fev. 2025.

KILIAN, Lutz. Not all oil price shocks are alike: disentangling demand and supply shocks in the crude oil market. *American Economic Review*, [s.l.], v. 99, n. 3, p. 1053–1069, jun. 2009. Disponível em: [https://www.bancaditalia.it/pubblicazioni/altri-atti-seminari/2009/Kilian\\_230209.pdf](https://www.bancaditalia.it/pubblicazioni/altri-atti-seminari/2009/Kilian_230209.pdf). Acesso em: 18 fev. 2025.

KWIATKOWSKI, Denis et al. Testing the null hypothesis of stationarity against the alternative of a unit root: How sure are we that economic time series have a unit root? *Journal of Econometrics*, v. 54, n. 1-3, p. 159-178, 1992.

MATOS, Felipe Martins. Impacto dos choques do petróleo nas economias latino-americanas. 2015. 97 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Econômicas) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015. Disponível em: <https://repositorio.ufpe.br/handle/123456789/14911>. Acesso em: 18 fev. 2025.

MEDEIROS, Edson Ramos de; CATEIA, Júlio Vicente; HASEGAWA, Marcos Minoru. Impactos dos choques do petróleo sobre a economia brasileira (2002-2015). *Revista Brasileira de Energia*, Curitiba, v. 27, n. 1, p. 105-131, 2021. Disponível em: <https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/view/542>. Acesso em: 18 fev. 2025.

MO, Bin; CHEN, Cuiqiong; NIE, He; JIANG, Yonghong. Visiting effects of crude oil price on economic growth in BRICS countries: Fresh evidence from wavelet-based quantile-on-quantile tests. *Energy*, [s.l.], v. 178, p. 234-251, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544219310532>. Acesso em: 20 maio 2025.

MORAIS, José Mauro de. Petróleo em águas profundas: uma história da evolução tecnológica da Petrobras na exploração e produção em mar. Rio de Janeiro: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), 2023. 603 p. Disponível em: <https://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/12300>. Acesso em: 31 ago. 2025.

MORK, Knut Anton. Oil and Macroeconomy When Prices Go Up and Down: An Extension of Hamilton's Results. *Journal of Political Economy*, Chicago, v. 97, n. 3, p. 740-744, jun. 1989. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/24108653>. Acesso em: 18 fev. 2025.

NASIR, Muhammad Ali; NAIDOO, Lutchmee; SHAHBAZ, Muhammad; AMOO, Nii. Implications of oil price shocks for the major emerging economies: a comparative analysis of BRICS. *SSRN Electronic Journal*, [s.l.], jun. 2017. 13 p. Disponível em: <https://ssrn.com/abstract=2981839>. Acesso em: 20 maio 2025.

NAZARENO, Maria Cristina de Meira. Contribuição do preço internacional do petróleo e de variáveis macroeconômicas na inflação brasileira, 2002-2021. 2023. 62 f. Dissertação (Mestrado em Economia Aplicada) – Universidade Federal de São Carlos, Sorocaba, 2023. Disponível em: <https://repositorio.ufscar.br/handle/20.500.14289/17649>. Acesso em: 18 fev. 2025.

OLIVEIRA, Adilson de; SCHOMMER, Susan; ROSA, Ledson. Oil price volatility: impacts in the Brazilian economy. *Economics Bulletin*, [s.l.], v. 43, n. 1, p. 429-440, 2023. Disponível em: <https://www.accessecon.com/Pubs/EB/2023/Volume43/EB-23-V43-I1-P35.pdf>. Acesso em: 20 maio 2025.

PEERSMAN, Gert; VAN ROBAYS, Ine. Cross-country differences in the effects of oil shocks. *Energy Economics*, [s.l.], v. 34, n. 5, p. 1532–1547, 2012. Disponível em: [https://users.ugent.be/~gpeersma/gert\\_files/research/PVR2\\_EE.pdf](https://users.ugent.be/~gpeersma/gert_files/research/PVR2_EE.pdf). Acesso em: 20 maio 2025.

PIMENTEL, Débora Mesquita; LUPORINI, Viviane; MODENESI, André de Melo. Assimetrias no repasse cambial para a inflação: Uma análise empírica para o Brasil (1999 a 2013). *Estudos Econômicos*, São Paulo, v. 46, n. 2, p. 343-372, abr./jun. 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/0101-416146233dva>. Acesso em: 18 fev. 2025.

PINTO JUNIOR, Helder Queiroz (org.); ALMEIDA, Edmar Fagundes de; BOMTEMPO, José Vítor; LOTTY, Mariana; BICALHO, Ronaldo Goulart. *Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Rio de Janeiro: Elsevier; Campus, 2007. 9ª tiragem. Recurso eletrônico. Acesso em: 18 fev. 2025.

RAMOS, Julia Fernandes. Fatores que influenciam a formação do preço do petróleo. 2009. 52 f. Monografia (Graduação em Ciências Econômicas) – Pontifícia

Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Economia, Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: [https://www.econ.puc-rio.br/uploads/adm/trabalhos/files/Julia\\_Fernandes\\_Ramos.pdf](https://www.econ.puc-rio.br/uploads/adm/trabalhos/files/Julia_Fernandes_Ramos.pdf). Acesso em: 18 fev. 2025.

ROOS, Breno; FIORITTI, Simone. A tendência do preço internacional do petróleo a partir da revolução do shale: uma interpretação clássica para o período 2014–2019. Texto para Discussão (IE-UFRJ), [s.l.], n. 019, 2022. Disponível em: [https://www.ie.ufrj.br/images/IE/TDS/2022/TD\\_IE\\_019\\_2022\\_ROOS\\_FIORITTI.pdf](https://www.ie.ufrj.br/images/IE/TDS/2022/TD_IE_019_2022_ROOS_FIORITTI.pdf). Acesso em: 20 maio 2025.

SEGAL, Paul. Oil price shocks and the macroeconomy. Oxford Review of Economic Policy, Oxford, v. 27, n. 1, p. 169-185, mar. 2011. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/254440443>. Acesso em: 20 maio 2025.

SIBANDA, Kin; HOVE, Progress; MURWIRAPACHENA, Genius. Oil prices, exchange rates, and inflation expectations in South Africa. International Business & Economics Research Journal, [s.l.], v. 14, n. 4, p. 587-596, 2015. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/297750671\\_Oil\\_Prices\\_Exchange\\_Rates\\_And\\_Inflation\\_Expectations\\_In\\_South\\_Africa](https://www.researchgate.net/publication/297750671_Oil_Prices_Exchange_Rates_And_Inflation_Expectations_In_South_Africa). Acesso em: 20 maio 2025.

SOUZA, Rodrigo da Silva; MATTOS, Leonardo Bornacki de. Macroeconomic effects of oil price shocks on an emerging market economy: Empirical evidence from Brazil. Economic Change and Restructuring, [s.l.], v. 56, n. 2, p. 803-824, abr. 2023. Disponível em: [https://ideas.repec.org/a/kap/ecopl/v56y2023i2d10.1007\\_s10644-022-09445-w.html](https://ideas.repec.org/a/kap/ecopl/v56y2023i2d10.1007_s10644-022-09445-w.html). Acesso em: 20 maio 2025.

WIMMER, Daniel Fontenel; VASCONCELOS, Gláucia Fernandes. Impactos da política de mudança de preços da Petrobras na economia brasileira: uma análise do preço de paridade da importação (PPI) e suas implicações. Revista Brasileira de Transportes, [s.l.], v. 3, n. 2, p. 112-159, 2023. Disponível em: <https://periodicos.fgv.br/rbt/article/view/90359>. Acesso em: 20 maio 2025.