



Empresa de Pesquisa Energética

NOTA TÉCNICA

Produção e Consumo de Hidrogênio em Refinarias no Brasil

MAIO DE 2022

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Coordenação Geral

Heloisa Borges Bastos Esteves

Coordenação Executiva

Angela Oliveira da Costa

Coordenação Técnica

Marcelo Castello Branco Cavalcanti

Patrícia Feitosa Bonfim Stelling

Equipe Técnica

Angela Oliveira da Costa

Carlos Eduardo Rinco de Mendonça Lima

Filipe de Pádua Fernandes Silva

Gabriel da Silva Azevedo Jorge

Marcelo Castello Branco Cavalcanti

Patrícia Feitosa Bonfim Stelling

Suporte Administrativo

Sergio Augusto Melo de Castro

Imagens da Capa

1. Adaptado de TF Warren Group.
2. Adaptado de Click Petróleo e Gás –
Divulgação.
3. Adaptado de PPI.
4. Adaptado de Suape.



Ministro de Estado

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo Cesar Magalhães Domingues

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Rafael Bastos da Silva



Presidente

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretora de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

Identificação do Documento e Revisões



Área de estudo

Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG)

Superintendência de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (SDB)

Estudo

Produção e consumo de hidrogênio em refinarias no Brasil

Revisão	Data de emissão	Descrição
r0	02/05/2022	Publicação no site da EPE

■ Sumário

Introdução	4
Produção de hidrogênio em refinarias	6
Consumo de hidrogênio em refinarias	9
Tendências tecnológicas	10
Unidades de geração de hidrogênio.....	10
Unidades de hidrotratamento.....	11
Balanco de hidrogênio das refinarias no Brasil	12
Parque de refino brasileiro.....	12
Capacidade de produção de hidrogênio no parque de refino nacional.....	13
Utilização de hidrogênio em refinarias brasileiras	14
O Programa Nacional de Hidrogênio e Perspectivas	15
Referências bibliográficas	17

■ Lista de Figuras

Figura 1 – Eixos do Programa Nacional de Hidrogênio (PNH ₂)	6
Figura 2 – Esquema carga/produto de uma Unidade de Geração de Hidrogênio (UGH)	7
Figura 3 – Esquema carga/produto de uma Reforma Catalítica	8
Figura 4 – Produção de hidrogênio em refinarias brasileiras	15

■ Tabela

Tabela 1 – Classificação do hidrogênio em cores pelo processo de produção	4
Tabela 2 – Processos presentes no hidrotratamento de correntes de petróleo	10
Tabela 3 – Refinarias domésticas autorizadas para operação	12
Tabela 4 – Capacidade de produção de hidrogênio em UGH por refinaria	13
Tabela 5 – Capacidade de produção em unidades de Reforma Catalítica por refinaria.....	13
Tabela 6 – Capacidade total de Hidrotratamento e Hidrodessulfurização por refinaria.....	14

Introdução

O hidrogênio é o elemento mais abundante do universo. Entretanto, raramente é encontrado em sua forma elementar na Terra, onde deve ser produzido a partir de uma matéria-prima que contenha este elemento (por exemplo: água, biomassa, combustíveis fósseis ou resíduos), mediante o consumo de energia. O hidrogênio (H₂) pode ser armazenado como um líquido, gás ou composto químico, e é por sua vez convertido em energia quando de sua combustão em motores, fornos ou turbinas, por processos eletroquímicos (em células a combustível) e através de ciclos combinados (U.S. DOE, 2020).

Após décadas sendo tratado como uma fonte de energia de grande potencial e disruptiva para o futuro, mas com significativos desafios tecnológicos e de mercado, o hidrogênio tornou-se um objetivo estratégico de governos e empresas em todo o mundo. Em particular, o mercado de hidrogênio deverá ganhar relevância global a partir de políticas energéticas pós-pandemia para a retomada da economia e para acelerar a transição energética em diversos países. A força motriz deste crescimento é a visão de governos, especialmente em países desenvolvidos, como Alemanha e EUA, e de empresas de que o hidrogênio será o caminho para viabilizar a descarbonização da economia mundial, requerido para a consecução das metas do Acordo de Paris no horizonte 2050. Assim, além dos mercados já tradicionais de fertilizantes, refino e outros usos (gases industriais e hospitalares), novos mercados para o hidrogênio poderão ser desenvolvidos nos segmentos de transporte, geração elétrica, armazenamento de energia e processos industriais, entre outros (EPE, 2021a).

Em função da diversidade de rotas para sua produção, que possuem diferentes custos associados e intensidades de carbono do processo, além da possibilidade de captura, utilização ou armazenamento do gás carbônico gerado (CCUS, do inglês, *Carbon Capture, Utilisation and Storage*), o hidrogênio foi classificado em cores, conforme indica Tabela 1.

Tabela 1 – Classificação do hidrogênio em cores pelo processo de produção

Cor	Resumo do processo de produção do hidrogênio
Preto	Gaseificação do carvão mineral (antracito ¹) sem CCUS ²
Marrom	Gaseificação do carvão mineral (hulha ³) sem CCUS
Cinza	Reforma a vapor do gás natural sem CCUS
Azul	Reforma a vapor do gás natural com CCUS
Turquesa	Pirólise do metano ⁴ sem gerar CO ₂
Verde	Eletrólise da água com energia de fontes renováveis (eólica/solar)
Musgo	Reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais ou biodigestão anaeróbica de biomassa ou biocombustíveis com ou sem CCUS
Rosa	Fonte de energia nuclear
Amarelo	Energia da rede elétrica, composta de diversas fontes
Branco	Extração de hidrogênio natural ou geológico

Notas: 1 - Dos tipos menos ricos para os mais ricos em carbono: turfa, linhito, hulha e antracito, este último possui mais de 86% de carbono 2 - CCUS - *Carbon Capture, Utilization and Storage*. 3 - A hulha possui entre 69 e 86% de carbono 4 – Entende-se pirólise de metano como pirólise de gás natural, visto que este é o principal componente do gás natural.

Fonte: [EPE, 2021a](#)

Atualmente, o gás natural e o carvão são as maiores fontes do hidrogênio produzido no mundo. Nos Estados Unidos, aproximadamente 95% da produção do hidrogênio tem como base a reforma catalítica do metano (CH₄) a vapor (*steam methane reforming* - SMR) em grandes centrais alimentadas pela infraestrutura de gás natural existente (U.S. DOE, 2020).

A maior parte da produção de hidrogênio no Brasil é proveniente da reforma a vapor do gás natural (hidrogênio cinza), sendo consumido principalmente em refinarias e fábricas de fertilizantes (87%), com produção e uso locais. Neste sentido, é importante registrar a ausência de amplo mercado para comercialização deste produto no País.

Com vistas a contribuir para a construção da estratégia brasileira de hidrogênio, em fevereiro de 2021, a EPE publicou a Nota Técnica "Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio" ([EPE, 2021a](#)), que aborda aspectos conceituais e fundamentais associados a esta fonte de energia e em 2022, as Notas Técnicas "Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural" ([EPE, 2022b](#)), "Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS" ([EPE, 2022c](#)) e "Hidrogênio Turquesa: Produção a partir da pirólise do gás natural" ([EPE, 2022d](#)), que discutem aspectos da produção de hidrogênio a partir do gás natural.

Em abril do mesmo ano, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) propôs a elaboração das diretrizes do Programa Nacional de Hidrogênio, tornando prioridade para o Brasil consolidar o arcabouço legal e as regulamentações, bem como estabelecer um mercado de hidrogênio no País. Torna-se um desafio para o planejamento energético nacional a garantia de ambiente de negócios adequado para a promoção de investimentos no Brasil, incluindo os internacionais. Para setores de difíceis abatimento de emissões de carbono e considerando seu papel como um vetor de energia, o hidrogênio mostra-se como uma alternativa, na medida em que facilita o armazenamento de energia e favorece o acoplamento do setor de energia aos setores de indústria e transporte ([CNPE, 2021](#)). Entre os princípios que norteiam o PNH₂, estão a valorização do potencial nacional de recursos energéticos, a abrangência de fontes energéticas, a descarbonização da economia, o incentivo ao desenvolvimento tecnológico nacional, a construção de um mercado competitivo de hidrogênio, o reconhecimento da indústria nacional e a busca de sinergias e articulação com outros países, buscando acelerar esta transição energética através da cooperação ([MME, 2021](#)).

O Programa Nacional de Hidrogênio está pautado em 3 pilares principais: políticas públicas, condições tecnológicas e de mercado, que impulsionem o desenvolvimento da economia do hidrogênio no Brasil ([MME, 2021](#)).



Figura 1 – Eixos do Programa Nacional de Hidrogênio (PNH₂)

Fonte: [MME, 2021](#)

O objetivo desta Nota Técnica é explicar, de forma simplificada, o funcionamento das unidades de processo em refinarias que produzem e que consomem hidrogênio, detalhando sua capacidade de produção nas refinarias domésticas. Adicionalmente, a partir da análise dos volumes de hidrogênio estimados para uso nas refinarias, no horizonte decenal, é possível verificar um possível excedente de capacidade de produção que poderia ser ofertada ao mercado nacional. Buscou-se também levantar pontos de discussão relacionados aos desafios para a produção de hidrogênio e a redução de seu consumo em refinarias, através da melhoria da eficiência dos processos.

Produção de hidrogênio em refinarias

A produção de hidrogênio em uma refinaria ocorre principalmente através da Reforma a Vapor do gás natural em Unidades de Geração de Hidrogênio (UGH). Este método processa-se a altas temperaturas, superiores a 800°C ([SOUZA, 2011](#)), requerendo quantidade significativa de energia, mesmo levando-se em consideração que parte desta energia é recuperada em caldeiras de vapor, utilizando a corrente de saída do reator de Reforma (BRASIL, 2011). A Figura 2 ilustra de forma simplificada a operação de uma Unidade de Geração de Hidrogênio.

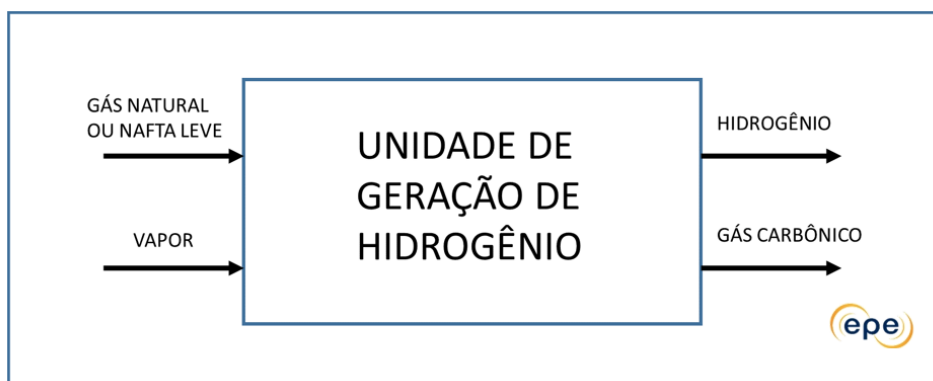


Figura 2 – Esquema carga/produto de uma Unidade de Geração de Hidrogênio (UGH)

Fonte: Elaboração própria a partir de BRASIL (2011).

Em etapa posterior à sua produção, o hidrogênio passa por um método de purificação para que possa ser utilizado nos processos da refinaria. Através do *Pressure Swing Adsorption-PSA* (Processo de Adsorção por Modulação de Pressão, em tradução livre), o gás carbônico é separado, e se obtém, como corrente final, um hidrogênio com pureza acima de 99,9% (BRASIL, 2011).

A construção de uma Unidade de Geração de Hidrogênio é dispendiosa devido ao custo de aquisição de equipamentos, construção e montagem, integração de tubulações com demais unidades, especificação dos materiais necessários, entre outros. Para fins ilustrativos, uma unidade com capacidade de produção de hidrogênio de 2.860.000 Nm³/d, conforme definida por (CRUZ, 2010) e atualizada por CEPCI (referência agosto/2021)¹, teve seu custo estimado em 135 milhões de dólares.

O hidrogênio também é obtido como um coproduto² no processo de Reforma Catalítica, cujo objetivo principal é aumentar a octanagem de correntes de nafta para a produção de gasolina, reduzindo o teor de hidrocarbonetos parafínicos e naftênicos, aumentando o de aromáticos; ou ainda, a produção de benzeno, tolueno e xilenos para a indústria petroquímica. A Figura 3 mostra, de forma simplificada, o esquema de operação de uma unidade de Reforma Catalítica.

¹ Atualizado por índice CEPCI (*Chemical Engineering Plant Cost Index*) - referência agosto/2021 (Towering Skills, 2021).

² O processo de Reforma Catalítica não tem como objetivo a produção de hidrogênio, e sim uma corrente de nafta de maior octanagem que a entrada. Por isso, o rendimento para H₂ é, geralmente, inferior a 10% dos produtos gerados.

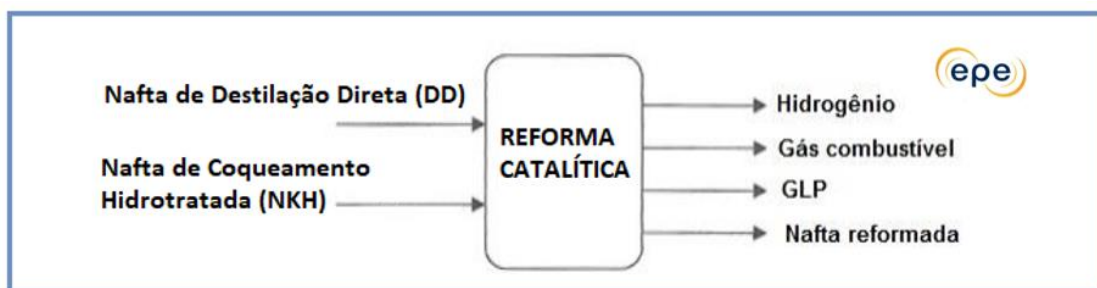


Figura 3 – Esquema carga/produto de uma Reforma Catalítica

Fonte: Elaboração própria a partir de BRASIL (2011).

Embora seja um processo energointensivo, na Reforma Catalítica há menor consumo de energia que no processo de Reforma a vapor, por ocorrer em temperaturas inferiores (cerca de 500°C) e por recuperar energia nos reatores de regeneração do catalisador (BRASIL, 2011).

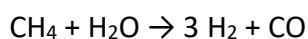
Como destacado anteriormente, o principal processo utilizado para produção de hidrogênio em refinarias é a reforma a vapor do gás natural, utilizando catalisadores de níquel (Ni) suportados em α -alumina (BRASIL, 2011). De forma a aumentar a resistência do catalisador ao coque formado no reator, são comumente utilizados promotores alcalinos, como o potássio, magnésio ou cálcio (SOUZA, 2009).

A unidade de geração geralmente é dividida em:

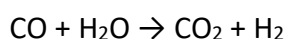
- **Pré-tratamento da carga:** antes que seja submetida à reação de reforma a vapor, é necessário remover da carga alguns compostos que podem prejudicar o desempenho do catalisador responsável pelas reações de geração de hidrogênio. Nesta etapa, é realizada uma hidrodessulfurização (HDS)³, utilizando, geralmente, catalisadores de cobalto-molibdênio ou níquel-molibdênio suportados em alumina. A alta pressão parcial⁴ de H₂ reduz os compostos sulfurados gerando H₂S e olefinas, que são saturadas na sequência. Após a etapa de HDS, a carga é enviada a um leito de óxido de zinco para a remoção do H₂S presente (SOUZA, 2009).

- **Pré-reforma:** esta etapa é utilizada para a remoção dos hidrocarbonetos mais pesados que o metano. É operada em temperatura mais baixa que o reformador principal, uma vez que esses compostos são mais reativos que o CH₄, utilizando, geralmente, catalisadores similares à reação de reforma (SOUZA, 2009). A pré-reforma dá flexibilidade à UGH quanto à carga utilizada, podendo reformar gás natural e naftas.

- **Reforma:** a temperatura na entrada do reformador é, tipicamente, de 450-650°C, enquanto na saída, os gases possuem temperatura que passam dos 800°C (SOUZA, 2009). Aqui ocorre a reação principal, dos hidrocarbonetos com o vapor d'água, apresentada a seguir para o caso do metano.



- **Conversão de Shift:** de forma a maximizar a produção de hidrogênio, é comum a adoção da etapa de conversão de shift, utilizando-se da reação de deslocamento.



³ Unidade de hidrotratamento em que ocorre a dessulfurização, com a hidrogenação de compostos sulfurados.

⁴ A pressão parcial de um gás é definida como a fração molar desse gás multiplicada pela pressão total do sistema.

Essa reação também ocorre no reformador principal, mas pode ser conduzida em dois estágios adicionais. O primeiro utiliza-se de catalisadores a base de ferro e cromo, e ocorre a temperaturas entre 340 e 400°C. O segundo estágio ocorre a temperaturas mais baixas, em torno dos 200°C, com catalisador de cobre e zinco. O teor de CO na saída do segundo estágio da conversão de shift é inferior a 0,3% (SOUZA, 2009).

- Purificação do H₂: o processo mais utilizado é o de purificação por adsorção em peneiras moleculares. Ocorre em batelada, mas por contar com múltiplos leitos, gera continuidade no processo, atingindo pureza de 99,95% de hidrogênio (SOUZA, 2009).

Consumo de hidrogênio em refinarias

Em refinarias de petróleo, basicamente, dois processos são consumidores de hidrogênio: o Hidrocraqueamento Catalítico (HCC) e o Hidrotratamento (HDT). Ambos utilizam catalisadores metálicos e atmosfera redutora com hidrogênio (SKLO e ULLER, 2008).

O Hidrocraqueamento é um processo de conversão que consiste na quebra de moléculas existentes na carga através de catálise em condições severas (altas temperatura e pressão, e elevada pressão parcial de hidrogênio). De forma simultânea, ocorrem reações de hidrogenação e quebras moleculares, gerando correntes próprias para formar produtos de maior valor agregado.

Em um contexto de redução da poluição atmosférica, entre as obrigações quanto ao controle da qualidade dos combustíveis para sua comercialização, destaca-se a especificação quanto ao teor máximo de enxofre, havendo a necessidade de remoção desta impureza.

No Brasil, a gasolina de uso automotivo comercializada, contendo etanol anidro conforme definido pela legislação ([MAPA, 2005](#)), possui teor máximo de enxofre de 50 mg/kg ou 50 ppm ([ANP, 2020](#)).

Por sua vez, o óleo diesel para uso rodoviário, acrescido do biodiesel ([BRASIL, 2014](#)), é consumido em território brasileiro com teor máximo de enxofre de 10 mg/kg ou 10 ppm (S10) e 500 mg/kg ou 500 ppm (S500) ([ANP, 2013](#)). Principal agente do refino brasileiro, a Petrobras planeja até 2026 produzir 100% do óleo diesel em suas refinarias com baixíssimo teor de enxofre (10 ppm) ([Petrobras, 2021a](#)), indicando a necessidade de aumento do seu consumo de hidrogênio nos próximos anos.

No que tange ao óleo combustível marítimo, o limite máximo do teor de enxofre foi reduzido para 0,5% (5000 ppm) ([ANP, 2019](#)), em linha com o tratado MARPOL⁵ da International Maritime Organization (IMO), por meio da norma IMO 2020, implementada em janeiro de 2020 ([IMO, 2019](#)).

⁵ A MARPOL (International Convention for the Prevention of Pollution from ships) ou Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios, em tradução livre, é a principal convenção internacional que aborda a prevenção da poluição do meio ambiente marinho por navios por causas operacionais ou acidentais.

Com vistas ao atendimento às exigências de qualidade dos combustíveis, o processo de hidrotratamento é a rota mais utilizada em refinarias de petróleo para a remoção de compostos sulfurados, nitrogenados e aromáticos, sendo o hidrogênio de alta pureza utilizado como elemento de captura desses elementos químicos indesejados. A Tabela 2 mostra os principais processos que ocorrem no hidrotratamento.

Tabela 2 – Processos presentes no hidrotratamento de correntes de petróleo

Processo	Descrição
Dessulfurização (HDS)	Hidrogenação de compostos sulfurados, como mercaptans e sulfetos
Desnitrogenação (HDN)	Hidrogenação de compostos nitrogenados, como pirróis e piridinas
Desoxigenação (HDO)	Hidrogenação de compostos oxigenados, como fenóis e adesivos
Desalogenação	Hidrogenação de compostos halogenados, como cloretos

Fonte: CRUZ, 2010

Unidades de Hidrotratamento estão presentes em muitas refinarias, sendo grande parte do hidrogênio produzido destinada a esses processos.

Tendências tecnológicas

Com o crescente interesse no hidrogênio como fonte energética, um dos desafios que se apresentam é a redução de seu custo de produção, que pode se dar através de ganhos de escala, de avanços tecnológicos em seus processos de produção, ou ainda, através da redução da utilização como insumo em alguns processos de refino. Essa seção busca apresentar algumas possíveis tendências nos processos que geram hidrogênio nas refinarias e, também, nos que consomem este gás.

Unidades de geração de hidrogênio

Estudos como o realizado por SOUZA (2011) mostram que pequenas adições de platina, um metal nobre, previnem a formação de coque no catalisador da reforma, especialmente na porção localizada no topo do reformador, evitando paradas não programadas e sem impactar consideravelmente o preço final do catalisador.

Caso um método de captura de CO₂ seja utilizado (CCUS), o hidrogênio gerado será o azul, pois ocorre o uso de produtos fósseis, como o gás natural ou nafta. Ressalta-se que estudos estão sendo feitos para a utilização de outras matérias-primas. AUGUSTO (2017) pesquisou sobre o uso de catalisadores de cobalto suportado em nanotubos de carbono, obtendo o hidrogênio musgo a partir da reforma a vapor de etanol.

Unidades de hidrotratamento

Buscando obter maior atividade que os catalisadores tradicionalmente utilizados nas unidades de hidrodessulfurização, OYAMA (2003) verificou que o fosfeto de níquel, em sua forma Ni_2P , seria um potencial candidato à substituição. Como esse catalisador possui altas temperaturas de redução, trabalhos como os de TEIXEIRA DA SILVA *et al.* (2011) e JORGE (2012) analisaram os efeitos da adição de teores de metais nobres como paládio, platina e ródio na temperatura de redução do catalisador e na sua atividade. Além disso, utilizando o tiofeno⁶ como carga para a reação de HDS, JORGE (2012) verificou que a distribuição dos produtos gerados pelo catalisador de fosfeto de níquel favorecia os compostos olefínicos, com mínima formação de butano. O que poderia ser interessante para o índice antidetonante (IAD)⁷ do *pool* de gasolina ou para a indústria petroquímica.

Já para o hidrotratamento do diesel, JUNIOR (2012) avaliou a atividade de catalisadores de carbonitreto de nióbio na reação de HDS de dibenzotiofeno⁸, verificando que esta espécie foi bem menos ativa que o catalisador de carbeto de molibdênio suportado em alumina. Já MONTEIRO (2011) analisou a atividade de catalisadores de metais nobres suportados em zeólitas para a melhoria do número de cetano⁹, avaliando a abertura do anel da decalina¹⁰. O naftaleno presente nas correntes na faixa do diesel pode ser hidrogenado gerando a tetralina, que pode, também, ser hidrogenada gerando a decalina. Embora o número de cetano saia de cerca de 1 (para o naftaleno) alcançando 36 (para a decalina), é possível promover a abertura de anéis naftênicos gerando compostos com maior número de cetano, utilizando esse tipo de reação em combinação com o hidrotratamento convencional.

Existem também estudos que buscam alterar a forma de abordagem da hidrodessulfurização de correntes de petróleo nas refinarias, como o realizado por AMARAL (2014). Foi proposta uma unidade de separação, utilizando membranas de poliuretano, previamente ao envio à unidade de HDS, gerando uma corrente específica para ser tratada. Desta maneira, o investimento em uma unidade de HDS seria reduzido, uma vez que a corrente a ser tratada teria seu volume diminuído. Adicionalmente, devido ao menor volume a ser tratado, uma menor quantidade de H_2 seria necessária para atingir sua pressão parcial nesse sistema, o que permitiria uma maior disponibilização de H_2 para outros usos.

⁶ O tiofeno é um composto aromático heterocíclico, com fórmula C_4H_4S , tipicamente utilizado para avaliação catalítica para reações de HDS de compostos com faixa de destilação da nafta ou gasolina.

⁷ IAD (Índice Antidetonante) é a média aritmética dos valores de número de octano determinados pelos métodos MON e RON (ANP, 2020)

⁸ Dibenzotiofeno é um composto formado por dois anéis benzênicos ligados a um anel tiofênico que fica em posição central. Possui fórmula $C_{12}H_8S$ e é normalmente utilizado para avaliar a atividade de catalisadores de HDT de diesel, uma vez que a remoção do enxofre presente é dificultada estericamente pelos anéis benzênicos.

⁹ Número de cetano é uma medida indireta do tempo decorrido entre a injeção do óleo diesel no cilindro e o início da sua combustão (FARAH, 2012).

¹⁰ Decalina é um hidrocarboneto saturado, não aromático, de fórmula $C_{10}H_{18}$, que pode ser obtido pela hidrogenação do naftaleno.

Balanço de hidrogênio das refinarias no Brasil

No intuito de avaliar um possível excedente de capacidade de produção que poderia ser ofertada ao mercado nacional, nesta seção são apresentados aspectos relativos ao parque de refino nacional e o Balanço de hidrogênio das refinarias no Brasil. O Balanço foi estimado para o horizonte a partir das projeções de oferta de combustíveis fósseis, no âmbito dos estudos para a elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2031).

Parque de refino brasileiro

O Brasil possui 19 refinarias de petróleo autorizadas pela ANP para operação, totalizando uma capacidade nominal de processamento de 2,4 milhões b/d, conforme exibido na Tabela 3. Com isso, o parque nacional de refino configura-se como o 9º maior do mundo (BP, 2021).

Tabela 3 – Refinarias domésticas autorizadas para operação

Refinarias	Localização	Capacidade nominal de processamento (mil b/d)
Refinaria de Paulínia (Replan)	Paulínia (SP)	434
Refinaria de Mataripe	São Francisco do Conde (BA)	337
Refinaria Duque de Caxias (Reduc)	Duque de Caxias (RJ)	252
Refinaria Henrique Lage (Revap)	São José dos Campos (SP)	252
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar)	Araucária (PR)	214
Refinaria Alberto Pasqualini (Refap)	Canoas (RS)	208
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)	Cubatão (RJ)	179
Refinaria Gabriel Passos (Regap)	Betim (MG)	164
Refinaria Abreu e Lima (RNEST)	Ipojuca (PE)	115
Refinaria de Capuava (Recap)	Mauá (SP)	63
Refinaria Isaac Sabbá (Reman)	Manaus (AM)	46
Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC)	Guamaré (RN)	38
Refinaria de Petróleo Riograndense (RPR)	Rio Grande (RS)	17
Refinaria SSOil Energy	Coroados (SP)	12
Refinaria de Manguinhos (Refit)	Rio de Janeiro (RJ)	10
Refinaria Lubrificantes do Nordeste (Lubnor)	Fortaleza (CE)	10
Unidade de Industrialização do Xisto (SIX)	São Mateus do Sul (PR)	6
Univen Refinaria de Petróleo (Univen)	Itupeva (SP)	5
Dax Oil	Camaçari (BA)	2

Fonte: Elaboração própria, a partir de [ANP \(2021\)](#) e [Petrobras \(2021b\)](#).

Notas: (1) A RNEST possui capacidade nominal de 115 mil b/d, mas está autorizada a processar no máximo 100 mil b/d, conforme exigência da Renovação da Licença de Operação emitida pela Agência Estadual de Meio Ambiente de Pernambuco; (2) As operações da refinaria Univen Petróleo se encontram suspensas desde março de 2014 e, por isso, não foram consideradas neste estudo; (3) A SIX é uma unidade de industrialização de xisto pirotbetuminoso, não processando petróleo; (4) A refinaria SSOil Energy possui capacidade autorizada de 12 mil b/d, mas está restrita a produzir, no máximo, 1.290 b/d de gasolina A, 434 b/d de óleo diesel S500 e 642 b/d de óleo combustível, em função de limitações de capacidade de armazenamento.

Registra-se que, para o período decenal, não são previstos investimentos significativos na expansão da capacidade de refino.

Capacidade de produção de hidrogênio no parque de refino nacional

No parque de refino brasileiro, onze refinarias possuem Unidades de Geração de Hidrogênio, com uma capacidade total autorizada de 18,9 milhões Nm³/d. A Tabela 4 detalha a capacidade instalada de produção de hidrogênio por refinaria.

Tabela 4 – Capacidade de produção de hidrogênio em UGH por refinaria

Refinarias	Capacidade nominal (Nm ³ H ₂ /d)
Refinaria de Paulínia (Replan)	3.570.000
Refinaria de Mataripe	1.360.000
Refinaria Duque de Caxias (Reduc)	625.000
Refinaria Henrique Lage (Revap)	1.488.000
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar)	1.870.000
Refinaria Alberto Pasqualini (Refap)	1.800.000
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)	2.870.000
Refinaria Gabriel Passos (Regap)	1.760.000
Refinaria Abreu e Lima (RNEST)	3.000.000
Refinaria de Capuava (Recap)	550.000
Refinaria Lubrificantes do Nordeste (Lubnor)	35.000

Fonte: Elaboração própria, a partir de [ANP \(2021\)](#).

Conforme mencionado anteriormente, o hidrogênio também é obtido como coproduto da Reforma Catalítica. Em 2021, cinco refinarias brasileiras possuíam unidades de Reforma Catalítica. A Tabela 5 detalha a capacidade de processamento dessas unidades em cada refinaria.

Tabela 5 – Capacidade de produção em unidades de Reforma Catalítica por refinaria

Refinarias	Capacidade nominal (m ³ /d de carga)
Refinaria de Paulínia (Replan)	2.620
Refinaria Duque de Caxias (Reduc)	1.900
Refinaria Henrique Lage (Revap)	1.500
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar)	1.100
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)	2.300

Fonte: Elaboração própria, a partir de [ANP \(2021\)](#).

A produção líquida de hidrogênio na Reforma Catalítica de naftas varia de cerca de 50 a 200 m³ de hidrogênio (a 0 °C e 1 atm) por m³ de nafta usada na carga do processo ([Dessau, 1991](#)).

Ressalta-se que o objetivo de operação dessas unidades é a produção de nafta reformada para a adequação de octanagem de gasolina. Sendo o hidrogênio um coproduto, as condições operacionais da unidade de Reforma Catalítica devem corresponder ao rendimento e à especificação desejados de gasolina.

Utilização de hidrogênio em refinarias brasileiras

No parque de refino brasileiro, dez refinarias possuem HDT e HDS com o objetivo de adequar correntes de hidrocarbonetos e permitir seu uso na formação de produtos finais dentro das especificações, conforme descrito anteriormente. A Tabela 6 detalha a capacidade total de Hidrotratamento e Hidrodessulfurização por refinaria.

Tabela 6 – Capacidade total de Hidrotratamento e Hidrodessulfurização por refinaria

Refinarias	Capacidade de Hidrotratamento (m ³ /d)	Capacidade de Hidrodessulfurização (m ³ /d)	Capacidade total (m ³ /d)
Refinaria de Paulínia (Replan)	30.600	8.800	39.400
Refinaria de Mataripe	11.000	10.200	21.200
Refinaria Duque de Caxias (Reduc)	12.500	5.000	17.500
Refinaria Henrique Lage (Revap)	13.200	17.400	30.600
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar)	10.800	11.000	21.800
Refinaria Alberto Pasqualini (Refap)	12.200	6.000	18.200
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)	18.200	6.000	24.200
Refinaria Gabriel Passos (Regap)	12.100	11.550	23.650
Refinaria Abreu e Lima (RNEST)	16.000	-	16.000
Refinaria de Capuava (Recap)	5.330	3.000	8.330

Fonte: Elaboração própria, a partir de [ANP \(2021\)](#).

Em um horizonte de estudo de dez anos, foram considerados investimentos na ampliação da capacidade de hidrotratamento em refinarias existentes. Esses incluem a construção de nova unidade de hidrotratamento¹¹ (HDT) de 10 mil m³/d e com início previsto de operação em 2025, e o *revamp* de duas unidades de hidrodessulfurização, uma em 2023 e outra em 2025, que somam 12 mil m³/d de capacidade de tratamento (Petrobras, 2021b). Tais projetos visam adequar o parque nacional de refino para o atendimento à demanda crescente de combustíveis de baixo teor de enxofre.

A Figura 4 mostra a projeção de produção de hidrogênio em refinarias brasileiras frente à capacidade máxima instalada doméstica.

¹¹ Investimentos em HDT podem implicar na necessidade de construção ou ampliação de unidades de geração de hidrogênio (UGH).

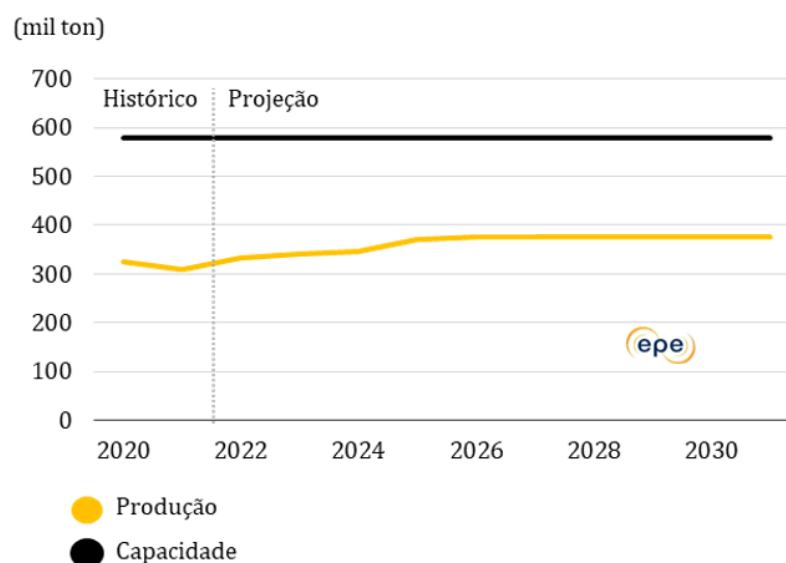


Figura 4 – Produção de hidrogênio em refinarias brasileiras
 Fonte: Elaboração própria a partir de [ANP \(2021\)](#)

Embora o refino de petróleo seja um importante produtor de hidrogênio no País, destaca-se que, no cenário projetado, essa produção será utilizada para consumo interno das refinarias, não existindo um mercado de compra e venda desse produto. Devido a isso, por simplificação, assume-se que, desprezando eventuais perdas, a produção é igual ao consumo das refinarias, mesmo havendo capacidade disponível para eventuais atendimentos a mercados de hidrogênio.

O Programa Nacional de Hidrogênio e Perspectivas

As projeções realizadas neste estudo indicam uma capacidade ociosa de cerca de 200 mil toneladas por ano de hidrogênio em refinarias brasileiras, grande parte oriundo da reforma a vapor de gás natural, sem CCUS (hidrogênio cinza). Ressalta-se que esse volume é bastante significativo comparado à produção nacional atual, eventualmente podendo ser comercializado caso haja o desenvolvimento do mercado de hidrogênio, e provavelmente ficando restrito a acordos de comercialização com empreendimentos industriais próximos.

A importância crescente do hidrogênio como fonte de energia ocorre em um contexto de transição energética, visando o abatimento de emissões de gases de efeito estufa (GEE). Em uma perspectiva de longo prazo, a produção de hidrogênio utilizando combustíveis fósseis como insumo (hidrogênio cinza) pode ser vista como menos atrativa para investimentos do que a produção de hidrogênio, por exemplo, a partir da eletrólise da água utilizando energia elétrica renovável (hidrogênio verde)¹². Contudo, deve-se ressaltar que, no que tange aos custos, há ainda o desafio de tornar o hidrogênio oriundo de energias renováveis competitivo em comparação ao hidrogênio cinza, produzido através da reforma a vapor, sem CCUS. A EPE

¹² Há um potencial de produção de 1,8 Gt/ano de hidrogênio verde em 2050, considerando o uso de energia solar, eólica, hidráulica e produção a partir de biomassa (EPE, 2022a).

estima o custo do hidrogênio cinza produzido no Brasil na faixa de US\$ 1,00 - 1,50 / kg H₂ (EPE, 2022a).

Entretanto, estudos como o do [HYDROGEN COUNCIL \(2021\)](#) indicam tendência de redução dos custos do hidrogênio de fontes renováveis frente ao hidrogênio cinza. A perspectiva da instituição é que, no mundo, o preço de indiferença (*breakeven*) entre o hidrogênio verde e o cinza possa ocorrer entre 2028 e 2034, a partir da contabilização dos custos de carbono. Considerando as condições climáticas favoráveis no Brasil infere-se que existe a possibilidade que o custo do hidrogênio verde no País possa ser menor, comparativamente ao cinza. Há previsões de que os custos do hidrogênio verde com base em eólica e solar podem ser os mais competitivos do mundo, atingindo US\$ 1.5-2.5/kg H₂ em 2030 e menos de US\$ 1/kg H₂ em 2050. Além disso, estimativas iniciais para o Brasil apontam que o hidrogênio verde de hidrelétrica pode custar US\$ 2-2.5/kg H₂ e o de etanol na faixa de US\$ 2.5-5/kg H₂ (EPE, 2022b). Outras opções alternativas ao hidrogênio cinza são os hidrogênios musgo e turquesa ([EPE, 2021a](#)). Dado o protagonismo do Brasil na produção de biomassa e as perspectivas de expansão da oferta de gás natural, estas opções também poderão apresentar custos competitivos frente ao hidrogênio cinza.

Ademais, destaca-se a possibilidade, sob o ponto de vista da descarbonização, do hidrogênio azul, também produzido através da reforma a vapor do gás natural, mas com a captura, utilização e o armazenamento do gás carbônico produzido na operação (CCUS). Em um cenário de interesse no hidrogênio como vetor energético, avanços tecnológicos na captura de carbono poderiam tornar o hidrogênio azul mais competitivo e com maior capacidade de escala, aumentando sua relevância no mercado de hidrogênio. Em tal cenário, atuais unidades produtoras de hidrogênio cinza poderiam optar por investir e instalar tecnologias de captura de carbono, passando a produzir o hidrogênio azul e reduzindo as emissões de GEE associadas ao processo. Essa rota de produção de hidrogênio encontra-se abordada na Nota Técnica “Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS” ([EPE, 2022c](#)).

Assim, embora a previsão de longo prazo seja de que o hidrogênio cinza tenha pouca representatividade na oferta total de hidrogênio, se comparado ao potencial de produção utilizando-se as opções citadas anteriormente, ele é atualmente a forma mais comum de produção de hidrogênio e com o menor custo de produção em larga escala. O hidrogênio cinza ainda deve atender à demanda de hidrogênio de curto prazo, até que alternativas de baixo carbono se tornem economicamente competitivas. Neste sentido, ele poderá ter papel relevante na estruturação e estabelecimento de um mercado de hidrogênio no País, podendo seu preço servir como referência para as demais tecnologias emergentes.

Referências bibliográficas

AMARAL, RAFAEL AISLAN, (2014). *Dessulfurização de combustíveis por pervaporação usando membranas anisotrópicas compostas de poli(uretano)*. Disponível em: <<http://portal.peq.coppe.ufrj.br/index.php/teses-de-doutorado/2014/290-tese-rafael-amaral-2014/file>>. Acesso em: 04 jan. 2022

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2013). *Resolução nº 50/2013*. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-50-2013-?origin=instituicao>>. Acesso em: 23 dez. 2021

_____, _____ (2019). *Resolução nº 789/2019*. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-n-789-de-22-de-maio-de-2019-122631742>>. Acesso em: 23 dez. 2021.

_____, _____ (2020). *Resolução nº 807/2020*. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-n-807-de-23-de-janeiro-de-2020-239635261>>. Acesso em: 23 dez. 2021.

_____, _____ (2021). *Autorizações Para Refino de Petróleo*. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/autorizacoes-para-refino-de-petroleo>>. Acesso em: 23 nov. 2021.

AUGUSTO, BRUNO LOBATO, (2017). *Desenvolvimento de catalisadores de cobalto suportado em nanotubos de carbono, nanofibras de carbono e carvão ativo para produção de hidrogênio a partir da reação de reforma a vapor do etanol*. Disponível em: <<http://portal.peq.coppe.ufrj.br/index.php/teses-de-doutorado/2017-1/491--67/file>>. Acesso em: 03 jan. 2022

BP, (2021). *Statistical Review of World Energy*. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>. Acesso em: 23 nov. 2021.

BRASIL, (2014). *Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014. Dispõe sobre a adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel comercializado com o consumidor final*. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2011-2014/2014/lei/l13033.htm>. Acesso em: 23 nov. 2021.

BRASIL, NILO ÍNDIO DO, (2011). *Processamento de Petróleo e Gás Natural. 1ª edição*. 2011. Rio de Janeiro.

CNPE. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA, (2018). *CNPE propõe diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio*. Disponível em: <<https://www.gov.br/economia/pt-br/assuntos/noticias/2021/abril/cnpe-propoe-diretrizes-para-o-programa-nacional-do-hidrogenio>>

CRUZ, FLÁVIO EDUARDO DA, (2010). *Produção de hidrogênio em refinarias de petróleo: avaliação exergética e custo de produção*. Disponível em: <<https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3150/tde-17082010-123008/pt-br.php>>. Acesso em: 14 dez. 2021.

- DESSAU, RALPH M., (1991). *Dehydrogenation, dehydrocyclization and reforming catalyst. United States Patent 5011805*. Disponível em: <<https://www.freepatentsonline.com/5011805.html>>. Acesso em: 23 dez. 2021.
- ENGIE, (2021). *Como funciona o CCUS e sua importância na transição energética*. Disponível em: <<https://www.alemdaenergia.engie.com.br/como-funciona-o-ccus-e-a-sua-importancia-na-transicao-energetica/>>. Acesso em: 23 dez. 2021.
- EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2021a). *Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio*. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-bases-para-a-consolidacao-da-estrategia-brasileira-do-hidrogenio>>. Acesso em: 23 dez. 2021.
- _____, _____ (2022a). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (versão para Consulta Pública)*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-609/Relatorio_PDE2031_ConsultaPublica.pdf>. Acesso em: 28 jan. 2022.
- _____, _____ (2022b). *Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural*. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrog%C3%AAnio%20Cinza.pdf>>. Acesso em: 14 abr. 2022.
- _____, _____ (2022c). *Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS*. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrogenio%20Azul.pdf>>. Acesso em: 14 abr. 2022.
- _____, _____ (2022d). *Hidrogênio Turquesa: Produção a partir da pirólise do gás natural*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-663/Nota%20Tecnica%20Hidrogenio%20Turquesa_12.04.22.pdf>. Acesso em: 19 abr. 2022.
- FARAH, M.A. *Petróleo e seus derivados: definição, constituição, aplicação, especificações, características de qualidade*. Rio de Janeiro: LTC, 2012.
- HYDROGEN COUNCIL, (2021). *Hydrogen Insights: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*. Disponível em: <<https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>>. Acesso em: 23 nov. 2021.
- IMO. INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION, (2019). *Resolution Mepc.320 (74)- 2019 Guidelines For Consistent Implementation of the 0.50% Sulphur Limit Under Marpol Annex VI*. Disponível em: <[https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Resolution%20MEPC.320\(74\).pdf](https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Resolution%20MEPC.320(74).pdf)>. Acesso em: 23 nov. 2021.
- JORGE, GABRIEL DA SILVA AZEVEDO, (2012). *Redução da temperatura de síntese do Fosfato de Níquel suportado em sílica através da adição de baixos teores de metais nobres*. Disponível em: <<http://portal.peq.coppe.ufrj.br/index.php/dissertacoes-de-mestrado/2012-1/64-reducao-da-temperatura-de-sintese-de-fosfato-de-niquel-suportado-em-silica-atraves-da-adicao-de-baixos-teores-de-metais-nobres/file>>. Acesso em: 24 jan. 2022.
- JUNIOR, CARLOS ALBERTO DAS CHAGAS, (2012). *Síntese de carbonitreto de nióbio por decomposição térmica do oxaloniobato de guanidina e sua aplicação à hidrodessulfurização*

do dibenzotiofeno. Disponível em: <<http://portal.peq.coppe.ufrj.br/index.php/teses-de-doutorado/2012/95-sintese-de-carbonitreto-de-niobio-por-decomposicao-termica-do-oxaloniobato-de-guanidina-e-sua-aplicacao-a-hidrodessulfurizacao-do-dibenzotiofeno/file>>.

Acesso em: 04 jan. 2022

MAPA. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (2015). *Portaria nº 75, de 5 de março de 2015*. Disponível em:

<<http://sistemasweb.agricultura.gov.br/sislegis/action/detalhaAto.do?method=consultarLegislacaoFederal>>. Acesso em: 23 dez. 2021.

MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, (2021). MME publica proposta de diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-apresenta-ao-cnpe-proposta-de-diretrizes-para-o-programa-nacional-do-hidrogenio-pnh2>>. Acesso em: 23 dez. 2021.

MONTEIRO, CARLOS ALBERTO DE ARAUJO, (2011). *Melhoria do cetano em óleo diesel: abertura do ciclo da decalina sobre catalisadores de Pt, Ir ou Rh suportados em zeólitas FAU e BEA*. Disponível em: <<https://repositorio.ufscar.br/handle/ufscar/3931?show=full>>. Acesso em: 21 jan. 2022

OYAMA, S. T. 2003, *Novel catalysts for advanced hydroprocessing: transition metal phosphides*. Journal of Catalysis v. 216, pp. 343-352.

PETROBRAS. PETRÓLEO BRASILEIRO S.A, (2021a). *Plano Estratégico 2022-2026*. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/6d98b296-503c-53cc-1f9e-153a904e8066?origin=2>>. Acesso em: 23 dez. 2021.

_____, _____ (2021b). *Relatórios Anuais*. Disponível em:

<<https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/>>. Acesso em: 23 nov. 2021.

SOUZA, MARIANA DE MATTOS VIEIRA MELLO, (2009). *Tecnologia do Hidrogênio. 1ª edição*. 2009. Rio de Janeiro.

SOUZA, VIVIAN PASSOS DE, (2011). *Reforma a vapor do metano sobre catalisadores de Pt-Ni/ α -Al₂O₃: Efeito das condições de síntese e do teor da Pt nas propriedades de oxi-redução, estruturais e catalíticas*. Disponível em: <<https://repositorio.ufscar.br/handle/ufscar/3908>>. Acesso em: 23 dez. 2021.

SZKLO, ALEXANDRE e ULLER, VICTOR C., (2008). *Fundamentos do Refino de Petróleo: Tecnologia e Economia. 2ª edição*. 2008. Rio de Janeiro.

TEIXEIRA DA SILVA, V. L. S., SOUSA, L. A., AMORIM, R. M., et al.,. (2011). *Lowering the synthesis temperature of Ni₂P/SiO₂ by palladium addition*. Journal of Catalysis v. 279, pp. 88-102.

TOWERING SKILLS, 2021. *Cost Indices- Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI)*. Disponível em: <<https://www.toweringskills.com/financial-analysis/cost-indices/>>. Acesso em: 29 dez. 2021.

U.S. DOE. U.S. Department of Energy, 2011. *An Integrated Strategic Plan for the Research, Development, and Demonstration of Hydrogen and Fuel Cell Technologies*. Disponível em: <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/program_plan2011.pdf>. Acesso em: 24 jan. 2022.