

2022

# **Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural**

**Supervisão**

Heloísa Borges Esteves

**Coordenação Geral**

Marcos Frederico Farias de Souza

**Coordenação Executiva**

Marcelo Ferreira Alfradique

**Coordenação Técnica**

Ana Claudia Sant'Ana Pinto

Gabriel de Figueiredo da Costa

**Equipe Técnica**

Carolina Oliveira de Castro

Claudia Maria Chagas Bonelli

Henrique Plaudio Gonçalves Rangel

**Suporte Administrativo**

Alize de Fátima Antunes Leal

<https://epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/petroleo-gas-e-biocombustiveis>

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



**Ministro de Estado**

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

**Secretária-Executiva**

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e  
Biocombustíveis**

Rafael Bastos da Silva

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



Empresa de Pesquisa Energética

**Presidente**

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

**Diretora de Estudos do Petróleo, Gás  
e Biocombustíveis**

Heloísa Borges Esteves

**Diretor de Estudos Econômico-  
Energéticos e Ambientais**

Giovani Vitória Machado

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Erik Eduardo Rego

**Diretora de Gestão Corporativa**

Angela Regina Livino de Carvalho

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

## ■ Sumário

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>3</b>
<b>2. FONTES PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO</b>	<b>6</b>
2.1. REFORMA A VAPOR	7
2.1.1. <i>Processo industrial da reforma a vapor</i>	8
2.1.2. <i>Hidrodessulfurização</i>	9
2.1.3. <i>Pré-reforma</i>	10
2.1.4. <i>Reforma</i>	10
2.1.5. <i>Reações de Shift</i>	12
2.1.6. <i>Remoção do CO<sub>2</sub></i>	12
2.2. OUTROS PROCESSOS TÉRMICOS COM GÁS NATURAL	15
2.2.1. <i>Reforma autotérmica</i>	15
2.2.2. <i>Reforma com CO<sub>2</sub></i>	16
2.2.3. <i>Reatores a membrana</i>	16
2.2.4. <i>Conversão direta do gás natural</i>	16
<b>3. TECNOLOGIAS PARA CONSUMO</b>	<b>17</b>
3.1. MATÉRIA-PRIMA	18
3.2. CÉLULAS A COMBUSTÍVEL	19
3.3. COMBUSTÃO	22
3.4. APLICAÇÕES DESTAS TECNOLOGIAS DE CONSUMO	22
<b>4. ASPECTOS ECONÔMICOS</b>	<b>23</b>
<b>5. ASPECTOS LOGÍSTICOS</b>	<b>29</b>
5.1. SEGURANÇA	29
5.2. MISTURA DE HIDROGÊNIO NA INFRAESTRUTURA EXISTENTE DE GÁS NATURAL	30
5.3. ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA DE HIDROGÊNIO	33
<b>6. PROSPECÇÃO TECNOLÓGICA</b>	<b>36</b>
6.1. PERSPECTIVAS INTERNACIONAIS PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO	38
6.2. PROJETOS-PILOTO PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO	39
<b>7. ESTUDO DE CASO</b>	<b>42</b>
7.1. ESTIMATIVA DO CAPEX EM FUNÇÃO DA CAPACIDADE DA PLANTA	42
7.2. CUSTOS DE PRODUÇÃO DO H <sub>2</sub>	44
7.3. ESTIMATIVA DOS VOLUMES DE H <sub>2</sub> NOS CENÁRIOS 1, 2 E 3	46
7.4. DETERMINAÇÃO DO CUSTO DA ENERGIA ENTREGUE AO CONSUMIDOR	48
<b>8. CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>50</b>
<b>9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>52</b>

## ■ Lista de Figuras

Figura 1. Projeção do consumo global de hidrogênio por uso até 2070 .....	4
Figura 2. Rotas tecnológicas possíveis para a produção de hidrogênio .....	6
Figura 3. Representação da reforma a vapor com remoção de CO <sub>2</sub> por solventes .....	9
Figura 4. Reformador tubular primário com queimadores no topo .....	11
Figura 5. Representação da absorção de CO <sub>2</sub> por solventes e da metanação.....	13
Figura 6. Representação do processo de purificação por adsorção .....	14
Figura 7. Aplicações do H <sub>2</sub> como matéria-prima e fontes para produção do H <sub>2</sub> .....	18
Figura 8. Representação de célula a combustível a H <sub>2</sub> .....	19
Figura 9. Exemplos de aplicações e combustíveis das células a combustível .....	20
Figura 10. Estrutura do modelo para análise do custo do ciclo de vida do hidrogênio para uso como combustível veicular .....	23
Figura 11. Composição do CAPEX pelas técnicas SMR e ATR.....	24
Figura 12. Composição do custo médio de produção de H <sub>2</sub> cinza em diferentes regiões.....	25
Figura 13. Custos de transporte de hidrogênio com base em distâncias e volumes.....	26
Figura 14. Custos de produção de hidrogênio cinza em locais selecionados .....	27
Figura 15. Cenários para os custos de H <sub>2</sub> Cinza, Azul, Amarelo, Verde e Rosa até 2050 .....	28
Figura 16. Limites percentuais de hidrogênio nas redes de gás natural por volume .....	30
Figura 17. Sensibilidade da infraestrutura de gás natural à mistura com hidrogênio .....	32
Figura 18. Percentual de patentes com diferentes matérias-primas nas 100 analisadas .....	36
Figura 19. Percentual de patentes registradas por local nas 27 analisadas .....	37
Figura 20. Percentual de patentes por temática nas 27 analisadas.....	38
Figura 21. Perspectivas para produção de hidrogênio em países selecionados.....	39
Figura 22. CAPEX para produção de hidrogênio por reforma a vapor.....	43
Figura 23. Fluxograma do Cenário 2 representando a conversão parcial do gás natural em hidrogênio .....	47

## ■ Lista de Tabelas

Tabela 1. Classificação do hidrogênio em escala de cores segundo o processo de produção .....	5
Tabela 2. Vantagens e desvantagens dos principais tipos de célula a combustível .....	21
Tabela 3. Estimativas de custos de produção de hidrogênio cinza.....	24
Tabela 4. Tipos de estocagem de hidrogênio.....	33
Tabela 5. Exemplos de sítios de estocagem subterrânea de hidrogênio.....	34
Tabela 6. Custos de CAPEX atualizados para 2020 de projetos apresentados na Tabela 3.....	43
Tabela 7. Parâmetros do fluxo de caixa descontado (simplificado) do estudo de caso .....	45
Tabela 8. Custos do H <sub>2</sub> em relação à capacidade da planta e ao preço do gás natural .....	45
Tabela 9. Resultados de vazão de insumos energéticos dos Cenários 1, 2 e 3.....	48
Tabela 10. Custo diário para aquisição de 9,4 Gcal/dia nos três cenários.....	48

## 1. Introdução

---

O hidrogênio (H) 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 contendo este elemento (por exemplo: água, biomassa, combustíveis fósseis ou resíduos) mediante o consumo de energia. O hidrogênio (H<sub>2</sub>) pode ser armazenado como um líquido, gás ou composto químico, e é por sua vez convertido em energia quando acontece a sua combustão em motores, fornos ou turbinas, por processos eletroquímicos (em células a combustível) e através de ciclos combinados (U.S. DOE, 2020).

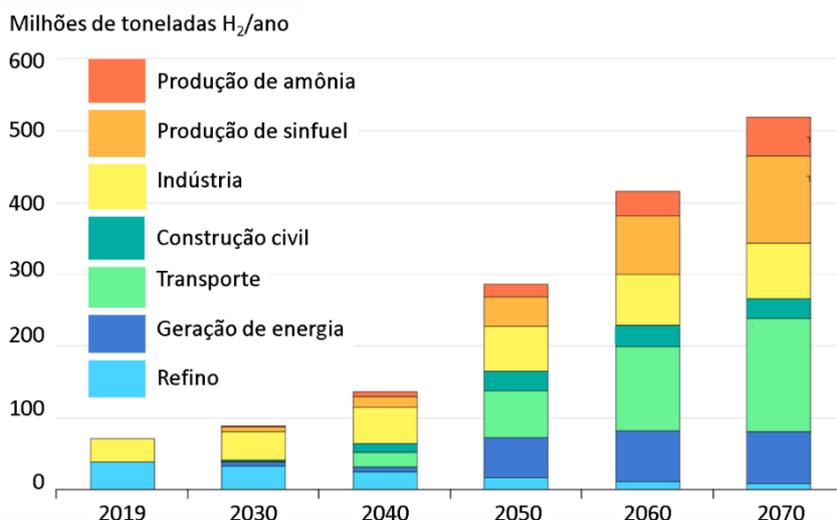
Por volta de 1800, já era utilizado nas grandes cidades o gás de cidade (manufaturado), com 30% a 50% de hidrogênio na sua composição e rico em monóxido de carbono (CO). Este gás era produzido a partir de piche, óleo de baleia, carvão ou produtos petrolíferos. Nos Estados Unidos, seu uso durou até o início dos anos 1950, quando a última planta em Nova York foi fechada e o gás natural deslocou as principais instalações de produção. Em algumas áreas do Havaí, por exemplo, o gás manufaturado continua a ser fornecido com misturas significativas de hidrogênio e é usado para aquecimento e iluminação como uma alternativa ao gás natural (MELAINA et al., 2013). Na cidade do Rio de Janeiro, no início do Século XX, o H<sub>2</sub> era amplamente utilizado como combustível, misturado ao CO. Por isso, os gasômetros no bairro de São Cristóvão eram responsáveis por armazenar o gás de cidade e suprir o sistema de distribuição por gasodutos, sendo este gás produzido desde 1911 a partir de carvão mineral e desde 1967 a partir de nafta. Em 1982, a Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro (CEG), que havia herdado os ativos, adaptou-os para o uso de gás natural (AGENERSA, 2020).

Atualmente, o gás natural e o carvão são as maiores fontes do hidrogênio produzido no mundo. Aproximadamente 95% do hidrogênio produzido nos Estados Unidos tem como base a reforma catalítica do metano (CH<sub>4</sub>) a vapor (*steam methane reforming* - SMR) em grandes centrais, alimentadas pela infraestrutura de gás natural existente (U.S. DOE, 2020). Porém, existem desafios no que toca à sua capacidade de movimentação para consumo como energético em detrimento do metano, uma vez que mesmo comprimido o hidrogênio pode fornecer cerca de um terço da energia por unidade de volume (KUCYNSKI et al., 2019).

A crescente demanda mundial por energia, o esgotamento das fontes energéticas tradicionais e a necessidade do desenvolvimento econômico sustentável tornaram o hidrogênio um protagonista na sociedade atual. As diretrizes relacionadas ao desenvolvimento sustentável têm por objetivo sustentar a evolução harmonizando sociedade, economia e meio ambiente. Neste contexto, o hidrogênio tem alta disponibilidade de matérias-primas (70% da superfície terrestre na forma de água ou compostos orgânicos), alta flexibilidade de produção, ausência de toxicidade e de capacidade poluente (SOUZA, 2018).

Ao se avaliar os combustíveis utilizados pela humanidade no século XX, observa-se uma tendência da descarbonização pela substituição do carvão, seguida pelo petróleo e, depois pelo gás natural. Neste sentido, o hidrogênio poderia ser visto como um combustível com emissão zero de carbono durante a queima, associando as preocupações ambientais e as limitações na disponibilidade dos combustíveis fósseis (SOUZA, 2018).

As perspectivas de aumento da participação do hidrogênio no *mix* global de combustíveis pode ser observado na Figura 1, na qual IEA (2020a) apresenta a demanda global de hidrogênio prevista por setor, em um cenário de desenvolvimento sustentável entre 2019 e 2070.



**Figura 1. Projeção do consumo global de hidrogênio por uso até 2070**

Nota: A produção de amônia refere-se à navegação marítima, enquanto para usos como matéria-prima está incorporada no segmento Indústria.

Fonte: Adaptado de IEA (2020a).

As projeções de aumento na demanda de hidrogênio consideram dois momentos distintos. O primeiro diz respeito a um futuro próximo, no qual os combustíveis fósseis ainda serão largamente utilizados tanto para a produção do hidrogênio quanto para consumo final (CHEN et al., 2010; WEC, 2020). A manutenção do uso destes combustíveis e as legislações ambientais mais restritivas, quanto às emissões automotivas de  $\text{NO}_x$  e  $\text{SO}_x$ , resultarão em aumento da necessidade de hidrogênio para os processos de hidrotratamento dos combustíveis (SOUZA, 2018). Já o segundo momento, refere-se ao processo de substituição dos combustíveis fósseis pelo  $\text{H}_2$ , com a menor emissão de gases de efeito estufa (GEE) promovendo a descarbonização gradual dos setores industriais (U.S. DOE, 2020). Paralelamente, a captura, o armazenamento e a utilização de carbono (*Carbon Capture, Utilization and Storage* – CCUS) pode desempenhar um papel importante nesta transição.

Adicionalmente, observa-se uma mudança no uso do hidrogênio em cada um dos momentos. No curto prazo, espera-se um aumento da demanda de hidrogênio atrelada ao setor de refino para fins de produção de combustíveis automotivos. Por outro lado, no médio/longo prazo projeta-se uma maior demanda por hidrogênio para substituição dos combustíveis fósseis com o uso direto no setor de transportes e geração de energia (células a combustível) (CHEN et al., 2010; SOUZA, 2018; U.S. DOE, 2020). Ainda no curto prazo, convém mencionar que as maiores restrições nas emissões automotivas também dizem respeito aos compostos aromáticos. Esta restrição resultou em redução da produção de aromáticos nas refinarias, com consequente impacto na produção de hidrogênio. Assim, as refinarias, antes vistas como as principais produtoras de hidrogênio, passam a ser as principais demandantes deste produto, decorrente dos dois efeitos mencionados: maior demanda por hidrotratamento e menor produção de hidrogênio nas mesmas (SOUZA, 2018).

As diferentes formas de produção do hidrogênio podem ser classificadas de acordo com a principal matéria-prima, com o processo de produção e com a ocorrência de emissões de  $\text{CO}_2$  de acordo com um esquema de cores (Tabela 1), utilizado para facilitar a referência ao tipo de hidrogênio em estudos internacionais.

**Tabela 1. Classificação do hidrogênio em escala de cores segundo o processo de produção**

Cor	Resumo do processo de produção do hidrogênio
Preto	Gaseificação do carvão mineral (antracito <sup>1</sup> ) sem CCUS <sup>2</sup>
Marrom	Gaseificação do carvão mineral (hulha <sup>3</sup> ) sem CCUS
Cinza	Reforma a vapor do gás natural sem CCUS
Azul	Reforma a vapor do gás natural com CCUS
Turquesa	Pirólise do metano <sup>4</sup> sem gerar CO <sub>2</sub>
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: Adaptado de EPE (2021a).

Cabe ressaltar que estas definições não são únicas, e podem se alterar dependendo dos autores, sendo utilizadas apenas para fins de categorização. Além do hidrogênio amarelo, que por si só tem relação com um *mix* de fontes de energia, nas centrais de produção podem ser utilizadas misturas de matérias-primas dentro de uma mesma “cor”, ou mesmo um *mix* de matérias-primas de diferentes cores em uma lógica híbrida. O ideal é que as diversas fontes se complementem formando um “arco-íris do hidrogênio” cuja composição depende das vocações regionais e nacionais, das fontes e matérias-primas disponíveis, e da minimização das emissões de GEE no longo prazo, mas também observando sua viabilidade econômica e acessibilidade do uso.

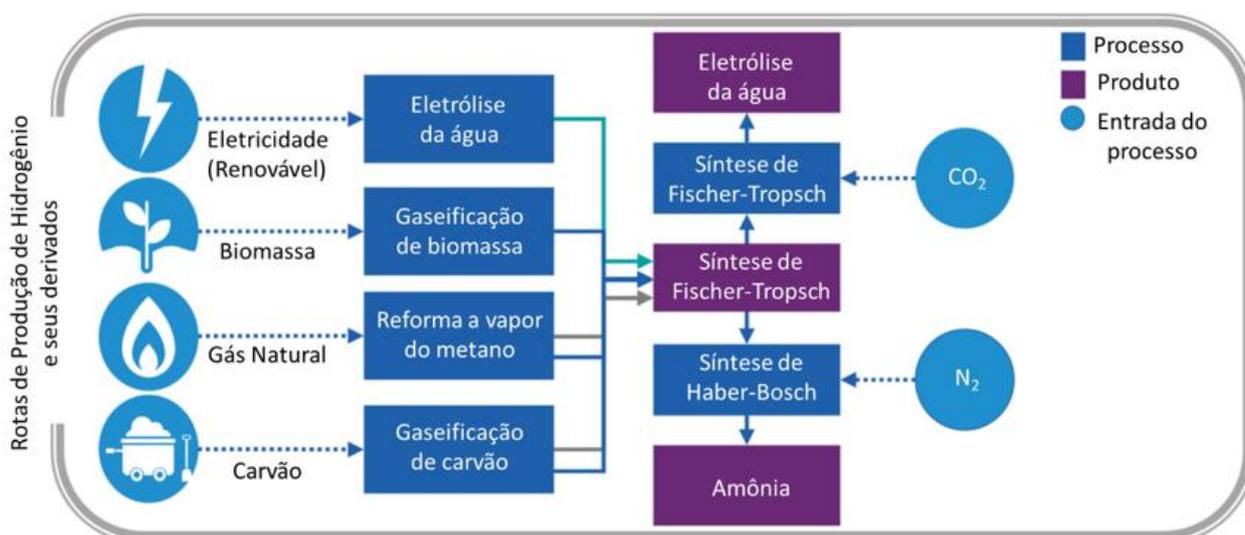
O presente estudo é o primeiro de uma série de Notas Técnicas da Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG) com foco em produção de hidrogênio a partir de gás natural (Hidrogênio Cinza, Azul e Turquesa). Este estudo tem como foco o hidrogênio cinza, rota tecnológica de produção a partir do metano contido no gás natural. Neste documento serão apresentados os principais aspectos técnicos, econômicos, logísticos, de segurança e o estudo de caso.

As demais Notas Técnicas desta trilogia serão publicadas até o final do primeiro trimestre de 2022.

## 2. Fontes para Produção de Hidrogênio

A produção de hidrogênio pode ser realizada a partir de uma diversidade de matérias-primas, de modo que os processos produtivos para a sua obtenção podem ser divididos em 3 classes, cujos principais pontos de destaque podem ser observados na Figura 2:

- Produção através de decomposição da água;
- Produção a partir de fontes renováveis;
- Produção a partir de combustíveis fósseis.



**Figura 2.** Rotas tecnológicas possíveis para a produção de hidrogênio  
Fonte: Adaptado de KPMG (2021); U.S. DOE (2020); SOUZA (2018).

A produção de hidrogênio através de combustíveis fósseis apresenta-se como o principal processo para obtenção deste energético. O gás natural apresenta-se como a principal fonte utilizada, respondendo por aproximadamente 75% da produção mundial de hidrogênio, sendo seguido pelo carvão, o qual responde por uma participação de 23%. Por fim, a produção de hidrogênio restante (aproximadamente 2%) é produzida por utilização de óleo, de eletricidade e, em menor grau, de biomassa (IEA, 2019; SOUZA, 2018).

Tanto a utilização de combustíveis fósseis quanto de biomassa para a produção de hidrogênio acaba por gerar emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). No entanto, nos processos a partir de biomassa, esse CO<sub>2</sub> gerado é capturado pelas plantas para seu crescimento e produção desta matéria-prima, tornando o processo neutro em carbono, diferentemente dos processos utilizando combustíveis fósseis (SOUZA, 2018). Outra possibilidade para neutralização do CO<sub>2</sub> gerado é sua captura e armazenamento, o que no caso da biomassa possibilitaria que o processo fosse, inclusive, negativo em carbono (captura de CO<sub>2</sub> maior do que a geração ao longo do ciclo de vida).

A produção de hidrogênio a partir da água engloba uma série de tecnologias disponíveis, sendo a eletrólise da água a mais comum e de utilização mais difundida. Já a produção a partir de biomassa se refere à obtenção de hidrogênio a partir de processos nos quais são utilizados sistemas biológicos, ou processos nos quais são empregados, como matéria-prima, qualquer tipo de matéria orgânica

renovável de origem vegetal, animal ou procedente da transformação natural ou artificial dela. Os processos biológicos envolvem a utilização de microrganismos capazes de produzir o H<sub>2</sub> durante seus processos metabólicos. Já os processos que se utilizam da biomassa como matéria-prima envolvem transformações químicas e/ou termoquímicas deste material carbonáceo, produzindo H<sub>2</sub> além de diversos outros produtos: CO, carbono sólido (C), CO<sub>2</sub>, dentre outros (SOUZA, 2018).

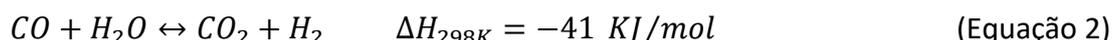
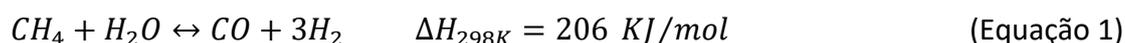
Os processos de produção de hidrogênio a partir de combustíveis fósseis utilizam hidrocarbonetos líquidos, carvão ou gás natural como alternativas de matérias-primas tendo como subproduto do processo o CO<sub>2</sub>. Dentre os combustíveis citados, o gás natural se apresenta como o de maior destaque na produção de H<sub>2</sub>, visto ser a fonte mundialmente mais utilizada para a produção de H<sub>2</sub>, justificada pela maior razão hidrogênio/carbono dentre os combustíveis fósseis (levando a uma menor liberação de CO<sub>2</sub> durante a produção do H<sub>2</sub>). A produção a partir destas matérias-primas é realizada principalmente através de tecnologias de reforma para o gás natural (em especial a reforma a vapor) e por gaseificação nos casos de óleos ou carvão.

Dado o enfoque deste trabalho na produção de hidrogênio a partir de gás natural, as tecnologias de reforma, além dos processos associados a esta tecnologia, serão apresentadas de forma detalhada ao longo deste documento.

## 2.1. Reforma a Vapor

A produção de H<sub>2</sub> a partir de gás natural é realizada majoritariamente a partir de reforma a vapor, sendo este também o processo de produção de H<sub>2</sub> mais utilizado mundialmente. A reforma a vapor é um processo bastante maduro, caracterizando-se como uma das principais rotas tecnológicas de produção de hidrogênio no curto prazo (SOUZA, 2018; OLATEJU et al., 2017; SPEIGHT, 2020a; SPEIGHT, 2020b; U.S. DOE, 2021a). Este processo apresenta elevada eficiência térmica, em torno de 80% (calculado em relação às energias equivalentes do gás natural consumido e do H<sub>2</sub> produzido), e elevado rendimento na produção de H<sub>2</sub>, de aproximadamente 74% (OLATEJU et al., 2017; SOUZA, 2018, VELAZQUEZ ABAD e DODDS, 2017)

A reforma a vapor é um processo contínuo de reação catalítica do gás natural com vapor d'água, formando H<sub>2</sub>, além de CO, CO<sub>2</sub> e, de forma indesejada, C, na forma de fuligem. Este processo pode ser representado, de forma geral, a partir das seguintes reações químicas catalisadas (SOUZA, 2018; OLATEJU et al., 2017; SPEIGHT, 2020a, SPEIGHT, 2020b; U.S. DOE, 2021a; BASILE et al., 2015a; BASILE et al., 2015b; COSTAMAGNA et al., 2020; SHREVE e BRINK, 1977; MOKHEIMER et al., 2015; VELAZQUEZ ABAD e DODDS, 2017):



Convém destacar que o termo relacionado à energia na Equação 1 ( $\Delta H_{298K} = 206 \text{ KJ/mol}$ ) demonstra que esta reação é bastante endotérmica (variação de entalpia positiva  $\Delta H_+$ ) necessitando, com isso, de fornecimento de energia ao sistema. Assim, as elevadas temperaturas favorecem a obtenção de maiores taxas de rendimento e maiores conversões dos reagentes. Por outro lado, tal característica acaba por elevar os custos de operação da reforma a vapor, visto ser necessário o aquecimento a elevadas temperaturas (entre 650° e 900 °C), tanto da água (para

formação de vapor superaquecido<sup>1</sup> a ser utilizado no processo) quanto do sistema reacional (SOUZA, 2018; SPEIGHT, 2020a; SPEIGHT, 2020b; OLATEJU et al., 2017).

Já, a produção de H<sub>2</sub> através da reação química descrita na Equação 2 (denominada reação de deslocamento gás-água ou Reação de *shift*) tem caráter exotérmico (liberando energia para o sistema:  $\Delta H_{298K} = -41 \text{ KJ/mol}$ ), de modo que as altas temperaturas do reformador desfavorecem sua ocorrência neste equipamento. Esta reação é utilizada durante a etapa de purificação dos gases produzidos, sendo empregada para remoção do CO e maximização da produção de H<sub>2</sub> (SOUZA, 2018; SPEIGHT, 2020a; SPEIGHT, 2020b; OLATEJU et al., 2017).

Na reforma a vapor do gás natural, utiliza-se este combustível tanto como matéria-prima para a produção de H<sub>2</sub> quanto para a fornecimento de energia para o processo, de forma a manter elevadas as temperaturas, conforme necessárias para a reforma. Assim, um montante entre 30% e 40% do gás natural utilizado é destinado à queima como combustível, sendo o restante utilizado como matéria-prima (SOUZA, 2018). Incluindo a queima, a reforma a vapor de gás natural emite entre 0,35 e 0,42 m<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> para cada m<sup>3</sup> de H<sub>2</sub> produzido (SOUZA, 2018).

Tal informação se mostra relevante de modo que se pode considerar pouco provável que a obtenção de H<sub>2</sub> por esta rota, sem CCUS, ainda tenha espaço relevante no longo prazo, em um futuro de baixo carbono (VELAZQUEZ ABAD E DODDS, 2017). No entanto, a possibilidade de produção via reforma a vapor do gás natural, associada à captura, estocagem e utilização de CO<sub>2</sub>, pode permitir o uso desta tecnologia por mais tempo.

A partir do estudo de Muradov (2015), pode-se estimar que aproximadamente 70% do CO<sub>2</sub> produzido pela reforma do gás natural poderia ser capturado, enquanto Velazquez Abad e Dodds (2017) apresentam percentuais de 90%, aproximadamente. No entanto, esta ação envolve fornecimento de energia adicional ao sistema, a ser utilizada nos sistemas de compressão, transporte do CO<sub>2</sub>, entre outras atividades, reduzindo a eficiência da planta em, aproximadamente, 5% (quando calculada pelo teor em kWh do gás natural alimentado à planta em relação ao teor em kWh de H<sub>2</sub> produzido, em função do poder calorífico superior destas substâncias). Este conceito integrado, embora ambientalmente atrativo, ainda enfrenta desafios, como os elevados custos envolvidos, a pouca maturidade da tecnologia e a falta de incentivos econômicos - por exemplo, taxaço da emissão de CO<sub>2</sub> (VELAZQUEZ ABAD e DODDS, 2017). Tal assunto será tratado, especificamente, em publicação posterior dada a sua classificação corresponder ao hidrogênio azul.

### 2.1.1. Processo industrial da reforma a vapor

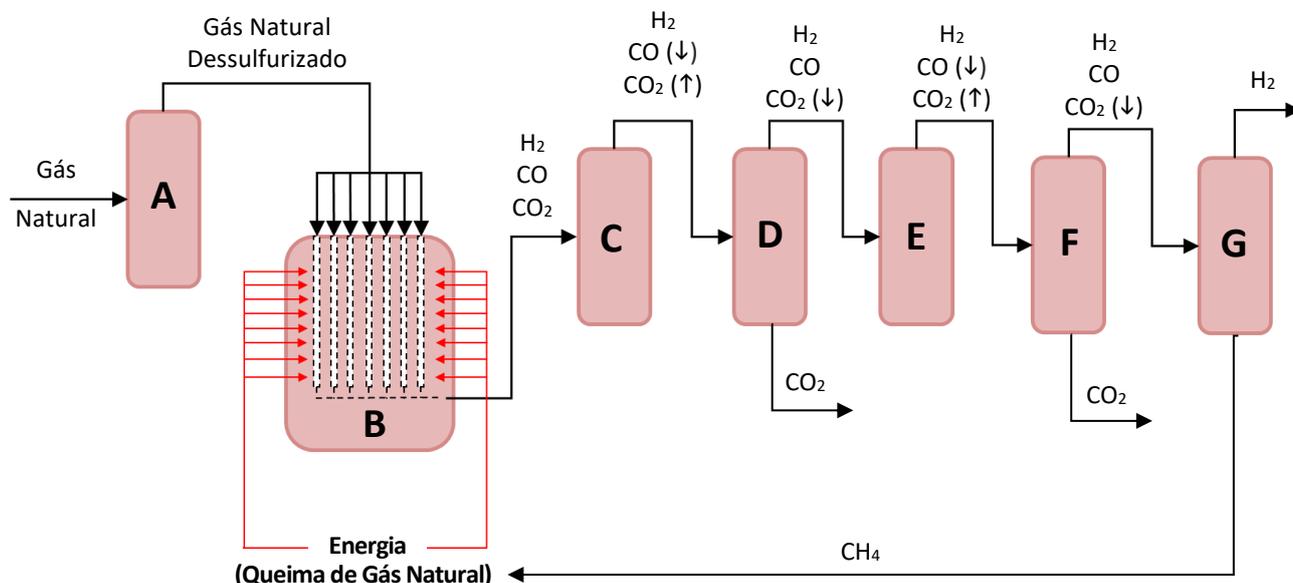
O processo de produção de hidrogênio, a partir da reforma a vapor, envolve as etapas:

- preparação do gás para consumo na planta através de eliminação de contaminantes ou hidrocarbonetos mais pesados;
- produção da mistura CO + H<sub>2</sub> (gás de síntese) e;
- remoção do CO e CO<sub>2</sub> para obtenção de uma corrente de alta pureza de hidrogênio.

---

<sup>1</sup> Vapor superaquecido: vapor que se encontra em temperatura maior que a sua temperatura de ebulição em dada pressão. Como exemplo, qualquer vapor de água em temperatura superior a 100° C em pressão atmosférica (temperatura de ebulição em pressão atmosférica) é considerado vapor superaquecido.

De forma esquemática, uma planta de geração de hidrogênio, com remoção de CO<sub>2</sub> via absorção<sup>2</sup> com solventes, encontra-se representada pela Figura 3.



**Figura 3. Representação da reforma a vapor com remoção de CO<sub>2</sub> por solventes**

Notas: (A): Dessulfurizador (B): Reformador (C): Convertor de *shift* (primeiro estágio) (D): Absorvedor de CO<sub>2</sub> (primeiro estágio) (E): Convertor de *shift* (segundo estágio) (F): Absorvedor de CO<sub>2</sub> (segundo estágio)

(G): Metanador (↓): Redução da concentração (↑): Aumento da concentração

Fonte: Adaptado de SOUZA (2018) e VELAZQUEZ ABAD e DODDS (2017).

Conforme representado na Figura 3, o gás natural a ser utilizado no processo é purificado (A), sendo em seguida reformado (B). Os gases produzidos são então enviados para as etapas de conversão adicionais, nas quais são produzidos volumes adicionais de H<sub>2</sub> a partir da conversão do CO a CO<sub>2</sub> para posterior remoção. Em seguida esta corrente é enviada para mais uma etapa de conversão final com o intuito de converter o CO e o CO<sub>2</sub> residuais a CH<sub>4</sub>, que é retornado para ser queimado e fornecer energia ao sistema. Ao final destas etapas, obtêm-se o hidrogênio de alta pureza (U.S. DOE, 2021a; KANNAH et al., 2021; SOUZA, 2018; SPEIGHT, 2020a; SPEIGHT, 2020b; VELAZQUEZ ABAD e DODDS, 2017).

### 2.1.2. Hidrodessulfurização

A hidrodessulfurização tem por objetivo remover o enxofre que possa existir na corrente de entrada de modo a impedir o envenenamento dos catalisadores utilizados na reforma do gás. Nesta etapa, são realizadas reações entre a carga de gás natural (ou cargas com cadeias carbônicas maiores) e hidrogênio a alta pressão para permitir a remoção do enxofre na forma de H<sub>2</sub>S, conforme pode ser visto na Equação 3 (SOUZA, 2018; VELAZQUEZ ABAD e DODDS, 2017).

<sup>2</sup> Processo pelo qual moléculas de uma fase líquida ou gasosa se difundem em outra fase (RICHARDSON e HARKER, 2002).



Onde "R -" representa a cadeia de carbono da molécula.

Convém destacar que o gás natural atualmente utilizado nas plantas brasileiras onde há produção de hidrogênio (fábricas de fertilizantes e refinarias) é obtido através de gás natural já processado em unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e especificado conforme a regulação vigente. Deste modo, a etapa de dessulfurização não se faz necessária neste caso.

### 2.1.3. Pré-reforma

Esta etapa visa converter os hidrocarbonetos mais pesados presentes no gás natural (C<sub>2</sub> a C<sub>5</sub>) em CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O. Esta conversão se faz necessária visto que os hidrocarbonetos de maiores cadeias são mais reativos que o CH<sub>4</sub>, podendo resultar em maior formação de coque (resíduo de carbono) na etapa de reforma, o que poderia obstruir os catalisadores utilizados no reformador. A utilização de pré-reformador traz, dentre outras vantagens, a flexibilidade de alimentação da planta pela possibilidade de se utilizar também combustíveis líquidos, uma vez que serão convertidos a CH<sub>4</sub> antes da etapa de reforma, reduzindo assim o risco de formação de coque com estes compostos de maior peso (SOUZA, 2018; SPEIGHT, 2020a; SPEIGHT, 2020b; WESEMBERG, 2006).

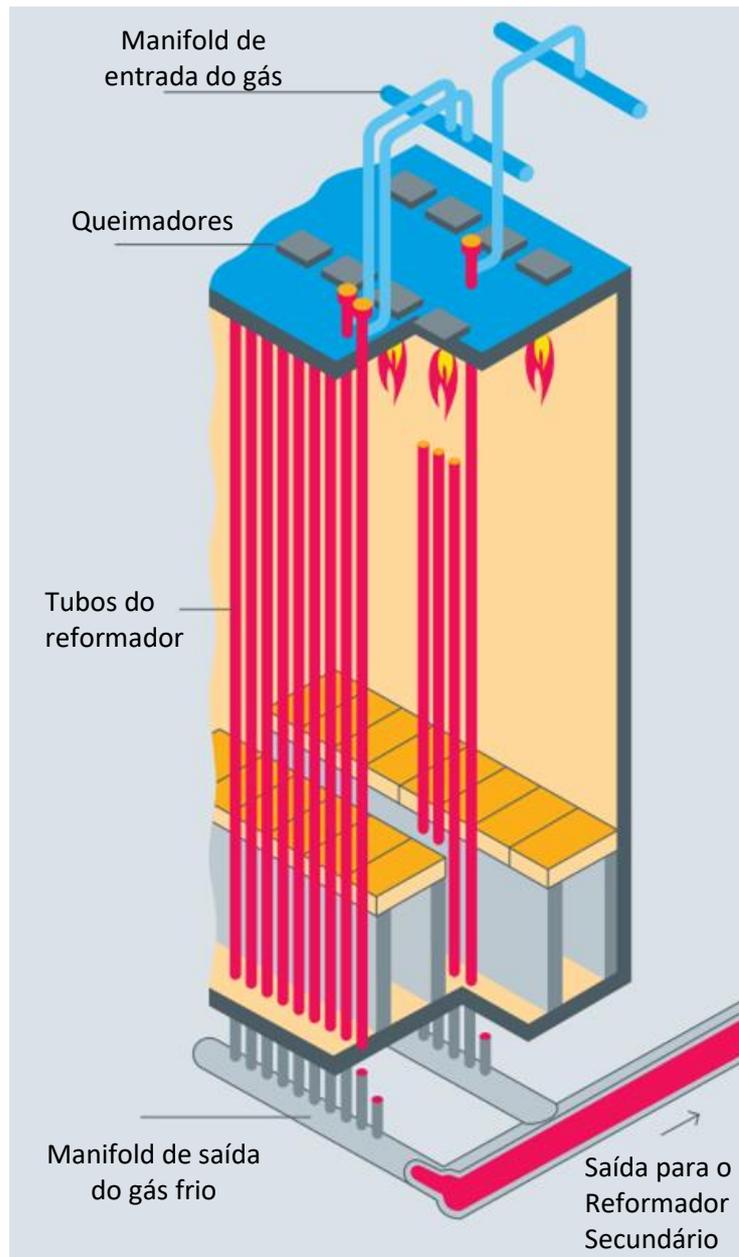
### 2.1.4. Reforma

A etapa de reforma propriamente dita ocorre em equipamentos denominados reformadores, sendo os mais utilizados os do tipo tubular (SOUZA, 2018). Estes equipamentos são compostos por feixes de tubos (de 40 a 400 tubos, com extensões entre 10 e 12 metros com diâmetros entre 10 e 12 cm) paralelos no interior de um forno, cuja função é aquecer estes tubos de forma a fornecer a energia necessária ao sistema reacional (SOUZA, 2018; WESEMBERG, 2006). Ao longo destes tubos, ocorrem as reações do reformador (Equação 1 e Equação 2) com o auxílio de catalisadores.

Estes reatores apresentam configurações diversas, em função do tipo e disposição dos queimadores a serem utilizados para o aquecimento dos tubos (queima no topo, no fundo etc.), apresentando características térmicas diferentes em cada configuração. Na etapa da reforma são obtidos cerca de 90% a 92% de todo o H<sub>2</sub> gerado no processo (OLATEJU et al., 2017; SPEIGHT, 2020a; SPEIGHT, 2020b).

Nestes equipamentos a carga composta pelo gás natural e o vapor d'água é alimentada ao reformador, através dos feixes de tubos que compõem este equipamento, entrando em contato com o catalisador e recebendo a energia necessária fornecida pela queima do gás natural que ocorre externamente aos tubos, no forno. Assim, as reações descritas na Equação 1 e Equação 2 ocorrem durante a passagem destas substâncias ao longo da extensão dos tubos, de modo que na saída do reformador obtêm-se uma mistura de H<sub>2</sub>, CO e CO<sub>2</sub>.

A Figura 4 apresenta uma representação esquemática deste equipamento.



**Figura 4. Reformador tubular primário com queimadores no topo**  
Fonte: Adaptado de THYSSENKRUP (2021).

Na saída do reformador, os gases produzidos ainda se encontram em elevadas temperaturas, de modo que, para aproveitar esta energia e reduzir a temperatura desta corrente para as etapas posteriores, ocorre a integração entre as correntes frias e quentes da planta. O calor dos produtos da reforma pode então ser utilizado para a produção de vapor, pré-aquecimento dos gases na alimentação e do ar para a combustão. Ao final desta etapa de reforma, os gases produzidos são conduzidos para a etapa seguinte, os reatores de *shift*.

### 2.1.5. Reações de *Shift*

Após a produção da mistura H<sub>2</sub>, CO e CO<sub>2</sub>, a corrente do reformador é enviada para os conversores de *shift*, nos quais são realizadas as reações representadas na Equação 2, buscando converter o CO em CO<sub>2</sub> ao reagí-lo com vapor d'água, produzindo assim mais H<sub>2</sub> (BASILE et al., 2015a; BASILE et al., 2015b; COSTAMAGNA, 2020; KANNAH et al., 2021; OLATEJU et al., 2017; SOUZA, 2018; SPEIGHT, 2020a; SPEIGHT, 2020b; VELAZQUEZ ABAD e DODDS, 2017). Geralmente, esta etapa é realizada em dois estágios, sendo um de alta temperatura (310-450 °C) e outro em baixa temperatura (190-240 °C). Convém destacar que, em algumas configurações de planta, a etapa das reações de *shift* também pode ser conduzida no interior do reformador (SOUZA, 2018). Após a realização das reações de *shift*, o CO se encontra em menor concentração devido à sua conversão a CO<sub>2</sub>. Assim, a corrente de saída do conversor de *shift* é enviada para a etapa seguinte, cujo objetivo é purificação do H<sub>2</sub> através da remoção deste CO<sub>2</sub> e do CO residual.

Vale ressaltar que a etapa de conversão de *shift* é a principal responsável pela produção de CO<sub>2</sub> em uma planta de reforma a vapor, respondendo por aproximadamente 60% da produção deste gás. Os 40% restantes do CO<sub>2</sub> produzido são oriundos da queima do gás natural como combustível para o processo (MURADOV, 2015).

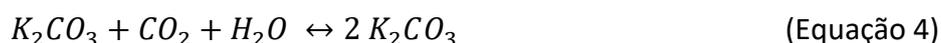
### 2.1.6. Remoção do CO<sub>2</sub>

Nesta etapa, o CO<sub>2</sub> produzido tanto nos reformadores quanto nos conversores de *shift* é retirado do produto, de forma a se obter uma corrente de elevado teor de H<sub>2</sub>. Esta etapa pode ser realizada por processos diversos. Basile et al. (2015b) e Souza (2018a) apresentam algumas das técnicas que podem ser utilizadas para remoção do H<sub>2</sub>, as quais são brevemente discutidas a seguir.

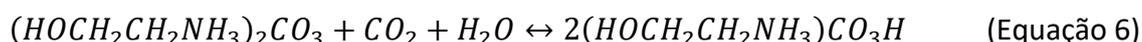
A absorção com solventes representa a técnica usualmente utilizada nas plantas de produção de H<sub>2</sub>, tendo sido a primeira aplicada em larga escala e sendo usada até hoje. Este processo utiliza solventes com caráter básico, com o objetivo de remover o CO<sub>2</sub> (gás ácido) ao entrar em contato com a mistura gasosa e reagir com este contaminante. Este processo permite posterior regeneração do solvente através de aquecimento da solução rica em CO<sub>2</sub>, o que resulta em separação destas substâncias. Em seguida, o solvente é retornado ao processo, tornando o processo de absorção por solventes um sistema fechado.

Os solventes mais utilizados neste processo são o K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> a quente ou a monoetanolamina (MEA), com destaque para esta última substância. As reações deste processo se encontram na Equação 4, na Equação 5 e na Equação 6 (BASILE et al., 2015b; MURADOV, 2015; SHIBATA, 2017; SOUZA, 2018).

Absorção com K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>:



Absorção com MEA:



Convém destacar que a absorção por solventes comumente se encontra associada a uma etapa posterior de metanação, cujo objetivo é converter o CO e CO<sub>2</sub> residuais em CH<sub>4</sub>, eliminando-os da corrente final de H<sub>2</sub> purificado. Assim, as reações ocorridas neste reator podem ser observadas na Equação 7 e Equação 8 (BASILE et al., 2015a; SHREVE, 1977; SOUZA, 2018; SPEIGHT, 2020a).



A Figura 5, a seguir, representa de forma esquemática ambos os processos.

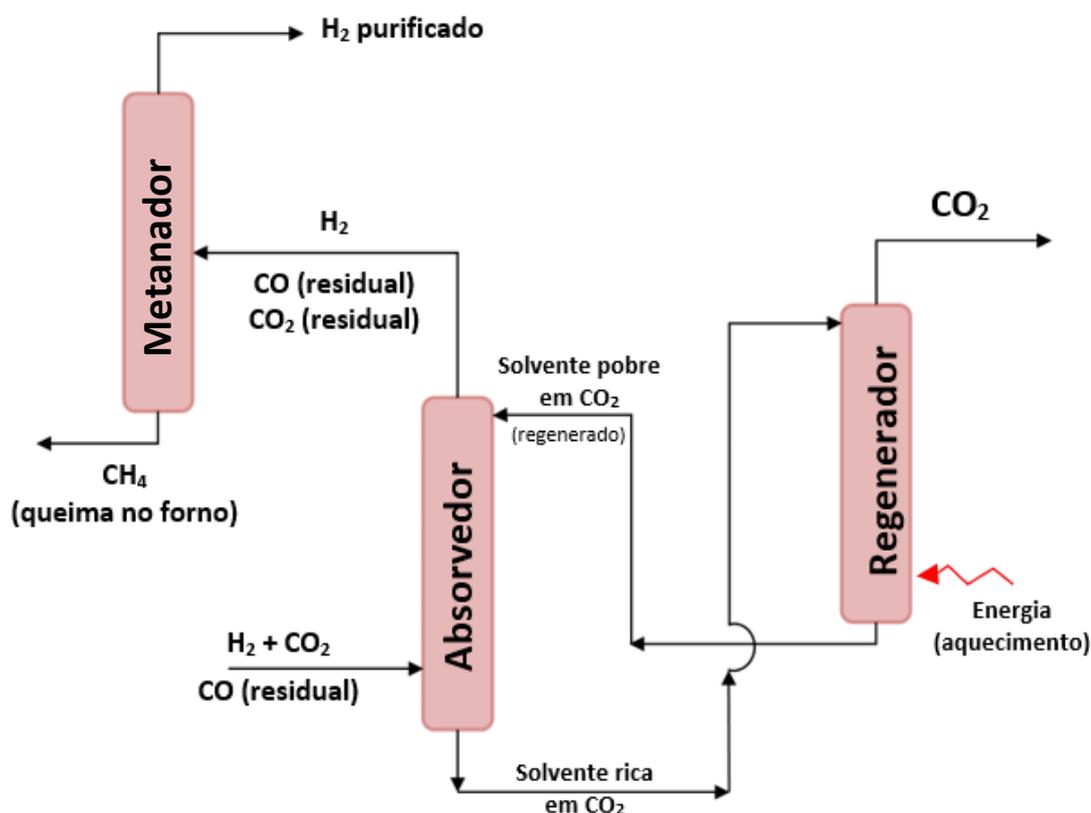
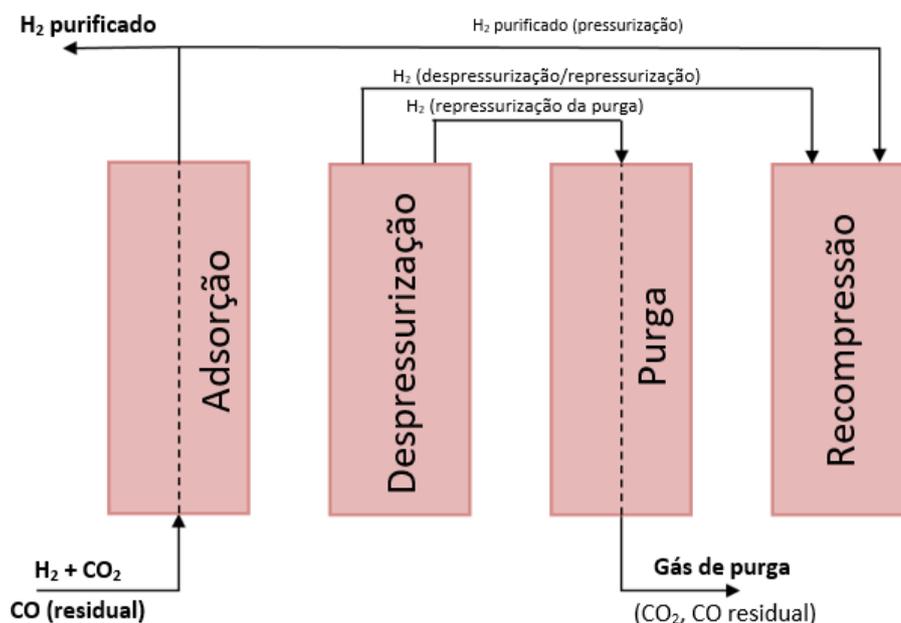


Figura 5. Representação da absorção de CO<sub>2</sub> por solventes e da metanação  
Fonte: Adaptado de SOUZA (2018).

Ao invés do processo de absorção em solventes, as plantas de H<sub>2</sub> mais recentes utilizam unidades de purificação por adsorção (*Pressure Swing Adsorption* – PSA) para obterem a corrente pura de H<sub>2</sub> através do princípio de adsorção<sup>3</sup> física dos contaminantes. Neste processo, a corrente gasosa oriunda dos conversores de *shift* passa pelos leitos de adsorção, os quais retêm o CO e CO<sub>2</sub> em seu interior. Com isso, a corrente de saída do leito de adsorção é composta por H<sub>2</sub> de elevada

<sup>3</sup> Fenômeno de transferência de massa em que certos sólidos concentram na sua superfície determinadas substâncias existentes em fluidos líquidos ou gasosos, possibilitando a separação dos componentes desses fluidos (NASCIMENTO et al, 2014)

pureza. Os leitos utilizados, uma vez saturados, são regenerados através de redução da pressão do sistema (BASILE, 2015b; MURADOV, 2015; SOUZA, 2018). O processo de purificação por adsorção pode utilizar, como materiais adsorventes: sílica gel, alumina, carvão ativado e zeólitas. A Figura 6 representa o processo PSA.



**Figura 6. Representação do processo de purificação por adsorção**

Fonte: Adaptado de SOUZA (2018).

De forma a permitir uma operação constante deste processo, utilizam-se múltiplos leitos de adsorção. Deste modo podem ser executados, simultaneamente, ciclos de adsorção, despressurização, recompressão e eliminação de impurezas entre os diversos leitos (SOUZA, 2018). Um leito é mantido em operação de adsorção até que se sature com  $CO$  e  $CO_2$ . Neste momento, outro leito assume seu lugar enquanto o leito recém saturado inicia seu processo de regeneração. O leito saturado inicia a etapa de despressurização enviando o  $H_2$  contido em seu interior para o leito de purga. Após finalizada a etapa de despressurização, este leito tem sua pressão reduzida e depois recebe uma corrente de  $H_2$  purificado de forma a eliminar o  $CO$  e  $CO_2$  adsorvidos em seu interior. Após a eliminação destas impurezas, o leito é repressurizado com  $H_2$  purificado, estando apto a ser novamente utilizado para a operação de adsorção, substituindo algum dos leitos que se saturou durante seu processo de regeneração.

Este processo apresenta uma série de vantagens, tais como a elevada pureza do  $H_2$  obtido, a alta flexibilidade operacional e o fato de ser isento de problemas de corrosão. Como desvantagem, no entanto, destaca-se a elevada perda de  $H_2$  no processo de purificação - aproximadamente 20% do  $H_2$  produzido (BASILE, 2015a; BASILE, 2015b; SOUZA, 2018).

Além da remoção do  $CO_2$  por solventes ou adsorção, Basile (2015b) destaca outras técnicas de purificação final do  $H_2$ , sendo elas:

- **Separação criogênica** – condensação parcial de determinados gases de uma mistura gasosa através de baixas temperaturas: Permite a recuperação de mais de 98% do hidrogênio produzido, em purezas variando entre 90 e 98%.

- Membrana densa de paládio – difusão seletiva do hidrogênio em uma membrana de liga de paládio: Permite recuperação de 99% do hidrogênio e purezas do hidrogênio superiores a 99,999%.
- Membrana Polimérica – diferença de difusão de gases em uma membrana permeável: Permite recuperação de H<sub>2</sub> superior a 85% e pureza do H<sub>2</sub> produzido entre 92 e 98%.
- Separação por hidretos metálicos – reação reversível com metais para formação de hidretos: Permite recuperação de H<sub>2</sub> entre 75 e 95%, com purezas em torno de 99%.
- Célula de eletrólito sólido polimérico – passagem de íons de hidrogênio através de uma membrana polimérica sólida: Permite a recuperação de 95% do H<sub>2</sub>, com pureza em torno de 99,8%.
- Conversão do CO residual via reação de SELOX – processo utilizado principalmente para purificação de correntes de alimentação de células a combustível com eletrodos de platina (que sofrem envenenamento por CO). Assim, uso da técnica de SELOX é indicada por permitir atingir concentrações de CO inferiores a 10 ppm, contornando o problema de envenenamento do eletrodo. Esta técnica resulta em menor perda (reação do H<sub>2</sub> com O<sub>2</sub>, produzindo H<sub>2</sub>O) que outros processos como a metanação (CAVALCANTE, 2015).

## 2.2. Outros processos térmicos com gás natural

Outros processos também se encontram disponíveis para a produção de H<sub>2</sub> a partir de gás natural. Convém destacar, de forma breve, os que são mencionados a seguir.

### 2.2.1 Reforma autotérmica

O processo de reforma autotérmica (*auto-thermal reforming* – ATR) apresenta as mesmas etapas básicas da reforma a vapor (purificação do gás, reforma do metano, reações de *shift*, remoção do CO<sub>2</sub>), no entanto visa combinar o processo de reforma (a vapor ou a CO<sub>2</sub>) com a oxidação parcial do gás natural. A partir deste acoplamento, a oxidação parcial do gás natural (reação exotérmica) fornece a energia necessária para o processo de reforma do gás natural (reação endotérmica).

Enquanto na reforma a vapor o catalisador é mantido em tubos que são aquecidos externamente por um queimador, conforme observado na Figura 4, na reforma autotérmica os tubos com catalisador já recebem o gás aquecido, devido ao calor liberado pela oxidação parcial de parte do gás natural na alimentação.

Como vantagens podem ser destacadas a redução da demanda energética do processo e da tendência à formação de coque do sistema. Adicionalmente, a reforma autotérmica permite melhor ajuste da razão H<sub>2</sub>/CO a ser obtida, os equipamentos utilizados podem ser mais compactos pela integração dentre os dois tipos de reação, e o processo tem maior eficiência global (MYERS et al., 2002; SOUZA, 2018).

Um aspecto relevante em relação à reforma autotérmica refere-se a esta configuração apresentar-se como a mais indicada para a produção do hidrogênio azul. Isto decorre do fato de que todo o CO<sub>2</sub> do processo é produzido no interior do reator de reforma, encontrando-se na corrente principal do processo, e que a reforma autotérmica utiliza O<sub>2</sub> puro para a etapa de oxidação do gás natural, ao invés de ar, de modo que o CO<sub>2</sub> produzido apresenta-se em maior concentração (visto que não ocorre diluição deste gás pelo N<sub>2</sub> atmosférico).

### 2.2.2 Reforma com CO<sub>2</sub>

A reforma com CO<sub>2</sub> não utiliza vapor d'água em seu processo, realizando diretamente a reação entre o CH<sub>4</sub> e o CO<sub>2</sub> para a produção do CO e H<sub>2</sub>. Apresenta custos de operação (OPEX) e de capital (CAPEX) inferiores à reforma a vapor, respectivamente 19% e 17%, e um forte apelo ambiental devido à reação direta entre estas substâncias e ao consumo de CO<sub>2</sub> no processo. Como desvantagem, este processo apresenta maior tendência à formação de coque sobre os catalisadores, o que pode acelerar sua inativação (SOUZA, 2018).

A reforma com CO<sub>2</sub> também pode ser utilizada para armazenamento químico de energia visto que a reação envolvida no processo é bastante endotérmica, necessitando de fornecimento de energia para ocorrer. Deste modo, pode-se aproveitar energia sobressalente (solar ou eólica em horários de menor carga, por exemplo) para fornecer a energia ao sistema e produzir CO e H<sub>2</sub>. No momento de demanda por energia, pode-se reagir novamente o CO com o H<sub>2</sub>, reestabelecendo o CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub> e liberando a energia que havia sido utilizada para a produção do gás de síntese.

### 2.2.3 Reatores a membrana

Estes reatores combinam a etapa de reação e separação em uma única etapa, de modo que, à medida que o H<sub>2</sub> é produzido, este é concomitantemente retirado do meio reacional puro, resultando em maiores conversões do metano em menores temperaturas, reduzindo a formação de coque e dispensando etapas posteriores de purificação. Como desvantagens podem ser citadas a baixa difusão do H<sub>2</sub> através das membranas, problemas de estabilidade mecânica pela fragilização pelo H<sub>2</sub>, alto custo das membranas e baixo fluxo de H<sub>2</sub> através da membrana.

### 2.2.4 Conversão direta do gás natural

A conversão direta do gás natural tem recebido grande atenção atualmente. Este processo envolve a decomposição direta do metano a partir do fornecimento de energia ao sistema (em condições não oxidativas), produzindo H<sub>2</sub> e carbono sólido (de elevada pureza e reatividade em relação ao coque de petróleo). Além da produção do H<sub>2</sub>, o carbono produzido pode ser vendido para utilização em aplicações industriais diversas (carvão ativado, negro de fumo, grafite, produção de fibra de carbono, plásticos etc.), pode ser gaseificado de forma a produzir mais H<sub>2</sub>, ou pode ser armazenado em sua forma sólida, tornando o processo neutro em carbono.

Como vantagens convém destacar: a demanda energética inferior em relação à reforma a vapor (10% do gás natural utilizado na conversão direta é consumido para fornecimento de energia contra os 30%-40% na reforma a vapor, resultando em menores emissões de CO<sub>2</sub> na etapa de queima) e a produção de carbono de elevado valor agregado. No entanto, este processo apresenta, como relevante desvantagem, a rápida desativação dos catalisadores utilizados, resultado da deposição de carbono sobre eles (SOUZA, 2018).

Este processo é classificado de forma geral como hidrogênio turquesa e, por ser um processo com grande potencial ambiental devido à possibilidade do armazenamento do carbono, será abordado mais detalhadamente na sua respectiva nota técnica.

### 3. Tecnologias para Consumo

---

O H<sub>2</sub> pode ser empregado em uma variedade de usos e atividades econômicas. Isto permite sua utilização no setor de transporte, na geração de eletricidade, em usos industriais, além da possibilidade de emprego para fins de armazenamento de energia. O uso do H<sub>2</sub>, frente às suas características e aplicações, permite ganhos econômicos e ambientais, além de incremento da segurança energética, principalmente quando utilizados em sistemas energéticos integrados - cogeração, armazenamento energético, entre outros (U.S. DOE, 2020).

No que toca ao uso energético atual, já existe considerável consumo na Austrália (3 TWh/ano), Noruega (7 TWh/ano), França (33 TWh/ano), Alemanha (55 TWh/ano) e Reino Unido (19 TWh/ano), totalizando pelo menos 117 TWh/ano de hidrogênio. Com o aumento no consumo previsto nos planos destes países, além do início do consumo em outros locais como a Califórnia, Países Baixos e Coreia do Sul, até 2050 a demanda global pode vir a somar 9.000 TWh anuais (WEC, 2020).

A operação das FAFENs e refinarias brasileiras próximas de sua capacidade máxima consomem cerca de 5 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural (MME, 2017). Considerando a estequiometria do processo de reforma a vapor seguida da reação de *shift* para hidrogênio, e uma eficiência global de 80% na conversão de gás natural em hidrogênio por meio de reforma a vapor, a capacidade de produção de hidrogênio, em 2021, no Brasil pode ser estimada em cerca de 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia de hidrogênio (a 20 °C e 1 atm), o que corresponde a cerca de 0,5 Mt/ano ou 20,5 TWh/ano.

Sendo assim, hoje existe produção e consumo consideráveis de hidrogênio no Brasil pela rota do hidrogênio cinza. Como mencionado, esta capacidade é atualmente direcionada para o uso como matéria-prima na produção de amônia ou tratamento de correntes em refinarias; porém, futuramente também poderia ocorrer a disponibilização para fins energéticos, pela ampliação dos módulos de reforma a vapor nas plantas existentes, ou pela instalação de novos módulos.

Ambientalmente, o uso do H<sub>2</sub> remete, principalmente, à redução das emissões de CO<sub>2</sub> em atividades que, tradicionalmente, usariam matérias-primas ou combustíveis que resultariam em liberação do CO<sub>2</sub>. Embora a produção do H<sub>2</sub> através de gás natural (e outros combustíveis fósseis) gere, como subproduto, também o CO<sub>2</sub>, a emissão deste gás ocorre apenas nas plantas de H<sub>2</sub> e não nos locais de consumo, de forma descentralizada e dispersa. Assim, o uso de H<sub>2</sub> substituindo combustíveis fósseis, principalmente no setor transporte, contribuiria para a redução das emissões locais de CO<sub>2</sub>. Dado as emissões serem concentradas na unidade produtora de H<sub>2</sub>, os processos de captura do CO<sub>2</sub> poderiam ser facilitados, através da integração destas usinas a unidades de CCUS, o que reduziria a emissão total de CO<sub>2</sub> oriundo da produção de H<sub>2</sub>. Destaca-se, no entanto, que aspectos relacionados à integração das plantas de produção de H<sub>2</sub> integradas a unidades de CCUS são assuntos da Nota Técnica de Hidrogênio Azul.

Os aspectos de incremento de segurança energética devem-se a tanto à capacidade do H<sub>2</sub> em armazenar energia na forma de compostos químicos (conversão de matérias-primas em H<sub>2</sub> ou como combustíveis sintéticos a partir da mistura CO + H<sub>2</sub> = gás de síntese) quanto ao uso do H<sub>2</sub> em unidades de combustão tradicionais (motores, fornos e turbinas para transporte, aquecimento e eletricidade). Adicionalmente, o uso do H<sub>2</sub> em processos eletroquímicos para geração de eletricidade (em células a combustível) e em sistemas energéticos híbridos (sistemas integrados de produção de H<sub>2</sub> + células a combustível) são igualmente relevantes em demonstrar o papel que o H<sub>2</sub> pode ter nas discussões acerca da segurança energética.

Considerando estes aspectos e a diversidade de aplicações do H<sub>2</sub>, convém analisar as tecnologias relativas à utilização deste energético. Neste sentido, serão apresentadas observações quanto ao seu uso como matéria-prima, em células a combustível e em combustão direta.

### 3.1 Matéria-prima

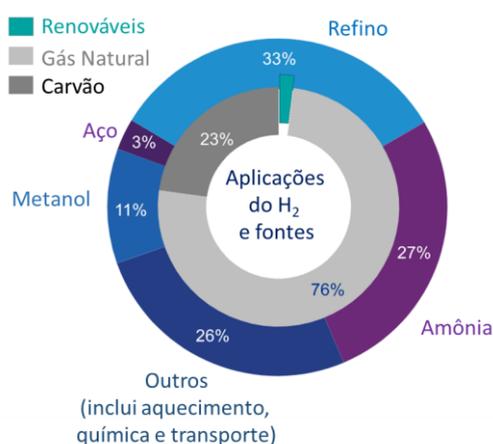
Além dos usos relacionados ao viés energético do H<sub>2</sub>, na geração de eletricidade em células a combustível ou em turbinas a H<sub>2</sub>, na geração de calor ou para armazenamento químico de energia, o hidrogênio é utilizado como matéria-prima para fins industriais.

Dados da IEA (2019) mostram que aproximadamente 42% da demanda mundial de H<sub>2</sub> ocorre na produção de amônia, 52% em unidades de refino de petróleo, e somente 6% para outros usos. Nestes outros usos, cabe citar o H<sub>2</sub> como agente redutor na siderurgia, que tem recebido crescente atenção. Segundo METI (2019), a aplicação do H<sub>2</sub> neste segmento industrial pode, já em um primeiro momento, reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> através do uso de coque rico em hidrogênio e, no longo prazo, eliminá-las totalmente nesta etapa ao substituir integralmente o uso do coque.

Convém mencionar que o H<sub>2</sub> pode, ainda, ser utilizado para produção de combustíveis sintéticos, ao ser combinado com CO<sub>2</sub> ou CO (U.S. DOE, 2020). Embora a expansão da produção e consumo do H<sub>2</sub> tenha, por objetivo, a obtenção de uma energia de fonte renovável e com baixo potencial de poluição, a produção destes combustíveis sintéticos permite que algumas regiões ou aplicações de difícil descarbonização (como a aviação comercial de longa escala) possam manter suas operações. Assim, estes combustíveis sintéticos permitiriam o uso em motores de combustão interna já existentes e o aproveitamento das infraestruturas de combustíveis líquidos já instaladas.

Neste sentido, destacam-se ainda as oportunidades que podem surgir para o hidrogênio como desdobramentos da resolução da *International Marine Organization* (IMO). Esta resolução busca reduzir os teores de enxofre nos combustíveis marítimos, a produção de combustíveis sintéticos a partir de H<sub>2</sub> e CO ou CO<sub>2</sub> (gerando produtos isentos de compostos de enxofre) ou até mesmo o uso direto do H<sub>2</sub>, podendo auxiliar o atendimento dos limites definidos na IMO 2020.

A Figura 7 apresenta a distribuição percentual das principais aplicações do H<sub>2</sub> como matéria-prima, assim como a origem desse H<sub>2</sub>.



#### Uma longa estrada para o hidrogênio renovável

Incluindo o H<sub>2</sub> que é consumido em combinação com outros gases (gás de síntese) têm-se um volume total de H<sub>2</sub> da ordem de 115 milhões de toneladas.

Esse H<sub>2</sub> é quase totalmente produzido a partir de combustíveis fósseis, sendo 76% oriundo do gás natural e 23% do carvão. Por outro lado, apenas cerca de 2% são obtidos através de fontes renováveis.

Essa demanda por H<sub>2</sub> e sua obtenção majoritariamente a partir de fontes fósseis resulta em emissões de CO<sub>2</sub> da ordem de 830 milhões de toneladas por ano

**Figura 7. Aplicações do H<sub>2</sub> como matéria-prima e fontes para produção do H<sub>2</sub>**

Fonte: Adaptado de KMPG (2021).

### 3.2 Células a combustível

As células a combustível (Figura 8) são dispositivos eletroquímicos responsáveis por converter a energia química das substâncias em eletricidade e energia térmica, funcionando de forma contínua enquanto combustível e oxidante são alimentados neste equipamento. As células a combustível são similares às baterias, visto ambos os dispositivos apresentarem eletrodos positivos e negativos, membrana ou eletrólito para o deslocamento dos íons produzidos e ambos produzirem corrente elétrica em um circuito externo ao equipamento.

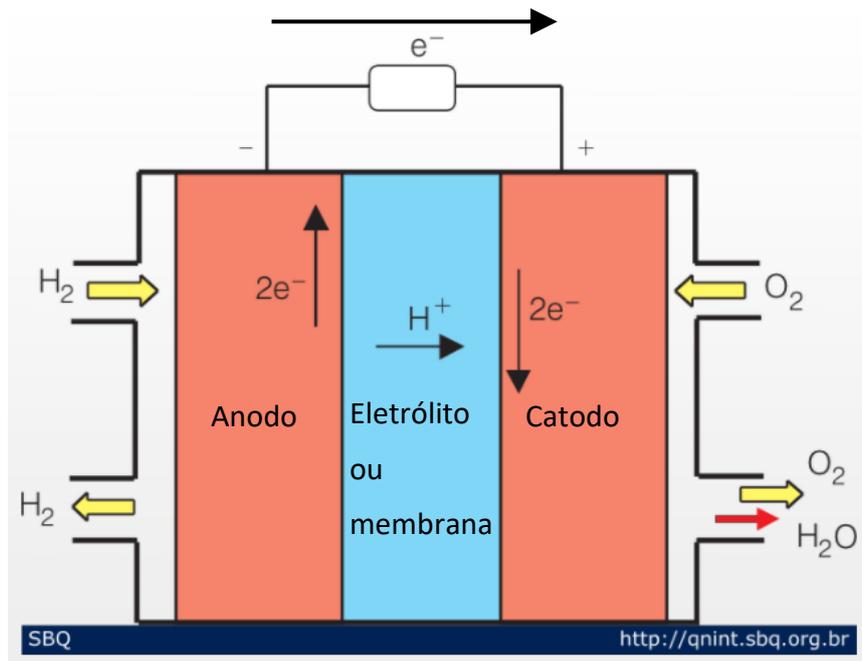


Figura 8. Representação de célula a combustível a H<sub>2</sub>  
Fonte: Adaptado de VILLULLAS et al. (2002).

Diferem, no entanto, pelo fato de que as células a combustível geram energia de forma contínua, enquanto forem alimentadas com combustível e oxidante, enquanto as baterias são reservatórios de eletricidade, apresentando quantidade limitada de energia química para ser convertida em eletricidade, produzindo eletricidade até o esgotamento dos materiais e necessitando de substituição ou recarga (U.S. DOE, 2020; SOUZA, 2018).

As células a combustível apresentam alta eficiência energética pois os sistemas veiculares, quando as utilizam, têm eficiências entre 40% e 60%, mais do que o dobro em relação a motores a combustão (15% a 25%). Quando utilizadas para geração de energia em unidades estacionárias, podem ser obtidas eficiências elétricas da ordem de 45%, e aproximadamente 70%, quando em sistemas híbridos com turbinas.

Nos sistemas de produção combinada de calor e energia (*combined heat and power* - CHP) podem ser obtidas eficiências de mais de 80%. As células a combustível apresentam uma série de outras vantagens, cabendo destacar as seguintes (SOUZA, 2018; U.S. DOE, 2011; U.S. DOE, 2020):

- Silenciosas - por não apresentarem partes móveis, geram energia sem produção de ruído ou vibração;

- Modularidade para instalação;
- Confiabilidade e segurança;
- Baixa necessidade de manutenção devido à ausência de partes móveis;
- Não poluentes quando alimentadas com H<sub>2</sub>;
- Possibilidade de aproveitamento do calor para cogeração, principalmente nas células a combustível a altas temperaturas;
- Redução dos gases do efeito estufa (principalmente quando H<sub>2</sub> por fontes renováveis ou quando produzida por fonte fóssil associado a CCUS);
- Redução do consumo de petróleo e derivados;
- Redução da poluição do ar; e
- Flexibilidade de combustível e aplicações (Figura 9)

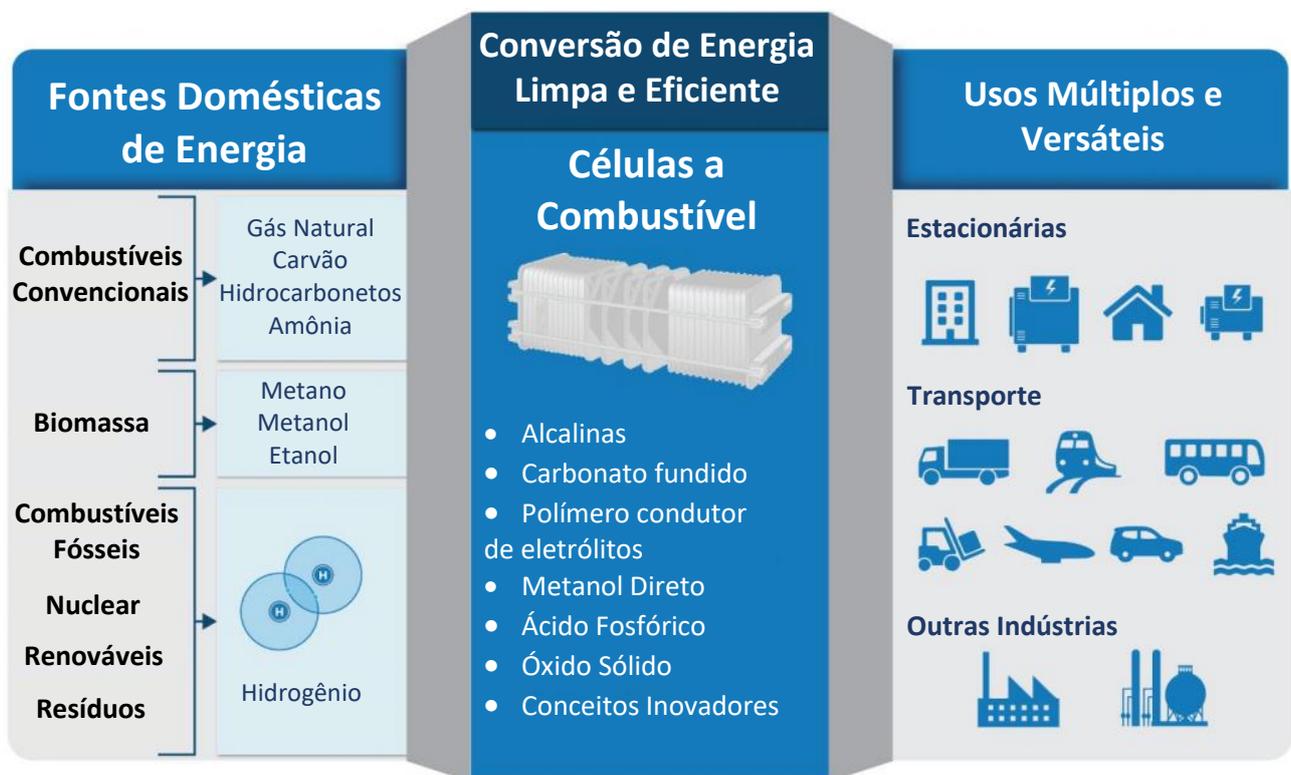


Figura 9. Exemplos de aplicações e combustíveis das células a combustível  
Fonte: Adaptado de U.S. DOE (2011) e U.S. DOE (2020).

As células a combustível são classificadas, majoritariamente, em função do tipo de eletrólito do sistema, cujas características principais são as seguintes (U. S. DOE, 2020; SOUZA, 2018):

- Alcalinas (*Alkaline Fuel Cell – AFC*): utiliza como eletrólito uma solução de KOH, mas devem ser alimentadas com H<sub>2</sub> e O<sub>2</sub> puros para evitar contaminação e desgaste da solução.

- Carbonato fundido (*Molten Carbonate Fuel Cell - MCFC*): utiliza carbonatos de lítio, sódio ou potássio fundidos (600-700 °C) permitindo a reforma dos combustíveis a serem utilizados diretamente na célula, devido às altas temperaturas, embora isto resulte em maior esforço térmico para os materiais da célula a combustível.

- Membranas trocadoras de íons (*Proton Exchange Membrane – PEM ou Proton Exchange Membrane Fuel Cell – PEMFC*): mais adequada a aplicações automotivas devido à maior densidade de potência e facilidade de acionamento e desligamento, apresentando grande desenvolvimento tecnológico. Por outro lado, utilizam eletrodos de metais nobres, o que as torna suscetíveis a envenenamento por CO, além da necessidade de hidratação, limitando a temperatura de operação.

- Metanol Direto (*Direct Methanol Fuel Cell – DMFC*): diferentemente das demais, é nomeada em função do combustível utilizado. Estas células a combustível utilizam membrana polimérica trocadora de íons e são alimentadas diretamente com metanol, o que facilita o abastecimento, principalmente para aplicações portáteis. No entanto, a reação de produção de energia é lenta, resultando em menor densidade de potência.

- Ácido Fosfórico (*Phosphoric Acid Fuel Cell – PAFC*): opera em temperaturas de até 220 °C, utilizando eletrodos de metais nobres, sendo suscetível a envenenamento por CO.

- Óxido Sólido (*Solid Oxid Fuel Cell – SOFC*): utiliza um óxido sólido como eletrólito e opera entre 800 e 1.000 °C, permitindo a utilização de diversos combustíveis no anodo da célula. Também, geram calor de alta qualidade que pode ser utilizado em turbinas a gás ou cogeração, elevando a eficiência energética total do sistema híbrido. São mais indicadas para aplicações estacionárias.

As vantagens e desvantagens de cada tipo de célula a combustível estão na Tabela 2 a seguir.

**Tabela 2. Vantagens e desvantagens dos principais tipos de célula a combustível**

Tipo	Vantagens	Desvantagens	Aplicações
AFC	Alta eficiência	Sensibilidade a CO <sub>2</sub> Gases ultrapuros	Espaçonaves Aplicações militares
PEMFC	Alta densidade de potência; Fabricação simples Flexibilidade de operação Sem problemas de corrosão	Envenenamento por CO Custo da membrana Problemas de hidratação da membrana	Veículos Automotores Aplicações móveis (celulares, laptops) Unidades estacionárias
DMFC	Combustível líquido	Passagem do metanol pela membrana ( <i>cross-over</i> ) Oxidação lenta do metanol Menor densidade de potência	Aplicações portáteis
PAFC	Maior desenvolvimento tecnológico	Envenenamento por CO Controle de porosidade do eletrodo Eficiência limitada pela corrosão	Unidades estacionárias (100 kW a alguns MW) Cogeração eletricidade/calor
MCFC	Flexibilidade de combustíveis Eletrodos a base de níquel (não nobres)	Necessidade de reciclo de CO <sub>2</sub> Problemas materiais Interface trifásica de difícil controle	Unidades estacionárias (algumas centenas de kW) Cogeração de eletricidade/calor
SOFC	Flexibilidade de combustíveis Cinética favorável	Problemas de materiais Expansão térmica diferenciada entre os componentes da célula	Unidades estacionárias (10-centenas de kW) Cogeração de eletricidade/calor

Fonte: Adaptado de SOUZA (2018).

### 3.3 Combustão

O H<sub>2</sub> pode ser aproveitado, através de sua combustão, para geração de calor, energia elétrica ou uma combinação destes, tendo como principal vantagem a não emissão de compostos de carbono (principalmente CO<sub>2</sub>) e apenas produzindo H<sub>2</sub>O como subproduto durante seu uso (embora a produção do H<sub>2</sub>, em função da matéria-prima utilizada, possa gerar CO<sub>2</sub>). Outras vantagens dizem respeito à flexibilidade de combustível, devido à possibilidade de queima de H<sub>2</sub> com misturas de outros combustíveis, a sua capacidade de armazenamento, o que pode garantir segurança de fornecimento, capacidade de atendimento de grandes demandas de eletricidade e ser capaz de atender variações nessas demandas por geração (U.S. DOE, 2020; GE, 2019).

A utilização do H<sub>2</sub> como combustível segue em desenvolvimento, com pesquisas buscando utilizar maiores concentrações de H<sub>2</sub>, novos materiais e sistemas para as unidades consumidoras. O desenvolvimento tecnológico atual já permite, em escala comercial, o uso de turbinas a gás derivativas em concentrações de até 90%, enquanto as de grande escala já são capazes de consumir misturas de H<sub>2</sub> e gás natural com até 30% de H<sub>2</sub> (U.S. DOE, 2020; GE, 2019).

### 3.4 Aplicações destas tecnologias de consumo

Destacam-se os segmentos de transporte, indústria e processos químicos, na produção de eletricidade e sistemas energéticos híbridos integrados (U.S. DOE, 2020). O uso no setor de transporte pode se dar através de células a combustível ou combustíveis sintéticos produzidos a partir de CO ou CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>. Este uso apresenta potencial em setores em que o tempo de abastecimento é relevante, como o aéreo e o de transporte de cargas. Outras aplicações no setor de transportes incluem sistemas sobre trilhos em locais com dificuldade de eletrificação, áreas de mineração (evitando a produção de CO ou CO<sub>2</sub> em locais confinados), empilhadeiras, transporte marítimo etc.

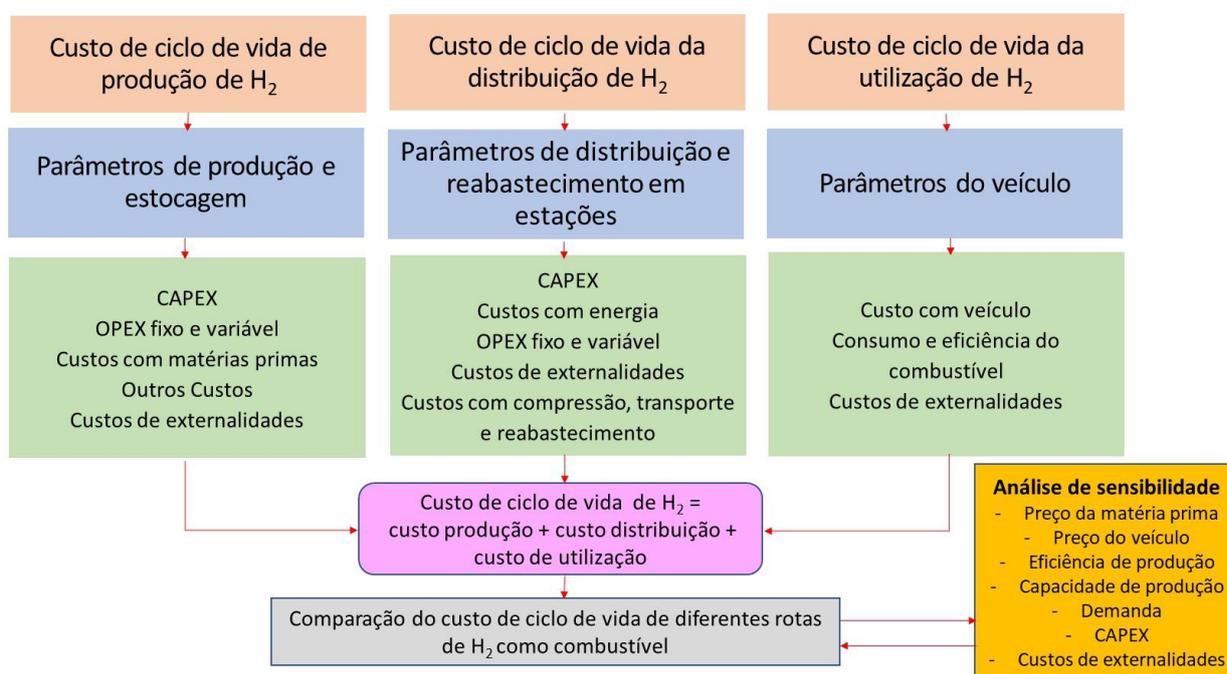
Pode ser utilizado na indústria e em processos químicos como matéria-prima no refino de petróleo, na hidrogenação na indústria de alimentos, na produção de amônia, de metanol e de calor nas indústrias. A utilização para geração elétrica pode se dar tanto em sistemas geradores de eletricidade por células a combustível quanto através da queima do H<sub>2</sub> em sistemas de geração, em ciclos simples ou combinado. Podem ser empregados em instalações de grande escala, geração distribuída, produção de calor e eletricidade por CHP, além de geração de *backup*. O uso das células a combustível pode permitir modularidade e uma ampla faixa de capacidades de geração possíveis. Já a produção por queima em ciclos simples ou combinados permite a produção de calor para aplicações comerciais, residenciais, industriais com baixa emissão associada de poluentes ou CO<sub>2</sub>.

Sistemas híbridos que combinam geração de eletricidade, armazenamento de energia e tecnologias de conversão podem ser estabelecidos, considerando polos integrados, que buscam aproveitar a sinergia de seus componentes para elevar os rendimentos e/ou reduzir custos. Por exemplo, plantas de geração de eletricidade podem gerar, a partir de seus excedentes de eletricidade, H<sub>2</sub>. A partir do H<sub>2</sub> podem ser produzidos também combustíveis sintéticos, ou produtos químicos como amônia, diversificando a matriz de produtos através de estocagem química de energia e síntese de produtos de maior valor agregado. Outro exemplo se refere a sistemas híbridos associados à produção de petróleo, onde o CO<sub>2</sub> removido durante a reforma a vapor pode ser utilizado para injeção nos reservatórios de petróleo, maximizando a produção de óleo.

## 4. Aspectos Econômicos

Nesta seção serão apresentados os aspectos econômicos da técnica de SMR para a produção de hidrogênio. Comparada às técnicas de produção de hidrogênio renovável e de baixo carbono, esta rota tecnológica atualmente é a dominante e mais competitiva, além de apresentar maior maturidade tecnológica (EPE, 2021a).

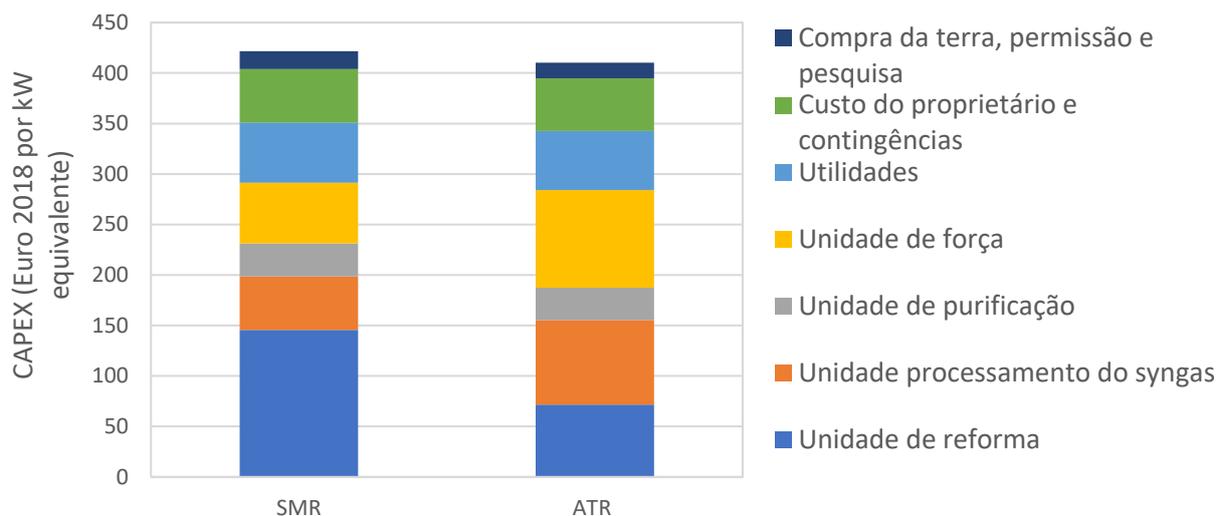
Uma das principais ferramentas para explorar a viabilidade econômica de diferentes rotas tecnológicas de produção de hidrogênio como combustível é a análise do custo do ciclo de vida (CCV). No caso de sua utilização como combustível alternativo, inclui os custos de produção, distribuição e seu consumo como combustível (KHZOUZ et al., 2020). A Figura 10 apresenta a estrutura e a estratégia do modelo CCV para a análise de custos de hidrogênio para uso como combustível de veículos.



**Figura 10. Estrutura do modelo para análise do custo do ciclo de vida do hidrogênio para uso como combustível veicular**

Fonte: Elaboração própria com base em KHZOUZ (2020).

Cormos et al. (2018) investigaram a composição do custo de investimento de produção de H<sub>2</sub> a partir de gás natural utilizando as técnicas SMR e ATR. A Figura 11 ilustra a composição do CAPEX, em Euro por kW equivalente das técnicas SMR e ATR, com capacidade de produção de 215,6 t/dia de H<sub>2</sub> e custo de produção de hidrogênio de 0,78 €/kg.



**Figura 11. Composição do CAPEX pelas técnicas SMR e ATR**

Fonte: Elaboração própria com base em CORMOS (2018).

Pode-se observar que as técnicas ATR e SMR são similares em relação ao custo de capital inicial para produção. Cormos et al. (2018) relataram que o OPEX da técnica SMR foi inferior aos da técnica ATR em aproximadamente 7%. Foi também observado que os custos variáveis de ambas as técnicas foram superiores aos custos fixos, uma vez que o preço de gás natural tem grande influência no OPEX.

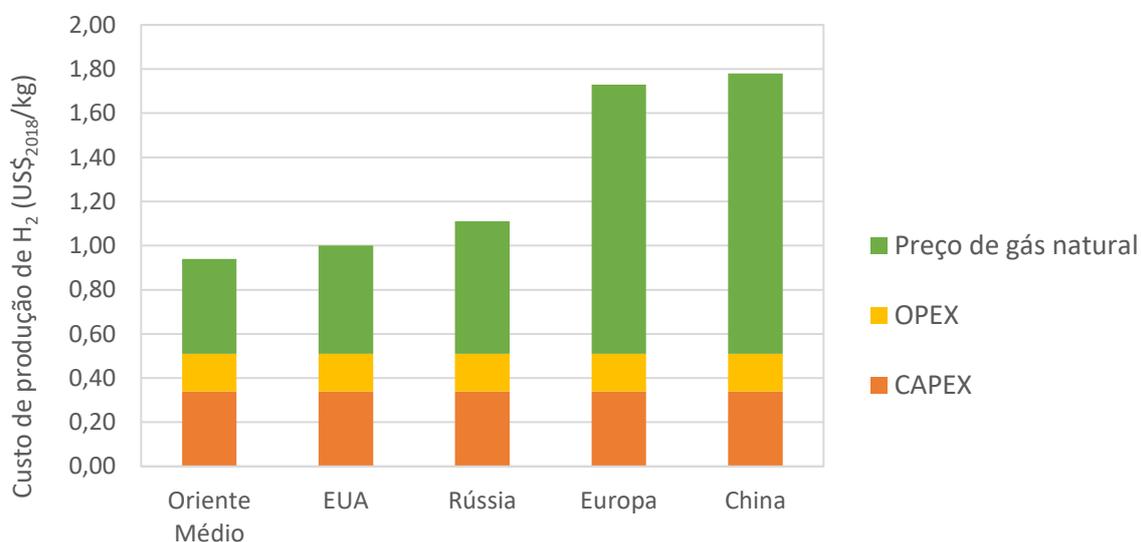
Com relação aos parâmetros que influenciam o custo de produção do hidrogênio cinza, destacam-se o preço do gás natural, o CAPEX e a capacidade da planta. A Tabela 3 apresenta uma revisão da literatura quanto à estimativa de custos de produção de hidrogênio, em US\$/kg, com base em diferentes parâmetros (PARKINSON, 2019).

**Tabela 3. Estimativas de custos de produção de hidrogênio cinza**

Referência	Ano-base	CAPEX (Milhões US\$ <sub>2016</sub> ) <sup>c</sup>	Capacidade da planta (t/dia H <sub>2</sub> )	Preço do gás natural (US\$ <sub>2016</sub> /MMBtu) <sub>a</sub>	Custo de produção H <sub>2</sub> (US\$ <sub>2016</sub> /kg) <sup>a,b</sup>
National Renewable Energy Laboratory	2000	-	87	3,43	1,24
Argonne National Laboratory	2003	100,5	121	3,48	1,12
National Research Council	2004	555,5	1.200	5,51	1,26
Ewan et al.	2005	72,4	150	4,79	1,14
Mueller-Langer et al.	2007	191,8	299 <sup>d</sup>	7,28	1,56
National Renewable Energy Laboratory	2009	208,9	379	7,88	1,54
Salkuyeh et al.	2017	241,0	446	2,80	1,07
IEA Greenhouse Gas R&D Programme <sup>e</sup>	2017	212,0	216	7,85	1,57
Keipi et al.	2018	165,9	209	4,72	2,16

Notas: <sup>a</sup> custos convertidos para US\$<sub>2016</sub> utilizando CEPCI; <sup>b</sup> Dados baseados no poder calorífico superior de 142 MJ/kg H<sub>2</sub>; <sup>c</sup> Taxa de conversão: 1 Euro= US\$ 1,24; <sup>d</sup> Dados baseados em 0,083 kg H<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>; <sup>e</sup> custo de operação e - manutenção da planta foi de 79 milhões euros/ano (COLLODI et al., 2017)  
Fonte: Adaptado de PARKINSON (2019).

Os custos de produção também podem variar em função da localização da planta, que está associada ao preço de gás natural e de energias renováveis. A Figura 12 ilustra a composição do custo de produção de H<sub>2</sub> cinza em diferentes países e regiões do mundo. As principais parcelas do custo são o CAPEX, o OPEX e o preço do gás natural.



**Figura 12. Composição do custo médio de produção de H<sub>2</sub> cinza em diferentes regiões**

Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2019).

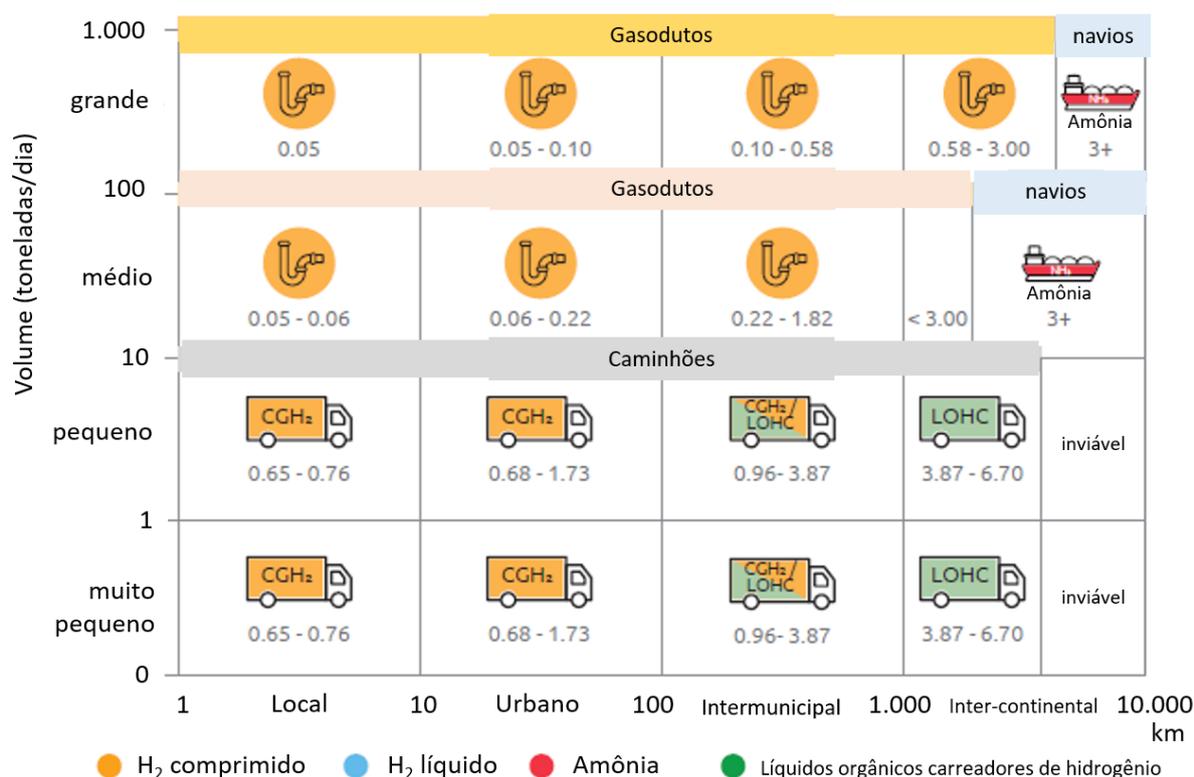
O maior componente da composição do custo médio de produção de H<sub>2</sub> é o preço do gás natural, que se encontra na faixa de 45% a 75% do custo de produção. A produção de H<sub>2</sub> é mais economicamente viável em regiões com recursos de gás natural mais abundantes e preços mais baixos, como no caso dos EUA, Oriente Médio e Rússia. Já em regiões com preços médios de gás natural mais elevados, como na Europa, o custo de produção de H<sub>2</sub> é geralmente mais alto. No caso de países importadores de gás natural, como a China, os preços mais altos do GNL comprado pelo País também elevam os custos; este também seria o caso do Japão, Coreia e Índia (IEA, 2019; HYDROGEN COUNCIL, 2020).

O custo total de H<sub>2</sub> pode ser influenciado pela implementação de plantas de produção centralizada, em grande escala (geração centralizada), ou de produção distribuída, em pequena escala (geração descentralizada). O hidrogênio produzido de forma centralizada inclui os custos da etapa de produção, considerando os equipamentos de produção, os equipamentos de preparação para distribuição e os equipamentos necessários para armazenamento. Inclui também os custos da etapa de distribuição, que começa na saída da planta centralizada e termina na entrada do posto de reabastecimento de hidrogênio, incluindo o equipamento para transporte. Finalmente, inclui os custos da etapa de reabastecimento, considerando os processos que ocorrem na estação, como compressão e armazenamento de hidrogênio.

O hidrogênio produzido de forma descentralizada inclui apenas os custos da etapa de produção e da etapa de reabastecimento, uma vez que produz o composto diretamente nos mercados consumidores, não necessitando que o hidrogênio seja transportado até eles (KHZOUZ, 2020).

Assim, a produção centralizada pode se beneficiar da economia de escala, mas envolve o custo da infraestrutura de distribuição do H<sub>2</sub> ao mercado consumidor. Já a produção distribuída, de menor escala e modular, pode se adaptar aos requisitos de abastecimento no local da demanda.

Existem três modais principais para o transporte de hidrogênio: dutoviário, rodoviário e hidroviário (na forma de amônia). A Figura 13 apresenta exemplos de custos de transporte de hidrogênio, com base em distâncias e volumes, considerando-se os custos de compressão e o armazenamento de 20% do volume de gás natural em uma caverna salina (ou instalação de armazenamento com custo similar), que seria útil para garantir o suprimento, controlar o fluxo e as pressões.



**Figura 13. Custos de transporte de hidrogênio com base em distâncias e volumes**

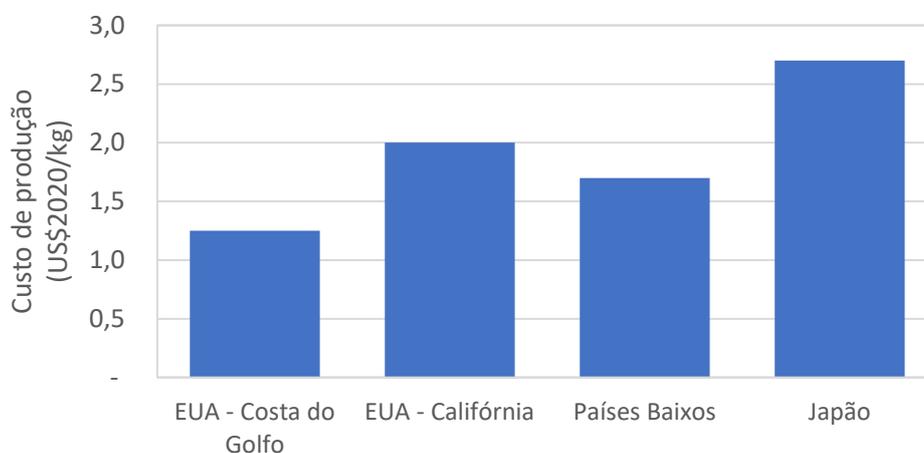
Notas: Os custos estão expressos em US\$<sub>2019</sub>/kg; CGH<sub>2</sub> – gás hidrogênio comprimido; LOHC – líquidos orgânicos carreadores de hidrogênio. Estão incluídos os custos de compressão e estocagem de 20% do volume de gás natural, considerando uma caverna de sal como referência de custo. A amônia foi considerada inadequada para uso em pequena escala por sua toxicidade.

Fonte: Adaptado de IGU (2020).

Pode-se observar que o transporte dutoviário apresenta maiores vantagens econômicas que outras formas de transporte de hidrogênio, embora necessite geralmente de maior escala para sua viabilização. Neste caso, o custo do transporte dutoviário de hidrogênio se mostra semelhante ao do gás natural, embora o hidrogênio seja menos denso, fluindo quase três vezes mais rápido que o gás natural na tubulação (IGU, 2020).

Em dezembro de 2019, a Platts iniciou a publicação de avaliações de preços de hidrogênio nos EUA, Canadá e Europa. Em abril de 2020, expandiu suas avaliações para a Ásia e, em agosto de 2021, incorporou preços de hidrogênio na Austrália.

Estas avaliações diárias de preços refletem tanto o custo de produção, quanto as despesas de capital associadas, principalmente, à construção de uma planta de hidrogênio através de SMR, entre outras rotas tecnológicas (PLATTS, 2021a). Em outubro de 2020, a Platts disponibilizou os custos de produção de hidrogênio cinza nos EUA, Países Baixos e Japão, conforme observado na Figura 14.



**Figura 14. Custos de produção de hidrogênio cinza em locais selecionados**  
Fonte: Adaptado de PLATTS (2020).

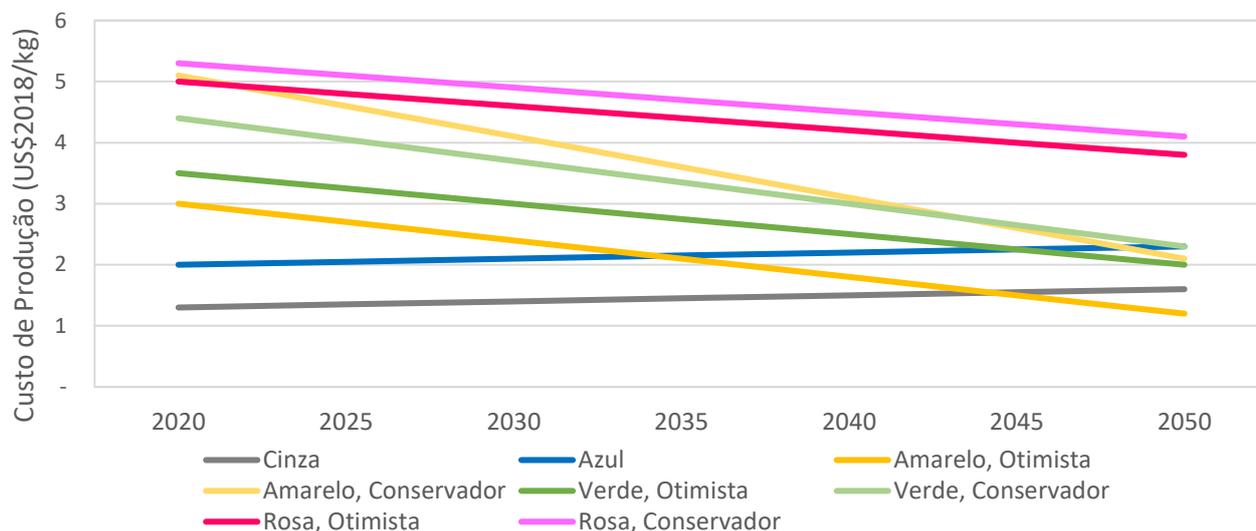
Nos EUA, os custos de produção de hidrogênio cinza nos hubs da Costa do Golfo e da Califórnia exemplificam que pode haver variações importantes dentro do próprio país dependendo dos condicionantes de custo em cada localidade. Nos Países Baixos, os custos de produção de hidrogênio cinza foram de US\$ 1,70/kg, enquanto no Japão, este custo foi de US\$ 2,70/kg, em média (PLATTS, 2020). Esta mesma agência também estimou o custo de produção de H<sub>2</sub> no sul da Califórnia pela rota de eletrólise PEM, incluindo despesas de capital, chegando a um valor de US\$ 3,69/kg em maio de 2021 (PLATTS, 2021b).

Diversos modelos para avaliação de aspectos econômicos, sociais e ambientais de diferentes rotas tecnológicas de hidrogênio, incluindo hidrogênio cinza, têm sido desenvolvidos, como o modelo H2A, do Departamento de Energia de Hidrogênio dos EUA; o modelo de banco de dados E3, na Alemanha e na França; a metodologia G4-ECONS, para estimativa do custo energético unitário nivelado; e o modelo HEEP, que aplica análises e estudos de viabilidade relacionados à produção de hidrogênio usando energia nuclear (KHZOUZ, 2020).

Conforme os estudos publicados recentemente, a rota tecnológica classificada como hidrogênio cinza ainda deve atender à demanda de hidrogênio de curto prazo, até que alternativas de baixo carbono se tornem economicamente competitivas.

A Figura 15 apresenta a previsão de custos de produção de hidrogênio (em US\$<sub>2018</sub>/kg) através das rotas tecnológicas de hidrogênio cinza (SMR) e hidrogênio azul (SMR com CCUS), comparando estes custos com um cenário otimista e um cenário conservador para os custos do hidrogênio amarelo (produzido com energia sobressalente da rede, principalmente eólica e solar), hidrogênio verde (produzido pela eletrólise da água com energia eólica e solar) e hidrogênio rosa (produzido com energia nuclear) entre 2020 e 2050.

Existem grande incerteza e variabilidade no custo de produção do hidrogênio proveniente de várias rotas, decorrentes da margem de variação nas despesas de capital, na eficiência variável dos processos, e nas diferentes projeções de custos para as energias renováveis; para fins de simplificação, são apresentadas somente as curvas que correspondem às médias das faixas estimadas por E3 (2020).



**Figura 15. Cenários para os custos de H<sub>2</sub> Cinza, Azul, Amarelo, Verde e Rosa até 2050**

Fonte: Adaptado de E3 (2020).

Pode-se observar que, tanto no cenário otimista quanto no conservador, a produção de hidrogênio azul e cinza se manterá competitiva até 2035 e 2045, respectivamente. Conclusões similares são obtidas pelo WEC (2020) e Platts (2020). Já KPMG (2021) estima que a produção de hidrogênio cinza se manterá competitiva até 2050.

Pesquisadores preveem que o custo de produção do H<sub>2</sub> cinza em diversos países permanecerá em um nível relativamente baixo no futuro, embora haja projeções de aumento estrutural de preços de gás natural em função das forças de mercado e da volatilidade destes preços, além do custo de abatimento das emissões de CO<sub>2</sub>. É importante também observar a aceitação social decrescente quanto à emissão de CO<sub>2</sub> que ocorreria na continuidade da produção do hidrogênio cinza em larga escala pela indústria. Entretanto, deve-se salientar a importância da produção do hidrogênio cinza na transição para um mercado de baixo carbono, dado que sua produção pode ser viabilizada no curto prazo de forma relativamente ágil, seguindo-se à substituição gradual do gás natural por biometano na entrada das plantas pré-estabelecidas na estratégia de Hidrogênio Musgo; ao seu acoplamento a instalações de CCUS na estratégia de hidrogênio azul; e/ou à substituição dos reformadores por sistemas que gerem carbono na forma sólida na estratégia de hidrogênio turquesa (IEA, 2019).

## 5. Aspectos Logísticos

---

Os dutos de hidrogênio, atualmente, cobrem mais de 5.000 km, com mais de 90% localizados na Europa e nos Estados Unidos. A maioria destes dutos são de propriedade de grandes produtores comerciais de hidrogênio e estão concentrados perto de centros consumidores industriais, como refinarias de petróleo e fábricas de produtos químicos (IEA, 2021). Os dutos de hidrogênio são usados em regiões onde há demanda estável e significativa por pelo menos 15 anos.

Nos Estados Unidos, os dutos se encontram principalmente perto do Golfo do México, onde há grandes refinarias de petróleo e fábricas de produtos químicos (U.S. DOE, 2020; U.S. DOE, 2021b). Além da infraestrutura projetada especificamente para o transporte de hidrogênio, diversos países também têm estudado a movimentação de misturas de hidrogênio e gás natural nos gasodutos existentes, além da adaptação das malhas (principalmente de polietileno) para o transporte de H<sub>2</sub>.

Nesta seção serão abordados os aspectos logísticos relacionados ao transporte e ao armazenamento do hidrogênio, incluindo aspectos de segurança da infraestrutura de movimentação, aspectos técnicos quanto ao aproveitamento da infraestrutura existente de gás natural para transportar a mistura com hidrogênio, e as características dos principais tipos de estocagem subterrânea de hidrogênio.

### 5.1 Segurança

O hidrogênio é um gás leve e com alto coeficiente de difusão, ou seja, tem maior tendência a se deslocar de forma ascendente e se misturar com o ar atmosférico em comparação aos hidrocarbonetos, principalmente etano e mais pesados. O hidrogênio possui limites mais amplos de inflamabilidade (4% a 75% em volume) do que o gás natural (5% a 15% em volume), baixa energia de ignição, velocidade de queima alta e susceptibilidade à detonação. O risco de ignição do hidrogênio em um edifício é maior quando comparado ao risco do gás natural, pois a sua energia de ignição é mais baixa (RUSSO et al., 2020). As principais preocupações técnicas em relação aos dutos de hidrogênio são: a fragilização do aço e das soldas da tubulação, o controle de infiltrações e de vazamentos, e o uso de compressores mais econômicos, confiáveis e duráveis (U.S. DOE, 2021b).

Para diminuir os riscos, a *European Industrial Gases Association* (EIGA) sugere que cada risco ligado ao transporte dutoviário de hidrogênio seja previamente identificado e que sejam tomadas medidas como o controle de interferência de terceiros, o espessamento da parede dos tubos, o uso de revestimento adequado, o enterramento da tubulação, a realização de testes não destrutivos em soldas, a marcação e inertização dos tubos, a instalação de válvulas de controle, o balanceamento de massa para detectar possíveis vazamentos e a implementação de programas de inspeção, de controle de corrosão e do plano de emergência (RUSSO et al., 2020).

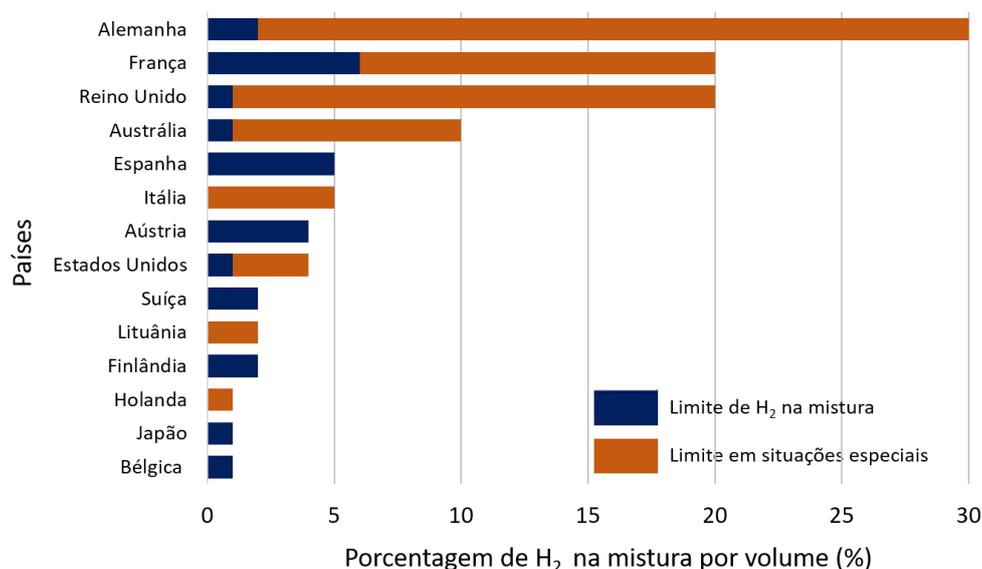
Os tubos de polietileno têm sido citados como mais adequados do que os metálicos para transportar hidrogênio em baixas pressões (DODDS e DEMOULLIN, 2013). Em determinados casos, as soluções incluem o uso de dutos de polímero reforçado com fibra (*fiber reinforced polymer pipeline* – duto de FRP), cujos custos de instalação podem ser até 20% menores do que os dutos de aço, uma vez que o duto de FRP pode ser fabricado em seções de 800m de comprimento, diminuindo a quantidade de soldas (U.S. DOE, 2021b).

A norma ASME B31.12 descreve as condições para fabricação de tubulação de hidrogênio. Os dutos de hidrogênio, quando são construídos em aço carbono, operam até 3.000 psig (20 MPa) e 150° C com níveis de tensão, às vezes 30% a 50% abaixo do limite de escoamento especificado para o gás natural. O aumento da resistência à tração, da pressão e dos níveis de estresse em um ambiente de hidrogênio diminui a resistência do aço carbono a falhas. Com a escassez de testes no aço e no material de solda em ambientes de alta pressão de hidrogênio, parâmetros mais conservadores e folgas de projeto devem ser utilizados para levar em conta os efeitos das mudanças nas propriedades mecânicas do material ao longo da vida útil dos dutos. Os testes adicionais devem considerar a mecânica das fraturas e as microestruturas das ligas metálicas a fim de garantir que o aço seja viável para uso na tubulação de hidrogênio (HAYDEN e STALHEIM, 2009).

Como o uso de hidrogênio está se difundindo, sobretudo na Europa e nos Estados Unidos, em especial na Califórnia, tem crescido o interesse em questões de segurança e no compartilhamento de conhecimento nesta área. Citam-se entre as organizações responsáveis pelas discussões: a HySafe (*Safety of Hydrogen as an Energy Carrier Network of Excellence*), na Europa; a NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), nos EUA; e a *New Energy and Industrial Development Organization*, no Japão (SATHIAH e DIXON, 2017). Recomenda-se que o material bibliográfico disponibilizado por essas e outras instituições similares seja utilizado na elaboração de projetos de infraestrutura para armazenamento, transporte e distribuição de hidrogênio.

## 5.2 Mistura de hidrogênio na infraestrutura existente de gás natural

O transporte de misturas de hidrogênio e gás natural por gasodutos existentes é uma opção para viabilizar o desenvolvimento do mercado de hidrogênio. Alguns governos estão planejando injetar hidrogênio produzido, principalmente, a partir de fontes renováveis, na rede existente de dutos de gás natural para substituir parte do consumo de combustível fóssil e reduzir as emissões de gases poluentes (MCDONALD, 2020). A Figura 16 mostra as porcentagens de hidrogênio nas misturas com gás natural em projetos em alguns países selecionados.



**Figura 16. Limites percentuais de hidrogênio nas redes de gás natural por volume**  
Fonte: Adaptado de MCDONALD (2020).

A mistura de hidrogênio em redes de gasodutos seria uma forma de movimentar o hidrogênio, usando tecnologias de separação e purificação para sua posterior extração da mistura de gás natural próximo ao consumidor final, diminuindo assim os custos com a construção de dutos dedicados exclusivamente ao hidrogênio. Entretanto, haveria custos adicionais associados à separação dos gases e às modificações nos sistemas de gerenciamento de integridade de dutos projetados para movimentar gás natural. Se implementada com concentrações relativamente baixas, de 5% a 15% de hidrogênio por volume, esta estratégia de movimentação de energia aos mercados pode ser viável, sem aumentar significativamente os riscos associados à utilização da mistura de gás em equipamentos (MELAINA et al., 2013).

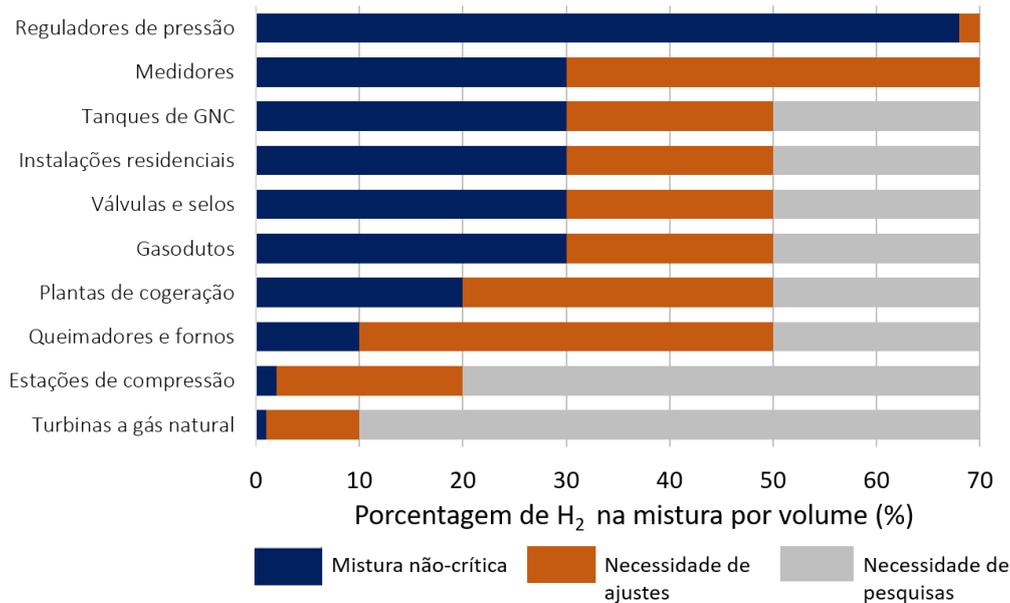
Como o hidrogênio tem uma densidade energética menor que o gás natural na mesma base volumétrica, à medida que a parcela de hidrogênio aumenta na mistura, o poder calorífico diminui e, portanto, um volume maior da mistura deve ser consumido para atender às necessidades energéticas dos consumidores.

Por exemplo, uma mistura de 5% em volume de hidrogênio puro deslocaria cerca de 1,6% da demanda de gás natural (MCDONALD, 2020). Para que fosse mantida a maior parte dos equipamentos envolvidos nas atividades de movimentação e consumo, o conteúdo de hidrogênio não deveria exceder 15% a 20% na mistura, pois teores de hidrogênio acima de 20% poderiam diminuir o poder calorífico abaixo de 35 MJ/Nm<sup>3</sup> (equivalente à, aproximadamente 8.360 Kcal/m<sup>3</sup>), limite inferior para a especificação de gás natural para as regiões Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul do Brasil, conforme definido pela Resolução ANP nº 16 de 2008 (KUCZYNSKI et al., 2019).

Sobre os possíveis benefícios ambientais, a Platts Analytics concluiu que o hidrogênio misturado à rede de gás natural tem um baixo potencial de redução de CO<sub>2</sub> em comparação com outras estratégias de descarbonização. Por exemplo, um quilograma de hidrogênio zero carbono usado para deslocar o metano da rede tem menos de 20% do impacto de uma quantidade igual empregada em algumas das vias de descarbonização mais eficazes, como a produção de aço de baixo carbono e produção de materiais. Os benefícios da injeção de hidrogênio na rede de gás natural podem se estender além do deslocamento direto de combustíveis fósseis e da descarbonização do sistema (MCDONALD, 2020).

Em volumes de mistura mais baixos, a rede de gás natural e seus usuários finais precisariam de poucos ajustes para utilizar o hidrogênio. O aumento da oferta de hidrogênio poderia reduzir os custos e incentivar outras aplicações com maiores potenciais de descarbonização. Em porcentagens mais altas, alguns *retrofits* podem ser necessários devido aos impactos no aço da tubulação e os possíveis danos aos queimadores (MCDONALD, 2020).

A Figura 17 apresenta as mudanças necessárias nos equipamentos e nas instalações existentes de gás natural de acordo com as porcentagens de hidrogênio na mistura.



**Figura 17. Sensibilidade da infraestrutura de gás natural à mistura com hidrogênio**

Fonte: Adaptado de MCDONALD (2020).

O teor máximo do hidrogênio na mistura depende das características dos materiais na infraestrutura existente e da composição do gás natural e, por isso, deve ser avaliada caso a caso, considerando toda a cadeia pela qual a mistura irá passar. Qualquer mistura de hidrogênio exigiria estudos, testes e modificações nas práticas de monitoramento e manutenção dos sistemas de gerenciamento de integridade (MELAINA et al., 2013). A mistura de hidrogênio na rede de gás natural pode envolver a adaptação ou troca de compressores que foram projetados para gás natural e o monitoramento ou troca de tubos de aço que podem se tornar quebradiços, diferentemente dos tubos de polímero que podem transportar o hidrogênio com maior facilidade, sem a perda de suas características ao longo do tempo (U.S. DOE, 2020).

Devido às diferenças termodinâmicas, o hidrogênio em uma mistura com metano causa mudanças nas condições de transporte do gasoduto como: a redução da queda de pressão, que permite um aumento na distância de transporte e mudanças nos perfis de temperatura, pois o hidrogênio reduz o efeito Joule-Thomson que ocorre para o gás natural (KUCZYNSKI et al., 2019).

O projeto HyBlend do Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL, em inglês), ligado ao Departamento de Energia dos EUA e a *Alliance for Sustainable Energy* (LLC) estão conduzindo pesquisas sobre os desafios técnicos da mistura de hidrogênio na rede de dutos de gás natural norte-americana. Segundo a NREL, existem projetos que utilizam misturas de até 20%, mas o impacto de longo prazo nos equipamentos precisa ser mais bem estudado (NREL, 2020).

O Reino Unido estuda quais serão as mudanças necessárias na rede de gasodutos que possui 284 mil km para permitir a mistura de hidrogênio renovável. No projeto *HyDeploy*, verificou-se que os fogões domésticos e as caldeiras a gás são capazes de funcionar adequadamente com uma mistura de 20% de hidrogênio. Atualmente, as operadoras de gasodutos podem manter 0,1% de hidrogênio em seu produto, mas se utilizassem 20% de hidrogênio poderia reduzir em 6 milhões de toneladas as emissões de dióxido de carbono a cada ano, o equivalente à retirada de 2,5 milhões de carros de circulação (ENA, 2020). Já os operadores franceses da rede de gás natural recomendaram definir uma capacidade alvo até 2030 para integrar misturas de 10% e 20% de hidrogênio, e até 2050 sugerem o aumento do volume de hidrogênio na mistura com custos limitados de adaptação (ELENGY, 2019).

A estratégia do governo australiano divulgada no final de 2019 incluía planos para permitir a mistura de até 10% de hidrogênio na rede de gás. A APA, a maior operadora de gasodutos na Austrália, planeja usar uma mistura de 10% de hidrogênio em 40 km do gasoduto Parmelia na parte ocidental do território, ligando campos terrestres de gás na Bacia de Perth ao gasoduto Dampier-Bunbury. Dependendo do avanço do projeto, o trecho do gasoduto Parmelia seria convertido a 100% de hidrogênio (ARGUS, 2021).

### 5.3 Estocagem subterrânea de hidrogênio

O hidrogênio pode ser armazenado de várias maneiras, mas poucas técnicas atingiram a maturidade comercial para aplicação em larga escala. Em sua forma gasosa, o hidrogênio requer tanques de alta pressão (350 a 700 bar) para armazenamento. Como um líquido, requer temperaturas criogênicas, pois o ponto de ebulição do hidrogênio à pressão de uma atmosfera é  $-252,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ . O hidrogênio também pode ser armazenado por adsorção ou absorção (U.S. DOE, 2021c). O armazenamento de hidrogênio é um desafio, por ser um gás com densidade muito baixa: 1 kg de hidrogênio ocupa mais de  $11\text{ m}^3$  à temperatura ambiente e pressão atmosférica. Assim, para o armazenamento de hidrogênio ser economicamente viável, sua densidade de armazenamento deve ser aumentada. Os métodos de armazenamento necessitam da entrada de energia em forma de trabalho, calor ou em ligações com outros materiais (ANDERSSON & GRONKVIST, 2019).

O hidrogênio tem quase três vezes o conteúdo energético da gasolina por unidade de massa, mas seu armazenamento em grandes volumes na forma gasosa tem maior complexidade. A Tabela 4 apresenta opções de armazenamento de hidrogênio e suas principais características.

**Tabela 4. Tipos de estocagem de hidrogênio**

	Estado gasoso			Estado líquido				Estado sólido
	Cavernas de sal	Campos de gás depletados	Cavernas rochosas	Contêiner pressurizado	H <sub>2</sub> líquido	Amônia	LOHC	Metais híbridos
Uso principal (tipo de volume; frequência dos ciclos)	Grande; meses/ semanas	Grande; sazonal	Médio; meses/ semanas	Pequeno; dias	Pequeno-médio; dias/ semanas	Grande; meses/ semanas	Grande; meses/ semanas	Pequeno; dias/ semanas
Estimativa da capacidade útil (ton H <sub>2</sub> )	300 a 10.000/ caverna	300 a 100.000/ campo	300 a 2.500/ caverna	5 a 1,1/ contêiner	0,2 a 200	1 a 10.000	0,2 a 4.500/ tanque	Até 0,02
Área geográfica	limitada	limitada	limitada	ilimitada	ilimitada	ilimitada	ilimitada	ilimitada

Nota: LOHC (*Liquid organic hydrogen carriers*): compostos orgânicos que podem absorver e liberar hidrogênio por meio de reações químicas.

Fonte: Adaptado de IGU (2020).

Os principais objetivos citados para o armazenamento de hidrogênio são: regular a oferta e os preços de energia e oferecer à indústria um suprimento rápido.

Se o objetivo for armazenar o hidrogênio puro para uso em células de combustível, as transformações químicas durante o armazenamento devem ser evitadas. Se o objetivo for usar o hidrogênio para turbinas a gás ou injetá-lo em gasodutos, o aumento do teor de metano pode ser permitido e até mesmo desejável (PANFILOV, 2015).

Devido às propriedades dos materiais e aos custos operacionais, grandes quantidades de hidrogênio na forma gasosa são geralmente armazenadas em pressões inferiores a 100 bar em vasos e tanques acima do solo, e inferiores a 200 bar, em reservatórios subterrâneos. Como as pressões de armazenamento são limitadas, as densidades no armazenamento também são: a 100 bar e 20 °C, a densidade do gás hidrogênio é aproximadamente 7,8 kg/m<sup>3</sup>. Por serem capazes de armazenar grandes volumes de hidrogênio, os reservatórios geológicos como cavernas de sal, aquíferos e campos depletados de gás natural são pesquisados em todo o mundo.

A baixa densidade de hidrogênio envolve grandes volumes de armazenamento e custos elevados, e por este motivo os custos unitários de armazenamento são geralmente mais altos para opções acima do solo, com menor capacidade (ANDERSSON & GRONKVIST, 2019). O armazenamento de hidrogênio líquido, por sua vez, acontece na indústria espacial, sendo realizado em cavernas de sal no Texas, nos EUA, e em Teeside, no Reino Unido (ANDERSSON & GRONKVIST, 2019).

Na Tabela 5 são listadas algumas instalações de armazenamento de hidrogênio existentes com as suas principais características.

**Tabela 5. Exemplos de sítios de estocagem subterrânea de hidrogênio**

Localização	Tipo	% H <sub>2</sub>	Pressão (bar); Temperatura (°C)	Profundidade média (m)
Bad Lauchstadt, Alemanha	CS	-	150; -	800
Kiel, Alemanha	CS	60-65	80; 100	1300
Teeside, Reino Unido	CS	95	50; -	400
Texas (Air Liquid), EUA	CS	95	-	-
Texas (Conoco Philips), EUA	CS	95	-	800
Beynes, França	A	50	-	400
Ketzin, Alemanha	A	62	-	200-250
Lobodice, República Tcheca	A	50	90; 30	400
Diadema, Argentina	CD	10	10; 50	600

Notas: A – aquífero; CD – campo depletado; CS – caverna salina

Fonte: Adaptado de PANFILOV (2015).

Na Inglaterra, em Teesside (Yorkshire), a empresa britânica *Imperial Chemical Industries* (ICI) armazena 1 milhão de m<sup>3</sup> de hidrogênio puro (95% H<sub>2</sub> e 3-4% CO<sub>2</sub>) em três cavernas de sal a cerca de 400 m de profundidade e 50 bar. O hidrogênio é consumido em plantas de amônia e metanol.

Já a França tem 100 reservatórios subterrâneos operacionais de gás natural e hidrocarbonetos líquidos, dos quais 78 são cavernas de sal, cuja capacidade total é igual a 14 milhões de m<sup>3</sup> de hidrocarbonetos líquidos ou liquefeitos e 2 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural; estes 100 reservatórios podem ser estudados em busca de oportunidades para sua conversão ao hidrogênio (LAFORTUNE et al., 2020).

O projeto HyUnder, composto por membros da União Europeia, mapeou o potencial de cavernas de sal para o armazenamento de hidrogênio no continente e indicou a existência de boas condições geológicas no norte da Alemanha e dos Países Baixos. Além disso, o projeto concluiu que, inicialmente, haverá uma preferência pelo armazenamento de hidrogênio em campos depletados de gás, devido à disponibilidade de infraestruturas já construídas em suas proximidades (HyUNDER, 2014).

Os campos de gás depletados e os aquíferos são capazes de armazenar volumes maiores do que nas cavernas de sal, e têm equipamentos e históricos de operações mais conhecidos (PANFILOV, 2015). Os riscos do armazenamento de hidrogênio em campos depletados de gás natural incluem a conversão de hidrogênio nos gases metano e sulfídrico, devido à atividade microbiana e as interações com as rochas circundantes. Com base em um modelo hidrogeoquímico de transporte de massa difusivo unidimensional, Hemme & Van Berk (2018) recomendaram que sejam pesquisados campos depletados de gás para armazenamento de hidrogênio onde: o gás residual possua baixas concentrações de CO<sub>2</sub>; a composição mineralógica do reservatório seja pobre em sulfatos e carbonatos e rica em minerais contendo ferro reativo, e os reservatórios estejam em condições de baixa pressão e temperatura.

As cavernas de sal, por sua vez, podem ter baixos custos de construção, baixas taxas de vazamento, taxas de retirada e injeção mais rápidas e menor necessidade de volume de gás-colchão (gás de base ou de amortecimento). Entretanto, as estruturas de sal em rochas com mineralogias adequadas têm ocorrência geográfica restrita (ANDERSSON & GRONKVIST, 2019).

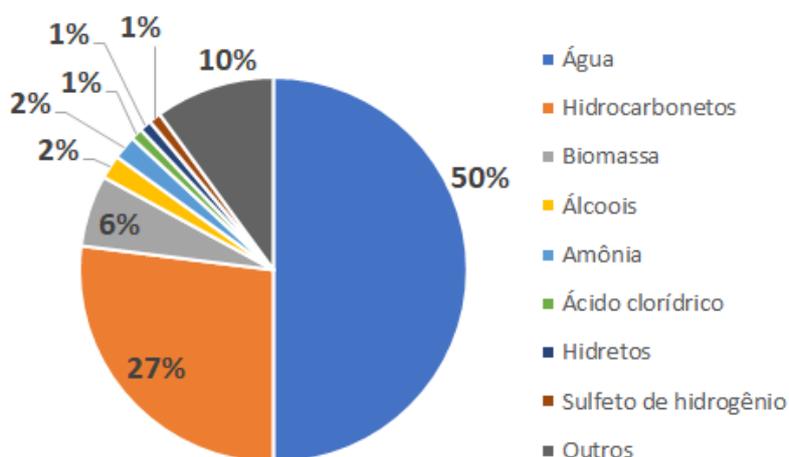
## 6. Prospecção Tecnológica

A fim de analisar os últimos desenvolvimentos acerca das principais tecnologias na cadeia do hidrogênio, foi realizada uma pesquisa sobre patentes e projetos-piloto ou planos de desenvolvimento tecnológico ao redor do mundo. Foram buscados os termos “*hydrogen production*” nos títulos de patentes em duas bases de patentes internacionais: Google Patents (GOOGLE PATENTS, 2021), obtendo-se informações sobre patentes principalmente dos EUA, Japão e China; e *European Patent Office* (EPO, 2021), com informações de registros europeus e patentes da Rússia. Também foram procurados os termos “produção de hidrogênio” na base de dados do Instituto Nacional da Propriedade Industrial (INPI, 2021), do Brasil.

Foram analisadas 100 patentes, sendo que 5 delas foram publicadas em janeiro de 2021, 65 em 2020 e 30 em 2019. No caso do Brasil, as três últimas publicações sobre produção de hidrogênio datam de 2019, enquanto somente em janeiro de 2021 os EUA contam com três registros publicados sobre o tema. No restante do mundo houve numerosas patentes sobre produção de hidrogênio em 2020, portanto nem todas as publicações fazem parte do conjunto de 65 patentes para este ano, dentre as 100 patentes analisadas. Cabe ressaltar que uma mesma invenção pode ser patenteada com diferentes nomes em mais de um sistema de registro, dado os diferentes critérios para nomeação e estruturação das patentes em cada base. Além disso, desenvolvimentos incrementais podem ser registrados como uma nova patente, logo não necessariamente as 100 patentes analisadas referem-se a 100 tecnologias completamente diferentes.

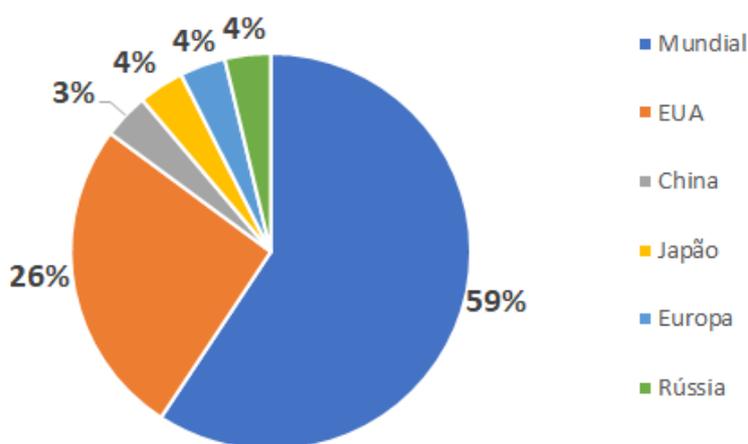
Observou-se de forma geral que a maioria das patentes tem como objetivo a produção de hidrogênio a partir de água (50%) ou hidrocarbonetos (27%), mas também existem tecnologias para o uso de biomassa (6%), além daquelas em que o hidrogênio é apenas um composto intermediário e onde outras matérias-primas são utilizadas (17%).

Na Figura 18 podem ser observadas as principais matérias-primas dentre as 100 patentes analisadas. Cabe ressaltar que, mesmo nos casos cuja principal matéria-prima não foi categorizada como “água”, a água pode ser utilizada como reagente auxiliar na reforma a vapor do metano.



**Figura 18. Percentual de patentes com diferentes matérias-primas nas 100 analisadas**  
Fonte: Elaboração própria.

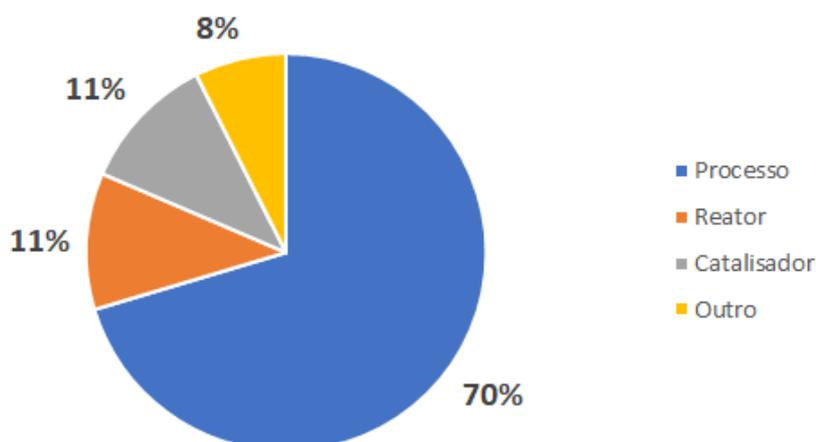
Devido à possibilidade de uso de gás natural como matéria-prima, buscou-se analisar mais detalhadamente as 27 patentes que têm como base o processamento de hidrocarbonetos e que foram classificadas como “hidrogênio cinza”. Em termos de países onde ocorreram os registros das 27 patentes analisadas para hidrogênio cinza, percebe-se uma tendência ao patenteamento objetivando abrangência mundial, mediado pela *World Intellectual Property Organization* (WIPO), provavelmente pelo fato de as tecnologias de hidrogênio estarem sendo cogitadas para uso por diversas empresas multinacionais, que procedem ao registro das tecnologias em mais de um país. Em seguida, a maior quantidade de registros de patentes ocorre nos EUA, conforme apresentado na Figura 19.



**Figura 19. Percentual de patentes registradas por local nas 27 analisadas**  
Fonte: Elaboração própria.

No que toca à temática destas patentes, foi realizada a seguinte categorização: (i) processo, quando a patente tem como foco uma sequência de etapas que não necessariamente são inéditas, porém cuja integração e utilização conjunta tratam-se de uma inovação; (ii) reator, quando a patente tem como foco o equipamento onde ocorre a produção do hidrogênio em si; (iii) catalisador, quando a patente tem como foco a formulação e produção de catalisadores que permitam a produção do hidrogênio; e (iv) outro, quando a produção do hidrogênio tem importância secundária, apenas sendo um intermediário para outra finalidade.

Observa-se que a maioria (70%) das patentes mapeadas para hidrogênio cinza tem como foco o desenvolvimento de novos processos utilizando reações e equipamentos já consagrados no estado-da-arte. Porém, observa-se também inovações importantes no desenvolvimento de reatores (11%) e catalisadores (11%) com maior eficiência para produção de hidrogênio. Na Figura 20 podem ser observadas as maiores temáticas nas quais houve inovação recente para a produção de hidrogênio, utilizando a classificação apresentada.



**Figura 20. Percentual de patentes por temática nas 27 analisadas**  
Fonte: Elaboração própria.

Dentre as patentes que têm como foco a reforma de hidrocarbonetos para produção de hidrogênio, podem ser observadas patentes que informam que seus processos têm baixa geração de gases de efeito estufa (FAISAL et al., 2020). Além disso, uma das patentes permite a captura de carbono acoplada ao processo - tratando-se de hidrogênio azul (EVERETT et al., 2020), outra delas utiliza como matéria-prima o gás obtido como subproduto em outros processos produtivos (CHOI et al., 2020), e uma terceira tem como resultado a produção de hidrogênio e carbono sólido a partir de uma mistura de hidrocarbonetos leves - tratando-se de hidrogênio turquesa (GEORG, 2020).

Uma das patentes analisadas tem como objetivo a proteção de tubulações contra danos causados pelo transporte de hidrogênio (徐桂根, 2020). A invenção se baseia no uso de tubulações diferentes em trechos específicos de um duto, sempre que houver locais com juntas angulares ou em “T” e que trabalhem a alta pressão. Este campo do desenvolvimento deve ser monitorado com atenção nos próximos anos, dado que o transporte e o armazenamento de hidrogênio ainda encontram alguns desafios, principalmente quando ocorrem em maiores escalas e em distâncias cada vez maiores.

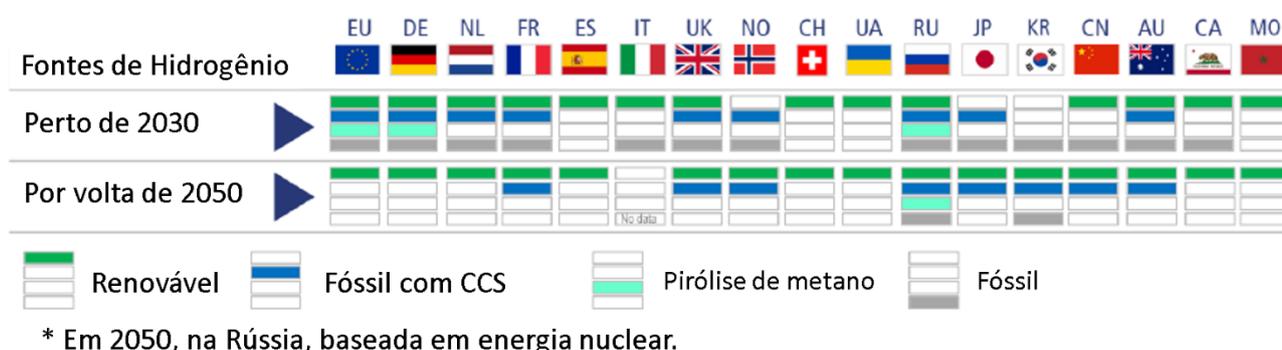
Finalmente, destaca-se um novo processo para a produção de hidrogênio de forma concomitante com combustíveis líquidos, aliando a tecnologia *Gas-to-Liquids* (GTL) com a reforma a vapor do gás natural ou de uma mistura de hidrocarbonetos leves (DAY, 2020). A tecnologia se baseia na exposição de uma corrente de hidrocarbonetos leves, como por exemplo o gás natural, a um feixe de elétrons, obtendo-se uma fração de hidrocarbonetos pesados (com alto teor de octanos) e uma corrente de hidrogênio produzida concomitantemente.

## 6.1 Perspectivas internacionais para produção de hidrogênio

Além das patentes que têm sido depositadas e publicadas por cada país nas principais bases de propriedade intelectual, diversos blocos econômicos ou países individuais possuem estudos a partir dos quais podem ser observadas suas perspectivas acerca de quais tipos de hidrogênio poderão produzir no médio e longo prazo. Tais estudos consideram a disponibilidade interna de matérias-primas e suas estratégias de descarbonização, além do planejamento energético nacional.

Observa-se que, além da União Europeia, 12 países consideram a utilização do hidrogênio cinza até 2030 (WEC, 2020), possivelmente devido à maior rapidez para sua viabilização considerando a maturidade da tecnologia e a disponibilidade de fontes abundantes de gás natural, que devem promover uma maior competitividade para esta estratégia. Em 2050, a maioria dos países planeja focar no hidrogênio renovável e abandonar a produção de hidrogênio cinza, sendo que em 8 deles ainda haverá uma forte contribuição da produção de hidrogênio a partir de fontes fósseis, porém acoplada a CCUS em uma estratégia de hidrogênio azul.

Rússia e Coreia do Sul pretendem ainda continuar com a utilização do hidrogênio cinza em 2050, e para a Itália não há definição para este horizonte. De acordo com o Plano Australiano para a Infraestrutura de Gás Natural, o desenvolvimento da indústria de hidrogênio poderá aumentar a demanda doméstica por gás natural, que será a matéria-prima acoplada aos sistemas CCUS (hidrogênio azul). A Declaração de Tecnologia de Baixas Emissões do governo australiano tem como objetivo atingir a produção de hidrogênio abaixo de dois dólares australianos por quilo, ponto em que o hidrogênio começará a se tornar competitivo com os combustíveis convencionais (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2021). Na Figura 21 são apresentadas as perspectivas para produção de hidrogênio em países selecionados.



**Figura 21. Perspectivas para produção de hidrogênio em países selecionados**  
Fonte: Adaptado de WEC (2020).

## 6.2 Projetos-piloto para produção de hidrogênio

No que toca aos projetos pilotos previstos e em andamento no mundo para a produção e o consumo de hidrogênio como insumo energético, pode ser observado que a maior parte tem como foco o hidrogênio verde, devido à sua menor emissão de GEE, além de hidrogênio azul, incluindo estratégias de CCUS (EPE, 2021b). Mesmo assim, considera-se que o hidrogênio cinza ainda terá grande contribuição na transição energética, dado seu menor custo de produção e sua disponibilidade no curto prazo (REUTERS, 2021a). Pelo menos 14 países possuem fomento ou suporte a projetos-piloto e instalações em escala de demonstração de viabilidade para o hidrogênio com baixa emissão de GEE (WEC, 2020). Embora faça parte dos planos de curto e médio prazo de diversos países, não são vislumbrados incentivos ou programas de fomento à sua viabilização.

A infraestrutura existente de gás natural pode ter um papel importante nas estratégias nacionais para incentivo ao hidrogênio, uma vez que o atendimento à demanda por este insumo deverá ser por meio de produção local ou transportado por gasodutos existentes.

Tais adaptações na infraestrutura existente têm sido mencionadas como um condicionante impulsionador da indústria de hidrogênio, além de oportunidade para evitar a ociosidade da malha de transporte de gás natural em um momento em que as matrizes energéticas tenham migrado em direção a um maior consumo de hidrogênio (EC, 2020a).

No caso dos dutos de polietileno utilizados nas malhas de distribuição, a movimentação de hidrogênio pode ser realizada após pequenos ajustes nas conexões e verificação de juntas, sendo possibilitada com baixo custo, o que já tem sido estudado por exemplo no Reino Unido (DODDS e DEMOULLIN, 2013).

Objetivando diminuir as emissões de GEE, os EUA têm anunciado que podem incentivar os proprietários de oleodutos e de gasodutos a apostarem no transporte de hidrogênio. Na Califórnia, a Sempra Energy planeja realizar testes em misturas de até 20% de hidrogênio em segmentos de dutos de polietileno, aço e combinações entre eles (U.S. DOE, 2020). A escolha da tecnologia de produção do hidrogênio tem implicações no grau de redução das emissões de gases do efeito estufa com a substituição do gás natural, logo os desenvolvedores de políticas, incluindo a Comissão de Serviços Públicos da Califórnia, têm hesitado em subsidiar o hidrogênio de origem fóssil, mesmo quando a tecnologia de CCUS é empregada (MCDONALD, 2020).

O Comitê de Mudanças Climáticas (CCC) destacou que o hidrogênio deve desempenhar um papel significativo no cumprimento da meta do Reino Unido de zero emissão de carbono até 2050. A mistura de hidrogênio na infraestrutura existente de gás natural poderia ser um mecanismo importante durante a transição para um novo sistema energético sustentável.

Em particular, a mistura de hidrogênio ao gás natural, poderia: apoiar os novos investimentos em hidrogênio pela garantia de demanda aos produtores de hidrogênio; gerar conhecimento técnico em relação às mudanças na rede que poderia utilizar 100% de hidrogênio e substituir uma parte do gás natural de origem fóssil (DEASLEY et al., 2020). Além disso, no Reino Unido existe a expectativa de que os projetos não sejam analisados com base na classificação de cores apresentada anteriormente, mas sim de acordo com sua emissão específica de GEE, sem restrições ou preferências a uma ou outras tecnologias ou matérias-primas (PLATTS, 2021c).

A *European Clean Hydrogen Alliance* visa uma implantação de tecnologias de hidrogênio até 2030, reunindo a produção de hidrogênio renovável e com baixo teor de carbono, a demanda na indústria, a mobilidade e outros setores e a transmissão e distribuição de hidrogênio. Com a aliança, a UE quer construir sua liderança global neste domínio, para apoiar o compromisso de alcançar a neutralidade de carbono até 2050. Entre os membros, em janeiro de 2021, citam-se: Baker Hughes, Engie, ExxonMobil, Mitsubishi, Repsol, Rolls-Royce, Shell, Siemens, Storengy, Total e Toyota. A aliança estabelecerá uma agenda de investimentos de € 430 bilhões até 2030 em toda a Europa para apoiar o aumento da produção e da demanda por hidrogênio renovável e de baixo carbono, coordenar ações envolvendo a sociedade civil (EC, 2020b).

A Essar Oil (Mumbai, Índia) e a especialista em energia limpa *Progressive Energy* (Stonehouse, Reino Unido) também assinaram acordo junto a outras empresas para a produção de hidrogênio a partir do gás natural. O projeto incluirá o desenvolvimento de um novo gasoduto de hidrogênio e a criação da primeira infraestrutura de CCUS do Reino Unido.

A *Progressive Energy* está liderando o desenvolvimento da planta de produção de hidrogênio e do gasoduto de CO<sub>2</sub> para CCUS, enquanto a Cadent está liderando o desenvolvimento do gasoduto de hidrogênio chamado HyNet (IHS, 2021).

Nos Países Baixos e países vizinhos, a norueguesa Equinor, maior produtora de gás natural e petróleo bruto da Europa, e a alemã RWE, a segunda maior produtora de eletricidade da Europa, juntaram-se ao consórcio de hidrogênio verde NorthH2. Fundado em fevereiro de 2020 por um trio de empresas neerlandesas — Gasunie, Groningen Seaports e Shell Nederland —, o NorthH2 pretende converter gasodutos de gás natural com baixo teor calorífico (L-gas) em gasodutos que transportam hidrogênio (EIA, 2020).

Na Austrália, agentes do setor de transporte de gás natural estão realizando testes para a mistura de hidrogênio e gás natural em gasodutos, visando a adaptação do uso de sua infraestrutura existente (REUTERS, 2021b). A Australian Gas Infrastructure (AGIG) começou a entregar uma mistura de hidrogênio em seus gasodutos para abastecer os consumidores em Mitchell Park, um subúrbio na Austrália do Sul, Adelaide, de janeiro a março de 2021 (ARGUS, 2021).

No Brasil, chama atenção a recente mobilização para construção do Programa Nacional do Hidrogênio. O MME iniciou em abril a elaboração das diretrizes do Programa, conforme recomendado na Resolução CNPE nº 6/2021 (MME, 2021a). Paralelamente, encontra-se em estruturação o projeto H2 Brasil, em cooperação com a *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH* (GIZ), com o objetivo de disseminar informações sobre hidrogênio, promover inovação e apoiar a otimização de projetos pilotos para escala industrial (MME, 2021b).

Já foi anunciada a possibilidade de implementação de um *hub* de hidrogênio verde no Ceará (SEDET, 2021), e as Câmaras de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha de São Paulo e do Rio de Janeiro (AHK) lançaram uma Aliança para estudar parcerias no setor (UM SÓ PLANETA, 2021). A empresa EnP anunciou recentemente planos para a implementação de dois hubs de gás natural, um no Sergipe e outro no Espírito Santo, ambos prevendo a possibilidade de instalações de hidrogênio azul (ENP, 2021).

## 7. Estudo de Caso

---

O estudo de caso foi desenvolvido para estimar, a partir de informações técnicas e econômicas nacionais e internacionais, a viabilidade técnico-econômica para implantação de unidades terrestres de produção de H<sub>2</sub> no Brasil pela rota tecnológica de reforma a vapor de gás natural sem captura, armazenamento e utilização de carbono.

As plantas de produção de H<sub>2</sub> estudadas seriam localizadas ao longo da malha de gasodutos brasileira, sendo abastecidas por gás natural já processado e retirado nos pontos de entrega existentes. Em seguida, o H<sub>2</sub> produzido pelas unidades de reforma seria destinado à injeção na malha de gasodutos de distribuição nas proximidades do próprio ponto de entrega da distribuidora local de gás natural (CDL), dada a maior facilidade de conversão da malha de polietileno à movimentação de hidrogênio.

Delimitou-se, como objeto de análise, a avaliação do custo de atendimento a um dado consumidor ou conjunto de consumidores com uma demanda por energia de 9,4 Gcal/dia, equivalente a um consumo aproximado de 1 milhão de m<sup>3</sup>/dia de gás natural com poder calorífico de 9.400 kcal/m<sup>3</sup>. Neste estudo, esta demanda por energia seria abastecida com diferentes energéticos com distintas concentrações de H<sub>2</sub> e gás natural, em três cenários, destacando-se que, independentemente do energético a ser fornecido os consumidores receberiam o mesmo montante requerido de energia. Os cenários considerados neste estudo foram:

- Cenário 1 (caso base): 100% de gás natural.
- Cenário 2: mistura de 20% de H<sub>2</sub> e 80% de gás natural, em base volumétrica.
- Cenário 3: 100% de H<sub>2</sub>.

A porcentagem de 20% de hidrogênio no cenário 2 foi escolhida, porque a maioria dos principais equipamentos da infraestrutura de gás natural não necessitaria de pesquisas adicionais para o transporte e uso dessa mistura, embora alguns equipamentos ainda precisariam de ajustes, conforme a Figura 17.

Por questões de simplificação, o gás natural foi considerado como sendo composto de metano puro na entrada dos reformadores. Para a determinação do custo relacionado ao atendimento da demanda nos diferentes cenários, este estudo de caso seguiu as seguintes etapas:

1. estimativa do CAPEX em função da capacidade da planta;
2. estimativa do custo de produção de H<sub>2</sub> em função da capacidade da planta e do preço de gás natural;
3. estimativa dos volumes de H<sub>2</sub> nos Cenários 1, 2 e 3;
4. determinação do custo relativo ao montante de energia contratada (9,4 Gcal/dia) em função do energético disponibilizado, em mil US\$/dia.

### 7.1 Estimativa do CAPEX em função da capacidade da planta

A determinação do CAPEX de plantas de H<sub>2</sub> em relação às suas capacidades de produção foi realizada utilizando-se os dados de PARKINSON (2019), apresentados na Tabela 3. A partir destas informações, foi obtida uma equação capaz de determinar, de forma simplificada, este CAPEX.

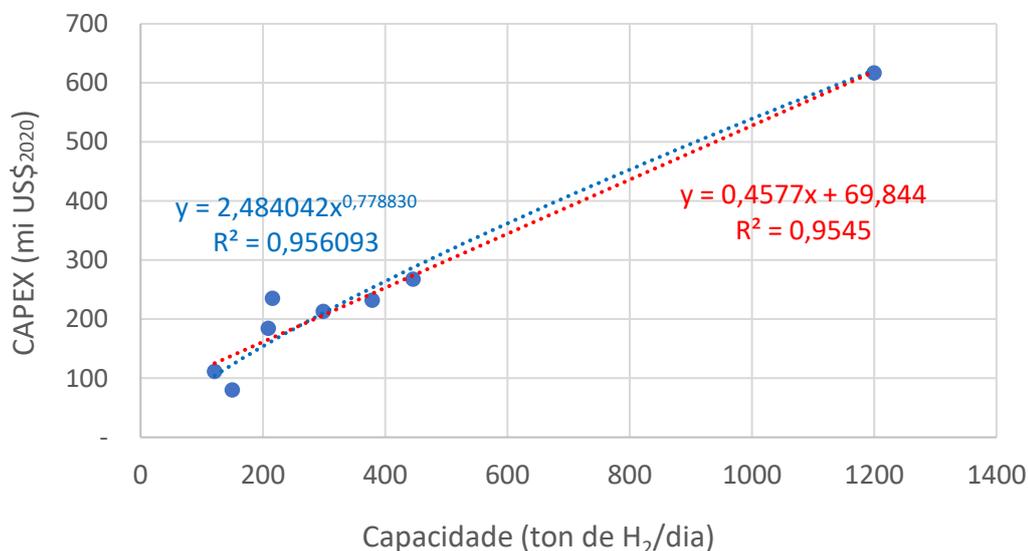
Visto que os custos apresentados na Tabela 3 datam de 2016, os valores de CAPEX dos projetos selecionados foram atualizados para o ano de 2020, utilizando o índice CEPCI<sup>4</sup>, obtendo-se, com isso, os dados apresentados na Tabela 6.

**Tabela 6. Custos de CAPEX atualizados para 2020 de projetos apresentados na Tabela 3**

Projetos	Capacidade (ton de H <sub>2</sub> /dia)	CAPEX Atualizado (milhões US\$ <sub>2020</sub> )
Argonne National Laboratory	121	111,59
National Research Council	1200	616,81
Ewan et al.	150	80,39
Mueller-Langer et al.	299	212,97
National Renewable Energy Laboratory	379	231,96
Salkuyeh et al.	446	267,60
IEA Greenhouse Gas R&D Programme	216	235,40
Keipi et al.	209	184,21

Fonte: Elaboração própria adaptado de PARKINSON (2019).

A partir dos dados da Tabela 6, por meio de ajuste por série de potências, foi construída a Figura 22 e obtida a Equação 9. Para comparação, também é apresentada a equação de CAPEX que seria obtida com o ajuste linear dos dados.



**Figura 22. CAPEX para produção de hidrogênio por reforma a vapor**

Fonte: Elaboração própria.

<sup>4</sup> CEPCI - *Chemical Engineering Plant Cost Index*: índice utilizado para correção de custos de construção de plantas de processo químico, sendo um dos mais utilizados para essa finalidade. É calculado com base em uma cesta de itens de grande relevância em plantas químicas e petroquímicas, tais como trocadores de calor, tanques, tubos, válvulas, flanges, bombas etc. (EPE, 2018).

$$CAPEX = 2,484042 \times (Capacidade)^{0,778830} \quad (\text{Equação 9})$$

Sendo, nesta expressão, “CAPEX” o custo de instalação da unidade de reforma a vapor, em milhões de US\$; e “Capacidade” a quantidade máxima de H<sub>2</sub> que poderia ser produzida, em toneladas de H<sub>2</sub>/dia. Ao analisar-se a Figura 22, percebe-se que o formato das curvas de tendência linear e de potência é bastante similar; além disso, o fator de capacidade do ajuste de potência (geralmente variando de 0 a 1) é de 0,78. Assim, pode-se considerar que não é expressivo o ganho de escala do CAPEX em relação à capacidade da planta construída para sua produção.

## 7.2 Custos de produção do H<sub>2</sub>

Nesta etapa foram avaliados os custos de H<sub>2</sub> em função da capacidade da planta de reforma e do preço do gás natural a ser consumido. Com base na capacidade da planta, utilizou-se a Equação 9, que permitiu o cálculo do CAPEX para as capacidades de produção de 20, 100, 500 e 1.000 t/dia de H<sub>2</sub>, as quais se encontram próximas àquelas apresentadas na Tabela 3. Quanto ao preço de gás natural, foram considerados os patamares de 4, 6, 8, 10 e 12 US\$/MMBtu.

Calculou-se o preço de hidrogênio produzido, em US\$/kg, através da elaboração de fluxo de caixa descontado para cada uma das capacidades de planta e preços de gás natural. Como premissas, adotaram-se 3 anos de construção e uma vida útil de 25 anos para os projetos. Fixou-se o Imposto de Renda em 25% e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) em 9%.

Por simplificação das questões tributárias específicas de cada localidade, não foram considerados o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), o Programa de Integração Social (PIS) / Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e o Imposto sobre Serviços (ISS). Além disso, alguns desses valores podem ser descontados posteriormente na forma de créditos. Por fim, a Taxa Interna de Retorno (TIR) considerada para os projetos foi de 10%.

O percentual de OPEX e a curva de desembolso do CAPEX para os fluxos de caixa foram obtidos a partir de Collodi et al. (2017). Para o OPEX, foi considerado o percentual de OPEX/CAPEX de uma planta de 100.000 m<sup>3</sup>/h de capacidade de produção de H<sub>2</sub>, aproximadamente 200 t/dia de H<sub>2</sub>, apresentada no Cenário 1 (Caso Base). Com isso, obteve-se um OPEX de 4,7% ao ano do CAPEX, valor utilizado neste estudo de caso. O perfil da curva de desembolso do CAPEX utilizado para os 3 anos de construção foi de 20%, 45% e 35%, respectivamente.

Os parâmetros técnicos para a produção de H<sub>2</sub> e consumo de gás natural (matéria prima e uso energético) apresentados por Collodi et al. (2017) no seu caso base foram usados para determinar a produtividade específica de H<sub>2</sub> em relação ao consumo de gás natural (t H<sub>2</sub>/MMm<sup>3</sup> gás natural).

Foram considerados os consumos de 26,2 t/h com destino à matéria-prima e 4,3 t/h para uso energético da unidade de reforma, resultando em uma demanda total de gás natural na planta de 30,5 t/h, enquanto a produção do H<sub>2</sub> foi considerada igual a 9,0 t/h. De posse destes valores, foi obtida uma produtividade específica de H<sub>2</sub> de 217,8 t H<sub>2</sub>/MMm<sup>3</sup> gás natural, o qual foi utilizado nesta seção.

A seguir, foram calculados os custos do H<sub>2</sub> (US\$/MMBtu) que viabilizariam cada um dos projetos, considerando o tamanho das unidades de reforma assim como diferentes cenários de custo do gás natural utilizado. Os parâmetros técnicos e econômicos utilizados para o cálculo do custo do H<sub>2</sub> em cada uma das capacidades e em cada preço de gás natural são resumidos na Tabela 7.

**Tabela 7. Parâmetros do fluxo de caixa descontado (simplificado) do estudo de caso**

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Duração do Projeto (anos)	30 anos
Tempo de Construção (anos)	3 anos
Vida útil do Projeto (anos)	25 anos
Desembolso (%)	
1º ano	20%
2º ano	45%
3º ano	35%
Imposto de Renda (%)	25%
CSLL (%)	9%
ICMS	-
PIS/COFINS	-
ISS	-
TIR	10%
Produtividade específica do H <sub>2</sub> (t H <sub>2</sub> /MMm <sup>3</sup> de gás natural)	217,8
Faixas de preços do gás natural (US\$/MMBtu)	4, 6, 8, 10, 12
CAPEX das plantas (US\$ mi)	
20 t H <sub>2</sub> /dia	25,61
100 t H <sub>2</sub> /dia	89,71
500 t H <sub>2</sub> /dia	314,19
1.000 t H <sub>2</sub> /dia	539,07
OPEX (% do CAPEX - anual)	4,7%

Fonte: Elaboração própria.

A partir das informações tabuladas na Tabela 7 e utilizadas no fluxo de caixa, o custo de produção do H<sub>2</sub> foi calculado em relação à capacidade da planta e ao preço do gás natural. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 8.

**Tabela 8. Custos do H<sub>2</sub> em relação à capacidade da planta e ao preço do gás natural**

<b>Capacidades da planta (ton H<sub>2</sub>/dia)</b>	<b>Preços do gás natural (US\$/MMBtu)</b>					<b>Custos do H<sub>2</sub> (US\$/MMBtu)</b>
	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	
20	13,08	16,09	19,10	22,11	25,12	
100	10,96	13,98	16,99	20,00	23,01	
500	9,48	12,50	15,51	18,52	21,53	
1.000	8,99	12,00	15,02	18,03	21,04	

Fonte: Elaboração própria.

Percebe-se, na Tabela 8, que o custo de produção do H<sub>2</sub> apresenta maior sensibilidade à variação no preço do gás natural do que à variação da capacidade da planta. Ao se triplicar o preço do gás natural são observadas variações no custo do H<sub>2</sub> da ordem de 100%.

Por outro lado, ao se multiplicar 50 vezes a capacidade da planta de produção, observam-se reduções do custo do H<sub>2</sub> inferiores a 35%, evidenciando a maior influência do preço do gás natural (matéria-prima do processo) sobre o custo de produção do H<sub>2</sub>, embora o efeito da economia de escala também se faça presente, em menor intensidade, à medida que há alteração da capacidade da planta.

Após o cálculo do custo de produção do H<sub>2</sub> para diferentes preços de gás natural e capacidades de planta, adotou-se como cenário de preços mais provável para o gás natural o valor de US\$ 6/MMBtu, referente ao preço médio da molécula de gás natural somada ao transporte vigente no Brasil nos últimos anos (MME, 2021c). Deste modo, as etapas posteriores do estudo de caso considerarão este valor para o gás natural consumido, enquanto os demais resultados da Tabela 8 servem como sensibilidades de custo do H<sub>2</sub> em relação a outros cenários de preço do gás natural.

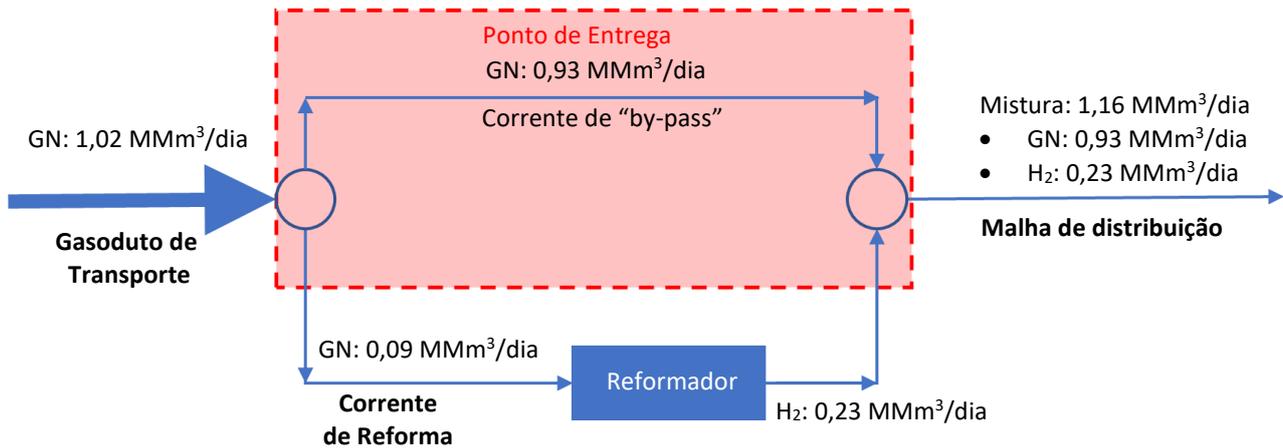
### 7.3 Estimativa dos volumes de H<sub>2</sub> nos Cenários 1, 2 e 3

Uma vez definidos os custos de produção do H<sub>2</sub>, em relação às variáveis citadas no item 7.2, fez-se necessário determinar o volume de H<sub>2</sub> capaz de atender à demanda por esta substância nos Cenários 1, 2 e 3. Esta necessidade decorre das diferentes composições de H<sub>2</sub> nos cenários analisados (0%, 20% e 100% de H<sub>2</sub>), visto que a densidade energética de cada produto fornecido aos clientes, em cada um destes cenários, será diferente. Isto resultou em volumes distintos do insumo energético para atendimento da demanda.

Para o Cenário 1 (Caso Base), no qual não se utiliza H<sub>2</sub>, foi determinado o volume de gás natural necessário para atendimento da demanda de 9,4 Gcal/dia, conforme critério definido no início dessa seção. Foi utilizado o valor de 9.400 Kcal/m<sup>3</sup> como poder calorífico superior do gás natural, conforme considerado por MME (2021d), resultando em uma vazão de 1 milhão de m<sup>3</sup>/dia de gás natural.

Para o Cenário 2, no qual se utiliza uma concentração de H<sub>2</sub> de 20% (em base volumétrica) e mantém-se a entrega de energia do Cenário 1, foi obtido um volume total de mistura a ser entregue de 1,16 milhão de m<sup>3</sup>/dia, com 80% de composição volumétrica de gás natural (0,93 MMm<sup>3</sup>/dia) e 20% de composição volumétrica de H<sub>2</sub> (0,23 milhão de m<sup>3</sup>/dia). Para a produção desta mistura, foi necessário o recebimento de uma corrente oriunda do ponto de entrega consistindo em 1,02 milhão de m<sup>3</sup>/dia de gás natural; ou seja, foi necessário 2% de volume adicional de gás natural para o atendimento do mesmo teor energético considerado. Este cálculo levou em consideração a necessidade de divisão desta corrente em duas: a primeira, denominada “corrente de reforma”, seria retirada do ponto de entrega para envio ao reformador e produção de H<sub>2</sub> e a segunda, denominada corrente de “*by-pass*”, não convertida, seguiria para mistura com o H<sub>2</sub> produzido.

O fluxograma simplificado considerado para os cálculos envolvendo uma mistura de gás natural e hidrogênio, preenchido com os dados de cálculo utilizados para o Cenário 2, encontra-se representado na Figura 23, a seguir.



**Figura 23. Fluxograma do Cenário 2 representando a conversão parcial do gás natural em hidrogênio**  
Fonte: Elaboração própria.

Para o Cenário 3, no qual se utiliza H<sub>2</sub> puro, foi determinado o volume necessário para atendimento da mesma demanda de energia já citada para os Cenários 1 e 2. Foi utilizado o valor de 2.796 Kcal/m<sup>3</sup> como poder calorífico superior do H<sub>2</sub>, conforme descrito por FEITOSA (2019), resultando em uma vazão de 3,36 milhões de m<sup>3</sup>/dia de H<sub>2</sub>, obtido a partir da reforma a vapor de uma vazão de 1,28 milhão de m<sup>3</sup>/dia de gás natural.

Os cálculos para definição dos volumes das correntes foram realizados através de ponderação dos poderes caloríficos de ambos os energéticos pelo volume de cada um no produto, através da seguinte expressão:

$$Energia\ Entregue = F_{H_2} \times PCS_{H_2} + F_{GN} \times PCS_{GN} \quad (\text{Equação 10})$$

Sendo:

*Energia Entregue*: quantidade de energia em base diária (GJ/dia). No estudo de caso, refere-se ao valor de 9,4 Gcal/dia.

$F_{H_2}$ : vazão de hidrogênio utilizada (MMm<sup>3</sup>/dia de H<sub>2</sub>)

$PCS_{H_2}$ : poder calorífico superior do H<sub>2</sub>, tendo sido utilizado o valor de 2.796 kcal/m<sup>3</sup>

$F_{GN}$ : vazão de gás natural utilizada (MMm<sup>3</sup>/dia de gás natural)

$PCS_{GN}$ : poder calorífico superior do gás natural, tendo sido utilizado o valor de 9.400 kcal/m<sup>3</sup>

Os resultados de vazão de energético para atendimento das demandas, nos três cenários avaliados, são resumidos na Tabela 9, a seguir.

**Tabela 9. Resultados de vazão de insumos energéticos dos Cenários 1, 2 e 3**

Cenário	H <sub>2</sub> (%)	Vazão de gás natural (MMm <sup>3</sup> /dia)	Vazão de insumos energéticos (MMm <sup>3</sup> /dia)
1	0	1,00	1,00
2	20	1,02	1,16
3	100	1,28	3,36

Fonte: Elaboração própria.

## 7.4 Determinação do custo da energia entregue ao consumidor

Conforme mencionado, cada um dos cenários analisados considera determinada concentração de H<sub>2</sub> no produto energético a ser enviado aos consumidores. Assim, além de diferentes volumes necessários para atendimento das demandas energéticas, têm-se diferentes preços por volume, decorrentes dos diferentes preços de cada energético e de seu percentual utilizado. Tendo estas considerações em mente, o estudo de caso procurou determinar o custo diário na aquisição do energético, em cada um dos cenários, para atendimento da demanda de 9,4 Gcal/dia. Estes custos foram calculados através de ponderação do custo volumétrico do gás natural e do H<sub>2</sub> pelo volume de cada energético, conforme pode ser observado na Equação 11.

$$Gasto\ Diário = (C_{H_2} \times F_{H_2} \times PCS_{H_2} + P_{GN} \times F_{GN} \times PCS_{GN}) \times f_{MMBtu/kcal} \quad (\text{Equação 11})$$

Sendo:

*Gasto Diário*: gasto diário de aquisição de 9,4 Gcal/dia, em mil US\$/dia

$C_{H_2}$ : custo do H<sub>2</sub>, em US\$/MMBtu – variável com o cenário

$F_{H_2}$ : vazão de H<sub>2</sub> utilizada, em MMm<sup>3</sup>/dia – variável com o cenário

$PCS_{H_2}$ : Poder calorífico superior do H<sub>2</sub> – 2.796 kcal/m<sup>3</sup>

$P_{GN}$ : preço do gás natural – US\$ 6/MMBtu, conforme adotado no item 7.2.

$F_{GN}$ : vazão de gás natural utilizada, em MMm<sup>3</sup>/dia – variável com o cenário

$PCS_{GN}$ : Poder calorífico superior do gás natural – 9.400 kcal/m<sup>3</sup>

$f_{MMBtu/kcal}$ : conversão das unidades de energia, de MMBtu para kcal – 3,97 x 10<sup>-6</sup> MMBtu/kcal

Os resultados obtidos nesta etapa podem ser observados na Tabela 10.

**Tabela 10. Custo diário para aquisição de 9,4 Gcal/dia nos três cenários**

Cenário	H <sub>2</sub> (%)	Vazão de energético (MMm <sup>3</sup> /dia)	Preço do GN (US\$/MMBtu)	Preço do H <sub>2</sub> (US\$/MMBtu)	Gasto diário (mil US\$/dia)	Variação % em relação ao GN puro (Cenário 1)
1	0	1	6	-	223,91	-
2	20	1,16	6	16,09	249,96	12%
3	100	3,36	6	13,98	521,55	133%

Fonte: Elaboração própria.

Pode-se perceber que, à medida que é utilizada maior quantidade de H<sub>2</sub> nos energéticos a serem fornecidos aos consumidores, têm-se uma elevação do gasto diário para aquisição de energia. Isto decorre do poder calorífico do H<sub>2</sub> ser cerca de 3,4 vezes menor que o do gás natural, o que exige maiores volumes de H<sub>2</sub> para atendimento da mesma demanda energética. Adicionalmente, têm-se também o efeito do maior custo do H<sub>2</sub>, resultando em elevação do gasto nas situações de abastecimento utilizando misturas contendo H<sub>2</sub>.

O maior custo do H<sub>2</sub> é justificado pela consideração, usada neste estudo de caso, de que o H<sub>2</sub> seria produzido, exclusivamente, a partir de gás natural. Deste modo, o preço de aquisição do gás seria somado aos custos de instalação e operação da unidade de reforma para compor o custo de H<sub>2</sub> fornecido aos consumidores.

Convém destacar que neste estudo de caso, uma vez que o gás natural é enviado para as unidades de reforma apenas após os pontos de entrega, não há alteração dos custos na etapa de exploração e produção, processamento e transporte de gás natural em qualquer dos cenários, não modificando os custos de aquisição do gás natural em função do Cenário analisado.

A escolha da concentração de 20% de H<sub>2</sub> na mistura relativa ao Cenário 2 permite que a malha de distribuição possa utilizar e movimentar a mistura sem necessidade de pesquisas adicionais, embora com eventuais adaptações em alguns equipamentos, conforme apresentado por McDonald (2020) e discutido anteriormente.

Por outro lado, no Cenário 3 pode haver elevação dos custos aos consumidores finais em decorrência do aumento dos custos de distribuição e nas próprias unidades consumidoras, sendo que estes custos não foram estimados no presente estudo de caso por dependerem fortemente dos detalhes técnicos da infraestrutura existente a ser convertida.

Com relação ao aumento dos custos de distribuição, esta decorre da necessidade de maior volume de H<sub>2</sub> em comparação ao gás natural, exigindo ampliações na malha de distribuição, além da necessidade de novos materiais e equipamentos adequados ao uso do H<sub>2</sub>. Já em relação às unidades consumidoras, espera-se que haja custos adicionais decorrentes das adaptações necessárias ao uso de H<sub>2</sub> puro, como a troca de queimadores, vedações e outros itens.

Por fim, percebe-se que a utilização do hidrogênio cinza em detrimento do gás natural não apresenta vantagens econômicas por si só - visto seu maior custo e menor densidade energética - e suas vantagens ambientais são limitadas - uma vez que são produzidas elevadas quantidades de CO<sub>2</sub> durante a etapa de reforma, embora sejam produzidas em um mesmo local (diferentemente da emissão de CO<sub>2</sub> distribuída que ocorre na queima convencional de gás natural), o que pode facilitar sua captura.

No entanto, a utilização de CCUS ou a produção deste H<sub>2</sub> a partir de fontes renováveis (biomassa ou eletrólise) podem tornar a utilização do H<sub>2</sub> interessante para abastecimento através da malha de distribuição. Ambientalmente, a utilização destas rotas tecnológicas poderia resultar em emissões muito menores (reforma a vapor de metano com CCUS), neutras (biomassa sem CCUS ou eletrólise da água utilizando eletricidade de fontes renováveis) ou até mesmo negativas (reforma a vapor utilizando biomassa, acoplada a CCUS).

Economicamente, ao se precificar o carbono mitigado e/ou retirado da atmosfera, a receita do projeto de H<sub>2</sub> poderia ser aumentada, reduzindo o preço final do H<sub>2</sub> ao consumidor final. A viabilidade desta estratégia (hidrogênio azul ou hidrogênio turquesa) dependerá da evolução dos mercados de carbono ao redor do mundo, que hoje se encontram em diferentes estágios de maturidade e com diferentes precificações, podendo variar de US\$ 1 até US\$ 50 /kgCO<sub>2eq</sub> (WORLD BANK, 2021).

## 8. Considerações Finais

---

O presente estudo teve como foco o hidrogênio cinza e apresentou as bases para a produção do hidrogênio, utilizando-se a rota tecnológica de reforma a vapor do gás natural, com emissão de CO<sub>2</sub> para a atmosfera (rota tecnológica considerada como o atual estado da arte na produção de H<sub>2</sub>). O objetivo foi apresentar os parâmetros técnicos necessários para a construção de uma visão abrangente sobre os desafios e as oportunidades do desenvolvimento dessa indústria no Brasil de acordo com as diretrizes do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH<sub>2</sub>).

A classificação das tecnologias para produção de H<sub>2</sub> em cores diferentes permite observar que as rotas tecnológicas podem ser divididas em 3 grandes origens de produção: decomposição da água, fontes renováveis e combustíveis fósseis. Mundialmente, a produção de H<sub>2</sub> é realizada, de forma majoritária, a partir de gás natural, mais especificamente a partir de reforma a vapor deste combustível, processo de elevada eficiência e bastante maduro, classificado como hidrogênio cinza. Quando comparada às técnicas de produção de hidrogênio renovável e de baixo carbono, a rota tecnológica do hidrogênio cinza é também a mais competitiva economicamente, além de apresentar maior maturidade tecnológica.

Existem avanços no desenvolvimento de tecnologias para a implantação de unidades de produção de hidrogênio cinza, porém uma quantidade considerável de patentes admite a possibilidade de acoplamento com instalações de CCUS adotando a estratégia do hidrogênio azul. Pelo menos 12 países consideram a utilização do hidrogênio cinza em suas estratégias nacionais até 2030 enquanto 8 deles ainda consideram a manutenção do uso dos combustíveis fósseis em período posterior, embora acoplada a CCUS.

O H<sub>2</sub> apresenta grande versatilidade em seu uso, podendo ser empregado, por exemplo, na geração de eletricidade, como matéria-prima para produção de combustíveis sintéticos ou outros produtos químicos (tais como metanol, amônia), na indústria alimentícia, na siderurgia, em aplicações térmicas, no setor de transportes etc. Adicionalmente, são empregadas técnicas variadas para a sua utilização: células a combustível para geração de eletricidade ou eletricidade e calor, tecnologias para queima do H<sub>2</sub>, e processos químicos que utilizem o H<sub>2</sub> como matéria-prima.

Embora estas técnicas já existam e já sejam utilizadas na indústria do H<sub>2</sub>, desenvolvimentos tecnológicos são possíveis, e pesquisas têm sido conduzidas para incentivar o seu uso: elevar os percentuais de H<sub>2</sub> a serem utilizados em turbinas; aumentar a durabilidade e reduzir custos das células a combustível, ampliar a sua aplicação em processos industriais, dentre outras pesquisas relacionadas à utilização do H<sub>2</sub>.

Apesar da grande variabilidade, a rota tecnológica de hidrogênio cinza tem menores custos quando comparada às outras opções, e deve satisfazer a demanda de hidrogênio de curto prazo, até que rotas tecnológicas alternativas de baixo ou zero carbono tornem-se economicamente competitivas.

Vale ressaltar que, no ciclo de vida de outras rotas tecnológicas que utilizam gás natural como matéria prima, tais como hidrogênio azul e hidrogênio turquesa, pode haver algum grau de emissão de CO<sub>2</sub>. Estes menores níveis de emissão, quando comparados com os do hidrogênio cinza, podem tornar estes projetos viáveis, visto que as alternativas de carbono mitigado, retirado da atmosfera ou comercializado sob a forma de produtos de carbono podem trazer receitas adicionais aos processos.

Sobre os aspectos logísticos de transporte, distribuição e armazenamento do hidrogênio, existem desafios para a viabilização desta indústria em larga escala. A movimentação de misturas de hidrogênio com gás natural requer a necessidade de estudos mais detalhados sobre as possibilidades de riscos na infraestrutura existente para a movimentação de gás natural. Vale ressaltar que, para o transporte de hidrogênio puro, o uso de dutos de polietileno e polietileno reforçado com fibra tem mostrado bons resultados nos testes.

Com relação aos aspectos econômicos, observou-se que o preço de gás natural é o parâmetro que apresenta maior influência na composição do custo médio de produção do hidrogênio cinza quando comparado a outras variáveis, como escala e localização da planta, ficando na faixa de 45% a 75% deste custo médio. A produção de hidrogênio cinza é economicamente mais vantajosa perto de regiões produtoras de gás natural e com preços mais baixos, como no caso dos EUA, Oriente Médio e Rússia. Já em regiões com preços de gás natural mais elevados, como Europa, ou no caso de importadores de gás natural, como China, Japão ou Índia, o custo de produção de hidrogênio cinza tende a ser mais alto. Vale destacar que a Platts tem publicado avaliações diárias de preços de hidrogênio nos EUA, Canadá, Europa, Ásia e Austrália, as quais refletem tanto o custo de produção, quanto as despesas de capital associadas, principalmente, à construção de uma planta de hidrogênio cinza, entre outras rotas tecnológicas.

O estudo de caso desta Nota permitiu observar que a utilização de H<sub>2</sub> resulta no aumento dos gastos com aquisição de energia em relação ao uso somente de gás natural. No cenário 2, ao se utilizar uma mistura contendo 20% de H<sub>2</sub> e 80% de gás natural, observou-se um aumento de aproximadamente 10% no custo do combustível fornecido ao consumidor em relação ao cenário 1 (100% de gás natural). Já no cenário 3, ao se utilizar H<sub>2</sub> puro, este aumento foi da ordem de 133% quando comparado ao cenário 1. No cenário 3, espera-se elevação dos custos de distribuição para os consumidores finais, principalmente, caso sejam necessárias adaptações na infraestrutura existente. Além disso, percebe-se que a utilização do hidrogênio cinza comparado ao gás natural não apresenta vantagens econômicas por si só e suas vantagens ambientais são limitadas devido às emissões de CO<sub>2</sub> durante a sua produção.

Estes aumentos de custo na aquisição de energia, no entanto, podem ser minimizados ou compensados através do uso de rotas tecnológicas alternativas de baixo ou zero carbono (hidrogênio azul ou turquesa), para o fornecimento do H<sub>2</sub> combinado à negociação do carbono em bolsas de valores, além da possibilidade de venda dos subprodutos de carbono, o que reduziria o custo do H<sub>2</sub> para o consumidor final.

## 9. Referências Bibliográficas

---

AGENERSA. Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro, 2021. Histórico da concessão. Disponível em: <[http://www.agenersa.rj.gov.br/index.php?option=com\\_content&view=article&id=58](http://www.agenersa.rj.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=58)>. Acesso em: jun. 2021.

ANDERSSON, J.; GRONKVIST, S., 2019. Large-scale storage of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44 (23), 11901-11919. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/332763250\\_Large-scale\\_storage\\_of\\_hydrogen](https://www.researchgate.net/publication/332763250_Large-scale_storage_of_hydrogen)>. Acesso em: mar. 2021.

ARGUS, 2021. East Australia gas pipelines start blending hydrogen. March 2021. Disponível em: <<https://www.argusmedia.com/pt/news/2192241-east-australia-gas-pipelines-start-blending-hydrogen?backToResults=true&selectedMarket=Natural%20gas>>. Acesso em: abr. 2021.

AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2021. Department of Industry, Science, Energy and Resources. National Gas Infrastructure Plan. Nov. 2021. Disponível em: <<https://www.industry.gov.au/>>. Acesso em: nov. 2021.

BASILE, A.; LIGUORI, S.; IULIANELLI, A., 2015a. Membrane reactors for methane steam reforming (MSR). In: BASILE, A.; DI PAOLA, HAI, F.I.; PIEMONTE, V. *Membrane Reactors for Energy Applications and Basic Chemical Production*. Cambridge: Woodhead Publishing Series in Energy, 31-59.

BASILE, A.; IULIANELLI, A; TONG, J., 2015b. Single Stage hydrogen production and separation from fossil fuels using micro- and micromembrane reactors. In: SUBRAMANI, V.; BASILE, A.; VEZIROĞLU T.N. *Compendium of Hydrogen Energy*. Vol 1. Cambridge: Woodhead Publishing Series in Energy, 445-468.

CAVALCANTE, R. M., 2015. Oxidação Seletiva de CO em Correntes Ricas em H<sub>2</sub>: Desenvolvimento de Catalisadores e Modelagem. Tese (Doutorado). Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://186.202.79.107/download/oxidacao-seletiva-de-co-em-correntes-ricas-em-h2-catalisadores-e-modelagem.pdf>>. Acesso em: abr. 2021.

CHEN, J.; LU, Y.; GUO, L.; ZHANG, X.; XIAO, P., 2010. Hydrogen production by biomass gasification in supercritical water using concentrated solar energy: System development and proof of concept. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35, 7134 – 7141, 2010. Disponível em: <[https://www.academia.edu/4314358/Hydrogen\\_production\\_by\\_biomass\\_gasification\\_in\\_supercritical\\_water\\_using\\_concentrated\\_solar\\_energy\\_System\\_development\\_and\\_proof\\_of\\_concept](https://www.academia.edu/4314358/Hydrogen_production_by_biomass_gasification_in_supercritical_water_using_concentrated_solar_energy_System_development_and_proof_of_concept)>. Acesso em: abr. 2021.

CHOI, S.H.; LEE, K.M.; PARK, H.M.; HAN, G.W.; BAE, J.M.; OH, J.W., 2020. System and method for producing hydrogen using by product gas. Depositante: Hyundai Motor Co, KAIST e Kia Corp. US20200172395A1. Depósito: 13 nov. 2019. Concessão: 4 jun. 2020. Disponível em: <[https://patents.google.com/patent/US20200172395A1/en?q=\(TI%3d\(hydrogen+production\)\)&sort=new&page=1](https://patents.google.com/patent/US20200172395A1/en?q=(TI%3d(hydrogen+production))&sort=new&page=1)>. Acesso em: abr. 2021.

COLLODI, G.; AZZARO, G.; FERRARI, N.; SANTOS, S., 2017. Techno-Economic Evaluation of Deploying CCS in SMR Based Merchant H<sub>2</sub> Production with NG as Feedstock and Fuel. *Energy Procedia*, 114, 2690 – 2712. Disponível em: <<https://az659834.vo.msecnd.net/eventsairwesteuprod/production-ieaghg-public/db0df6b7262e497fa9d9a18ac1c67383>>. Acesso em: abr. 2021.

CORMOS, A-M.; SZIMA, S.; FOGARASI, S.; CORMOS, C-C., 2018. Economic Assessments of Hydrogen Production Processes Based on Natural Gas Reforming with Carbon Capture. *Chemical Engineering Transactions*, 70, 1231-1236. Disponível em:

<<https://www.cetjournal.it/index.php/cet/article/view/CET1870206>>. Acesso em: abr. 2021.

COSTAMAGNA, P.; PUGLIESE, F.; CAVATTONI, T.; BUSCA, G.; GARBARINO, G., 2020. Modeling of Laboratory Steam Methane Reforming and CO<sub>2</sub> Methanation Reactors. *Energies*, 13 (10), 2624-2683, 2020. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/13/10/2624>>. Acesso em: abr. 2021.

DAY, M.A.; BELAND, F., 2020. Hydrogen production from natural gas processing using electron beam irradiation. US20200156040A1. Depósito: 24 jan. 2020. Concessão: 21 mai. 2020. Disponível em:

<[https://patents.google.com/patent/US20200156040A1/en?q=\(TI%3d\(hydrogen+production\)\)&sort=new&page=1](https://patents.google.com/patent/US20200156040A1/en?q=(TI%3d(hydrogen+production))&sort=new&page=1)>. Acesso em: abr. 2021.

DEASLEY, S.; ROBERTS, D.; GRIGORIADI, L.; PHILLIPS, A., 2020. Hydrogen blending and the gas commercial framework: report on conclusions of NIA study. *Frontier Economics*. September, 2020. Disponível em: <<https://www.frontier-economics.com/media/4201/hydrogen-blending-commercial-framework.pdf>>. Acesso em: mar. 2021.

DODDS, P. E.; DEMOULLIN, S., 2013. Conversion of the UK gas system to transport hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*. 38, 7189-7200, 2013. Disponível em:

<<https://discovery.ucl.ac.uk/id/eprint/1391051/>>. Acesso em: out. 2020.

E3. Energy and Environmental Economics, 2020. Hydrogen Opportunities in a Low-Carbon Future. An Assessment Of Long-Term Market Potential in the Western United State. Disponível em: <[https://www.ethree.com/wp-content/uploads/2020/07/E3\\_MHPS\\_Hydrogen-in-the-West-Report\\_Final\\_June2020.pdf](https://www.ethree.com/wp-content/uploads/2020/07/E3_MHPS_Hydrogen-in-the-West-Report_Final_June2020.pdf)>. Acesso em: mai. 2021.

EC. European Commission, 2020a. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Disponível em: <[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf)>. Acesso em: mai. 2021.

\_\_\_\_\_.\_\_\_\_\_. 2020b. European Clean Hydrogen Alliance (ECHA). Disponível em:

<[https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/european-clean-hydrogen-alliance\\_en](https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/european-clean-hydrogen-alliance_en)>. Acesso em: mar. 2021.

EIA. U.S. Energy Information Administration, 2020. Natural Gas Weekly Update. December 17.

Disponível em: <[https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew\\_ngwu/2020/12\\_17/](https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2020/12_17/)>. Acesso em: fev. 2021.

ELENGY, 2019. Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks. Final Report. June 2019. Disponível em: <Technical-economic-conditions-for-injecting-hydrogen-into-natural-gas-networks-report2019.pdf (elengy.com) >. Acesso em: abr. 2021.

ENA. Energy Networks Association, 2020. Pump-prime Britain's hydrogen revolution with new grid target, says new report. Disponível em: <<https://www.energynetworks.org/newsroom/pump-prime-britains-hydrogen-revolution-with-new-grid-target-says-new-report>>. Acesso em: mar. 2021.

ENP. EnP Energy Platform, 2021. EnP no Midstream. Disponível em:

<<https://enpbr.com/midstream/>>. Acesso em: jun. 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Compilação de Correlações de Custos de Equipamentos – Instalações Industriais de Gás Natural. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-315/EPE,%202018%20-%20Compila%C3%A7%C3%A3o%20de%20Correla%C3%A7%C3%B5es%20de%20Custo%20de%20Equipamentos.pdf>>. Acesso em: jun. 2021.

\_\_\_\_\_, 2021a. Nota Técnica “Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio”. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao569/Hidroge%CC%82nio\\_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao569/Hidroge%CC%82nio_23Fev2021NT%20(2).pdf)>. Acesso em: mai. 2021.

\_\_\_\_\_, 2021b. Boletim da Conjuntura da Indústria de Óleo. n. 9, 2º semestre, 2020. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-226/topico-573/BOG%20%C2%BAsemestre2020\\_2021.01.28.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-226/topico-573/BOG%20%C2%BAsemestre2020_2021.01.28.pdf)>. Acesso em: mai. 2021.

EPO. European Patent Office, 2021. Hydrogen Production. Disponível em: <<https://worldwide.espacenet.com/patent/search?q=ti%20%3D%20%22hydrogen%22%20AND%20ti%20%3D%20%22production%22>>. Acesso em: abr. 2021.

EVERETT, O.; ANASTASIOS, S.; ZHIYAN, W., 2020. Hydrogen production with integrated capture. Depositante: ExxonMobil RES & ENG CO. WO2020206158A1. Depósito: 2 abr. 2020. Concessão: 8 out. 2020. Disponível em: <<https://worldwide.espacenet.com/patent/search?q=pn%3DWO2020206158A1>>. Acesso em: abr. 2021.

FAISAL, A-J.; HUMOUD, A-U.; SERGURY, A.; NOUSHAD, K.; CHRISTOPHER, S.; TAREQ, Z., 2020. Hydrogen production from hydrocarbons with near zero greenhouse gas emissions. Depositante: Aramco Services and Saudi Arabian Oil. WO2020210137A1. Depósito: 5 abr. 2020. Concessão: 5 out. 2020. Disponível em: <<https://worldwide.espacenet.com/patent/search?q=pn%3DWO2020210137A1>>. Acesso em: abr. 2021.

FEITOSA, F. E. B., 2019. Avaliação Multicritério das Alternativas Energéticas do Brasil para Produção de Hidrogênio por Eletrólise Alcalina da Água para o Setor Automotivo. Dissertação (Doutorado em Ciências Técnicas e Nucleares). Universidade Federal de Minas Gerais, 2019. Disponível em: <[https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/32551/1/DISSERTA%C3%87%C3%83O\\_Francisco\\_Feitososa\\_%20reposit%C3%B3rio\\_ufmg.pdf](https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/32551/1/DISSERTA%C3%87%C3%83O_Francisco_Feitososa_%20reposit%C3%B3rio_ufmg.pdf)>. Acesso em: jun. 2021.

GE. General Electric Company, 2019. Power to gas: hydrogen for power generation. Disponível em: <[https://www.ge.com/content/dam/gepower/global/en\\_US/documents/fuel-flexibility/GEA33861%20Power%20to%20Gas%20-%20Hydrogen%20for%20Power%20Generation.pdf](https://www.ge.com/content/dam/gepower/global/en_US/documents/fuel-flexibility/GEA33861%20Power%20to%20Gas%20-%20Hydrogen%20for%20Power%20Generation.pdf)>. Acesso em: abr. 2021.

GEORG, M., 2020. Device and process for the production of hydrogen and solid carbon from C1- to C4-alkane-containing gas. Depositante: Uniper Kraftwerke GmbH. EP3718964A1. Depósito: 2 abr. 2019. Concessão: 7 out. 2020. Disponível em: <<https://worldwide.espacenet.com/patent/search?q=pn%3DEP3718964A1>>. Acesso em: abr. 2021.

GOOGLE PATENTS, 2021. Hydrogen Production. Disponível em: <[https://patents.google.com/?q=\(TI%3d\(hydrogen+production\)\)&sort=new](https://patents.google.com/?q=(TI%3d(hydrogen+production))&sort=new)>. Acesso em: abr. 2021.

- HYDROGEN COUNCIL, 2020. Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective. Disponível em: <[https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness\\_Full-Study-1.pdf](https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf)>. Acesso em: mai. 2021.
- IEA. International Energy Agency, 2019. The Future of Hydrogen. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>>. Acesso em: mai. 2021.
- \_\_\_\_\_, 2020a. Global hydrogen demand by sector in the Sustainable Development Scenario, 2019-2070. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-hydrogen-demand-by-sector-in-the-sustainable-development-scenario-2019-2070>>. Acesso em: abr. 2021.
- \_\_\_\_\_, 2021. Global Hydrogen Review 2021. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/e57fd1ee-aac7-494d-a351-f2a4024909b4/GlobalHydrogenReview2021.pdf>>. Acesso em: jan. 2022.
- IGU. International Gas Union, 2020. Global Gas Report 2020. Disponível em: <[https://www.igu.org/wp-content/uploads/2020/08/GGR\\_2020.pdf](https://www.igu.org/wp-content/uploads/2020/08/GGR_2020.pdf)>. Acesso em: mai. 2021.
- IHS, 2021. Daily Global Market Summary - 15 January 2021. Disponível em: <<https://ihsmarkit.com/research-analysis/daily-global-market-summary-15-january-2021.html>>. Acesso em: abr. 2021.
- INPI. Instituto Nacional da Propriedade Industrial, 2021. Produção de hidrogênio. Disponível em: <<https://www.gov.br/inpi/pt-br>>. Acesso em: abr. 2021.
- HAYDEN, L. E.; STALHEIM, D. 2009. ASME 31.12. Hydrogen Piping and Pipeline Code Design Rules and Their Interaction With Pipeline Materials Concerns, Issues and Research. *ASME 2009 Pressure Vessels and Piping Division Conference*. July 26-30, 2009. Prague, Czech Republic. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/267611438\\_ASME\\_B3112\\_Hydrogen\\_Piping\\_and\\_Pipeline\\_Code\\_Design\\_Rules\\_and\\_Their\\_Interaction\\_With\\_Pipeline\\_Materials\\_Concerns\\_Issues\\_and\\_Research](https://www.researchgate.net/publication/267611438_ASME_B3112_Hydrogen_Piping_and_Pipeline_Code_Design_Rules_and_Their_Interaction_With_Pipeline_Materials_Concerns_Issues_and_Research)>. Acesso em: mar. 2021.
- HEMME, C.; VAN BERK, W., 2018. Hydrogeochemical Modeling to Identify Potential Risks of Underground Hydrogen Storage in Depleted Gas Fields. *Applied Sciences*, 8 (11), 2282. 2018. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2076-3417/8/11/2282>>. Acesso em: mar. 2021
- HyUNDER, 2014. Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe. Executive Summary. Disponível em: <[http://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D8.1\\_HyUnder-Executive-Summary.pdf](http://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D8.1_HyUnder-Executive-Summary.pdf)>. Acesso em: abr. 2021.
- KANNAH, R. Y.; KAVITHA, S.; PREETHI; KARTHIKEYAN, O. P.; KUMAR, G.; DAI VIET, N. V.; BANU, J. R., 2021. Techno-economic assessment of various hydrogen production methods – A review. *Bioresource Technology*, 319, 2021. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/profile/Obuli-Karthik/publication/344417361\\_Techno-economic\\_assessment\\_of\\_various\\_hydrogen\\_production\\_methods-A\\_review/links/5f90af71299bf1b53e3a1c42/Techno-economic-assessment-of-various-hydrogen-production-methods-A-review.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Obuli-Karthik/publication/344417361_Techno-economic_assessment_of_various_hydrogen_production_methods-A_review/links/5f90af71299bf1b53e3a1c42/Techno-economic-assessment-of-various-hydrogen-production-methods-A-review.pdf)>. Acesso em: jun. 2021.
- KHZOUZ, M.; GKANAS, E.I.; SHAO, J.; SHER, F.; BEHERSKYI, D.; EL-KHAROUF, A.; QUBEISSI, M., 2020. Life Cycle Costing Analysis: Tools and Applications for Determining Hydrogen Production Cost for Fuel Cell Vehicle Technology. *Energies*, 3 (15), 3783, 2020. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/13/15/3783>>. Acesso em: mar. 2021.

KPMG, 2021. The hydrogen trajectory. Disponível em:

<<https://home.kpmg/xx/en/home/insights/2020/11/the-hydrogen-trajectory.html>>. Acesso em: jun. 2021.

KUCZYNSKI, S.; ŁACIAK, M.; OLIJNYK, A.; SZURLEJ, A.; WŁODEK, T., 2019. Thermodynamic and Technical Issues of Hydrogen and Methane-Hydrogen Mixtures Pipeline Transmission. *Energies*, 12, 569, 2019. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/12/3/569>>. Acesso em: abr. 2021.

LAFORTUNE, S.; GOMBERT, P.; POKRYSZKA, Z.; LACROIX, E. DONATO, P.; JOZJA, N., 2020. Monitoring Scheme for the Detection of Hydrogen Leakage from a Deep Underground Storage. Part 1: On-Site Validation of an Experimental Protocol via the Combined Injection of Helium and Tracers into an Aquifer. *Applied Sciences*, 10(17), 6058, 2020. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2076-3417/10/17/6058>>. Acesso em: mai. 2021.

MCDONALD, Z., 2020. Injecting hydrogen in natural gas grids could provide steady demand the sector needs to develop. Publicado em: maio 2021. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/blogs/natural-gas/051920-injecting-hydrogen-in-natural-gas-grids-could-provide-steady-demand-the-sector-needs-to-develop>>. Acesso em: mar. 2021.

MELAINA, M.W.; ANTONIA, O.; PENEV, M., 2013. Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponível em: <[https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f11/blending\\_h2\\_nat\\_gas\\_pipeline.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f11/blending_h2_nat_gas_pipeline.pdf)>. Acesso em: mar. 2021.

METI. Ministry of Economy, Trade and Industry, 2019. The Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells. Hydrogen and Fuel Cell Strategy Council. Disponível em: <[https://www.meti.go.jp/english/press/2019/pdf/0312\\_002b.pdf](https://www.meti.go.jp/english/press/2019/pdf/0312_002b.pdf)>. Acesso em: mai. 2021.

MME. Ministério de Minas e Energia, 2017. Relatório Final – Subcomitê SC6: Gás Natural Matéria-Prima. Disponível em: <[https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-crescer/subcomites-do-ct-gn/SC6\\_Relatorio\\_Gs\\_Natural\\_MateriaPrima\\_final.pdf](https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-crescer/subcomites-do-ct-gn/SC6_Relatorio_Gs_Natural_MateriaPrima_final.pdf)>. Acesso em: jun. 2021.

\_\_\_\_\_, 2021a. MME inicia elaboração de diretrizes do Programa Nacional do Hidrogênio. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-inicia-elaboracao-de-diretrizes-do-programa-nacional-do-hidrogenio>>. Acesso em: jun. 2021.

\_\_\_\_\_, 2021b. MME desenvolve projeto de cooperação técnica na área de hidrogênio. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-desenvolve-projeto-de-cooperacao-tecnica-na-area-de-hidrogenio-1>>. Acesso em: jun. 2021.

\_\_\_\_\_, 2021c. Relatórios Trimestrais de Acompanhamento da Abertura do Mercado de Gás Natural do CMGN. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/cmgn/publicacoes>>. Acesso em: jun. 2021.

\_\_\_\_\_, 2021d. Informações Complementares ao Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. nº 169. Março de 2021. Disponível em: <<http://antigo.mme.gov.br/documents/36216/1503043/Informa%C3%A7%C3%B5es+Complementares+ao+Boletim+Mensal+de+Acompanhamento+da+Ind%C3%A9ria+do+G%C3%A1s+Natural.pdf/e59b3643-815d-9bf2-9d77-869b129fa270?version=1.0&download=true>>. Acesso em: jun. 2021.

- MOKHEIMER, E. M. A.; HUSSAIN, M. I.; AHMED, S.; HABIB, M. A.; AL-QUTUB, A. A., 2015. On the Modeling of Steam Methane Reforming. *Journal of Energy Resources Technology*, 137 (1), 11 páginas, 2015. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/profile/Shakeel-Ahmed-45/publication/274874075\\_On\\_the\\_Modeling\\_of\\_Steam\\_Methane\\_Reforming/links/556efe1408aefcb861dd49df/On-the-Modeling-of-Steam-Methane-Reforming.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Shakeel-Ahmed-45/publication/274874075_On_the_Modeling_of_Steam_Methane_Reforming/links/556efe1408aefcb861dd49df/On-the-Modeling-of-Steam-Methane-Reforming.pdf)>. Acesso em: jun. 2021.
- MURADOV, N., 2015. Low-carbon production of hydrogen from fossil fuels. In: SUBRAMANI, V.; BASILE, A.; VEZIROĞLU T.N. Compendium of Hydrogen Energy. Cambridge: Woodhead Publishing Series in Energy, 489-522, 2015.
- MYERS, D. B.; ARIFF, G. D.; JAMES, B. D.; LETTOW, J. S.; THOMAS, C. E. S.; KUHN, R. C., 2002. Cost and Performance Comparison of Stationary Hydrogen Fueling Appliances. Proceedings of the 2002 U.S DOE Hydrogen Program Review, Colorado, EUA, 2002. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy02osti/32405b2.pdf>>. Acesso em: jun. 2021.
- NASCIMENTO, R. F. do; LIMA, A. C. A. de; VIDAL, C. B.; MELO, D. Q.; RAULINO, G. S. C., 2014. Adsorção: Aspectos Teóricos e Aplicações Ambientais. Fortaleza: Imprensa Universitária, 2014. Disponível em: <[https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/10267/1/2014\\_liv\\_rfdnascimento.pdf](https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/10267/1/2014_liv_rfdnascimento.pdf)>.
- NREL. National Renewable Energy Laboratory, 2020. HyBlend Project To Accelerate Potential for Blending Hydrogen in Natural Gas Pipelines. November, 2020. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/news/program/2020/hyblend-project-to-accelerate-potential-for-blending-hydrogen-in-natural-gas-pipelines.html>>. Acesso em: mar. 2021.
- OLATEJU, I. I.; GIBSON-DICK, C.; EGEDE, S. C. O.; GIWA, A., 2017. Process Development for Hydrogen Production via Water-Gas Shift Reaction Using Aspen HYSYS. *International Journal of Engineering Research in Africa*, 30, 144-153, 2017. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/profile/Idowu-Olateju/publication/317106423\\_Process\\_Development\\_for\\_Hydrogen\\_Production\\_via\\_Water-Gas\\_Shift\\_Reaction\\_Using\\_Aspen\\_HYSYS/links/5aba5b1a458515fcc95e09db/Process-Development-for-Hydrogen-Production-via-Water-Gas-Shift-Reaction-Using-Aspen-HYSYS.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Idowu-Olateju/publication/317106423_Process_Development_for_Hydrogen_Production_via_Water-Gas_Shift_Reaction_Using_Aspen_HYSYS/links/5aba5b1a458515fcc95e09db/Process-Development-for-Hydrogen-Production-via-Water-Gas-Shift-Reaction-Using-Aspen-HYSYS.pdf)>. Acesso em: jun. 2021.
- PANFILOV, M., 2015. Underground and pipeline hydrogen storage. In: GUPTA R.B.; BASILE, A.; VEZIROĞLU T.N. Compendium of Hydrogen Energy. Vol. 2. Cambridge: Woodhead Publishing Series, 92 - 116, 2015. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/301254520\\_Underground\\_and\\_pipeline\\_hydrogen\\_storage](https://www.researchgate.net/publication/301254520_Underground_and_pipeline_hydrogen_storage)>. Acesso em: mar. 2021.
- PARKINSON, B.; BALCOMBE, P.; SPEIRS, J.F.; HAWKES, A.D.; HELLGARDT, K., 2019. Levelized cost of CO<sub>2</sub> mitigation from hydrogen production routes. Supplementary information. *Energy & Environmental Science*, 12, 19-40, 2019. Disponível em <<https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2019/EE/C8EE02079E#!divAbstract>>. Acesso em: mai. 2021.
- PLATTS, 2020. How Hydrogen Can Fuel the Energy Transition. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/ratings/en/research/articles/201119-how-hydrogen-can-fuel-the-energy-transition-11740867>>. Acesso em: mai. 2021.
- \_\_\_\_\_, 2021a. Platts Hydrogen Assessments. Disponível em <<https://www.spglobal.com/platts/en/our-methodology/price-assessments/energy-transition/hydrogen-price-assessments>>. Acesso em: nov. 2021.

- \_\_\_\_\_, 2021b. Industry consortium pushing to commercialize green hydrogen in California by 2030. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/051721-industry-consortium-pushing-to-commercialize-green-hydrogen-in-california-by-2030>>. Acesso em: mai. 2021.
- \_\_\_\_\_, 2021c. UK to move away from colors in hydrogen strategy: BEIS director. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/052521-uk-to-move-away-from-colors-in-hydrogen-strategy-beis-director>>. Acesso em: mai. 2021.
- REUTERS, 2021a. CERAWEEK-Energy firms bet on hydrogen boom, but payday far away. Disponível em: <<https://www.reuters.com/article/idUSL2N2L1128>>. Acesso em: mai. 2021.
- REUTERS, 2021b. Future proofing: Australia's gas networks look to go green with hydrogen. Disponível em: <<https://www.reuters.com/article/idUSL4N2KI0TK>>. Acesso em: mai. 2021.
- RICHARDSON, J. F.; HARKER, J. H., 2002. Coulson and Richardson's Chemical Engineering – Particle Technology and Separation Process. Volume 2, 5ª Edição, Oxford.
- RUSSO, P.; DE MARCO, A.; PARISI, F., 2020. Assessment of the Damage from Hydrogen Pipeline Explosions on People and Buildings. *Energies*, 13(19), 5051. 2020. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/13/19/5051>>. Acesso em: abr. 2021.
- SATHIAH, P; DIXON, C., 2017 Numerical Modelling of hazards of hydrogen storage. *Hydrogen Tools*. Conference Paper. Disponível em: <<https://h2tools.org/bibliography/numerical-modelling-hazards-hydrogen-storage>>. Acesso em: 11 mar. 2021.
- SEDET. Secretaria do Desenvolvimento Econômico e Trabalho. Governo do Estado do Ceará, 2021. Disponível em: <<https://www.sedet.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/15/2021/06/Apresentacao-H2V-VersaoCIMEIRA.pdf>>. Acesso em: jun. 2021.
- SHIBATA, F., S., 2017. Absorção de Gás Carbônico para Beneficiamento de Biogás utilizando Carbonatos em Coluna Recheada. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017. Disponível em: <<https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3137/tde-24102017-112603/publico/FernandoShinitiShibataOrig.pdf>>. Acesso em: abr. 2021.
- SHREVE, R. N.; BRINK Jr., J. A., 1977. Indústrias de Processos Químicos. 4ª Edição, Rio de Janeiro: Guanabara Koogan.
- SOUZA, M.M.V.M., 2018. Hidrogênio e células a combustível. 1ª edição, Rio de Janeiro: Synergia Editora.
- SPEIGHT, J.G., 2020a. Synthesis gas and the Fischer-Tropsch process. In: SPEIGHT, J.G. The Refinery of The Future. 2ª Edição. Texas: Gulf Professional Publishing, 427-468.
- SPEIGHT, J. G., 2020b. Hydrocarbon from synthesis gas. In: SPEIGHT, J.G. Handbook of Industrial Hydrocarbon Process, 2ª Edição. Texas: Gulf Professional Publishing, 343-386.
- THYSSENKRUP, 2021. Ammonia technology. Disponível em: <[https://ucpcdn.thyssenkrupp.com/\\_legacy/UCPthyssenkruppBAIS/assets.files/products\\_\\_\\_services/fertilizer\\_plants/ammonium\\_sulphate\\_plants/brochure-ammonia\\_scr.pdf](https://ucpcdn.thyssenkrupp.com/_legacy/UCPthyssenkruppBAIS/assets.files/products___services/fertilizer_plants/ammonium_sulphate_plants/brochure-ammonia_scr.pdf)>. Acesso em: abr. 2021.

UM SÓ PLANETA, 2021. Por que o hidrogênio verde é considerado a “menina dos olhos” da transição energética. Publicado em: 29 abr. 2021. Disponível em: <<https://umsoplaneta.globo.com/energia/noticia/2021/04/29/por-que-o-hidrogenio-verde-e-considerado-a-menina-dos-olhos-da-transicao-energetica.ghtml>>. Acesso em: jun. 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](https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/program_plan2011.pdf)>. Acesso em: abr. 2021.

\_\_\_\_\_, 2020. Department of Energy Hydrogen Program Plan. Disponível em: <<https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/hydrogen-program-plan-2020.pdf>>. Acesso em: abr. 2021.

\_\_\_\_\_, 2021a. Hydrogen Production: Natural Gas Reforming. Hydrogen and fuel cell technologies office. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming>>. Acesso em: abr. 2021.

\_\_\_\_\_, 2021b. Hydrogen pipelines. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-pipelines>>. Acesso em: abr. 2021.

\_\_\_\_\_, 2021c. Hydrogen Storage. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>>. Acesso em: mar. 2021.

VELAZQUEZ ABAD, A.; DODDS, P. E., 2017. Production of Hydrogen. In: Abraham, M. Encyclopedia of Sustainable Technologies, 1ª. edição, Cambridge: Elsevier, 293-304, 2017.

VILLULLAS, H. M.; TICIANELLI, E. A.; GONZÁLEZ, E. R., 2002. Células a Combustível: Energia Limpa a Partir de Fontes Renováveis. *Química Nova na Escola*. 15, 28-34. Disponível em: <<http://qnesc.sbq.org.br/online/qnesc15/v15a06.pdf>>. Acesso em: abr. 2021.

WEC. World Energy Council, 2020. Hydrogen Study: International H<sub>2</sub> Strategies. Disponível em: <[https://www.wec-italia.org/wp-content/uploads/2020/10/WEC\\_Italy\\_Hydrogen-Study\\_CR-1.pdf](https://www.wec-italia.org/wp-content/uploads/2020/10/WEC_Italy_Hydrogen-Study_CR-1.pdf)>. Acesso em: out. 2020.

WESEMBERG, M.H., 2006. Gas Heated Reformer Modelling. Tese (Doutorado), Faculty of Natural Sciences and Technology, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2006. Disponível em: < <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/248060> >. Acesso em: abr. 2021.

WORLD BANK, 2021. Carbon Pricing Dashboard. Disponível em: <[https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map\\_data](https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data)>. Acesso em: jun. 2021.

徐桂根., 2020. Method for preventing hydrogen from damaging pipe, oil transfer pipeline and manifold of oil refining hydrogen production reforming furnace employing method. WO2020001573A1. Depósito: 28 jun. 2019. Concessão: 2 jan. 2020. Disponível em: <[https://patents.google.com/patent/WO2020001573A1/en?q=\(TI%3d\(hydrogen+production\)\)&sort=new&page=2](https://patents.google.com/patent/WO2020001573A1/en?q=(TI%3d(hydrogen+production))&sort=new&page=2)>. Acesso em: abr. 2021.