

**IMPACTOS DA INSERÇÃO DO HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO NO
SISTEMA ENERGÉTICO BRASILEIRO: MODELAGEM INTEGRADA E
OTIMIZAÇÃO DAS CADEIAS DE COMBUSTÍVEIS E FERTILIZANTES**

Leonardo Amaral dos Santos Barroso Leite

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-graduação em Planejamento
Energético, COPPE, da Universidade Federal
do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos
necessários à obtenção do título de Mestre em
Planejamento Energético.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Júnior
Carlos Henrique Medeiros de
Sabóia

Rio de Janeiro
Março de 2025

IMPACTOS DA INSERÇÃO DO HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO NO
SISTEMA ENERGÉTICO BRASILEIRO: MODELAGEM INTEGRADA E
OTIMIZAÇÃO DAS CADEIAS DE COMBUSTÍVEIS E FERTILIZANTES

Leonardo Amaral dos Santos Barroso Leite

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE
ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU
DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Júnior
Carlos Henrique Medeiros de Sabóia

Aprovada por: Prof. Amaro Olímpio Pereira Júnior
Dr. Carlos Henrique Medeiros de Sabóia
Prof. David Alves Castelo Branco
Dr. Luciano Basto Oliveira

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
MARÇO DE 2025

Leite, Leonardo Amaral dos Santos Barroso

Impactos da Inserção do Hidrogênio de Baixo Carbono no Sistema Energético Brasileiro: Modelagem Integrada e Otimização das Cadeias de Combustíveis e Fertilizantes/Leonardo Amaral dos Santos Barroso Leite.

– Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2025.

XIII, 118 p.: il.; 29, 7cm.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Carlos Henrique Medeiros de Sabóia

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Planejamento Energético, 2025.

Referências Bibliográficas: p. 96 – 104.

1. otimização energética. 2. hidrogênio baixo carbono.
3. modelo MATRIZ. I. Pereira Júnior, Amaro Olímpio
et al. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE,
Programa de Planejamento Energético. III. Título.

*Não espere o futuro mudar tua
vida, porque o futuro será
consequência do presente. -
Racionais MCs - A vida é desafio*

Agradecimentos

Gostaria de expressar minha imensa gratidão à minha família, que sempre foi um alicerce fundamental durante toda a minha jornada. Primeiramente, agradeço profundamente à minha mãe, Joyce, pelo apoio incondicional e por ser sempre minha maior fonte de força e motivação. Ao meu pai, Lucio, e aos meus irmãos, Lucas e Lara, pela compreensão em todos os momentos.

À minha namorada, Thamyrys, que me apoiou incondicionalmente e me manteve firme nos momentos de estresse e dúvidas. Seu amor e paciência foram essenciais para que eu pudesse superar os desafios desta trajetória.

Dedico ainda em memória da minha tia, Dra. Joyra Amaral dos Santos, que foi uma grande inspiração para mim. Ela obteve o mestrado e o doutorado na COPPE, pelo Programa de Engenharia Nuclear (PEN), e infelizmente nos deixou durante o período de produção desta dissertação. Sua memória e seu exemplo de dedicação acadêmica me acompanharam ao longo de todo este processo. Agradeço também às minha tia Josie, que generosamente me ofereceu seu apartamento sempre que necessário para que eu pudesse assistir às aulas do programa. Em especial a minha avó, Therezinha, que, com sua sabedoria e apoio constante, foi fundamental para que eu pudesse seguir firme nesta caminhada.

Quero expressar minha profunda gratidão também ao meu colega de trabalho e grande amigo, agora doutor, Luís Antônio Chaves. Agradeço pelas boas conversas, pelas dicas valiosas e pelo apoio durante a produção desta dissertação.

Aos meus orientadores, Amaro Perreira Júnior e Carlos Henrique Sabóia, sou imensamente grato pela ajuda, paciência e orientação ao longo deste trabalho. Agradeço também a todos os colegas do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), especialmente à Cibelle Trama, que foi fundamental nos primeiros dias de adaptação e aprendizado. Uma menção honrosa à Maria Luísa, cuja contribuição foi imprescindível para a conclusão desta dissertação, sempre com paciência e dedicação.

Aos meus amigos do PPE, um agradecimento especial ao Igor Julião e à Nívia Oliveira pelos almoços, pelas conversas e pela amizade. Aos professores do PPE, especialmente ao Pedro Rochedo e ao Alexandre Sklo, sou grato pela paciência em esclarecer minhas dúvidas. E mais recentemente, à Lisandra, pelo apoio e ajuda no Centro Clima.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

**IMPACTOS DA INSERÇÃO DO HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO NO
SISTEMA ENERGÉTICO BRASILEIRO: MODELAGEM INTEGRADA E
OTIMIZAÇÃO DAS CADEIAS DE COMBUSTÍVEIS E FERTILIZANTES**

Leonardo Amaral dos Santos Barroso Leite

Março/2025

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Júnior
Carlos Henrique Medeiros de Sabóia

Programa: Planejamento Energético

O hidrogênio é um elemento crucial para a transição energética global, especialmente em setores como transporte, indústria e energia. Atualmente, a maior parte do hidrogênio é produzida a partir de combustíveis fósseis, como gás natural e carvão, gerando emissões significativas de CO₂. No Brasil, a produção de hidrogênio é predominantemente baseada na reforma a vapor do metano (RVM), utilizada principalmente em refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados. O estudo propõe a adoção de tecnologias de baixo carbono, como a captura de carbono (hidrogênio azul) e a eletrólise da água alimentada por fontes renováveis (hidrogênio verde), para reduzir as emissões de CO₂. A dissertação modela a cadeia de hidrogênio no Brasil, considerando diferentes regiões e tecnologias, e avalia os impactos econômicos e ambientais dessas mudanças. A metodologia inclui a modelagem da cadeia de hidrogênio, a inserção de coeficientes técnicos e financeiros, a projeção de demanda e a construção de cenários. Dois cenários principais são analisados: um Cenário Referência, que segue as tendências atuais sem restrições de emissões, e um Cenário Mitigação, que incorpora as metas de redução de emissões estabelecidas pela Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) do Brasil. Os resultados mostram que a adoção de tecnologias de baixo carbono, como o hidrogênio azul e verde, pode reduzir significativamente as emissões de CO₂, especialmente nas refinarias e fábricas de fertilizantes. No entanto, o custo dessas tecnologias ainda é elevado, o que pode limitar sua adoção em larga escala. O estudo sugere que o Brasil, com sua matriz energética limpa e abundância de recursos renováveis, tem potencial para se tornar um líder na produção de hidrogênio de baixo carbono.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

IMPACTS OF LOW-CARBON HYDROGEN INTEGRATION INTO THE BRAZILIAN ENERGY SYSTEM: INTEGRATED MODELING AND OPTIMIZATION OF FUEL AND FERTILIZER SUPPLY CHAINS

Leonardo Amaral dos Santos Barroso Leite

March/2025

Advisors: Amaro Olímpio Pereira Júnior
Carlos Henrique Medeiros de Sabóia

Department: Energy Planning

Hydrogen is a crucial element for the global energy transition, especially in sectors such as transportation, industry, and energy. Currently, most hydrogen is produced from fossil fuels, such as natural gas and coal, generating significant CO₂ emissions. In Brazil, hydrogen production is predominantly based on steam methane reforming (SMR), mainly used in refineries and nitrogen fertilizer factories. The study proposes the adoption of low-carbon technologies, such as carbon capture (blue hydrogen) and water electrolysis powered by renewable sources (green hydrogen), to reduce CO₂ emissions. The dissertation models the hydrogen chain in Brazil, considering different regions and technologies, and evaluates the economic and environmental impacts of these changes. The methodology includes modeling the hydrogen chain, inserting technical and financial coefficients, projecting demand, and constructing scenarios. Two main scenarios are analyzed: a Reference Scenario, which follows current trends without emission restrictions, and a Mitigation Scenario, which incorporates the emission reduction targets established by Brazil's Nationally Determined Contribution (NDC). The results show that the adoption of low-carbon technologies, such as blue and green hydrogen, can significantly reduce CO₂ emissions, especially in refineries and fertilizer factories. However, the cost of these technologies is still high, which may limit their large-scale adoption. The study suggests that Brazil, with its clean energy matrix and abundance of renewable resources, has the potential to become a leader in low-carbon hydrogen production.

Sumário

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xii
1 Introdução	1
2 Revisão Bibliográfica	6
2.1 Hidrogênio	6
2.2 Produção de Hidrogênio	7
2.2.1 Reforma à Vapor do Metano	10
2.2.2 RVM com Captura de Carbono	12
2.2.3 Eletrólise da Água	14
2.3 Consumo de Hidrogênio	15
2.3.1 Hidrotratamento e Hidrocraqueamento	16
2.3.2 Síntese da Amônia	17
3 Metodologia	18
3.1 Etapa 1: Modelagem da Cadeia de Hidrogênio	20
3.1.1 Modelo MATRIZ	20
3.1.2 Modelagem da cadeia de hidrogênio MATRIZ	22
3.2 Etapa 2: Inserção dos Coeficientes Técnicos	32
3.2.1 Reservas de Petróleo e Gás Natural	33
3.2.2 Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural	35
3.2.3 Unidade de Processamento de Gás Natural	36
3.2.4 Unidade de Geração de Hidrogênio Cinza	39
3.2.5 Unidade de Geração de Hidrogênio Azul	42
3.2.6 Unidade de Geração de Hidrogênio Verde	43
3.2.7 Refinarias	44
3.2.8 Unidade de Produção de Fertilizantes Nitrogenados	52
3.3 Etapa 3: Inserção dos Coeficientes Financeiros	54
3.3.1 Petróleo e Gás Natural	54
3.3.2 Unidade de Geração de Hidrogênio Cinza	55

3.3.3	Unidade de Geração de Hidrogênio Azul	57
3.3.4	Unidade de Geração de Hidrogênio Verde	58
3.3.5	Refinarias	59
3.3.6	Unidade de Produção de Fertilizantes Nitrogenados	61
3.4	Etapa 4: Projeção de Demanda	62
3.4.1	Produtos da Refinaria	63
3.4.2	Fertilizantes Nitrogenados	64
3.5	Etapa 5: Cenários	66
3.5.1	Cenário Referência	67
3.5.2	Cenário Mitigação	68
4	Resultados e Discussões	69
4.0.1	Cenário Referência	70
4.0.2	Cenário Mitigação	76
5	Conclusões	91
5.1	Limitações do estudo	94
5.2	Sugestões para trabalhos futuros	94
5.3	Considerações Finais	95
Referências Bibliográficas	96	
A	Sistema energético - Caso Referência	105
B	Sistema energético - Caso Mitigação	107
A	Reservas de Petróleo e Gás Natural	109
B	Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural	111
C	Unidades de Processamento de Gás Natural	113
D	Refinarias	115
E	Preços de Petróleo e Gás Natural	117
F	Fertilizantes	118

Lista de Figuras

3.1	Horizonte de Planejamento	21
3.2	Representação Esquemática de uma tecnologia	21
3.3	Cadeia de petróleo e gás da região Nordeste	28
3.4	Cadeia de petróleo e gás da região Sudeste	30
3.5	Cadeia de petróleo e gás da região Sul	32
3.6	Evolução da demanda de diesel entre 2025 e 2050, por região	65
4.1	Projeção de volume e capacidade de refino de petróleo bruto, entre 2025 e 2050	71
4.2	Capacidade e produção de hidrogênio nas refinarias, entre 2025 e 2050	72
4.3	Composição da produção de hidrogênio nas refinarias	73
4.4	Produção de hidrogênio nas Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados .	74
4.5	Projeção de volume gás natural seco, entre 2025 e 2050	75
4.6	Produção de hidrogênio nas refinarias com restrição	79
4.7	Custo de abatimento das tecnologias de produção de hidrogênio por região do Brasil	81
4.8	Produção de hidrogênio nas unidades de fertilizantes nitrogenados .	82
4.9	Custo de abatimento das tecnologias de produção de hidrogênio nas unidades de produção de fertilizantes nitrogenados	83
4.10	Capacidade instalada e emissões potencias das unidades de geração de hidrogênio	84
4.11	Capacidade e produção de gás natural seco pelas unidades de processamento de gás natural no cenário Referência e Mitigação	85
4.12	graph - Curva de aprendizado do eletrolisador	86
4.13	Produção de hidrogênio e emissão pela unidades de produção de fertilizante nitrogenados	87
4.14	Fornecimento de energia elétrica para os eletrolisador	88
4.15	Comparação dos custos de abatimento do cenário mitigação com e sem curva de aprendizado do eletrolisador	89
A.1	Sistema energético - Caso Referência	106

B.1 Sistema energético - Caso Mitigação	108
---	-----

Lista de Tabelas

3.1	Reservas de petróleo e gás natural, no ano de 2022, por região do Brasil (10 ³ ktep)	34
3.2	Produção de petróleo e gás natural por região do Brasil (10 ³ ktep/ano)	36
3.3	Capacidade Instalada de Processamento de Gás Natural das UPGNs	37
3.4	Coeficientes da produção dos derivados do gás natural pelas UPGNs (ktep/ano)	38
3.5	Capacidade de produção de hidrogênio nas refinarias (ktep/ano)	39
3.6	Dados da planta ideal de fertilizante nitrogenados	40
3.7	Capacidade de processamento de óleo das refinarias (ktep/ano)	45
3.8	Capacidade das unidades de processo das refinarias (m^3/d)	47
3.9	Capacidade de processamento de gás natural nos estados do Nordeste	48
3.10	Coeficientes de consumo das refinarias	52
3.11	Coeficientes de produção de derivados das refinarias	52
3.12	Coeficientes financeiros de petróleo e gás natural (dolar/tep)	55
3.13	Coeficientes financeiros das UGHC (<i>dolar/tep</i>)	57
3.14	Coeficientes financeiros das UGHA (<i>dolar/tep</i>)	58
3.15	Coeficientes financeiros das UGHC (<i>dolar/tep</i>)	59
3.16	Custos para unidades de processo, colocadas no Brasil e na África	59
3.17	Coeficientes financeiros das refinarias (<i>dolar/tep</i>)	61
3.18	Coeficientes angular, linear e erro por combustível produzido na refinaria	64
4.1	Restrições da NDC nas tecnologias produtoras de hidrogênio	78
A.1	Reservas provadas de petróleo e gás natural nos estados do Nordeste, em 2022	109
A.2	Reservas provadas de petróleo e gás natural nos estados do Sudeste, em 2022	110
B.1	Produção de petróleo e gás natural nos estados do Nordeste	111
B.2	Produção de petróleo e gás natural nos estados do Sudeste	112

C.1	Capacidade de processamento de gás natural nos estados do Nordeste	113
C.2	Capacidade de processamento de gás natural nos estados do Sudeste .	114
D.1	Capacidade de processamento de óleo e produção de hidrogênio das refinarias nos estados do Nordeste	115
D.2	Capacidade de processamento de óleo e produção de hidrogênio das refinarias nos estados do Sudeste	116
D.3	Capacidade de processamento de óleo e produção de hidrogênio das refinarias nos estados do Sul	116
E.1	Preços de petróleo e gás natural nos estados do Nordeste	117
E.2	Preços de petróleo e gás natural nos estados do Sudeste	117
F.1	Capacidade de produção de fertilizantes nos estados do Nordeste . . .	118

Capítulo 1

Introdução

O hidrogênio de baixo carbono tem emergido como um vetor essencial na transição energética global, oferecendo soluções para reduzir emissões em setores como transporte, indústria e energia [1–4]. Devido à sua versatilidade produtiva e ampla aplicabilidade, o hidrogênio ocupa uma posição central em diversos planos governamentais voltados para o cumprimento das metas climáticas globais estabelecidas pelo IPCC [4].

Atualmente, 95% da produção global de hidrogênio é derivada do carvão e gás natural. Os outros 5% restantes são gerados como co-produto na indústria de cloro, utilizando o processo de eletrólise [5]. A utilização do gás natural como insumo principal para a produção de hidrogênio resulta em emissões significativas de dióxido de carbono (CO_2). De acordo com IEA [3], para cada tonelada de hidrogênio gerada a partir do gás natural, são emitidas cerca de 10 toneladas de CO_2 , enquanto a produção a partir de carvão pode liberar até 19 toneladas de CO_2 por tonelada de hidrogênio. Como consequência, a produção global de hidrogênio é responsável por aproximadamente 830 milhões de toneladas de CO_2 anuais .

O processo responsável pelas elevadas taxas de emissão de CO_2 é a reforma a vapor do metano (RVM), principal método de produção de hidrogênio [3]. Nesse processo, o metano, presente no gás natural, reage com vapor de água em altas temperaturas, resultando na formação de hidrogênio e dióxido de carbono como subproduto [6].

O hidrogênio produzido é utilizado principalmente nas refinarias de petróleo e nas fábricas de produção de amônia, que juntas representam aproximadamente 60% de todo o hidrogênio consumido mundialmente [3]. Além dessas aplicações, o hidrogênio também é utilizado em outros processos industriais, como na produção de metanol e, em menor escala, na geração de eletricidade [1–3, 5].

Nas refinarias, o hidrogênio é utilizado para remover impurezas dos combustíveis derivados do petróleo, como o diesel e a gasolina. O hidrogênio reage com compostos de enxofre para formar sulfeto de hidrogênio (H_2S), que pode ser removido do pro-

duto final. Isso é essencial para atender às regulamentações ambientais que limitam o conteúdo de enxofre nos combustíveis, segundo as normas Euro e PROCONVE no Brasil [5, 7, 8].

Nas fábricas de amônia, o hidrogênio é utilizado como insumo no processo Haber-Bosch, no qual reage com nitrogênio para formar amônia. Esse método é amplamente empregado na indústria química devido à sua eficiência na produção em larga escala [5, 6]. De acordo com IEA [3], aproximadamente 56% de todo o hidrogênio produzido globalmente é destinado a esse processo, destacando sua importância como base para a produção de fertilizantes e outros produtos químicos essenciais.

Em ambos os setores, o hidrogênio é difícil de ser substituído por outro composto, combustível ou processo. Por essa razão, tanto as refinarias de petróleo quanto as fábricas de amônia são considerados setores *hard-to-abate* [1, 3, 9]. Para descarbonizar essas indústrias, grandes esforços estão sendo direcionados ao desenvolvimento de formas alternativas de produção de hidrogênio. Dentre as principais alternativas, destacam-se a captura de carbono, aplicada ao processo de reforma a vapor do metano, e a eletrólise da água alimentada por fontes renováveis, que oferecem uma solução limpa e sustentável para a geração de hidrogênio [1, 1–3, 5, 6].

No primeiro caso, são instaladas plantas auxiliares de captura de carbono no processo de reforma a vapor do gás natural. Esse método pode reduzir as emissões de dióxido de carbono (CO₂) em uma faixa que varia entre 50% e 90%, dependendo das especificações da planta implementada [10, 11]. No entanto, quanto maior o percentual de carbono capturado, maior será o custo de instalação e operação da planta. Apesar de exigir um investimento inicial significativo, essa tecnologia é considerada uma solução prática, pois permite que as plantas já existentes, como refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados, continuem operando sem a necessidade de grandes modificações estruturais. Por essa razão, essa abordagem é vista como uma alternativa viável para uma transição de curto prazo rumo à descarbonização.

A segunda alternativa é um método completamente diferente de produção, a eletrólise da água. Nesse processo, a água é utilizada como insumo e, ao ser aplicada uma corrente elétrica, ocorre a separação entre hidrogênio e oxigênio. Quando a eletricidade empregada é proveniente de fontes renováveis, como energia hidráulica, eólica ou solar, o processo resulta na produção de hidrogênio sem emissões de CO₂ [6, 11–13].

Apesar de ser uma tecnologia promissora, a eletrólise ainda está em fase de amadurecimento, com diversas abordagens emergentes em desenvolvimento. Além disso, é consideravelmente mais cara em comparação aos métodos tradicionais de produção [11]. No entanto, o hidrogênio produzido por esse método é visto como uma peça-chave na transição para uma economia de baixo carbono, devido ao seu potencial de contribuir significativamente para a descarbonização de setores estratégicos.

A crescente visibilidade do hidrogênio na transição energética é impulsionada por dois fatores principais: a necessidade urgente de reduzir as emissões de gases de efeito estufa para atender aos objetivos climáticos globais e a queda nos custos das tecnologias renováveis, como eletrolisadores e fontes de energia solar e eólica [2]. Em função disso, observa-se um aumento significativo nas iniciativas voltadas para a produção de hidrogênio de baixo carbono. Diversos países, como Alemanha, França e Brasil, têm adotado medidas específicas para fomentar a produção, além de intensificarem os investimentos em infraestrutura e pesquisa, consolidando o hidrogênio como um elemento estratégico na descarbonização de suas economias [2, 5].

O Brasil, como signatário do Acordo de Paris, assumiu o compromisso de reduzir suas emissões e alcançar a neutralidade de carbono até 2050 [14]. Em suas Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs), o país se comprometeu a adotar uma série de medidas que visam reduzir as emissões em setores-chave, como energia, indústria e agricultura [15].

Neste contexto, o hidrogênio desponta como uma oportunidade estratégica, especialmente em países com abundância de recursos renováveis, como energia eólica, solar e hidráulica. O Brasil, com uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo, onde 45% de sua energia primária provém de fontes renováveis, possui condições altamente favoráveis para se posicionar como líder na produção de hidrogênio de baixo carbono, contribuindo para a descarbonização de setores estratégicos e para o cumprimento das metas climáticas globais [16].

No contexto brasileiro, assim como no cenário global, o hidrogênio é predominantemente produzido pelo processo de reforma a vapor do metano [17]. Essa produção atende principalmente às demandas das refinarias de petróleo e das unidades de produção de fertilizantes nitrogenados [18, 19]. Aproximadamente 74% do hidrogênio produzido no Brasil é destinado às refinarias [20].

No entanto, de acordo com as projeções realizadas pelo Plano Nacional de Expansão de Energia (PDE), produzido pela EPE [21], a demanda por combustíveis, especialmente diesel, nafta e QAV (querosene de aviação), deverá aumentar significativamente na próxima década. Todos esses combustíveis requerem hidrogênio em seus processos de tratamento, o que indica a necessidade de expandir a capacidade instalada das refinarias para atender à crescente demanda.

De maneira similar, de acordo com o Plano Nacional de Fertilizantes, a demanda por fertilizantes nitrogenados deverá aumentar significativamente até 2050, impulsionada pela expansão da produção agrícola, setor que é altamente dependente desse insumo [22]. Além disso, a produção interna do Brasil atualmente atende a apenas 5% da demanda nacional por fertilizantes nitrogenados, evidenciando a necessidade de expandir a capacidade produtiva no país [23]. Esse esforço é essencial para reduzir a dependência das importações e fortalecer a segurança do setor agrícola.

O crescimento da demanda em ambos os setores requer, como consequência, a expansão da capacidade instalada de produção de hidrogênio para atender a essas necessidades. No entanto, manter a produção de hidrogênio no formato atual, predominantemente baseada na reforma a vapor do metano, resultará em um aumento significativo nas emissões de dióxido de carbono (CO_2). Esse cenário é incompatível com as metas estabelecidas pela Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) do Brasil no contexto do Acordo de Paris. Assim, torna-se indispensável o desenvolvimento e a expansão de tecnologias para a produção de hidrogênio de baixo carbono, garantindo a sustentabilidade e a compatibilidade com os objetivos climáticos do país.

Em resposta a esses desafios, o Brasil estabeleceu em 2 de agosto de 2024 o Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, conforme documentado na Lei 14.948 [24]. Esta medida institucionalizou o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC), uma iniciativa projetada para fomentar a produção de hidrogênio com baixa emissão. O objetivo desse programa é promover o desenvolvimento de tecnologias limpas, atrair investimentos e consolidar a posição do Brasil como líder na transição para uma economia de baixo carbono.

No entanto, a introdução de tecnologias emergentes para a produção de hidrogênio, como a eletrólise da água e a captura de carbono, pode gerar impactos significativos no sistema energético brasileiro. Essas inovações têm o potencial de transformar a dinâmica da matriz energética nacional, tanto na geração quanto no consumo de energia. Nesse contexto, é fundamental avaliar de forma aprofundada como a adoção dessas tecnologias pode influenciar a matriz energética brasileira no longo prazo, levando em conta aspectos técnicos, econômicos e ambientais. Para realizar essa análise de forma precisa e integrada, torna-se indispensável o uso de modelos de otimização da expansão energética.

Os modelos de otimização energética são ferramentas matemáticas e computacionais utilizadas para identificar a melhor forma de alocar recursos energéticos em um sistema complexo, visando minimizar custos ou maximizar a eficiência [25, 26]. Eles consideram variáveis como demanda, oferta, custos operacionais e emissões de carbono, permitindo que se tomem decisões estratégicas com base em diferentes cenários de produção e consumo de energia.

Diversos modelos computacionais para o planejamento energético integrado foram desenvolvidos e estão em uso em diferentes países. Esses modelos geralmente se dividem em dois tipos principais: modelos econômico-energéticos (top-down) e modelos de otimização de sistemas energéticos (bottom-up) [27].

No Brasil, o modelo MESSAGE, um modelo *bottom-up* criado pela Agência Internacional de Energia Atômica, foi aplicado em estudos de planejamento de longo prazo realizados pelo Ministério de Minas e Energia e pela Empresa de Pesquisa

Energética [28]. Esses estudos destacaram a necessidade de um modelo computacional nacional, que pudesse incorporar de maneira mais flexível as características específicas do sistema energético brasileiro, especialmente as relacionadas à cadeia da eletricidade, que é particularmente complexa devido à predominância de geração hidráulica no país [28].

Neste contexto, o CEPEL [29] desenvolveu o modelo *bottom-up* denominado MATRIZ. Esse modelo permite uma representação detalhada das tecnologias associadas à extração, transformação, transporte, distribuição e consumo de energia em diversas cadeias energéticas nacionais. A função objetivo do modelo é minimizar a soma dos custos de investimento em novos equipamentos, desde a extração até o consumidor final, além dos custos operacionais necessários para atender às demandas finais de energia, que evoluem de maneira exógena ao longo do período de estudo. Adicionalmente, é possível incorporar penalizações por impactos ambientais, tanto relacionados aos investimentos quanto às operações. O modelo também considera restrições operacionais, limites de vida útil dos equipamentos, restrições à exploração de reservas primárias, entre outras [29].

Nesse sentido, o objetivo principal desta dissertação é analisar o impacto da inserção de tecnologias de produção de hidrogênio de baixo carbono no sistema energético nacional a longo prazo. Utilizando o software MATRIZ, será investigado como o hidrogênio produzido a partir da reforma a vapor do metano com e sem captura de carbono e, a partir da eletrólise da água pode transformar a matriz energética brasileira, contribuindo para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para a diversificação da oferta de energia.

A presente dissertação está estruturada em cinco capítulos. O primeiro capítulo apresenta a introdução, onde são discutidos o contexto, a justificativa, o objetivo e a estrutura da dissertação. O segundo capítulo aborda o referencial teórico, explorando o conceito de hidrogênio, seus métodos de produção e suas principais aplicações. O terceiro capítulo detalha a metodologia utilizada na pesquisa, enquanto o quarto capítulo apresenta os resultados obtidos. Finalmente, o quinto capítulo traz as conclusões e as implicações do estudo para o futuro da matriz energética brasileira.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

O capítulo 2 está estruturado em três partes principais. A primeira parte apresenta uma introdução ao hidrogênio, abordando suas características físicas, químicas e propriedades energéticas. A segunda parte explora os principais processos de produção do hidrogênio, destacando as tecnologias mais utilizadas atualmente e suas implicações para o meio ambiente e a economia. Por fim, a terceira parte analisa os principais setores consumidores de hidrogênio, ressaltando sua importância para indústrias estratégicas, como o refino de petróleo e a produção de fertilizantes.

O objetivo deste capítulo é fornecer uma base teórica sólida sobre o hidrogênio, apresentando informações essenciais para compreender os processos de produção e consumo desse gás no contexto da transição energética. A revisão bibliográfica reúne conceitos fundamentais e estudos relevantes que contextualizam o papel do hidrogênio na matriz energética global e brasileira. A partir de artigos, dissertações, teses, boletins e relatórios, busca-se construir uma compreensão abrangente das tecnologias utilizadas para a produção e o consumo de hidrogênio, servindo como base teórica para a modelagem das tecnologias relacionadas ao hidrogênio.

2.1 Hidrogênio

O hidrogênio é o elemento químico mais leve e simples da tabela periódica, sendo o primeiro elemento da família dos gases. Possui massa atômica de 1 u e número atômico 1, o que significa que seu núcleo contém apenas um próton e um elétron. Ele é amplamente utilizado em diversas indústrias devido à sua versatilidade como combustível e insumo químico. Por ser o elemento mais abundante no universo, o hidrogênio desempenha um papel central em várias reações químicas fundamentais para a vida e os processos industriais [6, 13, 30].

Apesar de sua abundância, o hidrogênio raramente é encontrado em sua forma pura na natureza, pois tende a formar ligações com outros elementos. Geralmente, é encontrado ligado a outros átomos por meio de ligações covalentes, formando

compostos como a água (H_2O) e hidrocarbonetos, como o metano (CH_4) [6].

O hidrogênio possui a maior liberação de energia por combustão entre todos os materiais comumente encontrados, o que o torna um combustível ideal. Essa propriedade, juntamente com seu baixo peso, faz dele a escolha preferida para os estágios superiores de foguetes multistágio. A combustão do hidrogênio é limpa (produzindo apenas água) e muito eficiente [13]. Por este fato, o interesse no hidrogênio como fonte de energia limpa aumentou significativamente, devido ao seu potencial de descarbonização de setores intensivos em emissões de carbono.

2.2 Produção de Hidrogênio

Atualmente, a produção global de hidrogênio gira em torno de 94 milhões de toneladas por ano [1]. A maior parte dessa produção está concentrada em setores industriais, como refino de petróleo, produção de amônia e metanol [3]. Embora o Brasil tenha uma produção significativa de hidrogênio, ainda depende amplamente de processos que utilizam combustíveis fósseis, o que gera uma quantidade substancial de emissões de CO_2 [17]. O aumento da demanda por hidrogênio de baixo carbono deve impulsionar mudanças na matriz produtiva nos próximos anos [31].

Existem vários processos de produção de hidrogênio, sendo os principais a reforma a vapor do metano (RVM) (*Steam Methane Reforming (SMR)*), a gaseificação de carvão e biomassa, a pirólise e a eletrólise da água [30]. A escolha do método depende da disponibilidade de recursos e do objetivo em termos de emissões. Os processos que utilizam combustíveis fósseis, como o RVM e a gaseificação, dominam a produção atual, mas tecnologias mais limpas, como a eletrólise, vêm ganhando relevância à medida que o mundo busca reduzir as emissões de carbono [11].

A gaseificação do carvão é um dos métodos mais antigos para a produção de hidrogênio. Nesse processo, o carvão é exposto a altas temperaturas e pressão, em um ambiente com baixo teor de oxigênio, para converter o carvão em uma mistura de monóxido de carbono, hidrogênio e dióxido de carbono. Embora seja um processo eficaz, a gaseificação do carvão gera grandes quantidades de CO_2 , o que o torna um método altamente poluente. Devido à sua alta intensidade de carbono, a gaseificação do carvão tem sido criticada e progressivamente substituída por métodos mais limpos [32].

A reforma a vapor do metano (RVM) é o processo mais utilizado para a produção de hidrogênio. Nesse método, o gás natural (CH_4) é combinado com vapor em altas temperaturas para produzir hidrogênio e monóxido de carbono [32]. O processo é eficiente, com 87% da produção destinada às indústrias de refino e à produção de amônia, mas também gera grandes quantidades de dióxido de carbono [20]. Para mitigar essas emissões, a reforma a vapor com captura de carbono surge como uma

alternativa viável, sendo conhecida como hidrogênio azul [33].

Além da reforma a vapor do metano e da gaseificação do carvão, outros processos de produção de hidrogênio que utilizam combustíveis fósseis incluem a reforma autotérmica e a oxidação parcial de hidrocarbonetos. Esses processos também resultam em emissões significativas de CO₂, contribuindo para o impacto ambiental da produção de hidrogênio. Embora sejam eficientes em termos de geração de hidrogênio, esses métodos têm-se tornado menos atrativos em virtude das pressões para descarbonização [13, 30].

Cerca de 96% do hidrogênio produzido atualmente vem de fontes fósseis, sendo a reforma a vapor do metano a responsável pela maior parte dessa produção [5]. Esse processo emite aproximadamente 10 toneladas de CO₂ para cada tonelada de hidrogênio produzido, tornando-o um dos maiores emissores de gases de efeito estufa entre os processos industriais. No total, a produção global de hidrogênio é responsável pela emissão de cerca de 830 milhões de toneladas de CO₂ por ano, o que destaca a urgência de desenvolver métodos de produção mais limpos [3].

A gaseificação da biomassa é um processo promissor para a produção de hidrogênio com menores emissões de carbono. Nesse processo, resíduos orgânicos, como restos de plantas ou madeira, são convertidos em gás de síntese (hidrogênio e monóxido de carbono) por meio de um processo de gaseificação semelhante ao utilizado com o carvão. Embora a biomassa seja uma fonte renovável, os desafios logísticos e de infraestrutura ainda limitam a adoção em larga escala dessa tecnologia. No entanto, com o avanço das tecnologias, a gaseificação da biomassa pode desempenhar um papel relevante na produção de hidrogênio sustentável [32, 34].

A pirólise da biomassa é outro processo promissor para a produção de hidrogênio. Nesse método, a biomassa é aquecida em um ambiente sem oxigênio, o que resulta na decomposição do material em gases e carvão vegetal. Um dos produtos dessa decomposição é o hidrogênio, que pode ser separado e purificado para uso industrial. A pirólise tem a vantagem de não emitir CO₂ diretamente, mas sua viabilidade econômica e técnica ainda está em desenvolvimento [30, 34]. O Brasil, com sua vasta disponibilidade de biomassa, tem um grande potencial para explorar essa tecnologia.

A eletrólise da água é o método de produção de hidrogênio considerado mais limpo, quando alimentado por fontes de energia renováveis. Nesse processo, a água (H₂O) é dividida em hidrogênio (H) e oxigênio (O) por meio da aplicação de eletricidade. Quando a eletricidade utilizada provém de fontes renováveis, como energia solar ou eólica, o processo é considerado livre de emissões de carbono, produzindo o chamado hidrogênio verde. Embora a eletrólise ainda seja mais cara do que os métodos baseados em combustíveis fósseis, a expectativa é que os custos diminuam com o avanço das tecnologias e a economia de escala [34–36].

Além da eletrólise, existem outros métodos promissores de produção de hidrogê-

nio a partir de fontes renováveis. Um exemplo é a fotossíntese artificial, um processo que mimetiza a fotossíntese das plantas para gerar hidrogênio a partir da luz solar e da água. Outro método em desenvolvimento é o uso de microrganismos que produzem hidrogênio como subproduto de seus processos metabólicos. Embora esses métodos ainda estejam em estágios iniciais de pesquisa, eles representam possibilidades interessantes para o futuro da produção de hidrogênio sustentável [30].

A produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis, como a eletrólise da água, ainda representa uma pequena fração da produção global, correspondendo a cerca de 4% [3]. No entanto, o hidrogênio verde oferece enormes vantagens em termos de redução de emissões. Diferentemente dos processos baseados em combustíveis fósseis, o hidrogênio produzido por fontes renováveis é praticamente isento de emissões de CO₂, o que o torna essencial para a transição energética. À medida que os custos da eletrólise caem, espera-se que a participação do hidrogênio verde aumente significativamente nas próximas décadas [11].

A produção de hidrogênio está concentrada principalmente em países com grandes indústrias de refino de petróleo e fertilizantes, como Estados Unidos, China e Rússia [37]. No Brasil, a produção de hidrogênio ocorre predominantemente em plantas de refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados, que utilizam gás natural como principal insumo. Com a crescente demanda por hidrogênio de baixo carbono, há uma tendência de diversificação geográfica, com novas plantas sendo planejadas em países com abundância de recursos renováveis.

No Brasil, a reforma a vapor do metano (RVM) é o processo mais amplamente utilizado para a produção de hidrogênio, particularmente em refinarias e fábricas de fertilizantes [17]. O uso dessa tecnologia é favorecido pela disponibilidade de gás natural no país, que é o principal insumo para o processo. No entanto, a implementação de tecnologias de captura de carbono (CC) em plantas de RVM existentes é vista como uma solução intermediária para reduzir as emissões associadas à produção de hidrogênio [33].

O Brasil tem uma vantagem competitiva significativa na produção de hidrogênio de baixo carbono devido à sua matriz energética limpa, baseada em fontes renováveis. O país tem potencial para se tornar um dos maiores produtores de hidrogênio verde do mundo, utilizando sua abundância de energia solar, eólica e hídrica. Além disso, a implementação de tecnologias de captura de carbono em plantas de hidrogênio azul pode contribuir para a descarbonização gradual da produção atual, abrindo espaço para o hidrogênio de baixo carbono no mercado global [31, 33].

A presente dissertação concentra-se no estudo da produção de hidrogênio através da reforma a vapor do metano, tanto com quanto sem captura de carbono (hidrogênio azul), além da produção por eletrólise da água (hidrogênio verde). Essas tecnologias foram selecionadas devido à sua relevância no contexto brasileiro e ao

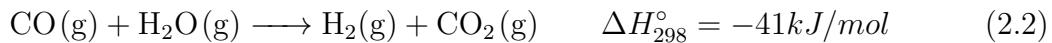
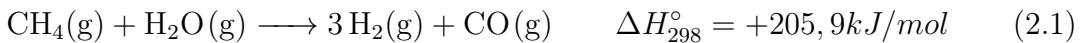
potencial de mitigação de emissões. A reforma a vapor com captura de carbono oferece uma solução intermediária para o curto prazo, enquanto a eletrólise, alimentada por fontes renováveis, é vista como a opção ideal para a transição energética de longo prazo.

2.2.1 Reforma à Vapor do Metano

A reforma a vapor do metano (RVM) é o processo mais amplamente utilizado para a produção de hidrogênio em escala industrial. Ele envolve a reação do metano (CH_4), principal componente do gás natural, com vapor de água em altas temperaturas, produzindo hidrogênio e monóxido de carbono. Esse processo é amplamente utilizado em refinarias e plantas químicas devido à sua alta eficiência e disponibilidade de gás natural [32].

O processo de reforma a vapor do metano ocorre em duas etapas principais. Na primeira, o metano reage com vapor em temperaturas entre 700°C e 1.000°C , produzindo hidrogênio e monóxido de carbono (CO), representado pela equação 2.1. Essa reação é endotérmica, ou seja, requer o fornecimento de energia na forma de calor para ocorrer. A alta eficiência do processo e o baixo custo relativo do gás natural tornam essa reação muito utilizada em indústrias [17, 30].

Na segunda etapa, conhecida como reação *water-gas shift* (WGS), o monóxido de carbono produzido na primeira reação reage com vapor adicional, produzindo mais hidrogênio e dióxido de carbono, representado na equação 2.2. Essa reação é importante para maximizar a produção de hidrogênio, e também ajuda a reduzir a concentração de monóxido de carbono no gás de síntese. [17, 30].



Os procedimentos na RVM incluem o tratamento prévio do gás natural para remover impurezas, seguido pelo pré-reformador, onde ocorrem reações preliminares. Em seguida, o reator principal realiza a reforma a vapor propriamente dita. O gás de síntese resultante passa pelo reator WGS para maximizar a produção de hidrogênio, antes de ser purificado no sistema de adsorção por oscilação de pressão (PSA), que separa o hidrogênio de outros gases [32].

Antes da reforma a vapor, o gás natural passa por um processo de tratamento para remover impurezas, como compostos de enxofre, que poderiam envenenar os

catalisadores utilizados no reator. A remoção de enxofre é essencial para garantir a eficiência e a longevidade do processo de reforma a vapor [32].

O pré-reformador é um reator onde ocorre a quebra parcial de hidrocarbonetos pesados presentes no gás natural, reduzindo a carga do reator principal. No pré-reformador, compostos mais complexos são convertidos em metano e outros produtos intermediários que serão processados no reator principal [32].

O reator principal da RVM é onde ocorre a reação endotérmica de reforma a vapor. O gás natural reage com o vapor em presença de um catalisador, produzindo hidrogênio e monóxido de carbono. Essa etapa é a mais importante do processo e define a eficiência geral da produção de hidrogênio [32].

O reator WGS realiza a reação water-gas shift, onde o monóxido de carbono gerado no reator principal reage com vapor adicional para produzir mais hidrogênio e dióxido de carbono. Esse reator é uma etapa crucial para maximizar a produção de hidrogênio e reduzir o conteúdo de monóxido de carbono no gás [32].

O sistema PSA é utilizado para purificar o hidrogênio gerado no processo de reforma a vapor. A PSA separa o hidrogênio dos gases residuais (como CO_2 e CO) através da adsorção em materiais específicos sob pressão controlada, liberando hidrogênio de alta pureza para uso industrial [32].

A reforma a vapor do metano tem uma eficiência energética relativamente alta, com eficiência térmica que varia entre 65% e 75%, dependendo das condições operacionais e da tecnologia utilizada. A eficiência pode ser melhorada com o uso de tecnologias de recuperação de calor e de captura de carbono [30, 32].

O processo de RVM gera aproximadamente 10 toneladas de CO_2 para cada tonelada de hidrogênio produzido, tornando-o um processo intensivo em carbono [3]. Esse fator de emissão é uma das principais razões pelas quais a captura de carbono (CC) está sendo considerada para reduzir o impacto ambiental da produção de hidrogênio [20].

O custo de investimento para a RVM depende da escala e da tecnologia empregada. A reforma a vapor sem CC tem o menor custo de investimento, seguido pela RVM com CC, que exige a instalação de equipamentos adicionais para captura de CO_2 [20]. Já a eletrólise, que é a opção mais limpa, tem um custo de investimento significativamente mais alto devido à infraestrutura de geração de energia renovável necessária [11].

O custo de operação da RVM sem CC é o mais baixo, dado o uso eficiente do gás natural e a simplicidade do processo. Com a adição do CC, o custo de operação aumenta devido ao consumo adicional de energia e à necessidade de manutenção dos equipamentos de captura de carbono. A eletrólise, por sua vez, tem custos operacionais mais elevados, principalmente em função do preço da eletricidade.

A reforma a vapor do metano é o processo mais utilizado para a produção de

hidrogênio no mundo devido ao seu baixo custo, alta eficiência e à disponibilidade de gás natural. O investimento inicial é relativamente baixo comparado a outras tecnologias, e a infraestrutura existente facilita sua aplicação em larga escala.

Globalmente, aproximadamente 75% do hidrogênio é produzido através da reforma a vapor do metano. No Brasil, essa proporção é ainda maior devido à ampla disponibilidade de gás natural e à infraestrutura existente nas refinarias e fábricas de fertilizantes, onde o hidrogênio é utilizado como insumo.

2.2.2 RVM com Captura de Carbono

A reforma a vapor com captura de carbono (CC) é uma solução desenvolvida para reduzir as emissões de CO₂ geradas no processo de RVM. O CC é acoplado à planta de produção de hidrogênio e captura o dióxido de carbono antes que ele seja liberado na atmosfera, armazenando-o em locais subterrâneos ou reutilizando-o em processos industriais [33].

O principal benefício do CC é a redução das emissões de carbono sem a necessidade de alterar drasticamente o processo de produção de hidrogênio. Isso permite que a produção continue utilizando a infraestrutura existente, enquanto diminui a pegada de carbono. O hidrogênio azul, produzido via RVM com CC, pode ser uma solução de transição eficaz enquanto o hidrogênio verde ainda está em desenvolvimento [33].

O principal desafio do CC é o aumento dos custos operacionais e de capital, pois o processo requer mais energia para capturar o CO₂. Além disso, o CC aumenta a quantidade de gás natural necessário, uma vez que parte da energia do processo é consumida na captura de carbono, o que pode afetar a viabilidade econômica em algumas regiões [10, 11].

As principais substâncias químicas utilizadas no processo de captura de carbono são as aminas, sendo as mais comuns a dietanolamina (DEA) e a metildietanolamina (MDEA). Essas aminas reagem com o CO₂, formando compostos que podem ser facilmente separados e armazenados. A escolha da amina depende da eficiência desejada e das condições operacionais da planta [38, 39].

No processo de RVM, o CC pode ser aplicado em três pontos principais: no reformador principal, onde ocorre a reforma a vapor; após o reator WGS, onde o CO₂ é gerado na reação shift; e após o PSA, onde o CO₂ residual pode ser capturado. Cada uma dessas opções oferece diferentes níveis de captura de carbono e tem implicações no custo e na eficiência do processo [10, 11, 40].

A captura de CO₂ diretamente no reformador principal envolve a remoção de CO₂ logo após a reforma a vapor. Essa opção captura uma grande parte do CO₂ gerado, mas pode ser tecnicamente desafiadora devido às altas temperaturas envolvidas no

processo[33, 40, 41].

A captura de CO₂ após o reator WGS é uma das opções mais viáveis tecnicamente, pois a concentração de CO₂ é mais alta após a reação *water-gas shift*, facilitando sua captura. Essa abordagem é amplamente utilizada em sistemas de CC, já que combina alta eficiência com custos moderados [10, 11, 40].

A captura de CO₂ após o PSA é uma opção adicional para aumentar a eficiência da captura, mas captura uma menor quantidade de CO₂ residual. Essa abordagem pode ser usada em combinação com as outras opções para maximizar a redução das emissões [10, 11, 40].

A captura de CO no reformador principal evita cerca de 60% das emissões, enquanto a captura pós-WGS pode atingir 85% de captura. A captura após o PSA adiciona uma captura residual de cerca de 5% a 10%, dependendo da configuração. Juntas, essas opções podem evitar até 90% das emissões de CO₂ na RVM [10, 11].

O custo de investimento varia de acordo com a localização do CC no processo. A captura no reformador é a mais cara devido às condições extremas de temperatura e pressão. A captura pós-WGS tem um custo intermediário, enquanto a captura pós-PSA é a opção de menor custo, mas captura uma menor quantidade de CO [10, 11].

O custo de operação aumenta significativamente com a implementação do CC. A captura no reformador requer maior consumo de energia, aumentando os custos. A captura pós-WGS é mais eficiente em termos de energia, mas ainda representa um aumento nos custos operacionais. A captura pós-PSA é a mais barata, mas menos eficaz em termos de captura de carbono [10].

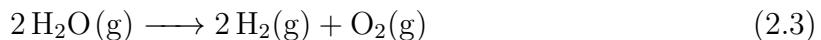
Diversos projetos de hidrogênio azul estão em desenvolvimento no mundo, com destaque para países como Noruega, Estados Unidos e Arábia Saudita. No Brasil, refinarias de petróleo, como as da Petrobras, estão estudando a implementação de tecnologias de CC para reduzir as emissões da produção de hidrogênio a partir de gás natural [33].

O principal problema do hidrogênio azul no contexto do Sistema Interligado Nacional (SIN) é a necessidade contínua de investimentos em infraestrutura de gás natural e petróleo, o que pode atrasar a transição para fontes de energia totalmente renováveis. Além disso, o consumo adicional de gás natural para CC pode aumentar a dependência de combustíveis fósseis [33].

Nesta dissertação, será considerada as plantas de produção de hidrogênio que capturam carbono nos três locais principais: no reformador principal, após o reator WGS e após o PSA. Por possuírem altos índices de captura essas plantas apresentam custos mais elevados.

2.2.3 Eletrólise da Água

A eletrólise da água é um processo eletroquímico que divide a molécula de água (H_2O) em seus componentes básicos, hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2), por meio da aplicação de eletricidade, conforme a Equação 2.3. Quando essa eletricidade provém de fontes renováveis, o hidrogênio produzido é chamado de 'hidrogênio verde', sendo altamente desejável por não gerar emissões de gases de efeito estufa durante sua produção, ao contrário do hidrogênio azul, que ainda depende de combustíveis fósseis e tecnologias de captura de carbono [3, 13].



A eletrólise ocorre em dispositivos chamados eletrolisadores, sendo uma das tecnologias mais promissoras para a produção de hidrogênio com zero emissões de carbono, especialmente quando alimentada por energia renovável [36]. Existem três tipos principais de eletrolisadores: alcalino, PEM (Proton Exchange Membrane) e óxido sólido (SOEC), cada um com características específicas [35].

O eletrolisador alcalino utiliza uma solução alcalina como eletrólito e é conhecido por sua robustez e baixo custo. No entanto, sua eficiência é relativamente menor e sua resposta a variações de carga é mais lenta, limitando sua integração com fontes de energia intermitente, como solar e eólica [35, 42].

O eletrolisador PEM utiliza uma membrana sólida para conduzir prótons, sendo mais eficiente e adequado para flutuações de energia renovável. No entanto, seu custo inicial é mais elevado devido ao uso de materiais caros, como platina [35].

Já o eletrolisador SOEC, que opera em altas temperaturas, oferece a maior eficiência entre os três, especialmente quando combinado com fontes de calor residual de processos industriais. Contudo, o SOEC apresenta altos custos de investimento e manutenção devido à complexidade de operar em temperaturas elevadas [35].

A eletrólise da água, alimentada por energia renovável, elimina completamente as emissões de CO_2 associadas à produção de hidrogênio, tornando-se uma tecnologia-chave para a transição energética global e o cumprimento das metas de descarbonização [6, 42].

No Brasil, o potencial para a produção de hidrogênio verde é significativo devido à matriz energética limpa e à abundância de fontes renováveis, especialmente na região Nordeste [31]. Diversos projetos de eletrólise estão sendo planejados, com empresas como Eletrobras e Petrobras liderando iniciativas para explorar o hidrogênio verde como parte da transição energética do país [43].

Na presente dissertação, o eletrolisador PEM será utilizado como base para análise. Sua escolha se deve à flexibilidade operacional e à capacidade de responder rapidamente a flutuações de energia, tornando-o ideal para integração com fontes

renováveis, como solar e eólica, que apresentam variações sazonais e diárias. Essa escolha reflete as condições reais do mercado brasileiro, onde a predominância de energia renovável favorece a adoção dessa tecnologia.

2.3 Consumo de Hidrogênio

Os principais locais de consumo de hidrogênio incluem refinarias de petróleo, indústrias químicas, plantas de fertilizantes nitrogenados, siderúrgicas e indústrias de alimentos. O hidrogênio é amplamente utilizado em processos de hidrotratamento e hidrocraqueamento em refinarias, na síntese de amônia em indústrias químicas e na produção de metanol e aço [18]. Esses setores dependem do hidrogênio para remover impurezas e realizar reações químicas essenciais à produção de seus produtos finais.

O principal processo que consome hidrogênio em refinarias é o hidrotratamento. Esse processo é utilizado para remover impurezas, como o enxofre, dos combustíveis derivados de petróleo, tornando-os mais limpos e atendendo às regulamentações ambientais. O hidrogênio também é utilizado no hidrocraqueamento, um processo em que moléculas mais pesadas de hidrocarbonetos são quebradas em moléculas mais leves e de maior valor, como diesel e nafta [8, 44].

Na indústria química, o principal processo que consome hidrogênio é a síntese de amônia. Esse processo ocorre por meio da reação entre hidrogênio e nitrogênio no processo Haber-Bosch, que é utilizado para a produção de amônia (NH_3), um insumo fundamental para a produção de fertilizantes nitrogenados. A amônia, por sua vez, é amplamente utilizada na agricultura para aumentar a produtividade das plantações[18]. A amônia serve como base para a produção de diversos fertilizantes nitrogenados, como ureia, nitrato de amônio e sulfato de amônio, essenciais para a agricultura. O uso do hidrogênio nesse setor é crítico para garantir a produção em larga escala desses fertilizantes [18].

Na produção de aço, o hidrogênio é utilizado na redução direta do ferro (*DRI - Direct Reduced Iron*), um processo que converte minério de ferro em ferro metálico utilizando hidrogênio como agente redutor, em vez de carvão. Esse processo emite menos CO_2 em comparação aos métodos tradicionais de produção de aço, tornando-o uma opção atrativa para a descarbonização da indústria siderúrgica. O hidrogênio também é utilizado na produção de metanol, um importante intermediário químico [19].

No setor de alimentos e gorduras, o hidrogênio é utilizado principalmente no processo de hidrogenação de óleos vegetais. Esse processo envolve a adição de hidrogênio a óleos líquidos para convertê-los em gorduras sólidas ou semissólidas, que são utilizadas na fabricação de margarinas, gorduras vegetais e outros produtos alimentícios. A hidrogenação melhora a estabilidade dos produtos alimentares, aumentando sua

vida útil [19].

Na dissertação, serão abordados dois principais processos consumidores de hidrogênio. O primeiro é o hidrotratamento e hidrocraqueamento, que são utilizados na produção de diesel nas refinarias. Esses processos são responsáveis por grande parte do consumo de hidrogênio nas refinarias, sendo essenciais para a produção de combustíveis mais limpos. O segundo processo é o *Haber-Bosch*, utilizado para a produção de amônia, base para os fertilizantes nitrogenados. Esses dois processos foram escolhidos devido à sua relevância no cenário energético e industrial brasileiro, sendo os maiores consumidores de hidrogênio no país.

2.3.1 Hidrotratamento e Hidrocraqueamento

O hidrocraqueamento é um processo de refino de petróleo no qual moléculas pesadas de hidrocarbonetos são quebradas em moléculas menores e mais leves, como diesel, gasolina e querosene [7, 45]. Esse processo ocorre na presença de hidrogênio e um catalisador, sob condições de altas pressões e temperaturas, resultando em produtos de maior valor comercial. Além disso, o hidrocraqueamento remove impurezas, como enxofre e nitrogênio, dos produtos derivados do petróleo [20].

Os principais produtos obtidos a partir do hidrocraqueamento incluem diesel, gasolina, querosene de aviação (QAV), nafta e gases leves, como propano e butano [45]. Esses produtos são altamente valorizados no mercado de combustíveis devido à sua qualidade superior, que é alcançada pela quebra controlada de moléculas maiores e pela remoção de impurezas durante o processo [8, 44].

O hidrocraqueamento é amplamente utilizado para aumentar a produção de combustíveis leves e de alta qualidade a partir de frações mais pesadas do petróleo bruto [8]. Além disso, o processo reduz o teor de enxofre dos combustíveis, permitindo que eles atendam às exigências ambientais globais. É uma tecnologia essencial para transformar frações pesadas do petróleo em produtos mais leves e com maior valor comercial [20].

O hidrotratamento, por sua vez, é um processo de refino de petróleo utilizado para remover impurezas, como enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais pesados, dos derivados de petróleo. Nesse processo, os hidrocarbonetos são tratados com hidrogênio sob altas temperaturas e pressões, em presença de um catalisador. O objetivo do hidrotratamento é melhorar a qualidade dos combustíveis, tornando-os mais limpos e menos poluentes [5].

Os produtos obtidos a partir do hidrotratamento incluem diesel de baixo teor de enxofre, gasolina e querosene de aviação (QAV). O processo também é utilizado na produção de óleos lubrificantes e nafta. O principal benefício desses produtos é que, após o hidrotratamento, eles atendem aos rigorosos padrões ambientais para

combustíveis, contribuindo para a redução de emissões de poluentes na atmosfera [46].

2.3.2 Síntese da Amônia

A síntese da amônia utiliza o hidrogênio no processo Haber-Bosch, que combina hidrogênio (H) e nitrogênio (N) sob altas pressões e temperaturas, em presença de um catalisador, para formar amônia (NH_3) [47, 48]. A reação química 2.4 representa essa processo. O hidrogênio é um insumo essencial nesse processo, sendo obtido principalmente por meio da reforma a vapor do metano.



O hidrogênio reage com o nitrogênio, que é obtido da atmosfera, formando a amônia, que é a base para a produção de fertilizantes nitrogenados [23]. Esses fertilizantes são essenciais para aumentar a produtividade agrícola global. O processo de síntese da amônia é um dos maiores consumidores industriais de hidrogênio no mundo [49].

A produção de amônia no processo Haber-Bosch envolve uma série de equipamentos especializados [50]. Alguns dos principais equipamentos incluem:

- Reator de Síntese de Amônia: Onde ocorre a reação química entre o hidrogênio e o nitrogênio para formar amônia. Este reator opera em altas pressões e temperaturas.
- Compressores de Gás: Para aumentar a pressão dos gases (hidrogênio e nitrogênio) antes de entrarem no reator, garantindo que as condições ideais para a reação sejam mantidas.
- Geradores de Hidrogênio: São utilizados para a produção de hidrogênio, geralmente a partir da reforma a vapor do metano.
- Unidades de Separação de Ar: Para separar o nitrogênio do ar atmosférico, fornecendo o insumo necessário para a reação.
- Trocadores de Calor: Para recuperar o calor gerado durante o processo e otimizar a eficiência energética.
- Sistemas de Purificação de Gases: Para remover impurezas dos gases de entrada e garantir a pureza do nitrogênio e hidrogênio.
- Torre de Resfriamento: Onde o gás de amônia produzido é resfriado para ser condensado e separado do gás residual.

Capítulo 3

Metodologia

O capítulo 3 tem como objetivo oferecer uma base lógica e estruturada para o desenvolvimento da pesquisa, garantindo que o processo metodológico esteja alinhado com os objetivos propostos na dissertação. A metodologia escolhida é fundamental para garantir que as etapas seguidas proporcionem dados e resultados que sejam representativos e que suportem as conclusões desejadas. A clareza e precisão na formulação da metodologia são essenciais para a credibilidade e robustez do estudo.

A abordagem da pesquisa se concentra na modelagem da cadeia de hidrogênio no Brasil e na análise dos impactos econômicos e ambientais de diferentes tecnologias de produção de hidrogênio. A metodologia alinha-se aos objetivos da pesquisa por meio de uma estrutura sequencial de etapas que envolvem a modelagem energética, projeção de demanda e avaliação de cenários tecnológicos. Cada etapa contribui diretamente para responder às questões centrais do estudo, utilizando uma combinação de dados técnicos e financeiros.

A metodologia é essencial para compreender como as etapas do estudo foram concebidas e executadas. Estruturada em quatro etapas sequenciais e interconectadas, a metodologia nesta dissertação abrange: 1) Modelagem da Cadeia do Hidrogênio; 2) Inserção de coeficientes técnicos nas tecnologias; 3) Inserção dos coeficientes financeiros nas tecnologias; 4) Projeção da demanda dos produtos derivados de hidrogênio e 5) Construção de Cenários.

A primeira etapa da metodologia envolve a modelagem da cadeia do hidrogênio, onde as plantas de produção e consumo são separadas por região. Para realizar essa modelagem, será utilizado o software MATRIZ, uma ferramenta que emprega programação linear para otimizar a expansão da oferta de energia no Brasil. O MATRIZ tem a capacidade de minimização de custos, levando em conta os recursos disponíveis e a demanda projetada, o que é essencial para a análise da cadeia de hidrogênio no contexto brasileiro.

O software MATRIZ será utilizado para implementar a modelagem da cadeia de hidrogênio, aplicando programação linear para otimizar os custos de expansão

energética. Essa ferramenta permite a simulação de diferentes cenários regionais, levando em consideração fatores como disponibilidade de recursos, localização das plantas de produção e demandas futuras, oferecendo uma solução robusta para a análise da cadeia de hidrogênio.

Na segunda etapa, os coeficientes técnicos das tecnologias são incorporados ao modelo, abrangendo o balanço de energia, a capacidade instalada e o fator de emissão. Esses parâmetros desempenham um papel essencial na otimização do modelo, pois possibilitam a análise da viabilidade técnica das diversas tecnologias.

Na terceira etapa, os coeficientes financeiros das tecnologias são inseridos no modelo. Isso inclui o cálculo dos custos de investimento, operação e manutenção, tanto fixos quanto variáveis. Esses coeficientes são fundamentais para a função de otimização do modelo, pois permitem avaliar a viabilidade econômica das diferentes tecnologias de hidrogênio, garantindo que as análises financeiras refletem com precisão as implicações econômicas da adoção de cada tecnologia.

A quarta etapa foca na projeção da demanda de produtos associados ao hidrogênio até 2050. Embora a demanda por hidrogênio puro não seja diretamente analisada neste estudo, a modelagem incluirá previsões para o consumo de diesel, fertilizantes e outros produtos derivados do hidrogênio. As projeções serão fundamentadas em fontes secundárias, como relatórios técnicos e acadêmicos, servindo como base para o modelo de otimização do software MATRIZ. Isso permitirá a avaliação de diferentes trajetórias de crescimento e seus impactos sobre a produção de hidrogênio no Brasil.

A etapa final da metodologia envolve a construção de cenários para avaliar diferentes trajetórias tecnológicas na produção de hidrogênio, considerando tanto o hidrogênio azul, obtido por meio da captura de carbono, quanto o hidrogênio verde, produzido via eletrólise da água. O ponto de partida será um cenário de referência, sem restrições, que servirá como base para a modelagem de um cenário de mitigação alinhado às diretrizes das NDCs brasileiras. Essa abordagem possibilitará uma análise abrangente dos potenciais caminhos para a evolução da cadeia de hidrogênio no Brasil.

A metodologia proposta neste capítulo fornece uma estrutura sólida e detalhada para a análise da cadeia de hidrogênio no Brasil. As etapas descritas – modelagem, inserção de coeficientes, projeção de demanda e análise de cenários – garantem que os resultados obtidos sejam representativos e apoiem a formulação de estratégias para a expansão do hidrogênio de baixo carbono no país. Essa abordagem oferece as bases necessárias para a tomada de decisões informadas no setor energético.

3.1 Etapa 1: Modelagem da Cadeia de Hidrogênio

A primeira etapa da metodologia tem como objetivo desenvolver uma modelagem detalhada da cadeia de hidrogênio no Brasil, abrangendo desde a extração das matérias-primas até o consumo final, segmentando as regiões de acordo com suas capacidades de produção e operação. Essa modelagem permite compreender os fluxos de energia entre a cadeia produtiva. A modelagem visa identificar as principais localizações onde o hidrogênio é produzido e consumido, considerando diferentes tecnologias e fatores regionais. Isso permite uma compreensão detalhada do papel do hidrogênio na matriz energética brasileira e facilita a análise de estratégias de expansão e descarbonização.

A estrutura desta etapa está dividida em duas partes principais: a discussão sobre o modelo MATRIZ, que será o software de otimização utilizado, e a modelagem da cadeia de hidrogênio. A modelagem envolve a identificação das plantas industriais que compõem a cadeia de produção e consumo de hidrogênio em diferentes regiões do Brasil. Isso inclui tecnologias de exploração e produção de petróleo e gás natural, unidades de processamento de gás natural, refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados.

Posteriormente, utiliza-se o modelo MATRIZ para otimizar a distribuição do hidrogênio entre as regiões, levando em conta fatores como custos de produção, transporte e demanda. A etapa final envolve a definição das tecnologias predominantes em cada região e sua integração com o sistema energético nacional.

3.1.1 Modelo MATRIZ

O modelo MATRIZ concebe a representação do sistema energético como formado por tecnologias de extração de energias primárias, transformação destas energias em energias secundárias, e fornecimento destas para os consumidores finais. O objetivo da formulação é determinar um programa de expansão das capacidades das tecnologias que atenda às projeções de demandas finais ao longo do horizonte de planejamento e minimize a soma dos custos atualizados de construção e operação, considerando como condições de contorno um cenário exógeno de expansão de referência do sistema energético e outras restrições definidas pela empresa [29].

As expansões de cada período são definidas em termos anuais, consideradas todas como disponíveis no início do primeiro ano do período, e seus custos de investimentos considerados como incorridos no primeiro ano do período. A análise de atendimento às demandas é feita para cada período também em termos anuais e os custos de operação de todos os anos do período considerados como incorridos no meio do período, conforme ilustrado na Figura 3.1.

As tecnologias são representadas como consumidoras de uma ou mais formas de



Figura 3.1: Horizonte de Planejamento
[29]

energia e produzindo uma ou mais formas de energia a coeficientes constantes(η), conforme ilustrado na Figura 3.2. Uma das formas de energia é escolhida como referência da operação [29].



Figura 3.2: Representação Esquemática de uma tecnologia
[29]

O problema de expansão compreende um conjunto de tecnologias cujas capacidades no início do horizonte são nulas (não existentes) ou positivas (existentes) e podem ser expandidas a cada ano de estudo ao longo do horizonte [29].

Para cada tecnologia associa-se, para cada período do horizonte de planejamento, uma variável de expansão x e uma variável de operação y . As adições de capacidade podem estar sujeitas a restrições de expansões anuais mínimas e máximas e serão penalizadas na função objetivo por um custo unitário de investimento e por penalidades por impactos causados pela expansão no sistema socioambiental. De forma consistente, as variáveis de operação y se referem ao montante da energia de referência produzida ou consumida num ano do período, podendo também estar sujeitas a restrições e penalizadas na função objetivo por um custo unitário de operação e por penalidades no caso de emissão de poluentes. Maiores detalhes da implementação do modelo MATRIZ podem ser encontrados no relatório técnico [29].

O modelo MATRIZ utiliza uma formulação de programação linear descrita de

maneira simplificada conforme na Equação 3.1.

$$\begin{aligned}
 \min \quad & c^T x + d^T y \\
 \text{s.a} \quad & \\
 & A^* x \leq b^* \quad (\text{i}) \\
 & Ax \leq b \quad (\text{ii}) \\
 & My = 0 \quad (\text{iii}) \\
 & Ny \geq D \quad (\text{iv}) \\
 & Ex + Fy \geq h \quad (\text{v}) \\
 & x \in \mathbb{R}_+^n, \quad y \in \mathbb{R}_+^q
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

Neste problema, o vetor x contém as capacidades iniciais e as opções de expansão nas capacidades das tecnologias, e o vetor y representa a operação das tecnologias. Os vetores c e d representam os custos de investimento e operação, respectivamente. O conjunto de restrições implementado inclui:

- (i) Restrições de investimento referentes à expansão de referência
- (ii) Limitações adicionais de investimento em expansão nas capacidades das tecnologias
- (iii) Balanços das formas de energia intermediárias (primárias e secundárias)
- (iv) Balanços de atendimento das demandas
- (v) Limites operativos acoplados às decisões de expansão

O modelo MATRIZ permite calcular emissões de poluentes, incluindo gases de efeito estufa durante a construção e durante a operação das tecnologias. O cálculo é feito a partir de coeficientes de emissão fornecidos pelo usuário. A ferramenta permite penalizar emissões na função objetivo, incorporar restrições de totais emitidos por ano, ao longo do período, por tecnologias e por grupo de tecnologias [29].

3.1.2 Modelagem da cadeia de hidrogênio MATRIZ

A premissa da dissertação é que serão abordadas apenas três tecnologias de produção de hidrogênio: a reforma a vapor do metano, a reforma a vapor com captura de carbono (hidrogênio azul) e a eletrólise da água (hidrogênio verde). Essas tecnologias foram escolhidas devido à sua relevância no cenário energético global e nacional, e à possibilidade de aplicação em grande escala no Brasil.

A dissertação se concentrará nas refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados como as principais consumidoras de hidrogênio no Brasil. Essas indústrias

são os maiores demandantes de hidrogênio, utilizando-o como insumo em processos críticos de produção, como hidrotratamento de combustíveis e síntese de amônia, respectivamente.

No Brasil, a cadeia de produção de hidrogênio está intimamente ligada à indústria de petróleo e gás natural devido à disponibilidade desses recursos e à infraestrutura existente. A maior parte do hidrogênio produzido no país é originada pela reforma a vapor do metano, um processo que utiliza gás natural como matéria-prima. A integração com o setor de petróleo é natural, dado o papel central do gás natural na produção de hidrogênio.

A dissertação estudará as tecnologias relacionadas à produção de petróleo e gás natural, como a reserva, exploração e produção de petróleo, unidades de processamento de gás natural (UPGN) e refinarias. Essas infraestruturas são fundamentais para a produção de hidrogênio via reforma a vapor do metano, especialmente em um país como o Brasil, com vastas reservas de gás natural.

A modelagem da cadeia de hidrogênio se concentrará nas regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Sul do Brasil. Essas regiões foram selecionadas por sua relevância econômica e pela presença de infraestrutura energética estratégica, como refinarias e plantas de fertilizantes. A escolha dessas regiões permite que a modelagem abranja as áreas de maior potencial de produção e consumo de hidrogênio.

A seção será organizada de forma a apresentar primeiramente a caracterização regional das cadeias de produção e consumo de hidrogênio, seguidas pela análise das tecnologias envolvidas e as premissas adotadas. Isso permitirá uma visão clara das oportunidades e desafios para a expansão do hidrogênio de baixo carbono no Brasil.

Norte

O Estado do Amazonas destaca-se como o único na Região Norte do Brasil a possuir uma cadeia completa de petróleo e gás. Suas reservas comprovadas de petróleo e gás natural, localizadas na Bacia de Solimões, atingiram, em 2022, a marca de 46,9 milhões de barris de petróleo e 42.011 milhões de m³ de gás natural [51]. Esses números posicionam o estado como a quarta maior reserva de petróleo em terra do país, ficando atrás apenas dos estados do Rio Grande do Norte, Bahia e Sergipe. Essas reservas são importantes para o desenvolvimento econômico regional, já que outros estados da região Norte, como Pará e Roraima, possuem reservas muito limitadas ou inexistentes, o que limita a produção na região [51].

As plataformas *onshore* de produção de petróleo e gás, no polo de Urucu, são responsáveis pela produção de aproximadamente 4,9 milhões de barris de petróleo e 5.067,6 milhões de m³ de gás natural [51]. O petróleo bruto extraído é transportado por embarcações até a Refinaria Isaac Sabbá, também conhecida como Refinaria de Manaus (REMAN), onde é processado para a produção de derivados de petróleo

que abastecem principalmente os mercados do Amazonas, Acre e Rondônia [52].

Já o gás natural extraído é direcionado para a unidade de processamento de gás natural (UPGN) onde ocorre a produção de derivados. Em 2022, a UPGN, localizada no polo de Urucu, no município de Coari, processou 4.302,9 milhões de m³ de gás natural, o que representa aproximadamente 95% de sua capacidade total [53, 54]. Durante esse período, foram produzidos 670.168 m³ de GLP, 140.316 m³ de C5, 261 m³ de propano e 4.042,9 milhões de m³ de gás natural seco [54]. A Região Norte destaca-se pela produção de GLP (gás liquefeito de petróleo), amplamente utilizado para fins residenciais e industriais na região. O GLP é um dos produtos mais importantes dentre os derivados de gás natural no Amazonas porque contribui para o abastecimento local.

A UPGN possui uma capacidade autorizada para processar 12,2 milhões de m³ de gás natural por dia, desempenhando um papel crucial no fornecimento de gás para a malha de distribuição da Companhia de Gás do Amazonas (Cigás), por meio do gasoduto Urucu-Coari-Manaus [54, 55]. A produção local é suficiente para atender parte da demanda regional, mas não contribui de maneira significativa para o abastecimento nacional. A ausência de grandes infraestruturas de exploração e produção de gás natural nos demais estados limita o potencial da região nesse setor [51].

O gasoduto Urucu-Coari, com 279,85 km de extensão e tubulações de 3 polegadas de diâmetro, opera com uma pressão máxima de 120 bar e é administrado pela Garsol. O trecho Coari-Manaus se estende por 392,39 km e é operado pela Gascom [56]. Juntos, esses gasodutos têm a capacidade de transportar até 5,5 milhões de m³ por dia de gás natural, abastecendo as usinas termoelétricas de sete cidades. Em Manaus, os pontos de entrega incluem a Usina Termelétrica Aparecida e, após a passagem pela Refinaria Isaac Sabbá (REMAN), a UTE Mauá. Além disso, há outras cinco termoelétricas—Ponta Negra, Cristiano Rocha, Manauara, Jaraqui e Tambaqui—que, somadas às pequenas termoelétricas dos municípios ao longo do gasoduto, totalizam uma capacidade de 700 MW a gás natural, respondendo por mais de 50% da eletricidade gerada pela Manaus Energia [57].

O petróleo produzido no polo de Urucu é transportado pelo oleoduto ORSOL I até o terminal aquaviário Solimões. Esse terminal também recebe GLP produzido nas UPGNs [?]. O petróleo abastece a REMAN, em Manaus, e o GLP supre os mercados do Norte e parte do Nordeste [52]. A Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) é a única refinaria da região e possui uma capacidade de processamento de óleo limitada quando comparada a outras refinarias do Brasil. Sua produção atende principalmente à demanda local, representando uma parcela pequena da capacidade nacional de refino.

A Refinaria Isaac Sabbá possui capacidade nominal de processar 46 mil barris

de petróleo por dia (7,3 mil m³/dia). Em 2022, o volume de petróleo refinado na REMAN foi de 1.793.004,67 m³, o que significa uma utilização de 67% de sua capacidade. Para esse processamento foi necessário um consumo de aproximadamente 117 mil m³ de gás natural. Do petróleo processado, 88% foi de carga nacional [54].

No entanto, a refinaria não possui capacidade instalada de hidrotratamento e hidrocraqueamento, o que limita a aplicação de tecnologias que utilizam hidrogênio. A refinaria opera principalmente com unidades de destilação atmosférica, destilação a vácuo e craqueamento catalítico, tratando de óleos leves [58]. A falta de infraestrutura para a produção de hidrogênio limita a modernização das refinarias com uma produção de hidrogênio de baixa emissão.

Os derivados de petróleo produzidos na REMAN incluem gasolina, diesel, querosene de aviação e GLP. Esses produtos são essenciais para o abastecimento de combustíveis no estado do Amazonas e regiões próximas. No entanto, a produção é voltada principalmente para o mercado local, sem grande influência no cenário nacional [45].

A aplicação do hidrogênio azul, que envolve a captura de carbono no processo de produção de hidrogênio a partir de gás natural, não é viável na Região Norte, uma vez que a REMAN não possui plantas de produção de hidrogênio. O hidrogênio verde também não pode ser implementado, pelo menos motivo. Adicionalmente, não há projetos ou indicações para a introdução de hidrogênio verde na região, o que limita o potencial de transição energética no setor de hidrogênio.

Em resumo, a modelagem do hidrogênio na Região Norte do Brasil, representada exclusivamente pelo Estado do Amazonas, evidencia que o estado possui reservas de petróleo e gás *onshore*, exploradas em campos de produção. No mesmo complexo, encontra-se a UPGN que transforma o gás natural úmido em gás natural seco. Após a transformação, esse gás é transportado por meio de gasodutos para a Refinaria de Manaus, para as termoelétricas de Manaus e para as distribuidoras de gás natural. O petróleo bruto produzido é transportado via navio pelo Rio Amazonas para a Refinaria de Manaus. A REMAN não possui unidades de produção de hidrogênio; portanto, não há transformação de gás natural seco em hidrogênio para uso em unidades de hidrotratamento. Consequentemente, a produção de óleo diesel na região é limitada e atende principalmente ao mercado interno da Região Norte, com parte sendo utilizada para alimentar as termoelétricas a óleo diesel.

Nordeste

Os estados do Maranhão, Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe e Bahia representam a Região Nordeste. Esses estados foram selecionados devido à presença significativa de infraestrutura relacionada ao petróleo e gás natural, incluindo reservas comprovadas e campos de produção ativos [51]. Essa infraestrutura é crucial

para a análise da cadeia de produção e consumo de hidrogênio na região.

A região possui importantes reservas de petróleo distribuídas entre os estados. O Rio Grande do Norte destaca-se como o estado com a maior reserva de petróleo na região, possuindo aproximadamente 194,1 milhões de barris, o que corresponde a 42,6% das reservas do Nordeste. Em contrapartida, o Ceará apresenta a menor reserva, com apenas 0,7 milhões de barris, representando 0,1% das reservas regionais. No contexto nacional, as reservas de petróleo do Nordeste representam cerca de 3% das reservas totais do Brasil, com a Bahia contribuindo com 147,6 milhões de barris (32,4%), Sergipe com 78,3 milhões de barris (17,2%) e Alagoas com 35,2 milhões de barris (7,7%) [51].

O Maranhão é o único estado da região que não possui reservas provadas de petróleo e gás no mar. Entretanto, ele abriga a maior reserva de gás natural em terra do Nordeste, o que o torna estratégico para a produção de gás natural e, consequentemente, para a potencial produção de hidrogênio a partir desse recurso. As reservas de gás natural do Maranhão somam cerca de 29,666 bilhões de m³, representando 48,2% das reservas totais da região. Em seguida, a Bahia possui 16,8 bilhões de m³ (27,3%), Alagoas com 10,2 bilhões de m³ (16,6%), e Sergipe com 4,9 bilhões de m³ (8,0%). O Rio Grande do Norte possui apenas 0,5 bilhão de m³ (0,8%), e o Ceará não possui reservas de gás natural. No cenário nacional, as reservas de gás natural do Nordeste correspondem a aproximadamente 6% das reservas do país [51].

A produção de petróleo nos estados do Nordeste também varia significativamente. O Rio Grande do Norte é o maior produtor de petróleo na região, com aproximadamente 40 mil barris por dia, o que representa 50% da produção do Nordeste. A Bahia segue com 25 mil barris por dia (31%), enquanto Sergipe produz 10 mil barris por dia (13%), Alagoas 4 mil barris por dia (5%), e o Ceará com apenas 1 mil barris por dia (1%). O Maranhão tem a menor produção, com apenas 14 barris por dia, representando uma parcela insignificante na produção regional. A produção de petróleo do Nordeste representa cerca de 5% da produção nacional[51].

A produção de gás natural segue um padrão semelhante. Alagoas é o maior produtor de gás natural na região, com cerca de 5 milhões de m³ por dia, representando 45% da produção do Nordeste. A Bahia produz 3 milhões de m³ por dia (27%), enquanto Sergipe produz 2 milhões de m³ por dia (18%), e o Maranhão, 1 milhão de m³ por dia (9%). O Rio Grande do Norte, com 0,1 milhão de m³ por dia, representa apenas 1% da produção regional. O Ceará, por sua vez, não possui produção de gás natural. No cenário nacional, a produção de gás natural do Nordeste equivale a aproximadamente 7% da produção total do Brasil [51].

A região Nordeste também conta com diversas unidades de processamento de gás natural (UPGNs), sendo a maior delas a UPGN de Catu, na Bahia, com capacidade

de processar 5 milhões de m³ por dia, o que representa 40% da capacidade regional. Outras UPGNs importantes incluem a de Atalaia, em Sergipe, com capacidade de 3 milhões de m³ por dia (24%) de gás natural, a UPGN de Pilar, em Alagoas, com 2 milhões de m³ por dia (16%), e a UPGN de Guamaré, no Rio Grande do Norte, com 1,5 milhão de m³ por dia (12%). A menor UPGN é a de Santo Antônio dos Lopes, no Maranhão, com 1 milhão de m³ por dia, representando 8% da capacidade regional. A capacidade de processamento de gás natural do Nordeste representa aproximadamente 8% da capacidade nacional [51]. Sendo o Liquefeito de Gás Natural (LGN) o principal derivado do gás natural, na região Nordeste, com uma produção anual de 98,58 ktep. O LGN é amplamente utilizado na indústria petroquímica e como combustível, sendo essencial para a economia regional.

As principais refinarias da região Nordeste incluem a Refinaria Abreu e Lima (RNEST) em Pernambuco, com capacidade de 230 mil barris por dia, e a Refinaria Landulpho Alves (RLAM) na Bahia, com 333 mil barris por dia. Juntas, elas representam 48% e 70% da capacidade regional, respectivamente. A menor refinaria da região é a Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR), no Ceará, com capacidade de 8 mil barris por dia, representando apenas 1,7% da capacidade regional. A capacidade total de refino da região Nordeste é de aproximadamente 475 mil barris por dia, o que representa cerca de 25% da capacidade nacional [45, 51].

Nas refinarias, a capacidade total de produção de hidrogênio é de aproximadamente 413,73 ktep/ano, o que corresponde a cerca de 30% da capacidade nacional. A RNEST possui a maior capacidade individual, com 3.000.000 Nm³/dia, enquanto a LUBNOR tem a menor capacidade, com 35.000 Nm³/dia. As refinarias Dax Oil e Potiguar Clara Camarão (RPCC) não produzem hidrogênio [55].

A capacidade de hidrotratamento e hidrocraqueamento nas refinarias do Nordeste também é significativa. A capacidade de hidrotratamento de correntes instáveis é de 24.400 barris por dia, com a Refinaria Mataripe (antiga RLAM) possuindo uma capacidade de hidrotratamento de gasolina de 13.000 barris por dia, e a RNEST com 11.400 barris por dia [58].

A região Nordeste também é importante para a produção de derivados de petróleo, como diesel S-10 e S-500, gasolina tipo A, querosene de aviação (QAV) e GLP, atendendo tanto ao mercado regional quanto ao nacional. A capacidade de produção de diesel na região é de aproximadamente 200 mil barris por dia, representando cerca de 25% da produção nacional [58].

Além disso, a região Nordeste conta com as unidades de produção de fertilizantes nitrogenados (UPFN) localizadas em Camaçari, na Bahia, e em Laranjeiras, em Sergipe. Essas fábricas são responsáveis pela produção de amônia e ureia, essenciais para a agricultura brasileira. As UPFN possuem uma capacidade combinada de produção de hidrogênio de 224,87 ktep/ano, o que representa 50% da capacidade

nacional de produção de hidrogênio em plantas de fertilizantes.

No futuro, o hidrogênio azul, que pode ser aplicado nas refinarias e UPFN da região, tem o potencial de reduzir significativamente as emissões de carbono através da captura e armazenamento de carbono (CCS). Além disso, o hidrogênio verde, produzido a partir de eletrólise com fontes de energia renovável, também pode ser implementado nas UPFN e em projetos como o Porto do Pecém, no Ceará, e o Hub de Hidrogênio Verde de Camaçari, na Bahia, visando a produção de hidrogênio sustentável em larga escala.

A modelagem da cadeia de hidrogênio na região Nordeste considera a transição gradual do hidrogênio cinza para o hidrogênio azul e verde, aproveitando a infraestrutura existente e o potencial de energias renováveis. A Figura 3.3 ilustra a cadeia completa do gás natural, com os blocos azuis representando a infraestrutura atual e os blocos laranjas indicando potenciais expansões. A região apresenta condições favoráveis para se tornar um polo produtor de hidrogênio de baixo carbono, contribuindo para a descarbonização do setor energético brasileiro e para o cumprimento das metas climáticas nacionais.

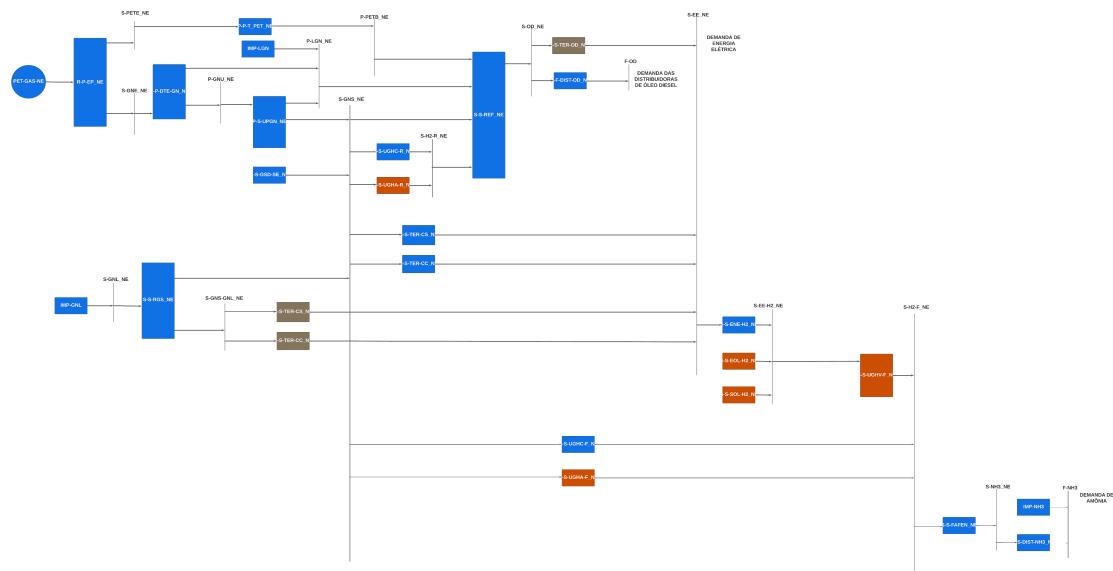


Figura 3.3: Cadeia de petróleo e gás da região Nordeste

Sudeste

A Região Sudeste, uma das mais industrializadas e desenvolvidas do Brasil, inclui os estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais e Espírito Santo. Esses estados possuem infraestrutura significativa relacionada ao petróleo, incluindo reservas comprovadas e campos de produção ativos. A presença dessa infraestrutura é fundamental para a análise da cadeia de produção e consumo de hidrogênio na região.

As reservas de petróleo na Região Sudeste são bastante expressivas, contribuindo significativamente para a produção nacional. O estado do Rio de Janeiro, destaca-se como o maior detentor de reservas, com aproximadamente 12 bilhões de barris de petróleo e 255 bilhões de m³ de gás natural [51].

A produção de petróleo na Região Sudeste segue a distribuição das reservas. O Rio de Janeiro com a maior infraestrutura marítima e terrestre, lidera a produção de petróleo na região Sudeste, concentrando a maior parte das operações *offshore*. A cidade lidera a produção de petróleo, produzindo 932 milhões de barris de petróleo, contribuindo com 96% para a produção regional e 35 bilhões de m³ de gás natural [51].

Na Região Sudeste, as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) estão distribuídas nos estados produtores. O Rio de Janeiro e São Paulo possuem as maiores UPGNs, com capacidade somada de processar 40 milhões de m³ de gás natural por dia.

As refinarias da Região Sudeste representam uma parcela significativa da capacidade de refino do país, tornando a região um ponto central na produção de combustíveis e derivados de petróleo [55]. A maior refinaria da Região é a Refinaria de Paulínia (REPLAN), localizada em São Paulo, com uma capacidade de processamento de 360 mil barris por dia, representando 19,6% da produção nacional.

As refinarias da Região Sudeste possuem uma capacidade significativa de produção de hidrogênio, utilizada principalmente em processos como o hidrotratamento e o hidrocraqueamento. A capacidade total de produção de hidrogênio nas refinarias da região é de 413,73 ktep/ano, representando 63% na produção nacional[45]. A maior capacidade de produção de hidrogênio na Região Sudeste está na Refinaria de Paulínia (REPLAN), com uma produção de 3.000.000 Nm³/dia de hidrogênio [58].

O perfil dos derivados de petróleo produzidos nas refinarias da Região Sudeste inclui diesel, gasolina, querosene de aviação (QAV) e GLP. Esses produtos são essenciais para o abastecimento do mercado nacional, atendendo tanto à demanda doméstica quanto à demanda industrial [45].

O hidrogênio azul, produzido a partir de gás natural com captura de carbono, é uma alternativa viável para as refinarias da Região Sudeste. Dada a infraestrutura existente e a capacidade de produção de gás natural, o hidrogênio azul pode ser uma solução para reduzir as emissões de carbono nas refinarias da região.

Por outro lado, o hidrogênio verde, produzido a partir de eletrólise usando energia renovável, não deve ser aplicado nas refinarias da Região Sudeste devido às características das operações dessas plantas. O foco maior para o hidrogênio verde está em projetos específicos, como o Porto do Açu, que visa desenvolver um hub de hidrogênio verde, para produção de amônia ou exportação.

Por fim, a modelagem da cadeia de hidrogênio na Região Sudeste leva em con-

sideração a infraestrutura robusta de gás natural existente, as refinarias de grande capacidade e as oportunidades para a adoção de tecnologias, como o hidrogênio azul. A Figura 3.4 ilustra a cadeia completa do gás natural, com os blocos azuis representando a infraestrutura atual e os blocos laranjas indicando potenciais expansões.

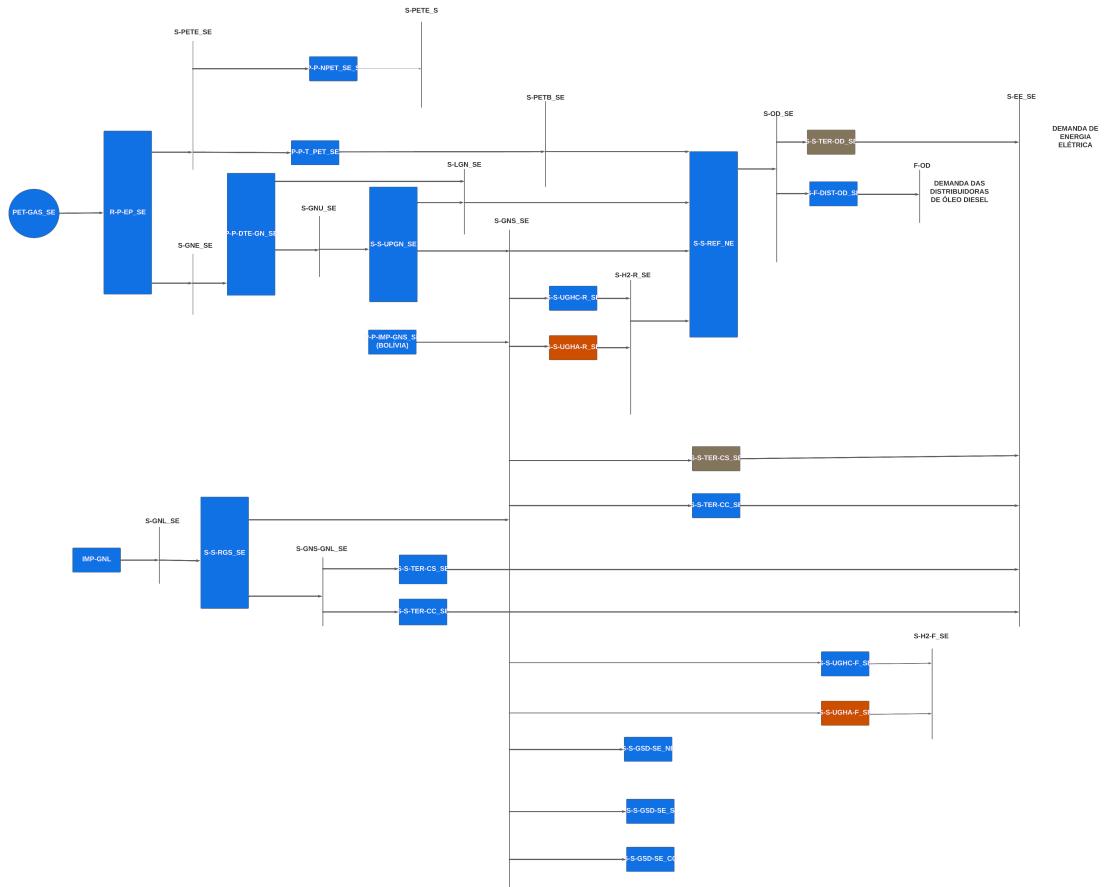


Figura 3.4: Cadeia de petróleo e gás da região Sudeste

Sul

A Região Sul do Brasil é composta pelos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Diferentemente de outras regiões, como o Sudeste e o Nordeste, a Região Sul não possui reservas comprovadas de petróleo. Isso significa que a região não contribui diretamente para a produção nacional de petróleo. Entretanto, o estado do Paraná possui reservas de gás natural em terra, embora de escala limitada quando comparadas a outras regiões do Brasil. Santa Catarina e Rio Grande do Sul, por outro lado, não possuem reservas ou produção de gás natural [45].

Além disso, a Região Sul não possui Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), o que reforça sua limitação em termos de infraestrutura para o processamento de gás. A ausência de UPGNs significa que o gás natural produzido no Paraná é processado em outras regiões ou utilizado de forma local sem passar por

grandes plantas de processamento [58].

Em relação às refinarias, a Região Sul possui duas refinarias principais: a Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR) no Paraná e a Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP) no Rio Grande do Sul. A REPAR é a maior refinaria da região, com uma capacidade de processamento de aproximadamente 208 mil barris por dia, o que representa a maior parte da capacidade da Região Sul. A REFAP, com uma capacidade de 189 mil barris por dia, é a menor refinaria, mas ainda tem uma participação significativa no processamento de petróleo da região. Juntas, as refinarias da Região Sul contribuem com uma parcela relevante da capacidade de refino do Brasil, embora representem uma menor proporção em relação ao Sudeste e ao Nordeste [58].

A capacidade de produção de hidrogênio nas refinarias da Região Sul é significativa, com a REPAR tendo a maior capacidade, produzindo cerca de 3.000.000 Nm³/dia de hidrogênio. A REFAP, embora menor, ainda contribui com uma capacidade de 35.000 Nm³/dia. Essas capacidades são utilizadas principalmente para os processos de hidrotratamento e hidrocraqueamento, que permitem a produção de combustíveis de alta qualidade [45].

As refinarias da Região Sul possuem capacidade de hidrotratamento de correntes instáveis de 24.400 barris por dia, além de hidrotratamento de gasolina, o que permite que elas produzam combustíveis com baixo teor de enxofre. A capacidade de produção de diesel na Região Sul é uma parte crucial da infraestrutura energética da região. A produção de diesel atende tanto à demanda regional quanto à nacional, sendo essencial para o setor de transportes [45].

Os derivados de petróleo produzidos nas refinarias da Região Sul incluem diesel, gasolina, querosene de aviação (QAV) e GLP. Esses produtos são essenciais para abastecer o mercado interno da região e também para suprir parte da demanda nacional [45].

O hidrogênio azul, produzido a partir de gás natural com captura de carbono, pode ser aplicado nas refinarias da Região Sul. As refinarias já utilizam gás natural em seus processos, e a implementação de tecnologias de captura de carbono poderia ajudar a reduzir as emissões de CO₂, tornando a produção mais sustentável.

Por outro lado, o hidrogênio verde, produzido a partir de eletrólise com energia renovável, não faz sentido ser aplicado nas refinarias da Região Sul no momento, uma vez que não há projetos específicos para esse tipo de tecnologia na região. A infraestrutura atual é mais adequada para o hidrogênio azul.

Por fim, a modelagem da cadeia de hidrogênio na Região Sul leva em consideração a infraestrutura robusta de gás natural existente, as refinarias de grande capacidade e as oportunidades para a adoção de tecnologias, como o hidrogênio azul. A Figura 3.5 ilustra a cadeia completa do gás natural, com os blocos azuis representando a infraestrutura atual e os blocos laranjas indicando potenciais expansões.

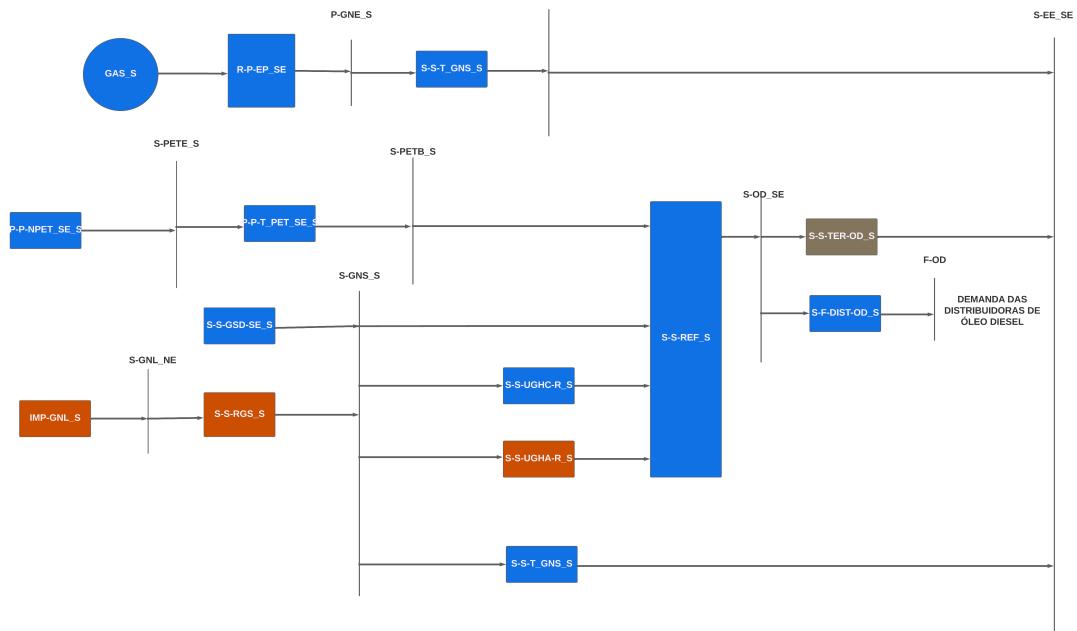


Figura 3.5: Cadeia de petróleo e gás da região Sul

3.2 Etapa 2: Inserção dos Coeficientes Técnicos

A etapa 2 desenvolve a inserção dos coeficientes técnicos para aplicação do modelo MATRIZ. Essa fase inclui a metodologia de cálculo para as tecnologias antecedentes do hidrogênio, como exploração e produção de petróleo e gás natural, unidades de processamento de gás natural, geração de hidrogênio cinza, azul e verde, refinarias e unidades de produção de fertilizantes nitrogenados. Esses coeficientes técnicos são essenciais para definir a performance e a eficiência de cada uma dessas etapas na cadeia de produção de energia.

Para as reservas, os coeficientes técnicos a serem inseridos no MATRIZ referem-se às reservas de petróleo e gás natural de cada região do Brasil. Esses coeficientes permitem modelar com precisão a capacidade de extração de energia dessas fontes ao longo do tempo. Serão utilizados dados sobre a capacidade de exploração dessas reservas, convertidos para as unidades do MATRIZ (ktep) e aplicados em simulações que otimizam o uso dessas reservas na produção energética.

A dissertação abordará apenas as Reservas de Petróleo e Gás Natural, uma vez que estas são as fontes de energia primárias mais relevantes para a cadeia de hidrogênio no Brasil. Outras fontes, como carvão e biomassa, não serão incluídas na análise, pois não representam uma participação significativa no modelo energético brasileiro, especialmente no contexto de hidrogênio.

Para as tecnologias, os coeficientes técnicos a serem inseridos incluem dados sobre a eficiência e o consumo energético de cada tecnologia envolvida na produção

de hidrogênio e seus derivados. Isso inclui o processamento de gás natural, a reforma a vapor do metano (RVM), com e sem captura de carbono, e a eletrólise da água. Essas tecnologias terão seus dados ajustados para ktep, facilitando sua integração no modelo.

As tecnologias abordadas incluem: Unidades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), Unidades de Geração de Hidrogênio por RVM (cinza e azul) e por eletrólise da água, além das Refinarias e Unidades de Produção de Fertilizantes Nitrogenados (UPFN). Essas tecnologias são fundamentais para o estudo, pois determinam a eficiência e o impacto ambiental da produção de hidrogênio.

A estrutura da Etapa 2 abrange desde a análise de reservas de petróleo e gás natural, passando pela exploração e produção, até o processamento de gás natural e geração de hidrogênio. A metodologia de cálculo dos coeficientes técnicos inclui a transformação das reservas e da capacidade de processamento e produção em unidades adequadas para o MATRIZ, como ktep, para modelar a cadeia energética.

Nesta $R1$ é a região Norte, $R2$ é a região Nordeste, $R3$ é a região Sudeste e $R4$ é a região Sul e e é o estado de cada região. PCI é o poder calorífico inferior utilizado principalmente para conversão de volume para energia e t é a variável de tempo, utilizado para conversão de ano para dia ou hora.

3.2.1 Reservas de Petróleo e Gás Natural

As reservas de petróleo e gás natural no Brasil estão distribuídas em quatro regiões: Norte, Nordeste, Sudeste e Sul. Para aplicação no modelo MATRIZ, os dados dessas reservas precisam ser ajustados às unidades de medida compatíveis com o modelo.

As Equações 3.2 e 3.3 têm como objetivo calcular o somatório das reservas de petróleo e gás natural de todos os estados agrupados por região. A Equação 3.2 expressa o total das reservas de petróleo, obtido pela soma das reservas dos estados, organizadas por região. De maneira semelhante, a Equação 3.3 apresenta o total das reservas de gás natural, determinado pela soma das reservas dos estados, também estratificadas por região.

$$RES_{pet} = \left(\sum_e^{R1} res_{pet} \right) * PCI_{pet\ ktep/bbl} \quad (3.2)$$

$$\left(\sum_e^{R2} res_{pet} \right)$$

$$\left(\sum_e^{R3} res_{pet} \right)$$

$$\left(\sum_e^{R4} res_{pet} \right)$$

$$RES_{gn} = \left(\begin{array}{c} \sum_e^{R1} res_{gn} \\ \sum_e^{R2} res_{gn} \\ \sum_e^{R3} res_{gn} \\ \sum_e^{R4} res_{gn} \end{array} \right) * PCIgnu_{m^3/ktep} \quad (3.3)$$

Onde res_{pet} representa a quantidade disponível de petróleo na reserva, expressa em bbl/ano e, res_{gn} representa a quantidade disponível de gás natural na reserva, expressa em m^3/ano ; e denota os estados; R as regiões, e $PCIpet_{ktep/bbl}$ refere-se ao poder calorífico inferior do petróleo, responsável pela conversão de bbl para $ktep$; $PCIgnu_{ktep/m^3}$ refere-se ao poder calorífico inferior do gás natural, responsável pela conversão de m^3 para $ktep$;

A quantidade de petróleo e gás natural disponível nas reservas das regiões Nordeste e Sudeste foi extraída, respectivamente, das Tabelas A.1 e A.2. Para a região Norte, foram consideradas as reservas de petróleo e gás natural do estado do Amazonas, enquanto para a região Sul foi considerada a reserva de gás natural do estado do Paraná.

No Modelo MATRIZ, no entanto, essas reservas são tratadas como uma única variável, sem distinção entre petróleo e gás natural. Por isso, é necessário utilizar o valor agregado das duas reservas. Nesse sentido, a Equação 3.4 soma a quantidade das reservas de petróleo e gás natural.

$$RES_{total} = RES_{pet} + RES_{gn} \quad (3.4)$$

Onde RES_{pet} representa, na forma matricial, as reservas de petróleo em cada região calculadas pela Equação 3.2, e RES_{gn} corresponde, também na forma matricial, às reservas de gás natural em cada região, calculadas pela Equação 3.3. Os resultados da aplicação das Equações 3.2, 3.3 e 3.4 são apresentados na Tabela 3.1, que mostra a quantidade total das reservas de petróleo e gás natural por região.

Tabela 3.1: Reservas de petróleo e gás natural, no ano de 2022, por região do Brasil (10^3 $ktep$)

Região	Petróleo	Gás Natural	Total
Norte	6,6	41.717,1	48,3
Nordeste	64,5	61,1	125,6
Sudeste	2031,3	300,4	2331,7
Sul	0	0,3	0,3

As informações apresentadas na Tabela 3.1 são utilizadas no modelo MATRIZ para restringir a produção de petróleo e gás natural aos valores comprovados das

reservas, limitando, dessa forma, a expansão ilimitada das tecnologias de exploração e produção pelo modelo.

3.2.2 Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

As tecnologias de exploração e produção de petróleo e gás natural são encontradas nas mesmas regiões onde se localizam as reservas. De maneira análoga, os coeficientes precisam ser ajustados para as unidades compatíveis com MATRIZ.

Seguindo o mesmo princípio das reservas, as Equações 3.5 e 3.6 calculam o somatório da produção de petróleo e gás natural de todos os estados agrupados por região. A Equação 3.5 expressa o total da produção de petróleo, obtido pela soma da produção dos estados, organizadas por região e a Equação 3.6 apresenta o total da produção de gás natural.

$$EEP_{pet} = \left(\begin{array}{c} \sum_e^{R1} eep_{pet} \\ \sum_e^{R2} eep_{pet} \\ \sum_e^{R3} eep_{pet} \\ \sum_e^{R4} eep_{pet} \end{array} \right) * PCI_{Iggnuktep/bbl} \quad (3.5)$$

$$EEP_{gn} = \left(\begin{array}{c} \sum_e^{R1} eep_{gn} \\ \sum_e^{R2} eep_{gn} \\ \sum_e^{R3} eep_{gn} \\ \sum_e^{R4} eep_{gn} \end{array} \right) * PCI_{Iggnuktep/m^3} \quad (3.6)$$

Onde EEP_{pet} representa a quantidade produzida de petróleo, expressa em bbl/ano ; EEP_{gn} representa a quantidade produzida de gás natural, expressa em m^3/ano ; e denota os estados; e $PCI_{Ipetktep/bbl}$ refere-se ao poder calorífico inferior do petróleo, responsável pela conversão de bbl para $ktep$; $PCI_{Iggnuktep/m^3}$ refere-se ao poder calorífico inferior do gás natural, responsável pela conversão de m^3 para $ktep$;

De forma análoga às reservas, a quantidade de petróleo e gás natural produzida em cada estado nas regiões Nordeste e Sudeste foi extraída, respectivamente, das Tabelas B.1 e B.2. Para a região Norte, considerou-se a produção de petróleo e gás natural do estado do Amazonas, enquanto, na região Sul, foi considerada a produção de gás natural do estado do Paraná.

Os coeficientes técnicos de produção das tecnologias de petróleo e gás natural são determinados pelas Equações 3.7, 3.8 e 3.9, baseando-se na quantidade produzida de cada combustível, representada pelas variáveis EEP_{pet} e EEP_{gn} , respectivamente. A Equação 3.7 calcula a soma da produção total de petróleo e gás natural. Por sua vez, a Equação 3.8 determina o percentual da produção de petróleo em relação ao total produzido, enquanto a Equação 3.9 define o percentual correspondente à produção de gás natural.

$$EEP_{tot} = EEP_{pet} + EEP_{gn} \quad (3.7)$$

$$EEP_{coef-pet} = EEP_{pet} \times EEP_{tot}^{-1} \quad (3.8)$$

$$EEP_{coef-gn} = EEP_{gn} \times EEP_{tot}^{-1} \quad (3.9)$$

Onde $EEP_{coef-pet}$ representa o coeficiente de produção de petróleo, enquanto o $EEP_{coef-gn}$ corresponde ao coeficiente de produção de gás natural. Os coeficientes são incorporados ao modelo MATRIZ para quantificar a produção da tecnologia.

Tabela 3.2: Produção de petróleo e gás natural por região do Brasil (10^3 ktep/ano)

Região	Petróleo	Gás Natural	Total
Norte	0,693	5,032	5,725
Nordeste	3,071	3,313	6,384
Sudeste	152,300	41,163	193,940
Sul	0,000	0,004	0,004

Diferentemente das reservas, a produção de petróleo e gás natural segue cadeias energéticas distintas. O petróleo é transportado predominantemente por cabotagem, com terminais marítimos estrategicamente localizados entre os campos de produção e as refinarias, além de contar com oleodutos para otimizar o transporte. Por sua vez, o gás natural é conduzido por gasodutos, que conectam as plataformas de produção às unidades de processamento, onde é refinado e preparado para distribuição.

3.2.3 Unidade de Processamento de Gás Natural

Os coeficientes técnicos das tecnologias das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) abrangem a capacidade instalada atual e o balanço de energia, considerando os conteúdos energéticos de entrada e saída associados à tecnologia.

A capacidade instalada é definida com base na energia de referência correspondente à quantidade de gás natural úmido que é processado nas UPGNs, expressa em m^3/d . Nesse contexto, a Equação 3.10 é determinada pelo somatório das capacidades instaladas UPGNs de todos os estados, agrupados por região.

$$UPGN_{cap} = \left(\begin{array}{l} \sum_e^{R1} upgn_{cap_e} \\ \sum_e^{R2} upgn_{cap_e} \\ \sum_e^{R3} upgn_{cap_e} \\ \sum_e^{R4} upgn_{cap_e} \end{array} \right) * PCIgnu_{ktep/m^3} * t_{dia/ano} \quad (3.10)$$

Onde $upgn_{cape}$ representa as capacidades instaladas das unidades de processamento de gás natural, expressa em m^3/d ; e denota os estados; R as regiões; $PCIgnu_{ktep/m^3}$ refere-se ao poder calorífico inferior do gás natural úmido, responsável pela conversão de m^3 para $ktep$; $t_{dia/ano}$ é a quantidade de dias em um ano;

A capacidade de processamento das UPGNs em cada estado das regiões Nordeste e Sudeste foi extraída, respectivamente, das Tabelas C.1 e C.2. Para a região Norte, considerou-se a produção de petróleo e gás natural do estado do Amazonas. A região Sul não foi incluída pois não possui UPGN.

Tabela 3.3: Capacidade Instalada de Processamento de Gás Natural das UPGNs

Região	Gás Natural
Norte	1056,4
Nordeste	35,76
Sudeste	35,76

A Tabela 3.3 apresenta os resultados obtidos a partir da Equação 3.10. Esses resultados são aplicados no modelo MATRIZ como capacidade histórica, servindo de referência para orientar o processo de expansão do gás natural no ano base por região.

O balanço de energia é calculado pela razão entre a soma dos insumos consumidos e a soma dos produtos gerados. Nas UPGNs, o principal insumo é o gás natural úmido, proveniente diretamente das plataformas de exploração e produção, transportado predominantemente por gasodutos.

Neste sentido, a Equação 3.11 é determinada pelo somatório do consumo de gás natural úmido das UPGNs de todos os estados, agrupados por região. A Equação 3.12 representa o somatório de todos os derivados de gás natural das UPGNs

$$UPGN_c = \left(\begin{array}{c} \sum_e^{R1} upgn_{gnue} \\ \sum_e^{R2} upgn_{gnue} \\ \sum_e^{R3} upgn_{gnue} \\ \sum_e^{R4} upgn_{gnue} \end{array} \right) * PCIgnu_{m^3/ktep} \quad (3.11)$$

$$UPGN_{pro} = \left(\begin{array}{c} \sum_e^{R1} upgn_{glpe} \sum_e^{R2} upgn_{glpe} \sum_e^{R3} upgn_{glpe} \sum_e^{R4} upgn_{glpe} \\ \sum_e^{R1} upgn_{c5e} \sum_e^{R2} upgn_{c5e} \sum_e^{R3} upgn_{c5e} \sum_e^{R4} upgn_{c5e} \\ \sum_e^{R1} upgn_{etae} \sum_e^{R2} upgn_{etae} \sum_e^{R3} upgn_{etae} \sum_e^{R4} upgn_{etae} \\ \sum_e^{R1} upgn_{proe} \sum_e^{R2} upgn_{proe} \sum_e^{R3} upgn_{proe} \sum_e^{R4} upgn_{proe} \\ \sum_e^{R1} upgn_{gnse} \sum_e^{R2} upgn_{gnse} \sum_e^{R3} upgn_{gnse} \sum_e^{R4} upgn_{gnse} \\ \sum_e^{R1} upgn_{lgne} \sum_e^{R2} upgn_{lgne} \sum_e^{R3} upgn_{lgne} \sum_e^{R4} upgn_{lgne} \end{array} \right) \quad (3.12)$$

$$UPGN_p = UPGN_{pro}^T * diag(PCI_{ktep/m^3}) \quad (3.13)$$

Onde $upgn_{gnue}$ representa a quantidade consumida de gás natural úmido, enquanto $upgn_{glpe}$, $upgn_{c5e}$, $upgn_{etae}$, $upgn_{proe}$, $upgn_{gnse}$ e $upgn_{lgne}$ correspondem, respectivamente, às quantidades produzidas de gás liquefeito de petróleo (GLP), C5, etano, propano, gás natural seco e líquidos de gás natural. O parâmetro PCI_{gnue} refere-se ao poder calorífico inferior do gás natural úmido, e PCI_{ktep/m^3} representa uma matriz contendo os poderes caloríficos inferiores de todos os derivados de gás natural, dispostos na mesma ordem da matriz $UPGN_{pro}$.

Dessa forma, $UPGN_c$ representa a soma de todos os produtos consumidos, enquanto $UPGN_p$ corresponde à soma de todos os produtos gerados, ambos expressos em $ktep/ano$. Como a energia de referência é o gás natural úmido, para obter uma relação percentual, é necessário dividir a quantidade de cada produto consumido e produzido pela quantidade de gás natural úmido. Essas relações são descritas pelas Equações 3.14 e 3.15.

$$UPGN_{coef-c} = UPGN_c \times UPGN_c^{-1} = I \quad (3.14)$$

$$UPGN_{coef-p} = UPGN_p \times UPGN_p^{-1} \quad (3.15)$$

Os coeficientes técnicos de consumo são representados pela energia de referência, que é o gás natural úmido. Dessa forma, a matriz de consumo é dividida por ela mesma, resultando em valores nulos. Por outro lado, a produção dos derivados do gás natural está detalhada na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Coeficientes da produção dos derivados do gás natural pelas UPGNs ($ktep/ano$)

Região	GLP	C5	Etano	Propano	GNS	LGN
Norte	0,1208	0,0251	0	0,0001	0,8327	0
Nordeste	0,0274	0,0138	0	0,0002	0,8080	0,0488
Sudeste	0,1066	0,0463	12,643	0,0729	0,8009	0

Segundo a Tabela 3.4 que a produção de gás natural seco é mais eficiente na Região Norte e menos eficiente na Região Sudeste. Por outro lado, a Região Sudeste se destaca pela maior eficiência na produção de C5, etano e propano, gases de maior valor econômico.

As eficiências das UPGNs são implementadas no modelo MATRIZ por região, fornecendo as métricas de conversão energética necessárias para o modelo.

3.2.4 Unidade de Geração de Hidrogênio Cinza

O hidrogênio produzido no Brasil é oriundo de dois locais: das refinarias e das unidades de produção de fertilizantes nitrogenados. Portanto, a capacidade instalada desta tecnologia será a soma da capacidade instalada das refinarias com as unidades de produção de fertilizantes nitrogenados.

A capacidade de produção de hidrogênio na refinaria por região do Brasil é definida com base na energia de referência correspondente à quantidade de hidrogênio produzido, expressa em Nm^3/d . Nesse contexto, a Equação 3.16 é determinada pelo somatório das capacidades instaladas das UGHCs nas refinarias de todos os estados, agrupados por região.

$$UGHC_{cap_{ref}} = \left(\begin{array}{l} \sum_e^{R1} ughc_{cap_{ref}} \\ \sum_e^{R2} ughc_{cap_{ref}} \\ \sum_e^{R3} ughc_{cap_{ref}} \\ \sum_e^{R4} ughc_{cap_{ref}} \end{array} \right) * PCI - h2_{ktep/Nm^3} * t_{dia/ano} \quad (3.16)$$

Onde $ughc_{cap_{ref}}$ representa as capacidades instaladas das unidades de geração de hidrogênio nas refinarias, expressa em Nm^3/d ; e denota os estados; R as regiões; $PCI - h2_{ktep/Nm^3}$ refere-se ao poder calorífico inferior do hidrogênio, responsável pela conversão de Nm^3 para $ktep$;

A capacidade de produção de hidrogênio de cada estado, por região, está detalhada nas Tabelas D.1, D.2 e D.3. Vale destacar que, na região Norte, representada pela Refinaria Isaac Sabbá, não há unidade de geração de hidrogênio autorizada pela ANP.

A Tabela 3.5 demonstra os valores da capacidade de produção de hidrogênio nas refinarias por região.

Tabela 3.5: Capacidade de produção de hidrogênio nas refinarias (ktep/ano)

Região	Hidrogênio
Nordeste	413,7
Sudeste	1022,6
Sul	345,4

Para estimar a capacidade de produção de hidrogênio nas unidades de produção de fertilizantes nitrogenados, foi necessário desenvolver um procedimento de cálculo. Esse procedimento utiliza as informações de capacidade de produção de amônia e ureia disponibilizadas pela Petrobras, conforme ilustrado na Tabela F.1.

A Equação 3.17 calcula o somatório das capacidades instaladas das Unidades de Produção de Fertilizantes Nitrogenados (UPFN) localizadas nos municípios de Laranjeiras, em Sergipe, e Camaçari, na Bahia, ambos situados na Região Nordeste.

$$F_{NE} = \left(\begin{array}{c} \sum_e^{R2} fafen_{cap_{amnia}} \\ \sum_e^{R2} fafen_{cap_{ureia}} \end{array} \right) \quad (3.17)$$

Onde $fafen_{cap_{amnia}}$ e $fafen_{cap_{ureia}}$ representam as capacidades de produção de amônia e ureia, respectivamente, nas unidades de produção de fertilizantes nitrogenados, expressas em t/ano ; e denota os estados da Região Nordeste, enquanto $R2$ refere-se à Região Nordeste.

A Tabela 3.6 apresenta o coeficiente de produção de hidrogênio em relação à amônia, calculado com base na estequiometria da síntese de Haber-Bosch, detalhada no capítulo anterior. Adicionalmente, a tabela inclui informações sobre a produção de ureia e a quantidade de amônia necessária para sua fabricação, com base em dados fornecidos pela PETROBRAS [59] em análises de uma planta ideal, utilizados como referência neste estudo.

Tabela 3.6: Dados da planta ideal de fertilizante nitrogenados

Variável	Descrição	Valor	Fonte
$coef_{\frac{nh3}{h2}}$	Coeficiente de produção de hidrogênio para amônia	5,48	[59]
$prod_{ureia}$	Produção total de Ureia	1,109	[59]
$prod_{nh3pureia}$	Produção de amônia a ser transformada em ureia	0,623	[59]

A Equação 3.18 calcula a quantidade de hidrogênio necessário para produzir 1 tonelada de ureia ($coef_{\frac{ureia}{h2}}$). Para isso, considera a quantidade de amônia requerida na produção de ureia, obtida pela razão entre a quantidade de amônia utilizada na produção de ureia ($prod_{nh3pureia}$) e a produção total de ureia ($prod_{ureia}$) multiplicada pelo coeficiente que relaciona a quantidade de hidrogênio necessário para produzir amônia ($coef_{\frac{nh3}{h2}}$).

$$coef_{\frac{ureia}{h2}} = coef_{\frac{nh3}{h2}} * \left(\frac{prod_{ureia}}{prod_{nh3pureia}} \right) \quad (3.18)$$

$$F_{coef} = \left(\begin{array}{c} coef_{\frac{ureia}{h2}} \\ coef_{\frac{nh3}{h2}} \end{array} \right) \quad (3.19)$$

$$UGHC_{cap_{afen}} = (F_{NE} \times F_{coef}) * PCI - h2_{ktep/t} \quad (3.20)$$

Os coeficientes de produção de hidrogênio para ureia e amônia são organizados

em formato matricial, conforme descrito na Equação 3.19. Essa organização é essencial para compatibilizar os coeficientes com a operação de multiplicação envolvendo a matriz de capacidade das unidades de produção de fertilizantes nitrogenados, conforme descrito na Equação 3.20. Além disso, a parcela do $PCI - h2_{ktep/t}$ converte a unidade do hidrogênio de toneladas para $ktep$.

Realizados todos os procedimentos, a capacidade de produção de hidrogênio para unidades de fertilizantes nitrogenados no Nordeste é de 42735 $ktepH_2/ano$.

O balanço de energia das unidades de geração de hidrogênio por Reforma a Vapor de Metano (RVM) é calculado com base no consumo específico de gás natural e na produção de hidrogênio. De acordo com COLLODI *et al.* [10], para cada 1 Nm^3 de H_2 produzido, é necessário um consumo de 14,2 MJ de gás natural.

Esse valor é utilizado na Equação 3.21, que realiza as conversões necessárias para a aplicação dos coeficientes na tecnologia no modelo MATRIZ. As conversões transformam o consumo energético para unidades de $ktep$, permitindo sua integração e utilização no modelo.

$$UGHC_{be} = ughc_{\frac{gn}{h2}} * fc_{\frac{tep}{MJ}} * PCI - h2_{tep/Nm^3} \quad (3.21)$$

Onde $ughc_{\frac{gn}{h2}}$ representa o consumo específico de gás natural para a produção de hidrogênio; $fc_{\frac{tep}{MJ}}$ é o fator de conversão de tep para MJ ; e $PCI - h2_{tep/Nm^3}$ refere-se ao poder calorífico inferior do hidrogênio, utilizado para converter Nm^3 para tep . O resultado da equação apresenta $UGHC_{be}$ resulta em um consumo de 1,31 $ktep$ de gás natural (GN) para a produção de 1 $ktep$ de H_2 .

Essa mesma tecnologia, conforme COLLODI *et al.* [10], apresenta um fator de emissão de 0,8091 kg de CO_2 por Nm^3 de hidrogênio produzido. Esse valor é utilizado na Equação 3.22, que realiza as conversões necessárias para a aplicação dos coeficientes de emissão no modelo. Onde $ughc_{\frac{co2}{h2}}$ representa o fator de emissão associado à produção de hidrogênio.

$$UGHC_{fe} = \frac{ughc_{\frac{co2}{h2}} * 1000}{PCI - h2_{ktep/Nm^3}} \quad (3.22)$$

Para a tecnologia de Reforma a Vapor de Metano (RVM) sem captura de carbono, o fator de emissão é de 3137,21 toneladas de CO_2 por $ktep$ de hidrogênio produzido. Esse coeficiente é aplicado no modelo para representar as emissões associadas à produção de hidrogênio cinza, sendo fundamental para quantificar o impacto ambiental dessa tecnologia. Essa métrica é essencial para avaliar as emissões de CO_2 no contexto da produção de hidrogênio no modelo.

Os coeficientes técnicos calculados, como a capacidade instalada, os coeficientes de consumo e produção, e o fator de emissão, são integrados ao modelo MATRIZ. Essa integração possibilita que o modelo avalie tanto a eficiência quanto o impacto

ambiental das tecnologias de produção de hidrogênio.

3.2.5 Unidade de Geração de Hidrogênio Azul

A tecnologia de captura de carbono aplicada ao processo de reforma a vapor do metano reduz significativamente as emissões de CO_2 , mitigando o impacto ambiental. Durante o processo de transformação do gás natural em hidrogênio, o CO_2 gerado é capturado por plantas especializadas, resultando em emissões consideravelmente menores em comparação às tecnologias sem captura.

Uma das vantagens dessa tecnologia é sua possibilidade de integração às plantas já existentes de produção de hidrogênio, sem a necessidade de desativar ou substituir a infraestrutura existente. Isso contribui para a redução dos custos operacionais, aproveitando os investimentos já realizados.

No entanto, apesar de ser amplamente estudada, o Brasil ainda não possui plantas de geração de hidrogênio com captura de carbono em operação. Por essa razão, a capacidade instalada dessa tecnologia não foi incorporada ao modelo. Contudo, o potencial futuro para sua adoção é levado em consideração nas projeções [33].

Analogamente ao procedimento de cálculo das unidades de geração de hidrogênio, é necessário realizar conversões para aplicação no modelo. De acordo com COLLODI *et al.* [10], o consumo específico de gás natural e o fator de emissão para a produção de hidrogênio são, respectivamente, 15,6 MJ de gás natural e 0,0888 kg de CO_2 por Nm^3 de hidrogênio produzido. Os valores aplicados nas Equações 3.23 e 3.24 realizam as conversões para as unidades do modelo.

$$UGHA_{be} = ugha_{\frac{gn}{h^2}} * fc_{\frac{tep}{MJ}} * PCI - h2_{tep/Nm^3} \quad (3.23)$$

$$UGHA_{fe} = \frac{ughc_{\frac{co2}{h^2}} * 1000}{PCI - h2_{ktep/Nm^3}} \quad (3.24)$$

Nas Equações 3.23 e 3.24, $ughc_{\frac{gn}{h^2}}$ representa o consumo específico de gás natural para a produção de hidrogênio com captura de carbono, enquanto $ughc_{\frac{co2}{h^2}}$ corresponde ao fator de emissão associado a essa tecnologia. Os resultados das interações indicam que são necessários 1,44 $ktep$ de gás natural, com uma emissão de 344,31 toneladas de CO_2 , para produzir 1 $ktep$ de hidrogênio com captura de carbono.

Os valores convertidos para $ktep$ indicam um aumento de aproximadamente 10% no consumo de gás natural em comparação com a tecnologia de produção de hidrogênio sem captura. Em contrapartida, há uma redução significativa de cerca de 90% nas emissões de CO_2 .

Os coeficientes de capacidade, eficiência energética e emissão foram integrados ao modelo para simular o impacto das tecnologias de geração de hidrogênio com captura

de carbono. Essa integração considera tanto o aumento no consumo energético devido ao processo de captura de carbono quanto a expressiva redução do fator de emissão de CO_2 nas refinarias e Unidades de Produção de Fertilizantes Nitrogenados (UPFN) no Brasil.

3.2.6 Unidade de Geração de Hidrogênio Verde

A tecnologia de produção de hidrogênio por eletrólise da água difere das demais por utilizar água e eletricidade como insumos principais, em vez de gás natural. Quando alimentada por fontes de energia renováveis, como eólica ou solar, essa tecnologia não gera emissões diretas de CO_2 , tornando-se uma alternativa sustentável para a produção de hidrogênio.

De forma análoga ao hidrogênio produzido por reforma a vapor com captura de carbono, o hidrogênio obtido por eletrólise é amplamente estudado e frequentemente mencionado como um dos principais motores da transição energética. Diversos projetos visam à implementação de plantas de produção de hidrogênio por eletrólise no Brasil. No entanto, ainda não há capacidade instalada em operação no sistema energético brasileiro, motivo pelo qual essa tecnologia não foi implementada no modelo.

O eletrolisador, principal equipamento utilizado na produção de hidrogênio, consome eletricidade para dissociar água em hidrogênio e oxigênio. Segundo KATEBAH *et al.* [11], o consumo de eletricidade para essa tecnologia varia entre 56 e 72 kWh por kg de H_2 . Neste estudo, foi adotado o valor mínimo dessa faixa, que foi aplicado à Equação 3.25 para realizar a conversão das unidades necessárias para sua integração ao modelo.

$$UGHV_{be} = \frac{ughc_{\frac{ee}{h^2}} * fc_{\frac{ktep}{kWh}}}{PCI - h2_{tep/Nm^3}} \quad (3.25)$$

Na Equação 3.25, $ughc_{\frac{ee}{h^2}}$ representa o consumo específico de energia elétrica, em kWh , para a produção de 1 kg de hidrogênio, enquanto $fc_{\frac{ktep}{kWh}}$ é o fator de conversão de $ktep$ para kWh . Os resultados das interações indicam que são necessários 1,68 $ktep$ de energia elétrica para produzir 1 $ktep$ de hidrogênio a partir da eletrólise da água.

Os valores convertidos para $ktep$ indicam um aumento de aproximadamente 28% no consumo energético em comparação com a tecnologia de produção de hidrogênio sem captura. Por outro lado, essa tecnologia não apresenta fator de emissão, já que o processo é totalmente livre de emissões de CO_2 .

No entanto, para que o hidrogênio seja considerado livre de emissões, é necessário que sua produção seja alimentada exclusivamente por fontes de energia não emissoras. Neste estudo, considerou-se a implementação de usinas eólicas, que pre-

cisariam ser expandidas juntamente com a tecnologia de produção de hidrogênio por eletrólise. Contudo, devido à intermitência característica das usinas eólicas, o Sistema Interligado Nacional (SIN) foi incluído como uma fonte de fornecimento de reserva, para garantir a continuidade do processo.

Os dados de eficiência energética e de emissão da tecnologia de produção de hidrogênio por eletrólise foram integrados ao modelo para simular seu impacto no sistema energético brasileiro. A produção de hidrogênio por eletrólise será aplicada exclusivamente nas Unidades de Produção de Fertilizantes Nitrogenados (UPFN), onde se espera que essa tecnologia substitua o uso de gás natural, contribuindo para a redução do fator de emissão de CO_2 .

3.2.7 Refinarias

As refinarias desempenham um papel fundamental na cadeia de produção de energia, processando petróleo bruto junto com o gás natural seco e o hidrogênio para produção de derivados de petróleo, como gasolina, diesel e querosene de aviação. Unidades de Processamento de Gás Natural são responsáveis por fornecer o gás natural para os processos de refino.

Nesse contexto, a Equação 3.16 é definida pelo somatório das capacidades instaladas das refinarias em todos os estados, agrupadas por região. Na equação, a variável ref_{cap_e} , expressa em barris por dia (bbl/d), representa as capacidades de processamento de petróleo por região. Já o parâmetro $PCI - pet_{ktep/bbl}$ refere-se ao poder calorífico inferior do petróleo, utilizado para converter os valores de barris (bbl) para quilotoneladas equivalentes de petróleo ($ktep$).

$$R_{cap} = \left(\sum_e^{R1} ref_{cap_e} \right) * PCI - pet_{ktep/bbl} * t_{dia/ano} \quad (3.26)$$

$$\left(\sum_e^{R2} ref_{cap_e} \right)$$

$$\left(\sum_e^{R3} ref_{cap_e} \right)$$

$$\left(\sum_e^{R4} ref_{cap_e} \right)$$

Os dados de capacidade instalada das refinarias, utilizados como base para alimentar a Equação 3.16, foram extraídos das Tabelas D.1, D.2 e D.3, correspondentes às regiões Nordeste, Sudeste e Sul, respectivamente. Para a região Norte, foi considerada a capacidade da Refinaria Isaac Sabbá, a única refinaria localizada nessa região.

A aplicação das informações na Equação 3.16 resultou nos valores apresentados na Tabela 3.7. Esses resultados são aplicados no modelo MATRIZ como capacidade histórica, servindo de referência para orientar o processo de expansão do petróleo no ano-base por região.

Para determinar os coeficientes de eficiência energética das refinarias, é essencial

Tabela 3.7: Capacidade de processamento de óleo das refinarias (ktep/ano)

Região	Petróleo
Norte	2371
Nordeste	30692
Sudeste	71141
Sul	23296

conhecer o consumo e a produção de todos os conteúdos energéticos associados à tecnologia. No caso das refinarias, os insumos energéticos incluem petróleo bruto, gás natural seco e hidrogênio. Já os produtos derivados compreendem diesel, gasolina, querosene de aviação, nafta craqueada e nafta de coque.

Os dados sobre o consumo de petróleo e a produção de combustíveis, por refinaria, estão disponíveis no Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ANP [51], enquanto as informações relacionadas ao consumo de gás natural seco podem ser encontradas no Boletim de Acompanhamento do Gás Natural [60], publicado pela Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. O único dado ausente é o consumo de hidrogênio, que não está disponível como dado público.

Dessa forma, foi necessário desenvolver um procedimento de cálculo específico para estimar o consumo de hidrogênio utilizado pelas refinarias. Para essa estimativa, foi elaborado um processo em três etapas:

1. Identificação das capacidades das unidades de processo nas refinarias.
2. Identificar as unidades consumidoras de hidrogênio
3. Busca na literatura de um fator de utilização aplicável às capacidades das unidades de processo da refinaria.
4. Determinação dos coeficientes de consumo específicos para as unidades de processo.

O primeiro passo é identificar as capacidades de todas as unidades de processo consumidoras de hidrogênio por refinaria. A ANP [58], disponibiliza um painel dinâmico com informações detalhadas sobre todas as unidades de processo autorizadas nas refinarias brasileiras.

O somatório por estado e o agrupamento por região das capacidades instaladas, expressas em m^3/d , das unidades de processo presentes nas refinarias são realizados por meio da Equação 3.27.

$$R_{up} = \left(\begin{array}{c} \sum_e^{R1} ref_{upADE_e} \sum_e^{R2} ref_{upADE_e} \sum_e^{R3} ref_{upADE_e} \sum_e^{R4} ref_{upADE_e} \\ \sum_e^{R1} ref_{upVDU_e} \sum_e^{R2} ref_{upVDU_e} \sum_e^{R3} ref_{upVDU_e} \sum_e^{R4} ref_{upVDU_e} \\ \sum_e^{R1} ref_{upCCE_e} \sum_e^{R2} ref_{upCCE_e} \sum_e^{R3} ref_{upCCE_e} \sum_e^{R4} ref_{upCCE_e} \\ \sum_e^{R1} ref_{upHCCe} \sum_e^{R2} ref_{upHCCe} \sum_e^{R3} ref_{upHCCe} \sum_e^{R4} ref_{upHCCe} \\ \sum_e^{R1} ref_{upCOK_e} \sum_e^{R2} ref_{upCOK_e} \sum_e^{R3} ref_{upCOK_e} \sum_e^{R4} ref_{upCOK_e} \\ \sum_e^{R1} ref_{upCRe} \sum_e^{R2} ref_{upCRe} \sum_e^{R3} ref_{upCRe} \sum_e^{R4} ref_{upCRe} \\ \sum_e^{R1} ref_{upHDTI_e} \sum_e^{R2} ref_{upHDTI_e} \sum_e^{R3} ref_{upHDTI_e} \sum_e^{R4} ref_{upHDTI_e} \\ \sum_e^{R1} ref_{upHDTNe} \sum_e^{R2} ref_{upHDTNe} \sum_e^{R3} ref_{upHDTNe} \sum_e^{R4} ref_{upHDTNe} \\ \sum_e^{R1} ref_{upHDTGe} \sum_e^{R2} ref_{upHDTGe} \sum_e^{R3} ref_{upHDTGe} \sum_e^{R4} ref_{upHDTGe} \end{array} \right) \quad (3.27)$$

Onde:

- ref_{upADE_e} : Unidade de destilação atmosférica;
- ref_{upVDU_e} : Unidade de destilação a vácuo;
- ref_{upCCE_e} : Unidade de craqueamento catalítico;
- ref_{upHCCe} : Unidade de hidrocraqueamento catalítico;
- ref_{upCOK_e} : Unidade de coqueamento retardado;
- ref_{upCRe} : Unidade de reforma catalítica;
- ref_{upHDTI_e} : Unidade de hidrotratamento de correntes instáveis;
- $ref_{upHDTNe}$: Unidade de hidrotratamento de nafta de coque;
- $ref_{upHDTGe}$: Unidade de hidrotratamento de gasolina.

As capacidades instaladas das unidades de processo foram agrupadas devido às características operacionais semelhantes. O agrupamento foi realizado com base nas seguintes premissas:

- A destilação atmosférica e a vácuo foram atribuídas juntas a destilação à vácuo por serem processos similares;
O craqueamento catalítico fluido e de resíduo foram atribuídos em craqueamento catalítico por serem processos similares;
- A hidrossulfurização de Nafta Craqueada foi agrupado com hidrotratamento de Gasolina por apresentarem o consumo de hidrogênio similar;

- O hidrotratamento de nafta foi agrupado com hidrotratamento de gasolina por apresentarem o consumo de hidrogênio similar;
- O hidrotratamento de lubrificantes naftênicos foi agrupado com hidrotratamento de gasolina por serem processos similares;
- A hidrodessulfurização e hidrotratamento de diesel foram atribuídos em hidrotratamento de corrente instáveis por apresentarem o consumo de hidrogênio similar;
- O hidrotratamento de QAV foi agrupado com hidrotratamento de corrente instáveis por serem processos similares;
- A hidrodessulfurização de nafta pesada foi agrupado com hidrotratamento de nafta de coque por serem processos similares;
- A Refinaria de Manguinho possui duas unidades de E-2002 e E-2004, logo não foi agrupada;

A aplicação da Equação 3.27 aos dados disponibilizados por ANP [58] resultou nos valores apresentados na Tabela 3.8, que detalha as capacidades instaladas das unidades de processo em refinarias brasileiras por região.

Tabela 3.8: Capacidade das unidades de processo das refinarias (m^3/d)

UP	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul
ADE	2000	32522	149475	0
VDU	5300	65750	151090	34000
CC	600	21800	60120	10500
HCC	0	0	0	0
COK	0	11915	35420	6500
CR	0	0	8950	1100
HDTI	0	24400	78308	20300
HDTN	0	0	19980	3500
HDTG	0	14060	30400	5500

A segunda etapa do procedimento consiste em identificar quais unidades de processo consomem hidrogênio. De acordo com EPE [61] e SZKLO e ULLER [8], as unidades de hidrotratamento de correntes instáveis, hidrotratamento de nafta de coque e hidrotratamento de gasolina utilizam hidrogênio para remover impurezas dos combustíveis, como o enxofre. Para essas unidades, segundo EPE [61], o consumo médio de hidrogênio é estimado em 100, 100 e 200 $\frac{Nm^3H_2}{m^3carga}$, respectivamente.

Por fim, a terceira etapa consiste em determinar o fator de utilização das unidades de processo que consomem hidrogênio, uma vez que essas unidades geralmente não operam em capacidade máxima. De acordo com MAPLES [7], o fator de utilização médio para essas unidades é de 95%. Esse valor é utilizado para ajustar os cálculos e estimar de forma mais precisa a quantidade consumida de hidrogênio.

Tabela 3.9: Capacidade de processamento de gás natural nos estados do Nordeste

Variável	Descrição	Valor	Unidade	Fonte
fut_{cc}	Fator de utilização das Craqueamento Catalítico	1,52	$a.a$	[7]
fut_{hd}	Fator de utilização das Hidrotratamento/Hidrodesulfurização	0,95	$a.a$	[7]
$coef_{hdti}$	Consumo de hidrogênio por unidade de hidrotratamento de Diesel/Instáveis	100	$\frac{Nm^3 H_2}{m^3 carga}$	[61]
$coef_{hdti}$	Consumo de hidrogênio por unidade de hidrotratamento de Nafta de Coque	100	$\frac{Nm^3 H_2}{m^3 carga}$	[61]
$coef_{hdti}$	Consumo de hidrogênio por unidade de hidrodesulfurização de Nafta Craqueada/Gasolina	30	$\frac{Nm^3 H_2}{m^3 carga}$	[61]

Todas as informações obtidas nas etapas foram sintetizadas na Tabela 3.9. Com os dados apresentados na tabela, é possível calcular os coeficientes de eficiência energética das refinarias, considerando o consumo e a produção de energia em suas operações.

Para tal, a Equação 3.28 organiza todos os coeficientes das unidades consumidoras de hidrogênio em formato matricial, permitindo sua multiplicação pelos resultados obtidos na Equação 3.27. Apenas as plantas de hidrotratamento, representadas por $R_{up7:9,1:9}$, são consideradas nesse cálculo. Adicionalmente, com a aplicação do fator de utilização, é possível determinar o total de hidrogênio consumido. Essas operações estão detalhadas na Equação 3.29.

No entanto, conforme EPE [61], a unidade de processo de craqueamento catalítico também produz hidrogênio como coproduto, em uma taxa de 200 $\frac{Nm^3 H_2}{m^3 nafta}$, representada pela variável c_{cc} . Ao multiplicar esse coeficiente pela capacidade de produção da unidade de craqueamento catalítico, representada por $R_{up6,1:9}$, é possível determinar a quantidade de hidrogênio produzido pela planta.

A diferença entre a quantidade de hidrogênio consumido pelas unidades de hidrotratamento e hidrodesulfurização e a quantidade de hidrogênio produzido como coproduto pelas unidades de craqueamento catalítico representa a quantidade de hidrogênio que precisa ser produzido adicionalmente. Essa operação é descrita pela Equação 3.31, que, além disso, utiliza o poder calorífico do hidrogênio e o fator de

conversão temporal para determinar a quantidade de hidrogênio a ser produzida pelas UGHCs, expressa em *ktep/ano*.

$$C_{hd} = \begin{pmatrix} coef_{hdtdi} \\ coef_{hdtn} \\ coef_{hdtg} \end{pmatrix} \quad (3.28)$$

$$Rc_{h2} = R_{up7:9,1:9} * fut_{hd} * C_{hd} \quad (3.29)$$

$$Rp_{h2} = R_{up6,1:9} * fut_{cc} * c_{cc} \quad (3.30)$$

$$R_{h2} = (Rp_{h2} - Rc_{h2}) * PCI - h2_{ktep/Nm} * t_{dia/ano} \quad (3.31)$$

O resultado da Equação 3.31 indicou uma produção de hidrogênio de 255,9 *ktep/ano*, 800,45 *ktep/ano* e 207,9 *ktep/ano*, respectivamente, para as regiões Nordeste, Sudeste e Sul.

Para determinar o consumo de gás natural, foram utilizadas as informações do Boletim de Acompanhamento do Gás Natural [60]. Aplicando esses dados à Equação 3.32, foi possível calcular a quantidade consumida nas refinarias, expressa em *ktep/ano*.

Parte do gás natural consumido nas refinarias é utilizado para a produção de hidrogênio, enquanto outra parte é destinada à geração de calor e a outros processos. Para evitar a contabilização duplicada do hidrogênio, é necessário subtrair do total de gás natural consumido a quantidade utilizada especificamente para a produção de hidrogênio. Esse ajuste é realizado por meio da Equação 3.33.

$$R_{gns} = \begin{pmatrix} \sum_e^{R1} ref_{gnse} \\ \sum_e^{R2} ref_{gnse} \\ \sum_e^{R3} ref_{gnse} \\ \sum_e^{R4} ref_{gnse} \end{pmatrix} * PCI - gns_{ktep/m} * t_{dia/ano} \quad (3.32)$$

$$R_{gns-out} = (R_{gns} - R_{h2}) \quad (3.33)$$

Onde ref_{gnse} representa o consumo total de gás natural pelas refinarias, enquanto $R_{gns-out}$ corresponde à quantidade de gás natural utilizada em todos os outros processos das refinarias que não estão relacionados à produção de hidrogênio.

O consumo de petróleo é calculado com base nas informações extraídas do Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ANP [51]. Esses dados, agrupados por estado, são processados por meio da Equação 3.34.

$$R_{pet} = \begin{pmatrix} \sum_e^{R1} ref_{pete} \\ \sum_e^{R2} ref_{pete} \\ \sum_e^{R3} ref_{pete} \\ \sum_e^{R4} ref_{pete} \end{pmatrix} * PCI - pet_{ktep/bbl} * t_{dia/ano} \quad (3.34)$$

$$R_c = \begin{pmatrix} R_{pet}^\top \\ R_{gns-out}^\top \\ R_{h2}^\top \end{pmatrix} \quad (3.35)$$

Na equação, R_{pet} representa o volume total de petróleo processado pelas refinarias. As informações de todos os insumos utilizados são organizadas na matriz R_c , conforme descrito na Equação 3.35. Os resultados obtidos, que contêm os valores de todos os combustíveis consumidos, serão posteriormente utilizados para determinar os coeficientes técnicos das refinarias.

As informações sobre os produtos foram extraídas do Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ANP [51] e agrupadas utilizando a Equação 3.36. Essa equação considera a produção de diversos derivados do petróleo, descritos pelas seguintes variáveis:

- ref_{gls_e} : produção de gasolina;
- ref_{gla_e} : produção de gasolina de aviação;
- ref_{glpe} : produção de GLP;
- ref_{ocl_e} : produção de óleo combustível;
- ref_{odle} : produção de óleo diesel;
- ref_{qav_e} : produção de querosene de aviação (QAV);
- ref_{quie} : produção de querosene de iluminação;
- ref_{asfe} : produção de asfalto;
- ref_{cok_e} : produção de coque;
- ref_{nfte} : produção de nafta;
- ref_{olbe} : produção de óleo lubrificante;
- ref_{prfe} : produção de parafina;
- ref_{sole} : produção de solventes;
- ref_{oute} : produção de outros produtos não energéticos derivados do petróleo.

$$R_{pro} = \left(\begin{array}{c} \sum_e^{R1} ref_{gls_e} \sum_e^{R2} ref_{gls_e} \sum_e^{R3} ref_{gls_e} \sum_e^{R4} ref_{gls_e} \\ \sum_e^{R1} ref_{gla_e} \sum_e^{R2} ref_{gla_e} \sum_e^{R3} ref_{gla_e} \sum_e^{R4} ref_{gla_e} \\ \sum_e^{R1} ref_{glp_e} \sum_e^{R2} ref_{glp_e} \sum_e^{R3} ref_{glp_e} \sum_e^{R4} ref_{glp_e} \\ \sum_e^{R1} ref_{ocl_e} \sum_e^{R2} ref_{ocl_e} \sum_e^{R3} ref_{ocl_e} \sum_e^{R4} ref_{ocl_e} \\ \sum_e^{R1} ref_{odl_e} \sum_e^{R2} ref_{odl_e} \sum_e^{R3} ref_{odl_e} \sum_e^{R4} ref_{odl_e} \\ \sum_e^{R1} ref_{qave} \sum_e^{R2} ref_{qave} \sum_e^{R3} ref_{qave} \sum_e^{R4} ref_{qave} \\ \sum_e^{R1} ref_{quie} \sum_e^{R2} ref_{quie} \sum_e^{R3} ref_{quie} \sum_e^{R4} ref_{quie} \\ \sum_e^{R1} ref_{asfe} \sum_e^{R2} ref_{asfe} \sum_e^{R3} ref_{asfe} \sum_e^{R4} ref_{asfe} \\ \sum_e^{R1} ref_{asfe} \sum_e^{R2} ref_{asfe} \sum_e^{R3} ref_{asfe} \sum_e^{R4} ref_{asfe} \\ \sum_e^{R1} ref_{cok_e} \sum_e^{R2} ref_{cok_e} \sum_e^{R3} ref_{cok_e} \sum_e^{R4} ref_{cok_e} \\ \sum_e^{R1} ref_{nft_e} \sum_e^{R2} ref_{nft_e} \sum_e^{R3} ref_{nft_e} \sum_e^{R4} ref_{nft_e} \\ \sum_e^{R1} ref_{olbe} \sum_e^{R2} ref_{olbe} \sum_e^{R3} ref_{olbe} \sum_e^{R4} ref_{olbe} \\ \sum_e^{R1} ref_{prfe} \sum_e^{R2} ref_{prfe} \sum_e^{R3} ref_{prfe} \sum_e^{R4} ref_{prfe} \\ \sum_e^{R1} ref_{sole} \sum_e^{R2} ref_{sole} \sum_e^{R3} ref_{sole} \sum_e^{R4} ref_{sole} \\ \sum_e^{R1} ref_{oute} \sum_e^{R2} ref_{oute} \sum_e^{R3} ref_{oute} \sum_e^{R4} ref_{oute} \end{array} \right) \quad (3.36)$$

$$R_p = R_{pro}^\top * diag(PCI - p - ref_{ktep/m^3}) \quad (3.37)$$

Onde a $diag(PCI - p - ref_{ktep/t})$ é o operador que cria a matriz diagonal com os elementos do vetor $PCI - p - ref_{ktep/t}$ na diagonal. O vetor $PCI - p - ref_{ktep/t}$ representa o poder calorífico inferior dos produtos da refinaria. Com valores extraídos do Balanço Energético Nacional (BEN) e multiplicados pela matriz de combustíveis produzidos, como descrito na Equação 3.37, geram a matriz R_p , que corresponde à matriz de produtos convertida em $ktep/ano$.

Com todos os dados de consumo e produção disponíveis, é possível determinar os coeficientes técnicos para o balanço de energia. Considerando que a energia de referência das refinarias é o petróleo bruto e que todos os valores estão expressos em $ktep/ano$, as eficiências energéticas das refinarias em relação ao petróleo são calculadas. Isso é realizado pela divisão elemento por elemento entre a matriz de consumo (R_c) e pelo vetor representante da produção de petróleo contido na matriz de consumo ($R_{c1,1:4}$). Essa divisão também aplicada a matriz de produtos (R_{coef-p}). Ambas as interações são descritas pelas Equações 3.38 e 3.39, respectivamente.

$$R_{coef-c} = R_c \oslash R_{c1,1:4} \quad (3.38)$$

$$R_{coef-p} = R_p \oslash R_{c1,1:4} \quad (3.39)$$

Os resultados obtidos pelas Equações 3.38 e 3.39 estão apresentados nas Ta-

Tabela 3.10: Coeficientes de consumo das refinarias

Região	PET	GNS	H2
Norte	1	0,023	0
Nordeste	1	0,016	0,013
Sudeste	1	0,012	0,012
Sul	1	0,016	0,011

Tabela 3.11: Coeficientes de produção de derivados das refinarias

Região	GLS	GLA	GLP	OCL	ODL	QAV
Norte	0,2781	0	0,0068	0,2423	0,2451	0,0765
Nordeste	0,1019	0	0,0304	0,4024	0,3203	0,0188
Sudeste	0,2187	66841	0,0505	0,1317	0,3892	0,0516
Sul	0,2466	0	0,0557	0,0880	0,4585	0,0172

belas 3.10 e 3.11, respectivamente. Os coeficientes de produção dos combustíveis foram incorporados ao modelo MATRIZ. A aplicação dessas fórmulas permite gerar o balanço energético das refinarias, possibilitando uma simulação precisa de sua operação.

3.2.8 Unidade de Produção de Fertilizantes Nitrogenados

De acordo com PETROBRAS [62], as capacidades instaladas das Unidades de Produção de Fertilizantes Nitrogenados (UPFN) localizadas em Laranjeiras e Camaçari são, respectivamente, de 412 mil e 429 mil toneladas de amônia, e 594 mil e 462 mil toneladas de ureia por ano.

Para determinar as eficiências energéticas das UPFN, foi utilizada como base uma planta de produção de fertilizantes ideal descrita pela PETROBRAS [62]. Essa planta possui um consumo diário de 2,260 milhões de m^3 de gás natural, dos quais 2,110 milhões são destinados à produção de hidrogênio, enquanto o restante é utilizado para a geração de água, vapor e energia elétrica.

A produção dessa planta é de 623 mil toneladas de amônia, que são convertidas com a adição de 810 mil toneladas de CO_2 em 1,109 milhões de toneladas de ureia por ano, além de uma produção adicional de 173 mil toneladas de amônia por ano [62].

Para analisar o hidrogênio, é necessário converter o consumo de gás natural utilizado em sua produção (c_{gns-h2}) para a quantidade equivalente de hidrogênio. Para

isso, foi utilizado o parâmetro $ughc_{\frac{gn}{h2}}$, que representa o consumo específico de gás natural para a produção de hidrogênio, conforme descrito na Equação 3.40. Adicionalmente, o cálculo inclui a multiplicação pelo poder calorífico inferior ($PCIgn_{s ktep/m^3}$) e pelo fator de conversão temporal ($t_{dia/ano}$), ajustando os valores para as unidades de $ktep/ano$.

Já a Equação 3.41 converte o consumo de gás natural utilizado para geração de calor e vapor (c_{gns}) em $ktep/ano$.

$$F_{h2} = \frac{c_{gns-h2} * PCIgn_{s ktep/m^3} * t_{dia/ano}}{ughc_{\frac{gn}{h2}}} \quad (3.40)$$

$$F_{gn} = c_{gns} * PCIgn_{s ktep/m^3} * t_{dia/ano} \quad (3.41)$$

As informações de todos os insumos utilizados são organizadas na matriz F_c , conforme descrito na Equação 3.42. Os resultados obtidos, que contêm os valores de todos os combustíveis consumidos, serão posteriormente utilizados para determinar os coeficientes técnicos das unidades de produção de fertilizantes nitrogenados.

De forma análoga, os fertilizantes produzidos pelas UPFNs são agrupados na Equação 3.43. Para converter as quantidades de toneladas para $ktep$, são aplicados os respectivos vetores de poder calorífico inferior, considerando os valores específicos de 22,5 MJ/kg para ureia e 19,24 MJ/kg para amônia, conforme NIST [63, 64].

$$F_c = \begin{pmatrix} F_{gns} \\ F_{h2} \end{pmatrix} \quad (3.42)$$

$$F_p = \begin{pmatrix} F_{nh3} \\ F_{ureia} \end{pmatrix} * diag(PCI - p - ref_{ktep/t}) \quad (3.43)$$

Onde a $diag(PCI - p - ref_{ktep/t})$ é o operador que cria a matriz diagonal com os elementos do vetor $PCI - p - ref_{ktep/t}$ na diagonal. O vetor $PCI - p - ref_{ktep/t}$ representa o poder calorífico inferior dos produtos da refinaria.

Com todos os dados de consumo e produção disponíveis, é possível determinar os coeficientes técnicos para o balanço de energia. Considerando que a energia de referência das UPFNs é a ureia e que todos os valores estão expressos em $ktep/ano$, as eficiências energéticas das UPFNs em relação à ureia são calculadas. Esse cálculo é realizado pela multiplicação da matriz de consumo (F_c) e da matriz de produtos (R_{coef-p}) pela inversa da quantidade de ureia. Ambas as interações estão descritas nas Equações 3.44 e 3.45, respectivamente.

$$F_{coef-c} = F_c \times \frac{1}{F_{p1,2}} \quad (3.44)$$

$$F_{coef-c} = F_p \times \frac{1}{F_{p_{1,2}}} \quad (3.45)$$

Os resultados obtidos pelas Equações 3.44 e 3.45 indicam que, para um consumo de 1,8 *ktep* de hidrogênio e 0,17 *ktep* de gás natural, foram produzidos 0,33 *ktep* de amônia e 1 *ktep* de ureia. Esses coeficientes foram incorporados ao modelo MATRIZ, possibilitando uma simulação precisa da produção de fertilizantes e do consumo energético associado.

3.3 Etapa 3: Inserção dos Coeficientes Financeiros

A Etapa 3 é dedicada à inserção dos coeficientes financeiros no modelo MATRIZ, o que permitirá avaliar a viabilidade econômica das diversas tecnologias consideradas na análise. O foco principal está no cálculo do custo de investimento, operação e manutenção das unidades de produção de hidrogênio e demais tecnologias envolvidas na cadeia energética, além de incluir os preços dos insumos, como petróleo e gás natural.

Os coeficientes financeiros das tecnologias inseridas no MATRIZ refletem a remuneração necessária para que as cadeias de produção de petróleo, gás natural e hidrogênio operem de maneira eficiente. Isso inclui os custos relacionados ao desenvolvimento das infraestruturas, como refinarias, unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e fábricas de fertilizantes nitrogenados. Ao inserir esses coeficientes, o modelo pode estimar os custos totais das tecnologias, incluindo investimento inicial e custos operacionais.

Nesta etapa, destacam-se duas variáveis econômicas importantes: o preço do petróleo e o preço do gás natural, que afetam diretamente as tecnologias de reforma a vapor do metano e demais processos que utilizam esses insumos. O preço do petróleo remunera a cadeia do petróleo, desde a exploração até o refino, enquanto o preço do gás natural remunera toda a cadeia de produção de gás, incluindo as UPGNs.

Os coeficientes financeiros são divididos em duas partes: o custo de investimento e os custos de operação e manutenção (*OeM*). O custo de investimento refere-se ao valor necessário para construir ou implementar as tecnologias, enquanto os custos de operação incluem os gastos anuais fixos e variáveis necessários para manter as plantas funcionando.

3.3.1 Petróleo e Gás Natural

Neste estudo, não foram considerados os custos de investimento, operação e manutenção das plataformas de petróleo e gás natural, bem como da malha de transporte.

Para remunerar essas instalações, foi utilizado o preço médio de referência do petróleo e do gás natural, presumindo que esse valor já incorpora todos os custos relacionados.

Os preços utilizados pelas refinarias e UPGNs para adquirir petróleo bruto e o gás natural, respectivamente, são calculados com base nos valores médios por região. Para isso, somam-se os preços praticados em cada estado e divide-se pelo número de estados na região, conforme descrito na Equação 3.46 e 3.47. Além disso, a equação converte o preço do petróleo de $\frac{\text{US}}{\text{bbl}}$ para $\frac{\text{US}}{\text{tep}}$, que é a unidade utilizada pelo modelo.

$$Pr_{pet} = \left(\frac{\overline{Ppet}_{R1}}{\overline{Ppet}_{R2}} \right) * \left(\frac{1}{PCI - pet_{tep/bbl}} \right) \quad (3.46)$$

$$Pr_{gns} = \left(\frac{\overline{Pgns}_{R1}}{\overline{Pgns}_{R2}} \right) * \left(\frac{1}{PCI - pet_{tep/m^3}} \right) \quad (3.47)$$

Nas Equações 3.46 e 3.47, \overline{Ppet}_R e \overline{Pgns}_R representam os preços médios de petróleo e gás natural por região, respectivamente, considerando todos os estados incluídos na análise.

Os dados das Tabelas E.1 e E.2 que mostram os valores de preço do petróleo e gás natural foram utilizados para alimentar as Equações 3.46 e 3.47.

Tabela 3.12: Coeficientes financeiros de petróleo e gás natural (dolar/tep)

Região	Petróleo	Gás Natural
Norte	735,18	307,27
Nordeste	651,62	375,98
Sudeste	622,35	296,70
Sul	445,67	278,06

Os resultados das interações estão resumidos na Tabela 3.12 e são implementados como custos variáveis de operação nas tecnologias fornecedoras de petróleo e gás natural, destinadas às refinarias e às unidades de processamento de gás natural.

3.3.2 Unidade de Geração de Hidrogênio Cinza

Os coeficientes financeiros para a tecnologia de produção de hidrogênio por reforma a vapor do metano foram baseados nos estudos de COLLODI *et al.* [65], assim como

seus coeficientes técnicos. Essa abordagem foi adotada para assegurar a coerência técnica e reduzir as incertezas nas informações utilizadas.

De acordo com COLLODI *et al.* [65], o custo de investimento para construir uma planta de produção de hidrogênio com capacidade de 8.994 toneladas por hora ($ughc_{pr}$) é estimado em aproximadamente 222,9 milhões de euros (TCR_{ughc}), incluindo todos os equipamentos e infraestrutura necessários. O custo anual de operação e manutenção é estimado em 7.545.500 euros para os custos fixos (oem_{fix}) e 71.481.700 euros para os custos variáveis (oem_{var}), dos quais 80% estão associados ao consumo de gás natural.

Os valores de produção de hidrogênio, juntamente com os fatores de conversão, são ajustados na Equação 3.48. Esses ajustes permitem que as unidades sejam compatíveis com a aplicação na Equação 3.49, que calcula o custo de investimento específico da planta, expresso em dólares por tonelada equivalente de petróleo (tep).

$$ughc_p = ughc_{pr} * PCIh2_{tep/t} * t_{dia/ano} \quad (3.48)$$

$$ughc_{ci} = \frac{TCR_{ughc}}{ughc_p} * conv_{\frac{dolar}{euro}} \quad (3.49)$$

$$ughc_{opf} = oem_{fix} * conv_{\frac{dolar}{euro}} \quad (3.50)$$

$$ughc_{opv} = (oem_{var} - oem_{comb}) * conv_{\frac{dolar}{euro}} \quad (3.51)$$

Onde

- $ughc_{pr}$ é a produção de hidrogênio, em *tep/ano*
- TCR_{ughc} é o custo total requerido para planta de produção de hidrogênio
- $conv_{\frac{dolar}{euro}}$ é o fator de conversão da moeda de euro para dólar
- $ughc_{ci}$ é o custo de investimento específico, em *dollar/tep*
- oem_{fix} é o custo de operação e manutenção fixo
- oem_{var} é o custo de operação e manutenção variável total
- oem_{comb} é o custo da matérias prima e combustível

A Equação 3.50 calcula o custo específico fixo de operação e manutenção. Já a Equação 3.55 determina o custo variável, excluindo o valor do combustível e da matéria-prima, como o gás natural. Essa exclusão é necessária porque o custo do

Tabela 3.13: Coeficientes financeiros das UGHC (*dolar/tep*)

Variável	Valor
Custo de Investimento	1056,4
Operação e Manutenção Fixo	35,76
Operação e Manutenção Variável	2,46

gás natural já está considerado nas tecnologias anteriores de produção e transporte do gás natural seco, evitando, assim, a dupla contagem.

A aplicação das equações aos valores disponíveis resultou nos dados apresentados na Tabela 3.13. Esses coeficientes foram integrados ao modelo MATRIZ, permitindo que o modelo identifique e selecione as tecnologias mais econômicas para a produção de hidrogênio.

3.3.3 Unidade de Geração de Hidrogênio Azul

Os custos das unidades de geração de hidrogênio com captura de carbono são significativamente mais elevados devido à inclusão da tecnologia de captura e armazenamento de carbono. De acordo com COLLODI *et al.* [65], o investimento necessário é estimado em 398,549 milhões de euros, representando um aumento substancial em relação à tecnologia sem captura de carbono. Além disso, os custos de operação e manutenção são maiores, refletindo o consumo adicional de energia e reagentes necessários para o processo de captura de carbono. Esses custos foram ajustados e incorporados ao modelo MATRIZ, permitindo uma análise comparativa entre as tecnologias de hidrogênio com e sem captura de carbono.

De forma análoga, as Equações 3.52 e 3.53 são utilizadas para calcular o custo específico das unidades de geração de hidrogênio com captura de carbono.

$$ugha_p = ugha_{pr} * PCIh2_{tep/t} * t_{dia/ano} \quad (3.52)$$

$$ugha_{ci} = \frac{TCR_{ugha}}{ughc_{pa}} * conv_{\frac{dolar}{euro}} \quad (3.53)$$

$$ugha_{opf} = oem_{fix} * conv_{\frac{dolar}{euro}} \quad (3.54)$$

$$ugha_{opv} = (oem_{var} - oem_{comb}) * conv_{\frac{dolar}{euro}} \quad (3.55)$$

Onde

- $ugha_p$ é a produção de hidrogênio, em tep/ano
- TCR_{ugha} é o custo total requerido para planta de produção de hidrogênio
- $ugha_{ci}$ é o custo de investimento específico, em $dlar/tep$
- $ugha_{opf}$ é o custo de operação e manutenção fixo
- $ugha_{opv}$ é o custo da matérias prima e combustível

A aplicação das equações aos valores disponíveis resultou nos dados apresentados na Tabela 3.15. Esses coeficientes foram integrados ao modelo MATRIZ, permitindo que o modelo identifique e selecione as tecnologias mais econômicas para a produção de hidrogênio.

Tabela 3.14: Coeficientes financeiros das UGHA (*dolar/tep*)

Variável	Valor
Custo de Investimento	1766,8
Operação e Manutenção Fixo	54,67
Operação e Manutenção Variável	2,32

3.3.4 Unidade de Geração de Hidrogênio Verde

Para a unidade de geração de hidrogênio por eletrólise da água, o fator determinante é o preço da energia elétrica. De acordo com KATEBAH *et al.* [11], o custo de investimento para sistemas de eletrólise é de 1.770 dólares por kW instalado, incluindo os eletrolisadores e os sistemas auxiliares necessários para a produção de hidrogênio verde. O custo de operação e manutenção dessa tecnologia é relativamente baixo, excluindo o custo da eletricidade, que é tratado separadamente. Esses valores são ajustados para as unidades do modelo MATRIZ, e os coeficientes financeiros dessa tecnologia são incorporados ao modelo para calcular o custo total de produção de hidrogênio verde.

$$ughv_{ci} = \frac{CAPEX_{ughv}}{fc_{tep/kj} * t_{dia/ano}} \quad (3.56)$$

$$ughv_{opf} = pct_{fix} * ughv_{ci} \quad (3.57)$$

Onde

- $CAPEX_{ughv}$ representa o capital expenditure da tecnologia de produção de hidrogênio por eletrólise.

- pct_{fix} é a porcentagem considerada para o custo fixo, calculada a partir do *CAPEX*, equivalente a 3%.
- $ughv_{opf}$ representa o custo fixo de operação e manutenção da tecnologia de produção de hidrogênio por eletrólise.

Para essa tecnologia, o custo variável será considerado exclusivamente o da energia elétrica, que é o principal insumo. Outro custo relevante seria o da água, mas este não será incorporado nesta dissertação.

A aplicação das equações aos valores disponíveis resultou nos dados apresentados na Tabela 3.15. Esses valores foram integrados ao modelo MATRIZ, permitindo que o modelo identifique e selecione as tecnologias mais econômicas para a produção de hidrogênio.

Tabela 3.15: Coeficientes financeiros das UGHC (*dolar/tep*)

Variável	Valor
Custo de Investimento	23503
Operação e Manutenção Fixo	70,51

3.3.5 Refinarias

As refinarias são representadas por unidades de processo que possuem objetivos específicos. A Tabela 3.16 apresenta a capacidade e custo total médio das principais unidades de processo das refinarias do Brasil e na África.

Tabela 3.16: Custos para unidades de processo, colocadas no Brasil e na África

Unidade de Processo	Capacidade (m ³)	Custo Total(MM dolar)
Destilação Atmosférica	47696	2300
Destilação a Vácuo	31000	632
Craquemaento Catalítico	12000	2220
Hidrocraqueamento catalítico	17000	4532
Coqueamento Retardado	12000	1662
Reforma Catalítica	2000	184
Hidrotratamento de Corrente Instáveis	12000	970
Hidrotratamento de Nafta de Coque	8000	742
Hidrotratamento de Gasolina	6000	420

Fonte: COELHO [66]

O custo total médio, em milhões de dólares, é dividido pela capacidade de operação das unidades de processo das refinarias. Esse cálculo é sintetizado na Equação 3.58, que utiliza a multiplicação da matriz pelo inverso da diagonal para determinar os custos específicos de cada unidade de processo. Os valores organizados em uma matriz são então multiplicados pelo somatório da capacidade de cada unidade de processo dentro das refinarias presentes no Brasil, conforme representado na Equação 3.59. Esse procedimento, descrito na Equação 3.60, resulta no custo total de todas as unidades de processo, agrupado por região.

O resultado, que corresponde ao custo total das refinarias por região, é dividido pela capacidade total de processamento de óleo cru, considerando o somatório das refinarias de cada região. Esse procedimento, descrito na Equação 3.61, determina o custo de investimento específico por região.

$$R_{up-capex} = R_{upct} * \text{diag}(UP_{cap}^T)^{-1} \quad (3.58)$$

$$R_{coef} = \begin{pmatrix} \sum_i^n R_{coefi,j} \\ \sum_i^n R_{coefi,j} \\ \sum_i^n R_{coefi,j} \\ \sum_i^n R_{coefi,j} \end{pmatrix} * PCIgnu_{m^3/ktep} \quad (3.59)$$

$$R_{ct} = R_{upcapex} * R_{coef} \quad (3.60)$$

$$R_{ci} = R_{ct}^T * \text{diag}(R_{cap})^{-1} \quad (3.61)$$

$$R_{opexf} = R_{pct} * R_{ci} \quad (3.62)$$

$$R_{opexv} = R_{pct} * R_{ci} \quad (3.63)$$

Onde

- R_{coef} representa o capital expenditure da tecnologia de produção de hidrogênio por eletrólise.
- pct_{fix} é a porcentagem considerada para o custo fixo, calculada a partir do *CAPEX*, equivalente a 3%.
- $ughv_{opf}$ representa o custo fixo de operação e manutenção da tecnologia de produção de hidrogênio por eletrólise.

Os custos fixos de operação e manutenção são calculados como um percentual do custo total de investimento, permitindo prever os gastos anuais necessários para

manter a estrutura em funcionamento adequado. Esse cálculo é realizado pelas Equações 3.62 e 3.63.

As informações sobre custo de investimento, operação e manutenção variável e fixa, que foram aplicadas no modelo, estão sintetizadas na Tabela 3.17.

Tabela 3.17: Coeficientes financeiros das refinarias (*dolar/tep*)

Variável	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul
Custo de Investimento	133,02	376,27	526,43	257,02
OeM Fixo	2,66	7,52	10,52	5,14
OeM Variável	2,66	7,52	10,52	5,14

3.3.6 Unidade de Produção de Fertilizantes Nitrogenados

O custo de investimento unitário médio das unidades de fertilizantes nitrogenados é de 1,32 milhões de dólares por tonelada de ureia. A Equação 3.64 converte esse custo para dólares por ano por *tep* de ureia, realizando a transformação da unidade de massa para energia.

No entanto, é necessário descontar a planta de hidrogênio, que está contabilizada separadamente. Para uma capacidade média de ureia, utiliza-se a capacidade média das UPFN e o coeficiente de produção de hidrogênio calculado teoricamente na Etapa 2. Dessa forma, é possível determinar a quantidade de hidrogênio necessária para a produção de ureia. Multiplicando essa capacidade de hidrogênio pelo custo de investimento do hidrogênio, calculado nesta etapa para a unidade de geração de hidrogênio, obtém-se o custo total associado ao hidrogênio. Esse procedimento é descrito na Equação 3.65.

Ao subtrair esse valor do custo correspondente à capacidade máxima de produção de ureia, em termos monetários, calcula-se o valor total da planta, já descontada a unidade de geração de hidrogênio, conforme representado na Equação 3.66. Finalmente, na Equação 3.67, ao dividir esse CAPEX pelo valor da capacidade média de produção da unidade de fertilizantes nitrogenados, obtém-se o custo de investimento específico unitário para a planta de ureia.

$$F_{ci} = F_{capex} * PCI_{ureia_{tep/t}} \quad (3.64)$$

$$F_{ch2} = \overline{F_{cap}} * PCI_{ureia_{tep/t}} * F_{h2} * ughc_{ci} \quad (3.65)$$

$$F_{ct} = F_{ci} - F_{ch2} \quad (3.66)$$

$$F_{ci} = \frac{F_{ct}}{\overline{F}_{cap}} \quad (3.67)$$

$$F_{omf} = F_{opex} * PCIureia_{tep/t} \quad (3.68)$$

Onde

- F_{capex} custo de investimento unitário das UPFN, em *dolar/t*
- \overline{F}_{cap} é a média da capacidade de produção de ureia, em milhões de *t/ano*
- F_{ch2} é o custo de investimento total na planta de produção de hidrogênio
- F_{ct} é o custo total das UPFN
- F_{ci} é o custo de investimento unitário das UPFN, sem contabilizar a planta de hidrogênio, em *dolar/tep*
- F_{omf} é o custo de operação e manutenção fixo da UPFN, em *dolar/tep*

O custo de operação e manutenção fixo foi considerado como 46 dólares por tonelada de ureia, sendo convertido para dólares por tep de ureia utilizando a Equação 3.68. Esses custos, juntamente com os de investimentos, foram ajustados para o modelo e aplicados no MATRIZ, permitindo a simulação do impacto econômico da produção de fertilizantes nitrogenados no Brasil.

3.4 Etapa 4: Projeção de Demanda

A Etapa 4 da metodologia é dedicada à projeção de demanda dos produtos derivados de hidrogênio, com foco nas refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados (UPFN). O objetivo é prever a demanda futura para esses produtos até 2050, utilizando uma combinação de projeções lineares baseadas em dados históricos e cenários de desenvolvimento energético.

As demandas são exógenas ao MATRIZ. Como discutido anteriormente, como parte da premissa deste estudo duas indústrias que são Refinarias e Fertilizantes Nitrogenados seriam abordados. Desta forma está dividida essa etapa, a primeira parte demonstra a metodologia de cálculo para a projeção de demanda dos produtos da refinaria e a segunda parte, a demanda dos produtos das UPFN.

O modelo MATRIZ será utilizado para fazer a projeção da demanda de forma detalhada. As previsões incluem o crescimento da demanda por derivados de petróleo (como diesel e gasolina) nas refinarias e a demanda por produtos nitrogenados (amônia e ureia) nas UPFN. Com base nesses dados, o modelo será capaz de calcular

a quantidade de hidrogênio necessária para atender a essas demandas ao longo do tempo.

As tecnologias abordadas nesta etapa são aquelas relacionadas aos produtos da refinaria e da fábrica de fertilizantes nitrogenados. Nas refinarias, a demanda está fortemente ligada à produção de combustíveis, enquanto nas UPFN a demanda está vinculada à produção de amônia e ureia, essenciais para o setor agrícola.

A etapa é dividida em duas partes principais: a projeção da demanda dos produtos das refinarias e dos produtos da fábrica de fertilizantes nitrogenados.

3.4.1 Produtos da Refinaria

A projeção de demanda dos produtos da refinaria será baseada no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) até 2032 e no Plano Nacional de Energia (PNE) até 2050. Esses planos fornecem uma visão estratégica do desenvolvimento do setor energético no Brasil, permitindo prever o crescimento da demanda por combustíveis fósseis e derivados de petróleo nas próximas décadas.

Para as regiões do Brasil, será feita uma análise detalhada dos derivados de petróleo utilizando regressões lineares. A projeção considera o histórico de produção e consumo de derivados como diesel, gasolina e querosene de aviação (QAV) em cada região do país.

A partir do Plano Decenal de Energia de 2022 a 2032, foi projetada a demanda de combustíveis como diesel, gasolina A, QAV e nafta. A Equação 3.69 demonstra a matriz de produtos da refinaria (P_{ref}) sendo multiplicada pelo poder calorífico correspondente a cada produto. Esses valores foram utilizados em regressões lineares, das quais se estimaram os coeficientes angulares e lineares.

Os coeficientes angulares e lineares, calculados a partir das regressões lineares, foram aplicados aos anos de 2032 a 2050, determinando as projeções das demandas futuras dos combustíveis utilizados no caso. A Equação 3.70 representa a fórmula geral da regressão linear, onde β_0 e β_1 são, respectivamente, os coeficientes linear e angular, e e_1 é o erro associado.

$$P = P_{ref} * \text{diag}(PCI_{p_{ktep/m}}) \quad (3.69)$$

$$LM = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \varepsilon_1 \quad (3.70)$$

Os coeficientes estimados na regressão podem ser visualizados na Tabela 3.18

A partir das projeções de combustíveis determinadas pelas regressões lineares, foi necessário dissociá-las por região, uma vez que o modelo está estruturado de forma regional. Para isso, foi aplicado um fator de regionalização baseado na produção

Tabela 3.18: Coeficientes angular, linear e erro por combustível produzido na refinaria

Variável	β_0	β_1	ε_1
Diesel	1056,4	1056,4	1056,4
Gasolina	35,76	35,76	35,76
QAV	2,46	2,46	2,46
Nafta	2,46	2,46	2,46

regional de cada combustível, distribuindo as projeções entre as regiões Norte, Sul, Sudeste e Centro-Oeste, representado pela Equação 3.71. O operador \oslash , nessa equação, indica a divisão termo a termo entre a produção total de cada combustível presente na refinaria pela quantidade produzida de cada combustível, resultando na porcentagem de cada combustível.

Esse fator foi aplicado às curvas de regressão de todos os combustíveis, conforme representado na Equação 3.72.

$$pct_{ref} = R_p \oslash \sum_j^m R_{p_{i,j}} \quad (3.71)$$

$$LM_{ref} = \begin{pmatrix} (\beta_{odl0} + \beta_{odl}t_{proj} + \varepsilon_{odl}) * pct_{odl} \\ (\beta_{gsl0} + \beta_{gsl}t_{proj} + \varepsilon_{gsl}) * pct_{gsl} \\ (\beta_{qav0} + \beta_{qav}t_{proj} + \varepsilon_{qav}) * pct_{qav} \\ (\beta_{nft0} + \beta_{nft}t_{proj} + \varepsilon_{nft}) * pct_{nft} \end{pmatrix} \quad (3.72)$$

Onde

- R_p custo de investimento unitário das UPFN, em *dolar/t*
- $R_{p_{i,j}}$ é a média da capacidade de produção de ureia, em milhões de *t/ano*
- pct_{ref} é a porcentagem de cada combustível por região

Por fim, essas projeções de demanda serão aplicadas no Modelo MATRIZ, que utilizará os dados para calcular a quantidade de hidrogênio necessária para os processos de hidrotratamento e hidrocraqueamento nas refinarias, garantindo que a produção de combustíveis esteja alinhada com as metas de demanda futura.

3.4.2 Fertilizantes Nitrogenados

Para os produtos das UPFN, a demanda será projetada a partir dos dados históricos sobre a importação de fertilizantes nitrogenados e da quantidade de amônia demandada em 2022. Segundo EPE [23], 95% da demanda por fertilizantes é suprida por

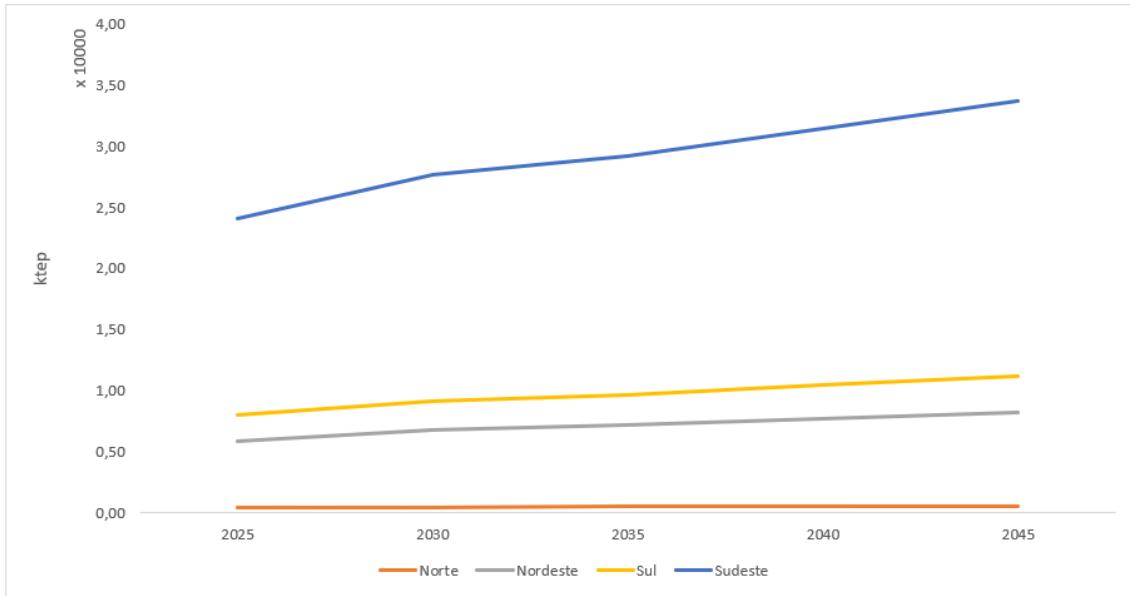


Figura 3.6: Evolução da demanda de diesel entre 2025 e 2050, por região

importações. Desta forma, é possível determinar a demanda interna de amônia. Como 95% representa 13,2 milhões de toneladas e 100% da demanda é 13,9 milhões de toneladas de amônia. [23]

A análise da demanda dos produtos das UPFN segue uma metodologia similar à das refinarias, utilizando regressões lineares para prever o crescimento da demanda por fertilizantes nitrogenados nas diferentes regiões do Brasil. Com base nessas projeções, será possível calcular a quantidade de hidrogênio necessária para produzir amônia e ureia nas fábricas.

O cálculo de regressão permite prever o crescimento futuro da demanda por produtos nitrogenados, considerando a evolução histórica das importações e o crescimento esperado da produção agrícola no Brasil. Isso garantirá que a produção de fertilizantes esteja alinhada com a demanda futura.

A partir das projeções de demanda realizadas pela EPE para o período de 2020 a 2050, e considerando a composição percentual dos fertilizantes nitrogenados — ureia, sulfato de amônio e nitrato de amônio —, foi estimada a demanda individual para cada um desses produtos. Essa estimativa leva em conta que aproximadamente um terço dessa demanda é destinada à produção de NPKs e 5% para a produção interna.

A regressão linear utilizada nesse estudo está representada pela equação 3.73, enquanto a demanda total dos fertilizantes é calculada por meio da equação 3.74.

$$y_{ureia} = (a * t_{proj} + b) * comp_{fert} \quad (3.73)$$

$$dem_{fert} = y_{ureia} * (1 - imp) * dvs_{npk} * PCIureia_{\frac{kstep}{t}} \quad (3.74)$$

Onde

- $comp_{fert}$ é a composição da demanda de fertilizantes nitrogenados, entre amônia, ureia, sulfato de amônio e nitrato de amônio
- t_{proj} é o tempo projetado, entre 2023 a 2050
- a e b são os coeficientes angular e linear adquiridos da regressão dos dados históricos da demanda de fertilizantes nitrogenados
- imp é a porcentagem de fertilizante importado
- dvs_{npk} porcentagem dos fertilizantes nitrogenados demandados

A fórmula de cálculo utilizada para a tabela de fertilizantes nitrogenados será baseada na quantidade projetada de amônia e ureia necessárias para atender à demanda nacional. Esses valores serão ajustados para as unidades do modelo MATRIZ, permitindo que o modelo calcule a quantidade de hidrogênio necessária para atender à demanda nas fábricas.

Por fim, as projeções de demanda dos produtos das UPFN serão aplicadas no Modelo MATRIZ, permitindo que o modelo otimize a produção de hidrogênio nas fábricas de fertilizantes nitrogenados, garantindo o atendimento às demandas projetadas até 2050.

3.5 Etapa 5: Cenários

A Etapa 5 da metodologia envolve a construção de cenários, cujo objetivo principal é avaliar o impacto da inserção de tecnologias de baixo carbono e das políticas de mitigação de emissões no setor energético nacional. Ao construir esses cenários, busca-se entender como diferentes trajetórias tecnológicas e políticas de emissão influenciam a oferta de energia ao longo do tempo.

Nesta etapa, são construídos dois cenários principais: um Cenário Referência e um Cenário Mitigação. O primeiro segue as tendências atuais do setor energético, sem a imposição de restrições de emissões, enquanto o segundo incorpora as metas climáticas estabelecidas pela Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) do Brasil, propondo medidas para reduzir as emissões de gases de efeito estufa.

3.5.1 Cenário Referência

O Cenário Referência é desenvolvido com o objetivo de seguir as tendências atuais do setor energético brasileiro. Ele considera o crescimento da demanda de energia e a expansão das tecnologias existentes sem qualquer restrição de emissões de carbono. O cenário serve como base de comparação para entender o impacto de políticas de descarbonização nos demais cenários.

As características principais desse cenário incluem a ausência de restrições de emissões, o que permite a expansão das tecnologias de forma livre, focando apenas na eficiência econômica e no atendimento da demanda.

O cenário utiliza como base os planos decenais da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) e do Plano Nacional de Energia 2050 (PNE). Esses documentos oferecem um panorama abrangente das previsões de crescimento energético no Brasil e são essenciais para a construção de uma simulação realista das tendências do setor.

Além disso, o relatório do CEPEL [67] serve como referência para os cálculos deste cenário, fornecendo dados importantes sobre a evolução do setor energético e a alocação de recursos em tecnologias de energia convencionais. O relatório modela o setor elétrico e de gás natural em um horizonte de planejamento de 15 anos, cobrindo o período de 2022 a 2036. Para os primeiros 10 anos (2022-2031), as expansões são baseadas no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031, que fornece as diretrizes e projeções de expansão para o sistema elétrico e de gás natural. Essas expansões servem como condições de contorno para o modelo, definindo o cenário de referência [67].

O sistema elétrico foi dividido em 10 regiões, seguindo a regionalização utilizada pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Essas regiões incluem o Sudeste (SE), Sul (S), Nordeste (NE), Norte (N), além de subsistemas específicos como o Madeira (MAD) e o Tapajós (TAP). Essa divisão permite uma análise detalhada das necessidades de expansão em cada área do país, considerando as particularidades de cada região.

Já o sistema de gás natural foi regionalizado em 7 subsistemas, que incluem áreas como Sudeste (SE), Nordeste (NE), Norte (N), e subsistemas isolados, como o do Maranhão (MN) e o do Acre-Rondônia (AC-RO). O modelo considera a infraestrutura existente, como gasodutos de transporte, e terminais de regaseificação, além de projetos futuros de expansão da rede de gás.

Essa divisão regional dos subsistemas elétricos e de gás natural permite ao modelo MATRIZ analisar de forma integrada as necessidades de expansão, considerando as interações entre os dois setores.

3.5.2 Cenário Mitigação

O Cenário Mitigação, por sua vez, é elaborado com o objetivo de seguir as diretrizes da NDC (Contribuição Nacionalmente Determinada), com metas claras de redução de emissões de carbono até 2050. Esse cenário tem como propósito entender as mudanças na oferta de energia e na expansão das tecnologias quando políticas climáticas mais rigorosas são implementadas.

Diferente do Cenário Referência, o Cenário Mitigação inclui restrições de emissões, o que significa que as tecnologias mais poluentes enfrentam barreiras para sua expansão. A fórmula de restrição de emissões é aplicada para garantir que as metas da NDC sejam alcançadas, e o modelo prioriza tecnologias de baixo carbono, como o hidrogênio azul e o hidrogênio verde, sobre as opções mais emissoras, como o hidrogênio cinza.

Neste cenário, a meta de 48,4% de redução de emissões é aplicada até 2025, de acordo com os compromissos assumidos pelo Brasil. Isso força uma substituição mais acelerada das tecnologias convencionais de energia por soluções mais limpas.

Até 2030, o cenário busca alcançar uma redução de 53,1% nas emissões de carbono. Essa meta exige uma transformação ainda mais profunda na matriz energética brasileira, com o aumento da participação de energias renováveis e tecnologias de captura de carbono.

Dessa forma, a Etapa 5 da construção dos cenários permite uma análise comparativa entre as duas realidades: um cenário que segue as tendências sem políticas climáticas adicionais e outro que prioriza a redução das emissões, proporcionando uma visão clara dos caminhos possíveis para o setor energético brasileiro até 2050.

Capítulo 4

Resultados e Discussões

O capítulo 4 apresenta os resultados obtidos das simulações do modelo MATRIZ e avalia os efeitos da inserção de tecnologias de baixo carbono para a produção de hidrogênio no sistema energético brasileiro. Os resultados foram analisados em dois cenários distintos: o cenário de Referência, que segue as tendências das políticas e tecnologias atuais, e o cenário de Mitigação, que, alinhado com as *Nationally Determined Contributions* (NDCs), restringe a emissão de gases de efeito estufa nas tecnologias emissoras.

A análise dos resultados é conduzida sob três perspectivas principais: a oferta de energia, as emissões de gases de efeito estufa e os custos das tecnologias. Comparando os dois cenários, o estudo contribui para a avaliação do papel do hidrogênio de baixo carbono — produzido por reforma a vapor do metano com captura de carbono e eletrólise da água alimentada por fonte de energia renovável — na transição energética brasileira.

O horizonte do estudo abrange o período de 2025 a 2050, considerado um marco para alcançar a meta de limitar o aumento da temperatura global a 2ºC, conforme estipulado pelo IPCC. Com 2022 definido como ano base, foram adotadas premissas que pressupõem a continuidade das tendências atuais até 2025, sem alterações estruturais significativas. As análises são realizadas em intervalos de 5 anos, levando em conta o tempo necessário para mudanças na composição da oferta de energia. Esse intervalo também reflete a necessidade de um período adequado para a construção, implementação e operação das tecnologias avaliadas.

As análises também estão divididas regionalmente entre as quatro principais regiões com cadeias de produção de petróleo e gás natural, bem como de produção e consumo de hidrogênio: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste. A região Centro-Oeste não foi contemplada neste estudo, pois não possui campos de produção de petróleo e gás natural, unidades de processamento de gás natural ou refinarias.

O planejamento da expansão da oferta de energia é realizado pelo modelo de otimização MATRIZ, que prioriza a continuidade ou expansão de tecnologias mais

acessíveis economicamente. O MATRIZ utiliza programação linear, tendo como função objetivo a minimização de custos, garantindo assim a escolha de soluções eficientes e economicamente viáveis.

Nesse contexto, os incentivos à descarbonização, demandados por políticas públicas ou avanços tecnológicos, podem ser implementados na forma de restrições de emissões associadas às tecnologias. No cenário de Referência, essas restrições não são aplicadas, permitindo que o modelo expanda livremente as tecnologias mais econômicas. Já no cenário Mitigação, essas restrições são implementadas nas tecnologias produtoras de hidrogênio. Desta forma, o modelo escolhe a composição ótima da oferta de energia futura para atender à demanda energética projetada.

As projeções de demanda para os cenários de Referência e Mitigação foram mantidas iguais. Ao manter a demanda constante, as diferenças nos resultados entre os cenários decorrem exclusivamente da operação e expansão das tecnologias. Essa premissa assegura a comparabilidade dos resultados, permitindo que a análise se concentre na integração das tecnologias de produção de hidrogênio de baixo carbono e os efeitos na cadeia energética.

Os combustíveis refinados à base de hidrogênio, conforme detalhado no capítulo anterior, apresentam uma tendência de crescimento, impulsionando o aumento da oferta de hidrogênio, petróleo e gás natural. No horizonte do estudo, observa-se um crescimento na demanda por diesel, nafta de coque e nafta craqueada. A gasolina, por outro lado, apresenta uma queda a partir de 2035, reflexo da expectativa de expansão do uso de etanol hidratado como substituto nos motores a combustão interna.

4.0.1 Cenário Referência

O cenário de Referência não incorpora mudanças significativas na estrutura tecnológica do sistema energético brasileiro. Desta forma, não são consideradas curvas de aprendizado nem ganhos de eficiência de escala. Assim, este cenário funciona como uma linha de base para a comparação de custos e efetividade em relação ao cenário Mitigação, no qual políticas públicas podem viabilizar medidas de redução de carbono e incentivar o desenvolvimento de tecnologias emergentes de baixo carbono.

Neste contexto, as tecnologias produtoras de hidrogênio operam somente norteadas pela acessibilidade econômica, sem levar em consideração as emissões de gases de efeito estufa emitidos na operação. Assim, o cenário Referência funciona como linha de base para a produção e o consumo de hidrogênio pelas refinarias e unidades de produção de fertilizantes nitrogenados.

As refinarias utilizam hidrogênio nos processos de hidrotratamento de diesel, hidrotratamento de correntes instáveis, no hidrotratamento de nafta de coque e na

hidrodessulfurização de nafta craqueada e gasolina. A demanda por todos esses combustíveis, exceto pela gasolina, conforme as projeções apresentadas no capítulo anterior, deverá dobrar entre 2025 e 2050. Esse crescimento pressiona a produção de hidrogênio e a produção de petróleo, que permanece como o principal insumo para a fabricação de combustíveis refinados.

A Figura 4.1 apresenta a projeção da capacidade e do volume de petróleo bruto a ser refinado entre 2025 e 2050, segmentado pelas quatro principais regiões produtoras de petróleo no Brasil. Os resultados do modelo indicam um aumento de 42,52% no volume de petróleo refinado entre 2025 e 2040, momento em que a produção ultrapassa a capacidade instalada do país, estimada em 136,4 mil ktep.

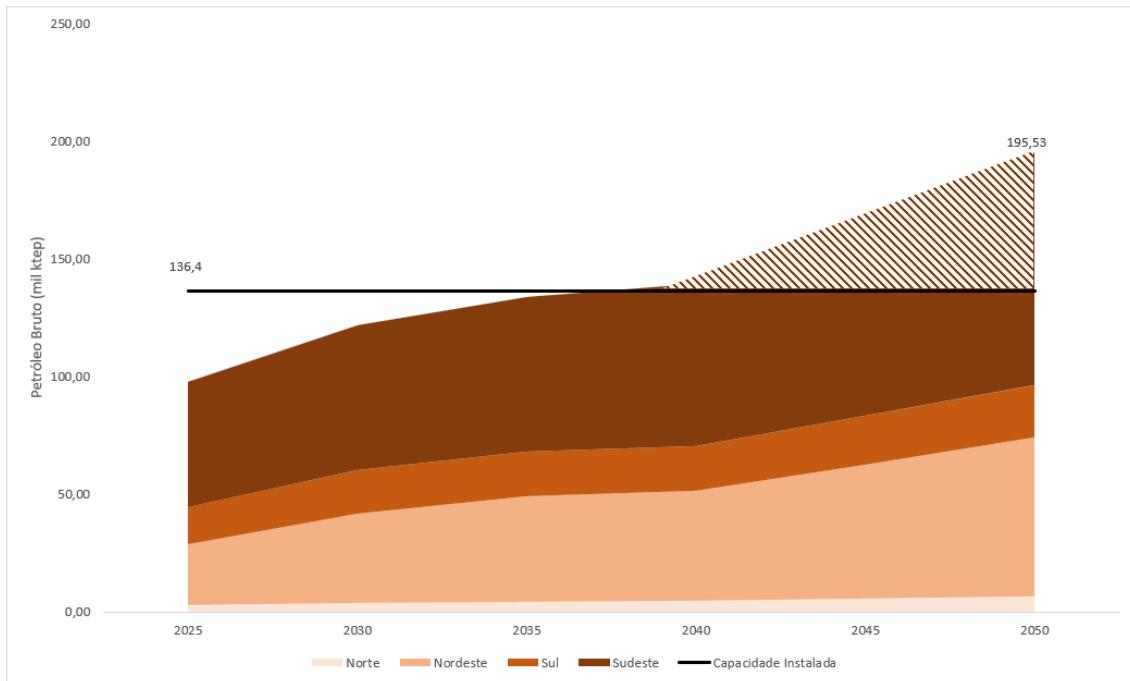


Figura 4.1: Projeção de volume e capacidade de refino de petróleo bruto, entre 2025 e 2050

É importante destacar que esse crescimento não é ainda maior devido ao fato de as refinarias operarem, atualmente, com apenas 72% de sua capacidade. O modelo também aponta a necessidade de expansão do parque de refino brasileiro entre 2035 e 2040, com um aumento projetado de aproximadamente 60 mil ktep até 2050. Esse valor, representado pela parte hachurada da Figura 4.1, corresponde, em termos percentuais, a uma expansão de 60% em relação à operação atual das refinarias.

A composição da expansão projetada pelo modelo está dividida entre as quatro regiões. A região Sudeste, destacada pela cor marrom escuro, abriga o maior parque de refino do Brasil, sendo responsável por 55% de todo o óleo refinado no país. Consequentemente, é a região que mais necessitará de expansão, com um aumento projetado de 136,4 mil barris de petróleo por dia (bbl/dia) em 2025, , ilustrado

pela linha preta na Figura 4.1, para 195,53 mil bbl/dia em 2050, representando um crescimento de aproximadamente 46%.

Por outro lado, a região Norte, representado pela cor bege claro na base da Figura 4.1, é responsável por apenas 3% do parque de refino nacional, é a região que menos refina petróleo. Apesar disso, precisará mais que duplicar sua capacidade de refino até 2045 para atender às demandas projetadas. Já a região Nordeste, representado pela cor marrom claro, deverá aumentar sua capacidade de refino em 159%. Vale destacar que a região já conta com projetos de expansão em andamento, incluindo o aumento da capacidade de hidrotratamento da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), localizada em Recife. A região Sul, por sua vez, representada pela cor bege, é a que menos necessitará de expansão, com um crescimento projetado de apenas 40% em relação à sua capacidade de processamento atual, suficiente para atender à demanda por combustíveis.

O crescimento do volume de petróleo refinado, impulsionado pelo aumento na demanda por combustíveis, gera uma necessidade proporcional de ampliação nos processos destinados à redução do enxofre presente nos combustíveis. Em particular, destaca-se o aumento na demanda por unidades de hidrotratamento e hidrodesulfurização, que utilizam hidrogênio como agente redutor. Para atender a essa demanda, as refinarias contam com unidades de geração de hidrogênio que produzem o gás por meio do processo de reforma a vapor do gás natural. Assim, de forma análoga, o aumento na produção de combustíveis também implica a necessidade de ampliação da capacidade de produção de hidrogênio.

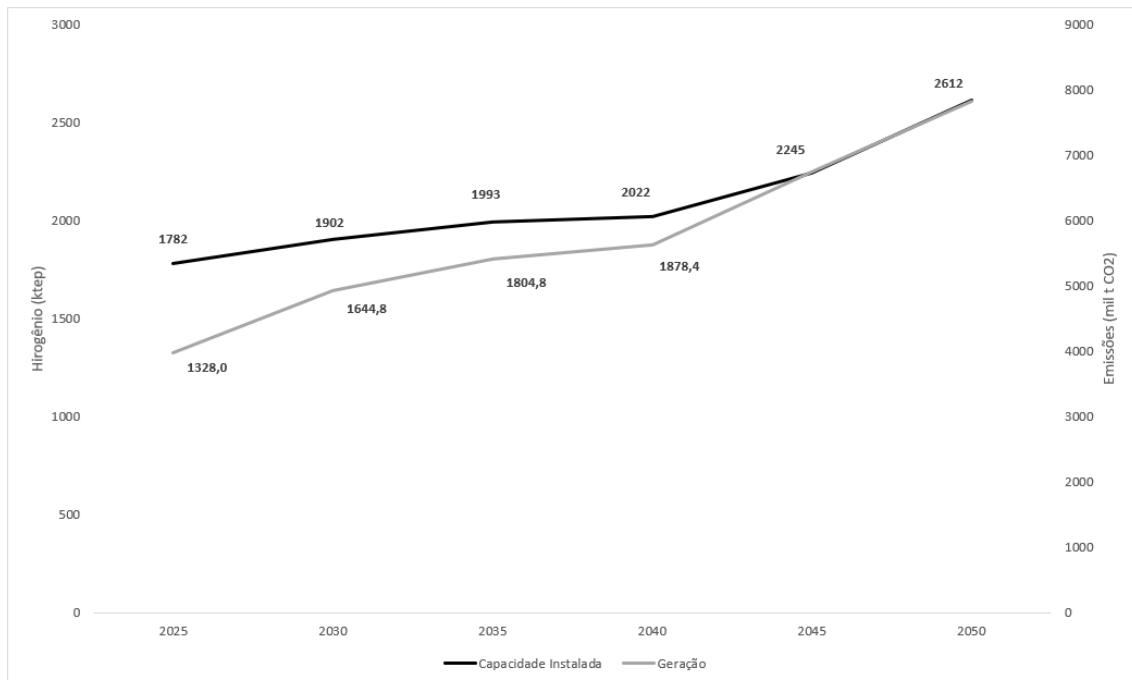


Figura 4.2: Capacidade e produção de hidrogênio nas refinarias, entre 2025 e 2050

A Figura 4.2 ilustra a evolução da capacidade instalada e da produção de hidrogênio nas refinarias brasileiras no período de 2025 a 2050. A linha cinza, que representa a produção de hidrogênio, evidencia uma capacidade ociosa inicial de 25%, que diminui gradativamente ao longo dos anos, refletindo uma utilização crescente das instalações existentes.

Entre 2040 e 2045, a produção de hidrogênio se aproxima da capacidade instalada, sinalizando a necessidade de uma expansão mais acelerada. Ao longo do período, a capacidade instalada, representada pela linha preta, aumenta de 1,782 ktep em 2025 para 2,612 ktep em 2050, correspondendo a um crescimento de 47%. Esse aumento reflete a expansão necessária para atender à crescente demanda por hidrogênio nos processos de tratamento de combustíveis.

No entanto, o aumento da produção de hidrogênio está diretamente associado ao crescimento das emissões de CO₂eq. Isso ocorre porque o modelo priorizou exclusivamente a expansão da tecnologia de reforma a vapor do metano sem captura de carbono, devido ao seu menor custo. Embora seja a opção mais acessível economicamente, é também a mais intensiva em emissões.

Proporcionalmente ao aumento da produção de hidrogênio, as emissões de CO₂eq aumentaram de 4.169,9 toneladas em 2025 para 8.189,1 toneladas em 2050, representando um crescimento de aproximadamente 43%. Esse aumento contraria não apenas as metas estabelecidas pelas NDCs, mas também todas as políticas voltadas à redução de emissões para as tecnologias de hidrogênio.

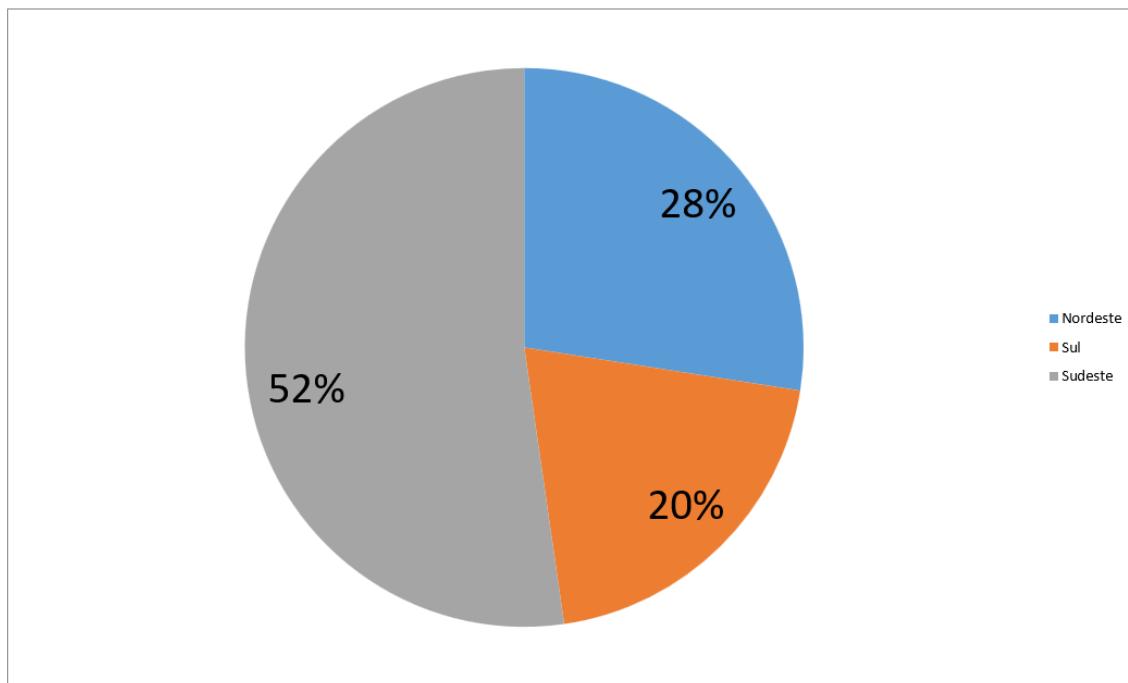


Figura 4.3: Composição da produção de hidrogênio nas refinarias

A ampliação das unidades de geração de hidrogênio nas regiões do Brasil acom-

panha, de forma análoga, a expansão da capacidade de refino das refinarias. A região Sudeste, que concentra 52% da produção total de hidrogênio, conforme indicado pela parte cinza na Figura 4.3, apresenta um crescimento significativo de 86%, passando de 694,4 ktep em 2025 para 1.289,6 ktep em 2050.

A região Norte não possui capacidade dedicada para a produção de hidrogênio, já que todo o hidrogênio necessário para os processos de hidrotratamento é fornecido como subproduto do processo de craqueamento catalítico. Por outro lado, a região Nordeste, responsável por 28% da produção nacional de hidrogênio, apresenta uma expansão significativa de 576 ktep entre 2025 e 2050. Já a região Sul, que contribui com 20% da produção, apresenta a menor necessidade de expansão, demandando um aumento de apenas 108 ktep no mesmo período.

Na região Nordeste, além da produção de hidrogênio nas refinarias, o gás também é utilizado na fabricação de fertilizantes nitrogenados. O principal processo consumidor de hidrogênio nessa aplicação é o processo Haber-Bosch, empregado na síntese de amônia, que, por sua vez, é o principal insumo na produção de nitrato de amônio, sulfato de amônio e ureia.

Na Etapa 4 do Capítulo 3, foi apresentada a metodologia de cálculo para a projeção da evolução dos fertilizantes nitrogenados até 2050. Como premissa deste estudo, considerou-se um crescimento linear para todos os fertilizantes ao longo do período analisado. Consequentemente, a produção de hidrogênio precisou acompanhar esse aumento para atender à demanda crescente.

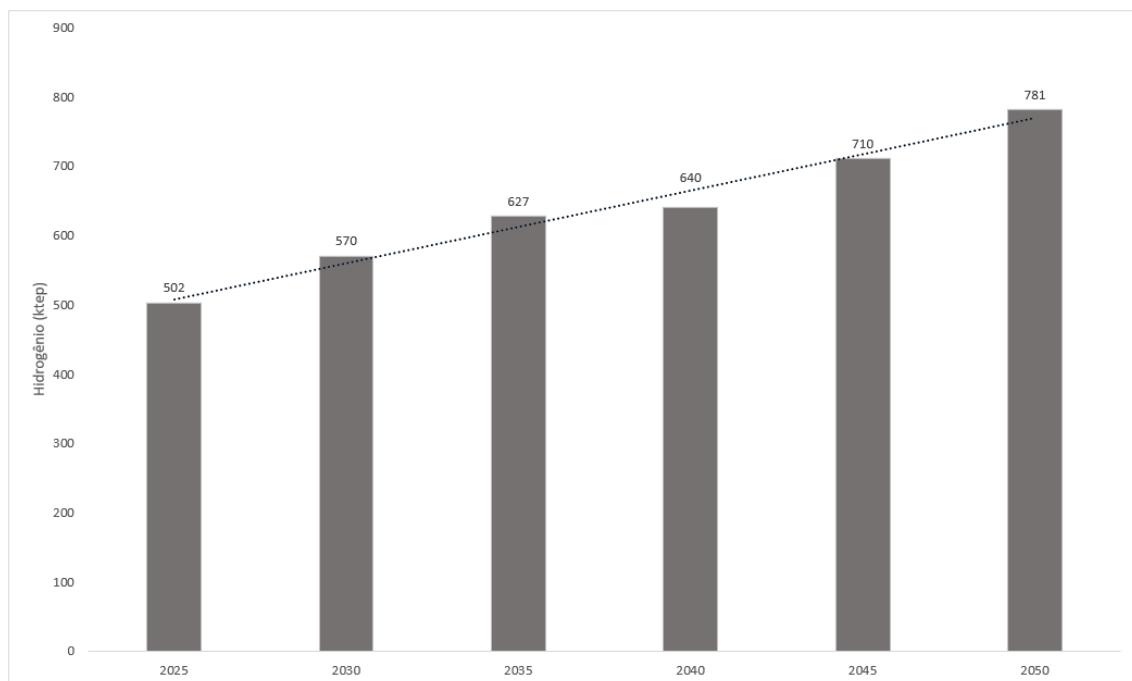


Figura 4.4: Produção de hidrogênio nas Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados

A Figura 4.4 apresenta a evolução da produção de hidrogênio nas unidades de

fabricação de fertilizantes nitrogenados entre 2025 e 2050. A linha tracejada representa a tendência de crescimento linear ao longo do período analisado.

De acordo com os resultados do modelo, a produção de hidrogênio aumenta de 502 ktep em 2025 para 781 ktep em 2050, o que equivale a um crescimento de 55%. Esse aumento está diretamente relacionado ao maior uso de fertilizantes nitrogenados, essenciais para o setor agropecuário, que demanda fertilizantes à base de amônia.

O aumento na produção de hidrogênio pelas unidades localizadas em fábricas de fertilizantes nitrogenados e refinarias pressiona as unidades de processamento de gás natural, responsáveis pela produção de gás natural seco. Esse impacto ocorre porque o processo de reforma a vapor do metano, utilizado na produção de hidrogênio, emprega o gás natural como principal insumo.

A Figura 4.5 ilustra a evolução da produção de gás natural seco (GNS) pelas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), segmentada por região. Os resultados do modelo apontam um crescimento na produção de GNS de 4.530 ktep em 2025 para 7.433 ktep em 2050, representando um aumento de 64% ao longo do período analisado.

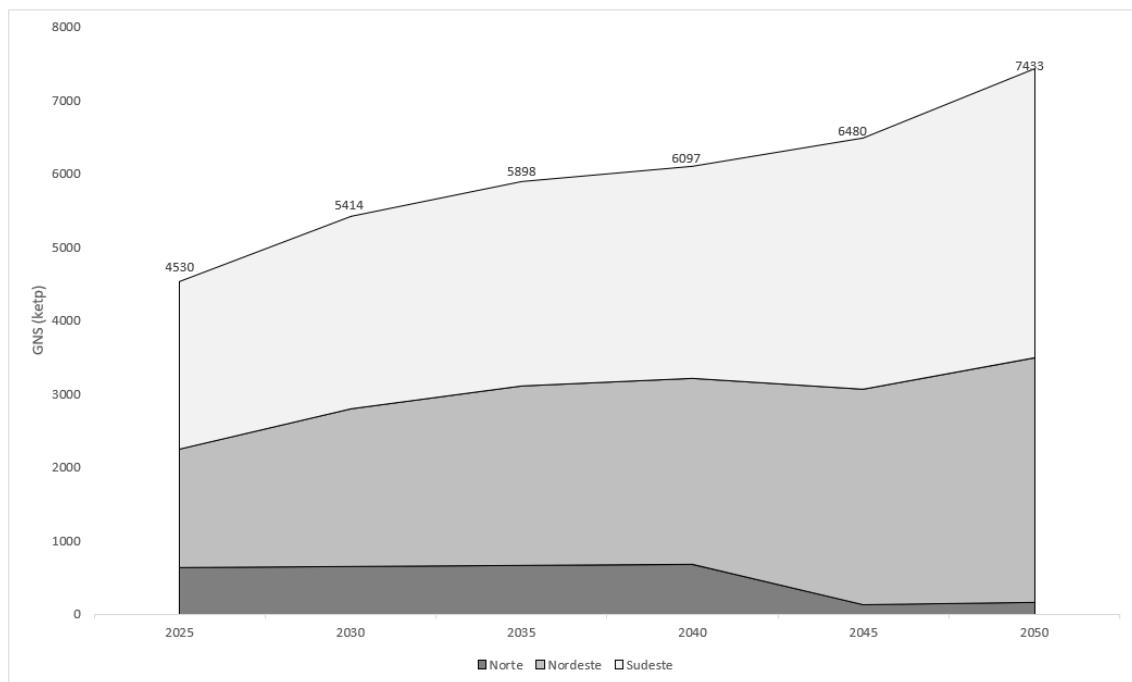


Figura 4.5: Projeção de volume gás natural seco, entre 2025 e 2050

As regiões com infraestrutura para o processamento de gás natural no Brasil são: Norte, Nordeste e Sudeste. Entre elas, a região Sudeste destaca-se por possuir a maior infraestrutura, sendo responsável por 50% da produção de gás natural seco (GNS) do país. De acordo com o modelo, a produção de GNS na região Sudeste deverá atingir 3.939,2 ktep em 2050, o que representa um aumento de 72% em

relação a 2025.

A região Nordeste, que possui a segunda maior produção de gás natural seco, representada na figura pela cor cinza, apresenta uma produção de 1.621,7 ktep em 2025. De acordo com o modelo, essa produção deverá alcançar 3.340,8 ktep em 2050, representando um aumento de 106% em relação ao início do período.

Por fim, a região Norte seria a única a não necessitar de expansão e, eventualmente, poderia até reduzir sua capacidade instalada em 24%. Isso ocorre porque a região não possui unidades dedicadas à geração de hidrogênio, suprindo toda a sua demanda por meio do craqueamento catalítico e da produção de óleo leve no campo de Urucu [8].

No cenário de referência, toda a cadeia de gás natural e petróleo registra aumento na produção, impulsionada pelo crescimento da demanda do óleo diesel, nafta craqueada e nafta de coque. As unidades de geração de hidrogênio, localizadas nas fábricas de fertilizantes nitrogenados e refinarias, apresentam crescimentos de 55% e 96%, respectivamente. Esse aumento impacta as unidades de processamento de gás natural, que apresentam um crescimento de 64%. O crescimento da produção reflete diretamente nas emissões, que praticamente dobram entre 2025 e 2050 nas tecnologias produtoras de hidrogênio.

Para atender à expansão das unidades de geração de hidrogênio, estima-se uma produção de 11.510 ktep de hidrogênio ao longo de 25 anos, com um custo total de investimento de 12 bilhões de dólares e custo de operação de 28 milhões de dólares durante o período analisado. Contudo, o aumento dos investimentos, aliado ao crescimento das emissões, contraria as metas de redução de emissões estabelecidas pelo Brasil nas Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs).

4.0.2 Cenário Mitigação

O cenário Mitigação busca representar o planejamento energético otimizado pelo modelo MATRIZ ao implementar medidas necessárias para cumprir as metas estabelecidas pelas Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs). Diferentemente do cenário Referência, no qual a demanda é atendida exclusivamente pela expansão das tecnologias mais acessíveis, o cenário Mitigação incorpora uma meta de emissão que deve ser cumprida, mesmo que isso exija a expansão de tecnologias com custos mais elevados. A análise do comportamento do sistema energético brasileiro frente à implementação dessas metas de emissões constitui o principal foco discutido nesta seção.

Utilizando o cenário Referência como base, é possível identificar os principais pontos de convergência e divergência entre os cenários, fornecendo uma base teórica sólida para embasar incentivos a tecnologias alinhadas às metas climáticas. Essa

abordagem confere robustez teórica à escolha de tecnologias que, em conformidade com as normas estipuladas, irão compor a expansão da oferta de energia no Brasil.

As metas de emissão são implementadas nas tecnologias de produção de hidrogênio, que na modelagem incluem: reforma a vapor do metano com e sem captura de carbono e eletrólise da água alimentada por fontes renováveis. A aplicação dessas metas de emissões impacta significativamente as cadeias de petróleo e gás natural, além de influenciar o sistema elétrico, refletindo a complexidade e os desafios da transição para tecnologias de baixo carbono.

Essa complexidade destaca a importância de utilizar um modelo de otimização integrado, capaz de capturar todos os impactos no sistema energético nacional decorrentes das alterações nas tecnologias associadas à produção de hidrogênio de baixo carbono.

No modelo de otimização MATRIZ, as metas de emissões de gases de efeito estufa são implementadas como restrições aplicadas às tecnologias de produção de hidrogênio, limitando a emissão de CO₂eq por operação da tecnologia. Com as restrições, o modelo prioriza a adoção de tecnologias mais econômicas que atendam aos limites estipulados de emissões de CO₂eq.

As restrições são calibradas para alinharem-se às metas das Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) do Brasil, assegurando que o setor energético contribua para o cumprimento dos objetivos de redução de emissões. Essa abordagem altera o foco tradicional de minimização de custos para buscar um equilíbrio entre viabilidade econômica e responsabilidade ambiental.

As restrições de emissões no cenário Mitigação são implementadas com base na NDC, que estabelece a meta de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 48% até 2025 e em 53% até 2030, em relação aos níveis de 2005. Para assegurar que esses percentuais fossem cumpridos e que as restrições não provocassem impactos abruptos, foi aplicada uma regressão linear, descrita pela equação 4.1, que estabelece uma redução progressiva em intervalos de 5 anos. Os coeficientes angular e linear foram calculados a partir das informações da NDC. Essa forma permite que o modelo progressivamente aperte a restrição de emissão na operação das tecnologias produtoras de hidrogênio, assegurando viabilidade técnica e econômica.

$$y_{ndc} = 0,047x + 0,437 \quad (4.1)$$

Onde y_{ndc} é a reta de restrições de emissões estipuladas pela NDC Brasileira [15] e x são os anos. As restrições foram aplicadas diretamente na operação das tecnologias de produção de hidrogênio no modelo MATRIZ, influenciando a seleção da tecnologia ótima para expansão até 2050. A evolução dessas restrições é apresentada na Tabela 4.1. As restrições foram aplicadas às tecnologias de produção de hidrogênio presentes

nas unidades de fertilizantes nitrogenados da região Nordeste e nas refinarias das regiões Sul, Sudeste e Nordeste, onde estão localizadas as unidades de geração de hidrogênio.

Tabela 4.1: Restrições da NDC nas tecnologias produtoras de hidrogênio

Ano	F-NE	R-S	R-SE	R-NE
2025	814	436	1125	591
2030	839	457	1178	787
2035	850	438	1162	845
2040	848	437	1187	865
2045	836	418	1289	938
2050	804	389	1328	969

Para manter a comparabilidade e isolar o impacto da aplicação das restrições de emissões, foram adotadas as mesmas projeções de demanda de combustíveis nos cenários de Referência e Mitigação. Essa premissa garante que os resultados sejam diretamente comparáveis, permitindo que a análise se concentre na expansão das tecnologias produtoras de hidrogênio.

Sob a aplicação das restrições de emissões, as tecnologias selecionadas pelo modelo foram as unidades de geração de hidrogênio por reforma a vapor do metano, tanto sem captura de carbono quanto com captura de carbono. A produção de hidrogênio via eletrólise da água alimentada por fontes renováveis não foi escolhida, provavelmente devido ao seu alto custo.

A Figura 4.6 apresenta a evolução da produção de hidrogênio nas refinarias sob a aplicação das restrições de emissão de CO₂eq, segmentada por região — Nordeste, Sudeste e Sul — e por tecnologia. A parte em cinza representa o hidrogênio produzido pela reforma a vapor do metano, enquanto a parte em azul representa o hidrogênio produzido pela reforma a vapor do metano com captura de carbono (RVM+CC).

Os resultados do modelo indicam uma mudança significativa em direção ao hidrogênio produzido via reforma a vapor do metano com captura de carbono, evidenciando o impacto das restrições de emissões e a priorização de tecnologias de baixo carbono. Já no ano inicial, 2025, o modelo sugere que 54% do hidrogênio produzido seja com captura de carbono, limitando a produção sem captura a apenas 604,8 ktep.

A região Sudeste, que possui a maior infraestrutura, destaca-se como a principal produtora de ambos os tipos de hidrogênio, contribuindo com 52,4% da produção total. Deste total, 28% correspondem à produção de hidrogênio com captura de carbono, enquanto 24% são atribuídos à produção sem captura. A região Nordeste,

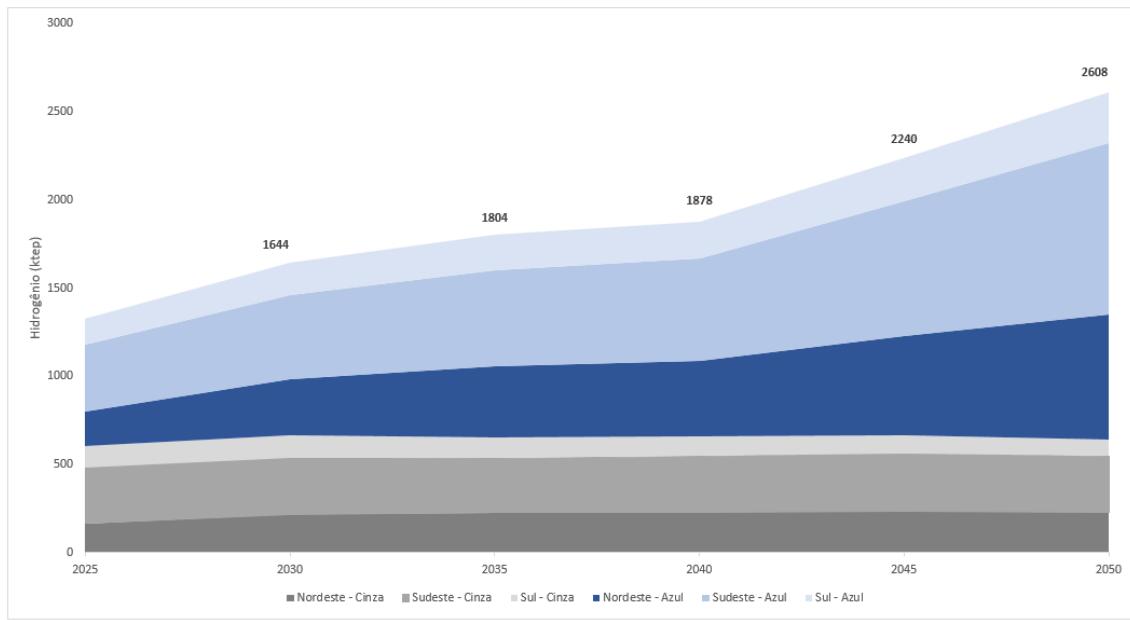


Figura 4.6: Produção de hidrogênio nas refinarias com restrição

responsável por 27,4% da produção total, tem projeções de 198,4 ktep de hidrogênio com captura e 166,4 ktep sem captura de carbono para 2025. Já a região Sul seria responsável pelo restante da produção, equivalente a 20,2%, com 121,6 ktep de hidrogênio sem captura de carbono e 147,2 ktep com captura.

Entre 2025 e 2030, a produção de hidrogênio sem captura de carbono cresce, devido às restrições iniciais de emissões serem moderadas e graduais. Além disso, o menor custo dessa tecnologia torna sua produção mais atrativa para o modelo. No entanto, neste mesmo período a produção de hidrogênio com captura de carbono aumenta 35%.

Todas as regiões seguem a tendência de crescimento na produção de hidrogênio com captura de carbono, com aumentos de 26,2% na região Sudeste, 59,6% na região Nordeste e 26% na região Sul. Por outro lado, a produção de hidrogênio sem captura também apresenta crescimento, com aumentos de 2% na região Sudeste, 30% na região Nordeste e 2% na região Sul. O aumento significativo na região Nordeste pode ser atribuído ao fato de a produção de hidrogênio estar operando em capacidade máxima, o que exige a aquisição de combustível de outras regiões para atender à crescente demanda local.

No período seguinte, entre 2030 e 2035, os resultados indicam uma queda de 1,4% na produção de hidrogênio cinza. Embora modesta, essa redução sugere uma mudança na dinâmica da produção nacional de hidrogênio. As regiões Sudeste e Sul seguem essa tendência, apresentando quedas de 3% e 5%, respectivamente. Entretanto, o modelo aponta um aumento de 4% na produção de hidrogênio cinza na região Nordeste. Isso ocorre porque, apesar de ter uma menor capacidade de

produção, a região ainda depende do hidrogênio cinza para atender à demanda projetada.

A produção de hidrogênio com captura de carbono cresce 17% no período analisado, com a região Sudeste registrando o aumento mais significativo em números absolutos, atingindo 544 ktep de hidrogênio. Embora o Sudeste lidere em volume, o maior crescimento percentual ocorre na região Nordeste, que registra um aumento de 26%. Em contraste, a região Sul apresenta o crescimento mais modesto, com apenas 1,34%.

Entre 2035 e 2040, a produção de hidrogênio sem captura aumenta aproximadamente 1%, impulsionada pelas regiões Sudeste e Nordeste, que registram crescimentos de 1,41% e 2,06%, respectivamente. Como essas regiões possuem as maiores infraestruturas, exercem o maior impacto na cadeia nacional. Por outro lado, na região Sul, a produção de hidrogênio cinza apresenta uma queda de 2,7%.

A produção de hidrogênio com captura de carbono registra um aumento mais modesto em comparação ao período anterior, crescendo apenas 5,85%. Novamente, as regiões Sudeste e Nordeste apresentam os maiores crescimentos percentuais, ambos com 6,4%, enquanto a região Sul registra um aumento de 3,13%.

Entre 2040 e 2045, a produção de hidrogênio cinza continua a crescer cerca de 1%, impulsionada pelas regiões Nordeste e Sudeste, que registram crescimentos de 2,78% e 3,03%, respectivamente, em relação ao período anterior. Por outro lado, a região Sul acelera o ritmo de redução, ampliando a queda na produção de hidrogênio cinza para 8,33%.

Neste mesmo período, observa-se uma aceleração significativa na produção de hidrogênio com captura de carbono, especialmente nas regiões Sudeste e Nordeste, que aumentam sua produção em 32%. A região Sul também apresenta um crescimento notável de 16%. Este período destaca-se como o de maior crescimento da série histórica analisada.

Entre 2045 e 2050, a produção nacional de hidrogênio cinza apresenta uma redução de 4,3%, marcando o único período em que todas as regiões registram queda na produção de hidrogênio sem captura de carbono. As reduções observadas foram de 2,7% na região Nordeste, 2,94% na região Sudeste e 12,12% na região Sul.

A produção de hidrogênio com captura de carbono mantém-se em alta, com as regiões Nordeste, Sudeste e Sul ampliando suas produções em 26%, 27% e 15%, respectivamente. Esse crescimento resulta em um aumento total de 25,25% na produção nacional de hidrogênio com captura no Brasil.

Ao longo de todo o período estudado, a produção de hidrogênio com captura de carbono, nas refinarias, cresce de 1.328 ktep em 2025 para 2.608 ktep em 2050, representando quase o dobro da produção em 25 anos. No entanto, a produção de hidrogênio pela tecnologia tradicional sem captura de carbono não será eliminada;

pelo contrário, deverá expandir de forma moderada, com um aumento de 5%. Essa expansão é necessária para diluir os custos do hidrogênio, evitando impactos significativos nos preços dos combustíveis que utilizam hidrogênio, além de manter uma linha de base na produção nacional.

Ao longo de todo o período estudado, a produção de hidrogênio com captura de carbono cresce de 723 ktep em 2025 para 1.571 ktep em 2050, mais do que dobrando sua produção em 25 anos. No entanto, a produção de hidrogênio pela tecnologia tradicional sem captura de carbono não será descontinuada; pelo contrário, deverá crescer 5%. Esse crescimento é fundamental para diluir os custos do hidrogênio, evitando pressão sobre o custo dos combustíveis que dependem desse insumo, além de assegurar uma linha de base estável para a produção nacional.

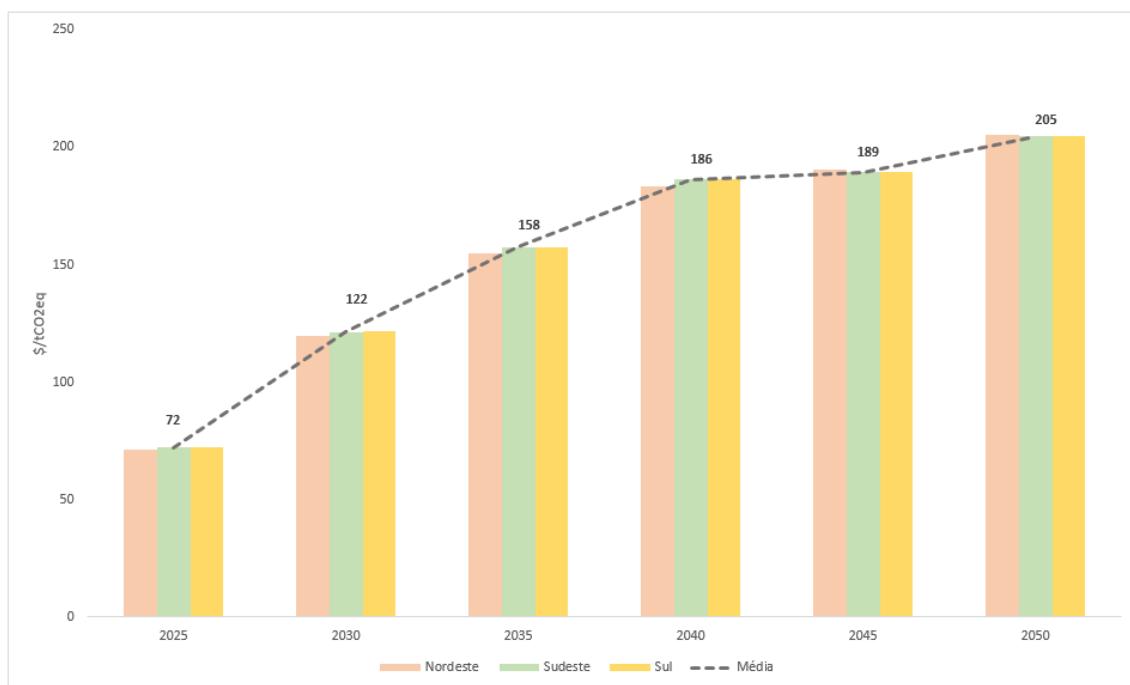


Figura 4.7: Custo de abatimento das tecnologias de produção de hidrogênio por região do Brasil

O modelo também indica que os custos de redução das emissões das tecnologias de produção de hidrogênio aumentarão ao longo do tempo. A Figura 4.7 ilustra a evolução do custo de abatimento, expresso em dólares por tonelada CO₂eq, dessas tecnologias nas refinarias, com a região Nordeste representada pela barra rosa, a região Sudeste pela barra verde e a região Sul pela barra amarela. A linha tracejada representa a média dos custos entre as regiões, evidenciando as tendências gerais de aumento.

O custo de abatimento representa o custo de reduzir uma unidade adicional de CO₂eq. Dessa forma, o modelo contabiliza não apenas o custo associado à emissão evitada, mas também o custo de expansão de outra tecnologia necessária para aten-

der à demanda, caso uma tecnologia precise reduzir sua produção para cumprir as restrições de emissão.

A Figura 4.7 mostra que as diferenças regionais no custo de abatimento são mínimas, com todas as regiões seguindo trajetórias semelhantes. As pequenas variações regionais são atribuídas, em grande parte, às diferenças nos custos do gás natural (GNS), que variam de acordo com a localização.

Além disso, a Figura 4.7 evidencia que, com o passar do tempo, o custo de abatimento aumenta progressivamente, mais que dobrando em 2035, com o valor de \$158/tonelada de CO₂eq e quase triplicando em 2050, com o valor de \$205/tonelada de CO₂eq em relação ao valor de 2025.

Os resultados ressaltam a importância de uma rápida adoção de soluções de tecnologias de produção de hidrogênio que emitam menos gases de efeito estufa. Essa dinâmica destaca a urgência de investir em tecnologias de captura de carbono para minimizar os custos futuros de mitigação.

A região Nordeste é a única que possui unidades de fertilizantes nitrogenados com tecnologias de produção de hidrogênio. De forma análoga às refinarias, essas unidades também apresentam um aumento na produção de hidrogênio com captura de carbono até 2050.

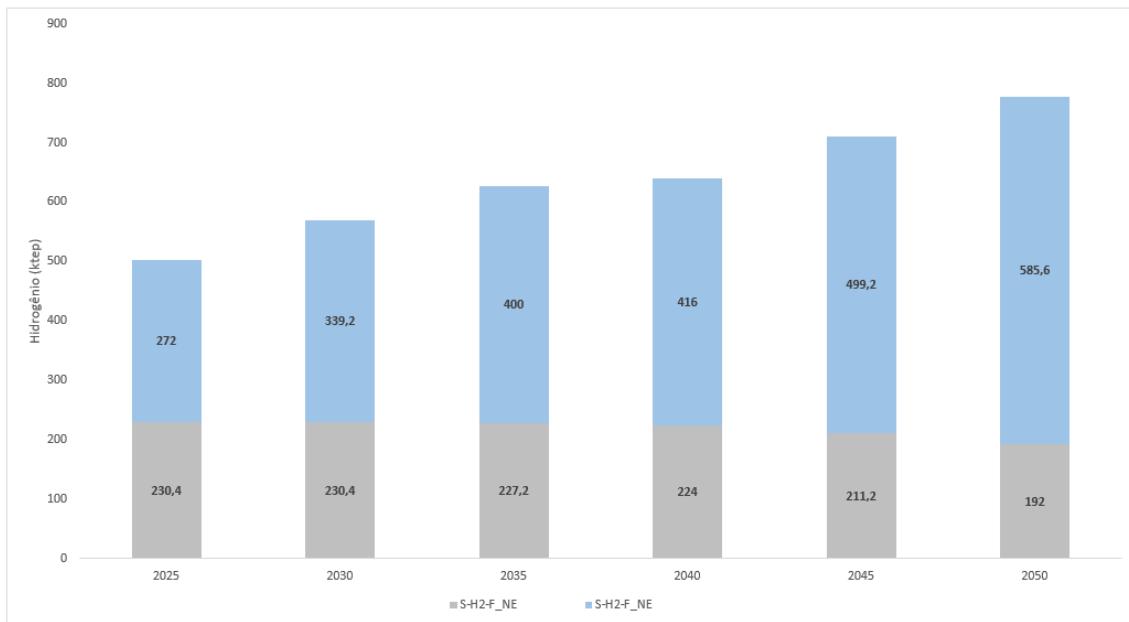


Figura 4.8: Produção de hidrogênio nas unidades de fertilizantes nitrogenados

A Figura 4.8 ilustra a evolução da produção de hidrogênio nas unidades de fertilizantes nitrogenados, de forma análoga às refinarias. A produção de hidrogênio, obtido pela reforma a vapor do metano, é representada pela parte cinza, enquanto a produção de hidrogênio com captura de carbono, obtido pelo mesmo processo, é representada pela parte azul.

A produção de hidrogênio aumenta 54% entre 2025 e 2050, refletindo o crescimento gradual da demanda por fertilizantes à base de hidrogênio, como os nitrogenados. Nesse período, a produção de hidrogênio sem captura de carbono diminui gradualmente, passando de 230,4 ktep em 2025 para 192 ktep em 2050, o que representa uma redução de 17%. Por outro lado, a produção de hidrogênio com captura de carbono cresce 2,1 vezes, consolidando-se como a principal tecnologia para atender à demanda crescente.

O custo de abatimento para a adoção de tecnologias de produção de hidrogênio menos emissoras nas unidades de fertilizantes nitrogenados é apresentado na Figura 4.9. O custo de reduzir uma tonelada adicional de CO₂eq na produção de hidrogênio aumenta continuamente ao longo do tempo. Até 2040, esse custo é 2,6 vezes maior, e em 2050 atinge 2,8 vezes o valor inicial de \$71/tonelada de CO₂eq.

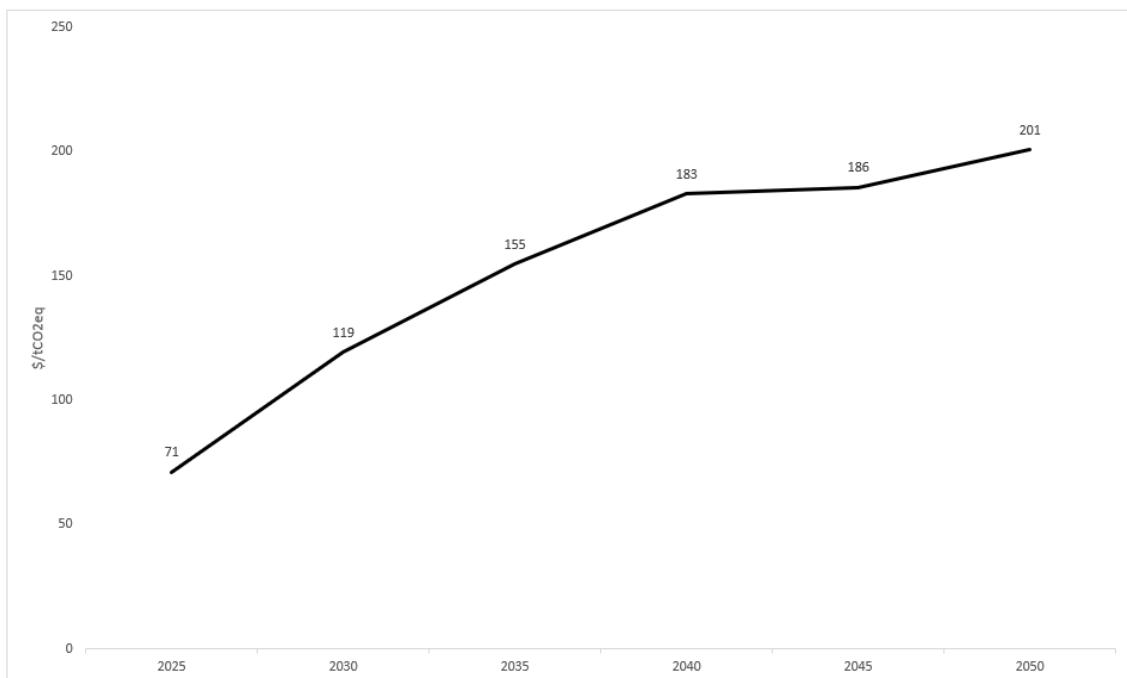


Figura 4.9: Custo de abatimento das tecnologias de produção de hidrogênio nas unidades de produção de fertilizantes nitrogenados

As emissões totais associadas à produção de hidrogênio, considerando as quantidades produzidas nas refinarias e nas unidades de produção de fertilizantes nitrogenados para cumprir as metas da NDC, segundo o modelo, serão de 5.840 toneladas de CO₂eq em 2025, apresentando uma tendência de redução ao longo do período analisado.

A Figura 4.10 apresenta a evolução da capacidade de produção de hidrogênio e das emissões associadas no período de 2025 a 2050 para o Brasil. As barras representam as emissões relacionadas ao hidrogênio produzido pela reforma convencional (hidrogênio cinza) e pela reforma com captura de carbono (hidrogênio azul),

enquanto as linhas mostram a capacidade instalada de ambas as tecnologias.

Em 2025, a capacidade de produção de hidrogênio sem captura será de 1.781,8 ktep, mantendo-se estável até 2040. Após esse período, a produção de hidrogênio sem captura diminui gradualmente, registrando uma redução de 62% entre 2040 e 2045. Essa redução resulta em uma queda de 3.484,77 toneladas de CO₂eq nas emissões durante o mesmo intervalo. Para atender à demanda, a capacidade de produção de hidrogênio é compensada por um aumento significativo na produção de hidrogênio com captura de carbono, que também apresenta uma aceleração abrupta nesse período, seguindo o mesmo percentual de crescimento.

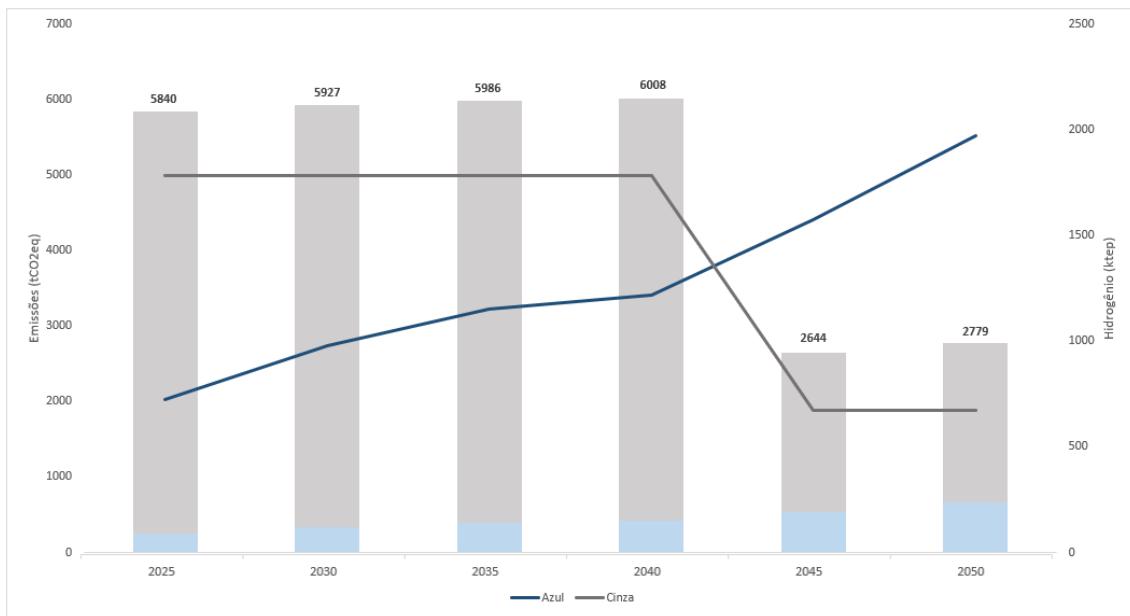


Figura 4.10: Capacidade instalada e emissões potencias das unidades de geração de hidrogênio

Entre 2045 e 2050, a capacidade de produção de hidrogênio azul se intensifica, registrando um aumento de 25% para atender à crescente demanda de combustíveis que utilizam hidrogênio. Como consequência, as emissões totais apresentam uma redução de 134 toneladas de CO₂eq no período.

O hidrogênio produzido por reforma a vapor com captura de carbono, embora emita menos CO₂, requer uma quantidade maior de gás natural seco para sua produção. Esse aumento na produção de hidrogênio exerce um impacto direto na demanda das unidades de processamento de gás natural, intensificando sua operação para atender à necessidade crescente desse insumo.

A Figura 4.11 ilustra a produção de gás natural seco nas unidades de processamento de gás natural para os dois cenários analisados: Referência e Mitigação. As linhas preta e azul representam, respectivamente, os cenários Referência e Mitigação, enquanto as barras cinzas indicam a diferença na produção entre os dois cenários.

Em ambos os cenários, a tendência na produção de gás natural seco (GNS) é de crescimento. No cenário Referência, a produção de GNS aumenta 64% ao longo do período, enquanto no cenário Mitigação o crescimento é ligeiramente maior, atingindo 66%. A diferença na produção entre os dois cenários em 2050 é de 332,8 ktep, evidenciando que, mesmo em um cenário de descarbonização, é necessário expandir a infraestrutura de óleo e gás natural para atender à demanda crescente.

Vale destacar que, pelo escopo deste estudo, não foram incorporadas as emissões das UPGNs relacionadas à produção de derivados do gás natural. Assim, é importante ressaltar que a inclusão desses coeficientes e percentuais é essencial para uma análise mais precisa.

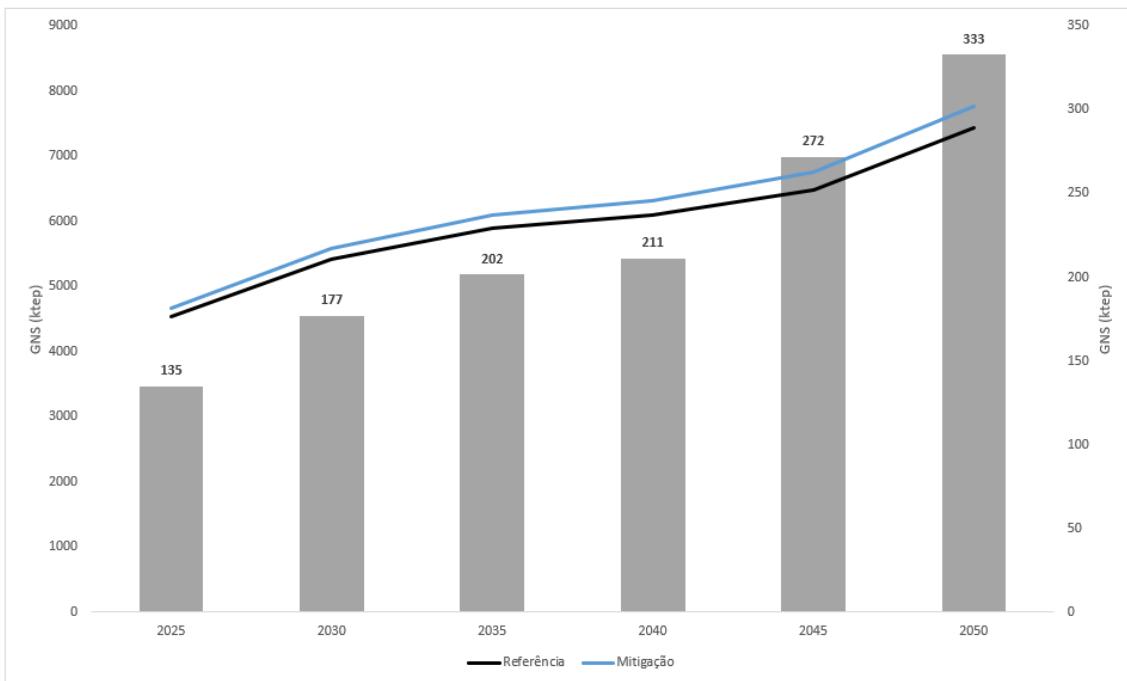


Figura 4.11: Capacidade e produção de gás natural seco pelas unidades de processamento de gás natural no cenário Referência e Mitigação

Os resultados do cenário Mitigação indicaram que o modelo não optou por expandir a produção de hidrogênio por eletrólise da água alimentada por fontes renováveis, devido ao alto custo dessa tecnologia. Contudo, neste cenário, foi considerado um custo estático para os eletrolisadores ao longo do período analisado. No entanto, estudos apontam que os eletrolisadores, sendo uma tecnologia emergente, possuem um grande potencial de redução de custo no futuro, como estudos de [11, 36].

Dessa forma, como análise de sensibilidade, foi aplicada uma curva de aprendizado à tecnologia de eletrólise da água, projetando uma redução gradual no custo de investimento unitário ao longo do tempo, como mostrado na Figura 4.12. A transição para o hidrogênio verde foi considerada apenas nas unidades de fertilizantes nitrogenados, devido à maior facilidade de adaptação dessas instalações.

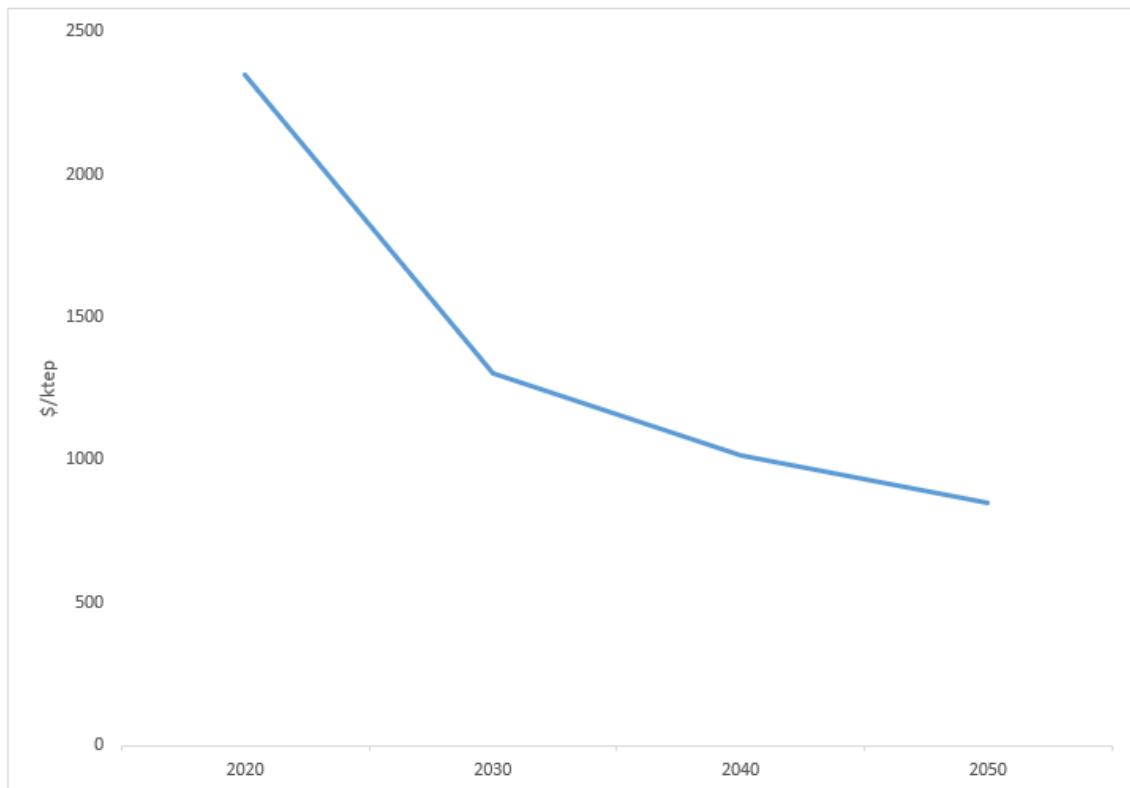


Figura 4.12: graph - Curva de aprendizado do eletrolisador

As refinarias utilizam a reforma a vapor do metano integrada a diversos outros processos de tratamento de combustíveis, além de produzirem hidrogênio em outras unidades, como as de craqueamento catalítico. Por esse motivo, a integração da produção de hidrogênio por eletrólise da água com os processos existentes nas refinarias apresenta dificuldades significativas de adaptação, devido à complexidade e interdependência dos sistemas.

A Figura 4.13 apresenta a evolução da produção de hidrogênio entre 2025 e 2050. A produção está dividida em três categorias: cinza, representando o hidrogênio produzido por reforma a vapor do gás natural; azul, representando o hidrogênio produzido por reforma a vapor do gás natural com captura de carbono (RVM+CC); e verde, representando o hidrogênio produzido por eletrólise da água alimentada por fontes renováveis. As emissões associadas estão representadas pela linha preta no eixo secundário.

De acordo com os resultados do modelo, as três formas de produção de hidrogênio coexistirão até 2050. A produção de hidrogênio por reforma a vapor sem captura de carbono mantém-se praticamente constante ao longo do período, apresentando uma leve redução de 4% em 2050. No entanto, como essa tecnologia possui um fator de emissão elevado, mesmo uma redução modesta tem um impacto significativo na diminuição das emissões finais, contribuindo para a tendência de queda observada.

No início do período, a produção de hidrogênio é majoritariamente composta

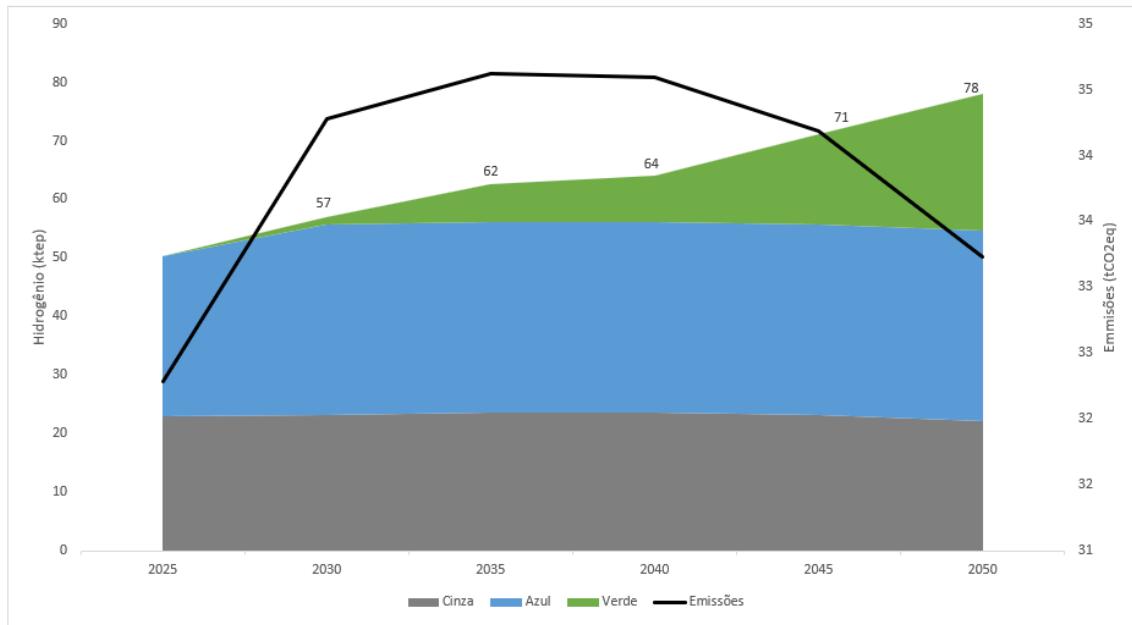


Figura 4.13: Produção de hidrogênio e emissão pela unidades de produção de fertilizante nitrogenados

por hidrogênio produzido via reforma a vapor do metano com captura de carbono, representando 54% do total. Essa quantidade cresce 20% entre 2025 e 2030, mas permanece estável ao longo do restante do período. Esse comportamento contribui para aumentar a escala na curva de redução de emissões, que apresenta um crescimento rápido inicial de 2 toneladas de CO₂eq.

Em 2025, o hidrogênio produzido via eletrólise não apresenta produção significativa. Sua produção começa a ganhar relevância a partir de 2035, com crescimento acelerado de 51% em 2040, quando ultrapassa a participação do hidrogênio produzido via reforma a vapor do metano sem captura de carbono. No final do período, a eletrólise responde por 29,81% da produção total de hidrogênio, enquanto a reforma a vapor sem captura representa 28,36%. A maior parcela continua sendo do hidrogênio produzido via reforma a vapor com captura de carbono, que atinge 41,83%.

Entre 2025 e 2030, as emissões aumentam devido ao crescimento da produção de hidrogênio cinza e azul. Esse aumento continua até 2035, embora de forma menos acelerada, estabilizando-se em 2040. Entre 2040 e 2045, observa-se uma queda considerável nas emissões, impulsivada pela substituição do hidrogênio cinza pelo hidrogênio verde, acompanhada pela redução na produção de hidrogênio cinza. Essa dinâmica de redução mais acelerada se intensifica no último período, atingindo a mínima histórica de 81 toneladas de CO₂eq, em resposta às restrições de emissão.

Para que o hidrogênio produzido por eletrólise da água seja neutro em emissões, é necessário que sua alimentação energética seja proveniente de fontes renováveis.

Neste estudo, foram consideradas duas opções de fornecimento de energia: eólica on-shore e o Sistema Interligado Nacional (SIN), com o objetivo de replicar os principais projetos de hidrogênio verde atualmente em desenvolvimento no Brasil.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) no Brasil é predominantemente alimentado por hidrelétricas. No entanto, sua matriz energética também inclui termelétricas a gás natural e carvão, que são fontes altamente emissoras. Por essa razão, quando o eletrolisador é alimentado pelo SIN, ele apresenta uma pegada de carbono média e não pode ser classificado como uma tecnologia de hidrogênio verde.

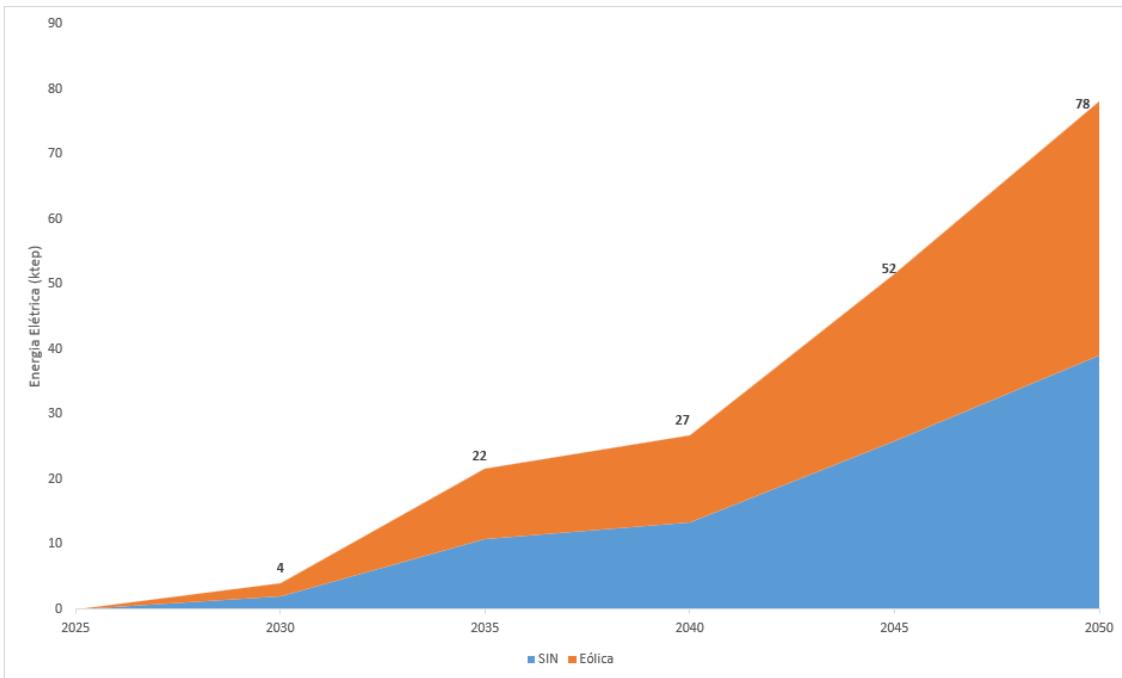


Figura 4.14: Fornecimento de energia elétrica para os eletrolisadores

A Figura 4.14 apresenta a evolução do fornecimento de energia elétrica para os eletrolisadores no período de 2025 a 2050. A parte azul representa a energia fornecida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), enquanto a parte laranja corresponde à expansão da energia eólica.

Os resultados indicam um aumento quase exponencial na oferta de energia requerida pelo crescimento da produção de hidrogênio verde nas unidades de produção de fertilizantes nitrogenados. A produção tem início em 2030 com 4 ktep e atinge 78 ktep em 2050, representando um crescimento 18 vezes superior ao longo do período analisado.

O modelo expandiu as duas tecnologias de fornecimento de energia de forma equilibrada, utilizando 50% do SIN e 50% da energia eólica. Isso ocorre devido à dependência da energia eólica da intermitência dos ventos na região Nordeste para geração de eletricidade. Assim, nos momentos de baixa produção eólica, o SIN fornece a energia restante necessária para manter a produção de hidrogênio

constante.

A eletricidade fornecida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) atua como base de apoio, garantindo a estabilidade e continuidade do fornecimento energético necessário para a operação dos eletrolisadores. Dessa forma, o modelo optou por utilizar parte do SIN para suprir o déficit de energia nos momentos em que a geração eólica não atende plenamente à demanda.

Uma alternativa para reduzir o uso do SIN seria a implementação de baterias ou outras fontes externas de armazenamento associadas à energia eólica ou à produção de hidrogênio. No entanto, essa solução não foi contemplada no escopo deste estudo.

A energia elétrica utilizada para suprir a produção de hidrogênio verde é proveniente de uma expansão da energia eólica na região Nordeste, aproveitando o elevado potencial renovável dessa região.

A expansão da tecnologia de produção de hidrogênio por eletrólise da água, alimentada pelo SIN e por energia eólica, tem um impacto direto nos custos de emissões evitadas no cenário analisado.

Neste sentido, a Figura 4.15 apresenta a evolução dos custos de abatimento no período de 2025 a 2050, comparando os cenários de mitigação sem e com curva de aprendizado do eletrolisador, para unidades de produção de fertilizantes nitrogenados na região Nordeste.

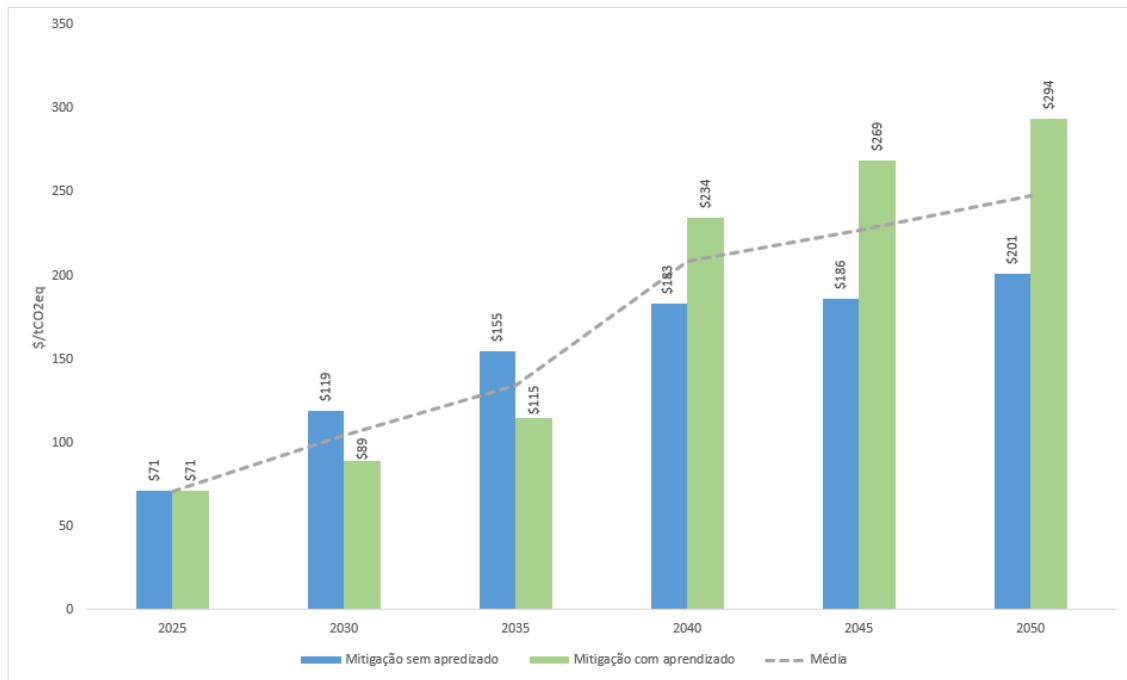


Figura 4.15: Comparação dos custos de abatimento do cenário mitigação com e sem curva de aprendizado do eletrolisador

As barras azuis representam o custo de abatimento no cenário Mitigação sem curva de aprendizado, enquanto as barras verdes correspondem ao cenário com curva

de aprendizado. A linha tracejada ilustra a média do custo de abatimento de ambos os cenários, evidenciando a tendência geral ao longo do período analisado.

Embora os custos de abatimento comecem no mesmo nível em 2025, ambos em 71 dólares por tonelada de CO₂eq, o cenário Mitigação sem curva de aprendizado apresenta custos mais elevados desde o início. Isso ocorre devido ao maior custo da tecnologia de eletrólise da água em comparação à reforma a vapor do metano. No entanto, a partir de 2040, a redução do custo do eletrolisador proporcionada pela curva de aprendizado torna o cenário com aprendizado mais econômico.

Na média, os custos de abatimento aumentam gradualmente até 2050, atingindo 294 dólares por tonelada de CO₂eq no cenário sem curva de aprendizado e 201 dólares por tonelada de CO₂eq no cenário com curva de aprendizado. Essa diferença de 93 dólares por tonelada de CO₂eq representa um impacto significativo, considerando que, para atender às metas de redução de gases de efeito estufa previstas na NDC, é necessário reduzir 3,12 GtCO₂eq.

Comparado ao cenário Referência, o cenário Mitigação apresenta um custo mais elevado e maior consumo de gás natural. No entanto, proporciona uma redução de emissões de até 80% em 2050, alinhando-se às metas estabelecidas pela NDC brasileira. Essa redução significativa reforça o compromisso do Brasil com a transição energética de baixo carbono e com os objetivos globais de mitigação das mudanças climáticas.

Esses resultados destacam o potencial econômico dos benefícios gerados pela inovação tecnológica e pelas eficiências de escala, mostrando a importância de investir em tecnologias emergentes para mitigar os custos de descarbonização no longo prazo.

Capítulo 5

Conclusões

Para que o Brasil consiga reduzir as emissões de gases de efeito estufa de acordo com as metas estabelecidas na NDC, é crucial promover mudanças significativas nos setores energético e industrial, que respondem por uma parcela substancial dessas emissões.

O hidrogênio é um insumo crítico para esses setores, pois, além de oferecer um grande potencial para a redução da pegada de carbono, também se destaca como uma promissora vantagem comparativa para o Brasil no cenário global.

O Programa Nacional de Hidrogênio (PNH2) tem como objetivo incentivar a produção de hidrogênio de baixo carbono. Além disso, o plano identifica os principais locais estratégicos para o desenvolvimento da economia do hidrogênio no Brasil. Segundo o documento as refinarias e unidades de fabricação de fertilizantes nitrogenados são os produtores e consumidores de hidrogênio no Brasil.

Nas refinarias, o hidrogênio é utilizado como insumo nos processos de hidrotratamento e hidrocraqueamento de diesel, gasolina, nafta craqueada e nafta de coque, com o objetivo de remover enxofre dos combustíveis refinados e atender aos padrões de qualidade e emissões.

Nas unidades de fertilizantes, o hidrogênio é o insumo principal do processo Haber-Bosch, utilizado na síntese de amônia. Esta, por sua vez, é essencial para a produção de ureia, nitrato de amônio e sulfato de amônio, os principais fertilizantes nitrogenados. Esses produtos desempenham um papel crucial no setor agrícola, onde o Brasil apresenta uma significativa dependência de importações.

O hidrogênio nesses locais é produzido principalmente pelo processo de reforma a vapor do gás natural, no qual o metano reage com água para gerar hidrogênio e gás carbônico. Esse processo apresenta um fator de emissão de 3,14 tonelada de CO₂eq por Nm³ de H₂, evidenciando sua significativa contribuição para as emissões de gases de efeito estufa.

No entanto, diversas aplicações de hidrogênio com baixa pegada de carbono vêm sendo desenvolvidas para mitigar as emissões. Entre as mais promissoras estão a

implementação da captura de carbono nas tecnologias de reforma a vapor do metano e a produção de hidrogênio por eletrólise da água, quando alimentada por fontes renováveis de energia. Os fatores de emissão dessas tecnologias são, respectivamente, 0,34 e 0 toneladas de CO₂eq por Nm³ de H₂, o que é baixa em relação a forma tradicional de produção de hidrogênio.

Porém, o custo das tecnologias emergentes é significativamente mais alto. O investimento para a reforma a vapor do gás natural sem captura de carbono é de 1056 dólares por tep H₂, enquanto com captura de carbono esse valor sobe para 1766 dólares por tep H₂. Já a eletrólise da água apresenta um custo de 2350 dólares por tep H₂. Dessa forma, a adoção dessas tecnologias impacta diretamente a cadeia energética do Brasil, influenciando tanto os custos quanto a viabilidade de sua implementação em larga escala.

Para avaliar o impacto no longo prazo, foi utilizado o modelo de otimização do planejamento energético, MATRIZ, que, como um modelo de minimização de custos, permite identificar as configurações tecnológicas mais eficientes do ponto de vista econômico.

Foram elaborados dois cenários para a análise: o cenário de referência, que representa a continuidade das tendências atuais sem grandes mudanças nas tecnologias, e o cenário de mitigação, que reflete o desenvolvimento dessas tecnologias, caso o Brasil cumpra as metas estabelecidas em sua NDC.

No cenário de referência, o modelo pode expandir as tecnologias com base exclusivamente na relação de custo-efetividade, sem considerar metas ou restrições adicionais relacionadas à mitigação de emissões.

Os resultados para este cenário indicam que, devido ao aumento projetado no consumo de combustíveis, o Brasil precisará expandir sua capacidade de refino em pelo menos 43% até 2050, com o maior incremento ocorrendo entre 2035 e 2040, para atender à demanda prevista. Esse aumento na capacidade de refino exerce pressão direta sobre a produção de hidrogênio nas refinarias, que, consequentemente, precisarão ampliar sua capacidade produtiva na mesma proporção.

Como o modelo foi orientado exclusivamente pela relação custo-efetividade, a tecnologia escolhida foi a reforma a vapor do gás natural sem captura de carbono, que apresenta o maior fator de emissão entre as tecnologias produtoras de hidrogênio. Como consequência, estima-se um aumento nas emissões de aproximadamente 4 mil toneladas de CO₂eq por ano.

O aumento projetado na demanda por ureia, o principal fertilizante nitrogenado no Brasil, gera um impacto semelhante nas unidades de produção de fertilizantes nitrogenados, exigindo um crescimento de 55% na produção de hidrogênio até 2050.

No cenário de mitigação, foram considerados os percentuais de redução de emissões estabelecidos pela NDC. No modelo MATRIZ, essas reduções foram imple-

mentadas como restrições de emissão de carbono para as tecnologias produtoras de hidrogênio, direcionando a seleção e o desenvolvimento de alternativas com menor impacto ambiental.

Como resultado, já no ano de 2025 o modelo sugere que 54% do hidrogênio produzido seja via reforma a vapor do metano com captura de carbono. O restante seria a produção de hidrogênio da forma tradicional. Ao longo do tempo, a capacidade de produção de hidrogênio com captura de carbono quase dobra, enquanto a produção de hidrogênio sem captura reduz em 5%. Esses resultados demonstram que, apesar do avanço nas tecnologias de menor emissão, ainda é necessário manter parte da produção de hidrogênio com maior fator de emissão para atender ao crescimento da demanda por combustíveis.

O consumo de gás natural no cenário de mitigação, em comparação ao cenário de referência, apresenta um aumento devido ao fato de a tecnologia de produção de hidrogênio com captura de carbono demandar uma quantidade maior de gás natural seco em relação à tecnologia tradicional.

Neste cenário, a tecnologia de produção de hidrogênio por eletrólise da água, aplicada exclusivamente nas unidades de fabricação de fertilizantes nitrogenados, não foi selecionada pelo modelo devido ao seu elevado custo. Para avaliar alternativas, foi realizada uma análise de sensibilidade, na qual se implementou uma curva de aprendizado, considerando a possibilidade de redução de custos ao longo do tempo, decorrente de avanços tecnológicos.

Com a implementação da curva de aprendizado, o modelo passa a selecionar a tecnologia de produção de hidrogênio por eletrólise da água, que começa a se expandir de forma mais consistente a partir de 2035. Em 2050, essa tecnologia já apresenta uma participação maior na matriz de produção de hidrogênio em comparação à reforma a vapor do metano, destacando seu potencial competitivo à medida que os custos diminuem.

A alimentação dessa tecnologia está diretamente associada à expansão de energia eólica dedicada. No entanto, o modelo revela que, devido à intermitência dos ventos na região Nordeste, é necessário que parte do fornecimento de energia seja complementada pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), garantindo a estabilidade e a continuidade do processo produtivo.

Em conclusão, o presente estudo evidencia que, para alcançar as metas de emissão estabelecidas pela NDC no setor de indústria e energia, é essencial promover o incentivo e o investimento em tecnologias de produção de hidrogênio com baixa emissão. Entre as alternativas, destaca-se a implementação de captura de carbono, especialmente nas refinarias, conforme demonstrado no cenário de mitigação. No entanto, os resultados também indicam que, à medida que o tempo passa, os custos para reduzir essas emissões tendem a aumentar, reforçando a importância de ações

anteriores e estratégicas.

Portanto, é imperativo adotar uma abordagem proativa, priorizando o desenvolvimento de políticas públicas e incentivos financeiros que estimulem a transição para uma economia de baixo carbono. Além disso, tecnologias emergentes, como a eletrólise da água alimentada por fontes renováveis, devem ser implementadas nas unidades de produção de fertilizantes nitrogenados.

Dessa forma, o Brasil poderá não apenas atender às metas climáticas, mas também consolidar-se como líder global na produção sustentável de energia, aproveitando seu vasto potencial em energia eólica. Esse posicionamento estratégico permitirá ao país atrair investimentos internacionais, gerar empregos verdes e impulsionar o desenvolvimento tecnológico, além de fortalecer sua competitividade no mercado global de hidrogênio de baixo carbono. Ao adotar uma abordagem inovadora e sustentável, o Brasil pode liderar a transição energética mundial, contribuindo significativamente para o combate às mudanças climáticas e promovendo um crescimento econômico alinhado aos princípios de sustentabilidade.

5.1 Limitações do estudo

Uma das limitações deste estudo refere-se à disponibilidade e precisão dos dados utilizados, em especial aqueles relacionados aos custos futuros das tecnologias e às projeções de demanda. As premissas adotadas podem não refletir plenamente as incertezas associadas ao desenvolvimento tecnológico e às variações do mercado.

Outra limitação está na não inclusão de soluções complementares para reduzir o uso do Sistema Interligado Nacional (SIN), como a implementação de baterias ou outras formas de armazenamento de energia associadas à geração eólica ou à produção de hidrogênio. Esse aspecto não foi contemplado na modelagem apresentada.

Além disso, não foram contabilizadas as emissões provenientes da produção de gás natural seco (GNS) nas unidades de processamento de gás natural, bem como as emissões das refinarias, exceto aquelas associadas à produção de hidrogênio.

Por fim, o estudo concentrou-se em um conjunto específico de tecnologias de produção e consumo de hidrogênio, deixando de considerar outras alternativas, como a gaseificação da biomassa ou o uso do hidrogênio em setores como transporte e armazenamento de energia. A inclusão dessas possibilidades poderia proporcionar uma visão mais abrangente do potencial do hidrogênio na transição energética.

5.2 Sugestões para trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, sugere-se a exploração de outros cenários que incluam diferentes tecnologias de produção de hidrogênio, como a gaseificação da biomassa ou a

pirólise, bem como a consideração de usos finais adicionais, como o transporte, que podem aumentar a demanda e justificar investimentos em infraestrutura.

Outra sugestão é a realização de estudos que analisem o impacto de políticas públicas, incentivos fiscais e mecanismos de financiamento que possam viabilizar economicamente a transição para o hidrogênio de baixo carbono, bem como avaliar os efeitos macroeconômicos dessas políticas no contexto brasileiro.

5.3 Considerações Finais

A relevância deste estudo está fundamentada na urgência de mitigar as emissões de gases de efeito estufa e na necessidade de alinhar o desenvolvimento energético do Brasil às metas climáticas estabelecidas pela NDC. Ao explorar a inserção de tecnologias de produção de hidrogênio de baixo carbono no sistema energético nacional, a pesquisa contribui para o entendimento de como essas soluções podem ser integradas de forma econômica e ambientalmente eficiente.

A análise realizada oferece subsídios para políticas públicas e estratégias industriais que visem reduzir a pegada de carbono do país, sem comprometer o crescimento econômico e a segurança energética. Além disso, o estudo destaca o potencial estratégico do Brasil no cenário global de transição energética, considerando sua abundância de recursos renováveis e capacidade de liderar a produção sustentável de hidrogênio.

A investigação demonstra como a adoção de tecnologias como a captura de carbono e a eletrólise da água pode transformar o Brasil em um hub internacional de energia limpa. Essa perspectiva não apenas atende às demandas climáticas globais, mas também impulsiona o desenvolvimento tecnológico e a competitividade do país, consolidando sua posição como um ator-chave na economia verde do futuro.

Referências Bibliográficas

- [1] IEA. *Global Hydrogen Review 2022*. Relatório técnico, International Energy Agency (IEA), 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>>.
- [2] IRENA. *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*. Relatório técnico, International Renewable Energy Agency, 2022. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2022/Jan/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation-Hydrogen>>.
- [3] IEA. *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities*. Relatório técnico, International Energy Agency (IEA), Paris, 2019. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>>.
- [4] IEA. *Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector*. Relatório técnico, 2021.
- [5] IRENA. *Hydrogen: A renewable energy perspective*. Relatório técnico, International Renewable Energy Agency, 2019. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>>.
- [6] ZOHURI, B. *Hydrogen Energy: Challenges and Solutions for a Cleaner Future*. Cham, Springer International Publishing, 2019. ISBN: 978-3-319-93460-0 978-3-319-93461-7. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-93461-7>>.
- [7] MAPLES, R. *Petroleum Refinery Process Economics*. 2 ed. Oklahoma, PennWell Books, 2000. ISBN: 0-87814-779-9.
- [8] SZKLO, A., ULLER, V. *Fundamento do refino de petróleo*. Interciência, 2008. ISBN: 978-85-7193-204-3.
- [9] COUNCIL, H. *Path to Hydrogen Competitiveness*. Relatório técnico, Hydrogen Council, 2020. Disponível em: <<https://hydrogencouncil.com/>>.

wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness-Full-Study-1.pdf>.

- [10] COLLODI, G., AZZARO, G., FERRARI, N., et al. “Techno-economic Evaluation of Deploying CCS in SMR Based Merchant H₂ Production with NG as Feedstock and Fuel”, *Energy Procedia*, v. 114, pp. 2690–2712, jul. 2017. ISSN: 18766102. doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1533. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610217317277>>.
- [11] KATEBAH, M., AL-RAWASHDEH, M., LINKE, P. “Analysis of hydrogen production costs in Steam-Methane Reforming considering integration with electrolysis and CO₂ capture”, *Cleaner Engineering and Technology*, v. 10, pp. 100552, out. 2022. ISSN: 26667908. doi: 10.1016/j.clet.2022.100552. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2666790822001574>>.
- [12] ISHAQ, H., DINCER, I., CRAWFORD, C. “A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities”, *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 47, n. 62, pp. 26238–26264, jul. 2022. ISSN: 03603199. doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.11.149. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319921045377>>.
- [13] SUBRAMANI, V., BASILE, A., VEZIROGLU, T. N. *Compendium of Hydrogen Energy: Volume 1*. N. 83. Kidlington, Woodhead Publishing, 2015. ISBN: 978-1-78242-383-6.
- [14] MCTI. “Acordo de Paris”. 2015. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/acordo-de-paris-e-ndc/arquivos/pdf/acordo_paris.pdf>.
- [15] MMA. “Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC)”. 2023. Disponível em: <<http://educaclima.mma.gov.br/wp-content/uploads/2023/11/NDC-1.4-Brasil-27-out-2023-portugues.pdf>>.
- [16] MME. “PNH2 - Programa Nacional do Hidrogênio”. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-apresenta-ao-cnpe-proposta-de-diretrizes-para-o-programa-nacional-do-hidrognoRelatriodiretrizes.pdf>>.
- [17] EPE. *Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural*. NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/01/2022, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, Brasil, 2022. Disponível em: <[https:](https://)

//www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/notas-tecnicas-dedicadas-ao-hidrogenio-cinza-e-ao-hidrogenio-azul>.

- [18] CNI. “Hidrogênio Sustentável - Perpectivas e potencial para indústria brasileira”. 2022. Disponível em: <<https://static.poder360.com.br/2022/08/CNI-hidrogenio-verde-sustentavel-13ago2022.pdf>>.
- [19] EPE. *Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio*. Relatório, Empresa de Pesquisa Brasileira (EPE), Rio de Janeiro (RJ), 2021. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidroge%CC%82nio_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidroge%CC%82nio_23Fev2021NT%20(2).pdf)>.
- [20] EPE. *Produção e consumo de hidrogênio em refinarias no Brasil*. NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SDB/2022/01, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, Brasil, 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-667/NT-EPE-DPG-SDB-2022-01%20-%20Hidrog%C3%AAnio%20em%20Refinarias.pdf>>.
- [21] EPE. *Caderno de Abastecimento de Derivados - PDE 2032*. Relatório Técnico Relatório, Empresa de Pesquisa Brasileira (EPE), 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/PDE%202032_Caderno%20de%20Abastecimento%20de%20Derivados_2022-12-26.pdf>.
- [22] SNAE. “Plano Nacional de Fertilizantes 2050: Uma Estratégia para os Fertilizantes no Brasil”. 2021. Disponível em: <<https://static.poder360.com.br/2022/03/plano-nacional-de-fertilizantes-brasil-2050.pdf>>.
- [23] EPE. *Gás natural como matéria-prima para Ureia*. Relatório técnico, Empresa de Pesquisa Brasileira (EPE), ago. 2019. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-772/IT%20Fertilizantes%20nitrogenados%20vf.pdf>>.
- [24] “Marco Legal do Hidrogênio Lei nº 14.948 de 02 de agosto de 2024”. fev. 2024. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2024/Lei/L14948.htm>.
- [25] MESSNER, S., STRUBEGGER, M. “Model-based decision support in energy planning”, *International Journal of Global Energy Issues*, v. 12, n.

- 1/2/3/4/5/6, pp. 196, 1999. ISSN: 0954-7118, 1741-5128. doi: 10.1504/IJGEI.1999.000837. Disponível em: <<http://www.inderscience.com/link.php?id=837>>.
- [26] ANTUNES, C. H., MARTINS, A. G., BRITO, I. S. “A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning”, *Energy*, v. 29, n. 4, pp. 613–627, mar. 2004. ISSN: 0360-5442. doi: 10.1016/j.energy.2003.10.012. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544203002652>>.
- [27] LEE, H., EOM, J., CHO, C., et al. “A bottom-up model of industrial energy system with positive mathematical programming”, *Energy*, v. 173, pp. 679–690, abr. 2019. ISSN: 03605442. doi: 10.1016/j.energy.2019.02.020. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544219302099>>.
- [28] IAEA. *Modelling nuclear energy systems with message: a user's guide*. N. Number NG-T-5.2, IAEA Nuclear Energy Series. Vienna, Austria, International Atomic Energy Agency, 2016. ISBN: 978-92-0-109715-6.
- [29] CEPEL. *Manual Metodologia - MATRIZ*. Relatório técnico, Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, Rio de Janeiro (RJ), 2016. Disponível em: <<https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/>>.
- [30] NIKOLAIDIS, P., POUULLIKAS, A. “A comparative overview of hydrogen production processes”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 67, pp. 597–611, jan. 2017. ISSN: 1364-0321. doi: 10.1016/j.rser.2016.09.044. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116305366>>.
- [31] CHANTRE, C., ANDRADE ELIZIÁRIO, S., PRADELLE, F., et al. “Hydrogen economy development in Brazil: An analysis of stakeholders' perception”, *Sustainable Production and Consumption*, v. 34, pp. 26–41, nov. 2022. ISSN: 2352-5509. doi: 10.1016/j.spc.2022.08.028. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352550922002342>>.
- [32] LIU, K., SONG, C., SUBRAMANI, V. *Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies*. New Jersey, John Wiley & Sons, 2010. ISBN: 978-0-471-71975-5.
- [33] EPE. *Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS*. NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/02/2022, Empresa de Pes-

quisa Energética, Rio de Janeiro, Brasil, 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/notas-tecnicas-dedicadas-ao-hidrogenio-cinza-e-ao-hidrogenio-azul>>.

- [34] WANG, M., WANG, G., SUN, Z., et al. “Review of renewable energy-based hydrogen production processes for sustainable energy innovation”, *Global Energy Interconnection*, v. 2, n. 5, pp. 436–443, out. 2019. ISSN: 20965117. doi: 10.1016/j.gloei.2019.11.019. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2096511719301100>>.
- [35] HENRY, A., MCSTAY, D., ROONEY, D., et al. “Techno-economic analysis to identify the optimal conditions for green hydrogen production”, *Energy Conversion and Management*, v. 291, pp. 117230, set. 2023. ISSN: 01968904. doi: 10.1016/j.enconman.2023.117230. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890423005769>>.
- [36] BUTTLER, A., SPLIETHOFF, H. “Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 82, pp. 2440–2454, fev. 2018. ISSN: 13640321. doi: 10.1016/j.rser.2017.09.003. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136403211731242X>>.
- [37] ZHANG, Q., CHEN, W., LING, W. “Tech-eco Efficiency Evaluation of hydrogen production industry under carbon dioxide Emissions regulation in China”, *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 47, n. 97, pp. 41183–41194, dez. 2022. ISSN: 0360-3199. doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.09.178. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319922043415>>.
- [38] ANTONINI, C., PÉREZ-CALVO, J.-F., VAN DER SPEK, M., et al. “Optimal design of an MDEA CO₂ capture plant for low-carbon hydrogen production — A rigorous process optimization approach”, *Separation and Purification Technology*, v. 279, pp. 119715, dez. 2021. ISSN: 13835866. doi: 10.1016/j.seppur.2021.119715. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1383586621014222>>.
- [39] RIEMER, M., DUSCHA, V. “Carbon capture in blue hydrogen production is not where it is supposed to be - Evaluating the gap between practical experience and literature estimates”, *Applied Energy*, v. 349, pp. 121622, nov. 2023. ISSN: 03062619. doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121622.

Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261923009868>>.

- [40] PRUVOST, F., CLOETE, S., ARNAIZ DEL POZO, C., et al. “Blue, green, and turquoise pathways for minimizing hydrogen production costs from steam methane reforming with CO₂ capture”, *Energy Conversion and Management*, v. 274, pp. 116458, dez. 2022. ISSN: 01968904. doi: 10.1016/j.enconman.2022.116458. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890422012365>>.
- [41] MULLEN, D., HERRAIZ, L., GIBBINS, J., et al. “On the cost of zero carbon hydrogen: A techno-economic analysis of steam methane reforming with carbon capture and storage”, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 126, pp. 103904, jun. 2023. ISSN: 17505836. doi: 10.1016/j.ijggc.2023.103904. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1750583623000749>>.
- [42] FASIHI, M., BREYER, C. “Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants”, *Journal of Cleaner Production*, v. 243, pp. 118466, jan. 2020. ISSN: 09596526. doi: 10.1016/j.jclepro.2019.118466. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652619333360>>.
- [43] EPE. “Hidrogênio no Brasil - Potencial técnico de produção de hidrogênio de baixo carbono no Brasil”. 2024. Disponível em: <<https://gisepeprd2.epe.gov.br/arcgisportal/apps/storymaps/stories/68332aaa3fc64524a656583e1367daa3>>.
- [44] EPE. *Análises sobre refinaria de pequeno porte no Brasil: o caso do Espírito Santo*. NT-EPE-DPG-SDB-03/2020-, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-509/NT-DPG-SDB-03-2020_Analise%20de%20Refinaria%20de%20Pequeno%20Porte.pdf>.
- [45] ANP. “Volume de petróleo refinado nas refinarias nacionais (metros cúbicos)”. jan. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>>.
- [46] EPE. *Panorama do Refino e da Petroquímica no Brasil*. NOTA TÉCNICA DPG-SPT Nº 04/2018, Empresa de Pesquisa Energética, Brasília, jan. 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/>>.

publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-/topico-412/NT%20Refino%20e%20Petroqu%C3%ADmica_2018.11.01.pdf>.

- [47] ARNAIZ DEL POZO, C., CLOETE, S. “Techno-economic assessment of blue and green ammonia as energy carriers in a low-carbon future”, *Energy Conversion and Management*, v. 255, pp. 115312, mar. 2022. ISSN: 01968904. doi: 10.1016/j.enconman.2022.115312. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S019689042200108X>>.
- [48] RIVAROLO, M., RIVEROS-GODOY, G., MAGISTRI, L., et al. “Clean Hydrogen and Ammonia Synthesis in Paraguay from the Itaipu 14 GW Hydroelectric Plant”, *ChemEngineering*, v. 3, n. 4, pp. 87, nov. 2019. ISSN: 2305-7084. doi: 10.3390/chemengineering3040087. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2305-7084/3/4/87>>.
- [49] EPE. *Competitividade do Gás Natural: Estudo de Caso na Indústria de Fertilizantes Nitrogenados*. No EPE-DEA-IT-001/2019, Empresa de Pesquisa Energética, Brasília, ago. 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-01-19%20-%20GN_Fertilizantes.pdf>.
- [50] ERIC R. MORGAN. *Techno-Economic Feasibility Study of Ammonia Plants Powered by Offshore Wind*. Tese de Doutorado. Disponível em: <https://scholarworks.umass.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1704&context=open_access_dissertations>.
- [51] ANP. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Relatório técnico, Agência Nacional de Petróleo, Rio de Janeiro, Brasil, 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2022>>.
- [52] ENERGIA, B. “Reman: logística fluvial no norte do país”. mar. 2020. Disponível em: <<https://www.brainmarket.com.br/2020/03/15/reman-logistica-fluvial-no-norte-do-pais/>>.
- [53] PETROBRAS. “Oferta de Processamento de Gás Natural: veja como estamos atuando”. 2024. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/negocios/oferta-processamento-de-gas>>.

- [54] ANP. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Relatório técnico, Agência Nacional de Petróleo, Rio de Janeiro, Brasil, 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2022>>.
- [55] EPE. *Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural*. NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/04/2021, Empresa de Pesquisa Energética, Brasília, nov. 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-640/Plano%20Indicativo%20de%20Processamento%20e%20Escoamento%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20-%20PIPE.pdf>>.
- [56] EPE. “Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro”. 2024. Disponível em: <<https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>>.
- [57] DA AMAZÔNIA, C. *Gasoduto Coari: Manaus e Província Petrolífera de Urucu: Um Marco no Desenvolvimento do País*. Relatório técnico, Edições Câmara, Brasília, jan. 2008. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cindra/publicacoes/gasoduto-coari-manaus-e-provincia-petrolifera-de-urucu>>.
- [58] ANP. “Painel Dinâmico Autorizações de Refinarias”. 2022. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMjUyZDAwNDctMjU2Ni000TI5LWFkM2QtN2IyYWI4ZWFrYjUxIiwidCI6IjQ00T1mNGZ>>.
- [59] PETROBRAS. “Fertilizantes Nitrogenados”. 2009. Disponível em: <https://www.senado.leg.br/comissoes/CRA/AP/AP20090414_Dr_Fernando_Fernandes_Martinez.pdf>.
- [60] ANP. *Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural: Setembro de 2023*. Relatório técnico, Agência Nacional de Petróleo, Rio de Janeiro, Brasil, 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2023>>.
- [61] EPE. “Consumo de hidrogênio das unidades de processo das refinarias”. 2022.

- [62] PETROBRAS. “Fertilizantes Nitrogenados”. 2009. Disponível em: <https://www.senado.leg.br/comissoes/CRA/AP/AP20090414_Dr_Fernando_Fernandes_Martinez.pdf>.
- [63] NIST. “Ammonia”. 2024. Disponível em: <<https://webbook.nist.gov/cgi/cbook.cgi?ID=C7664417>>.
- [64] NIST. “Urea”. 2024. Disponível em: <<https://webbook.nist.gov/cgi/cbook.cgi?Source=1940HUF1009-1011&Mask=2>>.
- [65] COLLODI, G., AZZARO, G., FERRARI, N., et al. “Techno-economic Evaluation of Deploying CCS in SMR Based Merchant H₂ Production with NG as Feedstock and Fuel”, *Energy Procedia*, v. 114, pp. 2690–2712, jul. 2017. ISSN: 18766102. doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1533. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610217317277>>.
- [66] COELHO, J. M. F. *MODELAGEM PARA AUXÍLIO À SELEÇÃO DE ALTERNATIVAS DE VALORIZAÇÃO DE EXCEDENTES DE PETRÓLEO NO BRASIL*. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.
- [67] CEPEL. *Relatório de Projeto – DSE – 4292/2022*. Relatório Técnico 4292/2022, Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 2022.
- [68] PETROBRAS. “Fertilizantes Nitrogenados”. 2009. Disponível em: <https://www.senado.leg.br/comissoes/CRA/AP/AP20090414_Dr_Fernando_Fernandes_Martinez.pdf>.

Apêndice A

Sistema energético - Caso Referência

Figura A.1: Sistema energético - Caso Referência

Apêndice B

Sistema energético - Caso Mitigação

Figura B.1: Sistema energético - Caso Mitigação

Anexo A

Reservas de Petróleo e Gás Natural

Tabela A.1: Reservas provadas de petróleo e gás natural nos estados do Nordeste, em 2022

Estados do NE	Produção	Petróleo (milhões bbl)	Gás Natural (milhões m ³)
Maranhão	Terra	5,6	29666
	Mar	0	0
Ceará	Terra	0,7	0
	Mar	0	0
Rio Grande do Norte	Terra	132,8	3466
	Mar	61,3	1391
Alagoas	Terra	25,2	9731
	Mar	0,2	363
Sergipe	Terra	98,5	557
	Mar	0,8	21
Bahia	Terra	107,5	12638
	Mar	23,3	3751

Fonte: ANP [51]

Tabela A.2: Reservas provadas de petróleo e gás natural nos estados do Sudeste, em 2022

Estados do SE	Produção	Petróleo (mil bbl)	Gás Natural (milhões m ³)
Espírito Santo	Terra	43,1	547
	Mar	696,8	17064
Rio de Janeiro	Mar	12467,6	255131
São Paulo	Mar	1146,4	29792

Fonte: ANP [51]

Anexo B

Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

Tabela B.1: Produção de petróleo e gás natural nos estados do Nordeste

Estados do NE	Reserva	Petróleo (mil bbl)	Gás Natural (mil m ³)
Maranhão	Terra	14,36	927,8
	Mar	0	0
Ceará	Terra	223,08	0,3
	Mar	0	0
Rio Grande do Norte	Terra	11904,93	283,76
	Mar	88,01	53,19
Alagoas	Terra	857,29	229,11
	Mar	24,69	44,86
Sergipe	Terra	1280,90	8,10
	Mar	82,59	1,01
Bahia	Terra	7130,72	862,33
	Mar	92,52	926,64

Fonte: ANP [51]

Tabela B.2: Produção de petróleo e gás natural nos estados do Sudeste

Estados do SE	Produção	Petróleo (mil bbl)	Gás Natural (mil m ³)
Espirito Santo	Terra	2603	20,2
	Mar	47679	1223,7
Rio de Janeiro	Mar	932431	34776,5
São Paulo	Mar	93538	5909,0

Fonte: ANP [51]

Anexo C

Unidades de Processamento de Gás Natural

Tabela C.1: Capacidade de processamento de gás natural nos estados do Nordeste

Município (UF)	Polos	Capacidade de processamento (mil m ³ /dia)
	Produtores	
Fortaleza (CE)	Lubnor	350
Guamaré (RN)	Guamaré	5.700
Pilar (AL)	Origem Energia	1.800
Pojuca (BA)	Catu	2.000
São Francisco do Conde (BA)	Estação Vandemir Ferreira	6.000
Mata de São João (BA)	Alvopetro	500

Fonte: ANP [51]

Tabela C.2: Capacidade de processamento de gás natural nos estados do Sudeste

Município (UF)	Polos	Capacidade de processamento (mil m ³ /dia)
	Produtores	
Linhares (ES)	Cacimbas	18100
Anchieta (ES)	Sul Capixaba	2500
Duque de Caxias (RJ)	REDUC	5000
Macaé (RJ)	Cabiúnas	25160
Cubatão (SP)	RPBC	2500
Caraguatatuba (BA)	Caraguatatuba	20000

Fonte: ANP [51]

Anexo D

Refinarias

Tabela D.1: Capacidade de processamento de óleo e produção de hidrogênio das refinarias nos estados do Nordeste

Refinaria	Municipio (UF)	Capacidade nominal (10^3 barris/d)	Capacidade nominal ($10^3Nm^3H_2/d$)
Mataripe	São Francisco do Conde (BA)	337	1360
RNEST	Ipojuca (PE)	115	3000
RPCC	Guamaré (RN)	38	0
Lubnor	Fortaleza (CE)	10	35
Dax Oil	Camaçari (BA)	2	0

Fonte: ANP [58]

Tabela D.2: Capacidade de processamento de óleo e produção de hidrogênio das refinarias nos estados do Sudeste

Refinaria	Municipio (UF)	Capacidade nominal (10^3 barris/d)	Capacidade nominal ($10^3Nm^3H_2/d$)
REPLAN	Paulínia (SP)	434	3570
REDUC	Duque de Caxias (RJ)	252	625
REVAP	São José dos Campos (SP)	252	1488
RPBC	Cubatão (RJ)	179	2870
REGAP	Betim (MG)	164	1760
RECAP	Mauá (SP)	63	550
SSOIL	Coroaos (SP)	12	0
REFIT	Rio de Janeiro (RJ)	10	0
UNIVEN	Itupeva (SP)	5	0

Fonte: ANP [58]

Tabela D.3: Capacidade de processamento de óleo e produção de hidrogênio das refinarias nos estados do Sul

Refinaria	Municipio (UF)	Capacidade nominal (10^3 barris/d)	Capacidade nominal ($10Nm^3H_2/d$)
REPAR	Araucária (PR)	214	1870
REFAP	Canoas (RS)	208	1800
RPR	Rio Grande (RS)	17	0
SIX	São Mateus do Sul (PR)	6	0

Fonte: ANP [58]

Anexo E

Preços de Petróleo e Gás Natural

Tabela E.1: Preços de petróleo e gás natural nos estados do Nordeste

Estado	Petróleo (dolar/bbl)	Gás Natural (dolar/ 10^3m^3)
Alagoas	94	297
Bahia	92	222
Ceará	70	854
Maranhão	120	238
Rio Grande do Norte	85	339
Sergipe	89	287

Fonte: ANP [58]

Tabela E.2: Preços de petróleo e gás natural nos estados do Sudeste

Estado	Petróleo (dolar/bbl)	Gás Natural (dolar/ 10^3m^3)
Espírito Santo	85	317
Rio de Janeiro	89	300
São Paulo	89	266

Fonte: ANP [58]

Anexo F

Fertilizantes

Tabela F.1: Capacidade de produção de fertilizantes nos estados do Nordeste

Refinaria	Amônia ($10^3t/ano$)	Ureia ($10^3t/ano$)
Laranjeiras (SE)	412	594
Camaçari (BA)	429	462

Fonte: PETROBRAS [68]