



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA MECÂNICA

MIRELLA MARTINS CAMELO

MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA PARA O
PLANEJAMENTO DA CADEIA DE SUPRIMENTOS DO HIDROGÊNIO VERDE: UM
ESTUDO DE CASO

FORTALEZA

2024

MIRELLA MARTINS CAMELO

MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA PARA O PLANEJAMENTO DA
CADEIA DE SUPRIMENTOS DO HIDROGÊNIO VERDE: UM ESTUDO DE CASO

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Mecânica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Mecânica. Área de Concentração: Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. Dr. Bruno de Athayde Prata.

FORTALEZA

2024

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

C189m Camelo, Mirella Martins.

Modelo de programação linear inteira mista para o planejamento da cadeia de suprimentos do hidrogênio verde : um estudo de caso / Mirella Martins Camelo. – 2024.
81 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Fortaleza, 2024.

Orientação: Prof. Dr. Bruno de Athayde Prata.

1. Otimização. 2. Infraestrutura do hidrogênio. 3. Economia do hidrogênio renovável. 4. Energias renováveis. I. Título.

CDD 620.1

MIRELLA MARTINS CAMELO

MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA PARA O PLANEJAMENTO DA
CADEIA DE SUPRIMENTOS DO HIDROGÊNIO VERDE: UM ESTUDO DE CASO

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Mecânica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Mecânica. Área de Concentração: Engenharia Mecânica.

Aprovada em: 23/05/2024.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Bruno de Athayde Prata (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dra. Carla Freitas de Andrade
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dra. Eli Angela Vitor Toso
Universidade Federal de São Carlos (UFSCar)

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Bruno de Athayde Prata, pela excelente orientação, paciência e troca de conhecimentos primordiais para minha caminhada acadêmica.

Às professoras participantes da banca examinadora Carla Freitas de Andrade e Eli Angela Vitor Toso, pela disponibilidade e pelas valiosas colaborações.

Ao Prof. Dr Levi Ribeiro de Abreu pelas sugestões fundamentais no processo de Qualificação.

Aos colegas da turma de mestrado, pela cooperação, companheirismo e apoio.

RESUMO

A cadeia de suprimentos de hidrogênio verde tem despertado crescente interesse como uma alternativa promissora para a transição à uma economia de baixo carbono. Problemáticas acerca da infraestrutura do fornecimento de insumos, produção, armazenamento e distribuição para a exploração deste combustível têm sido bastante estudadas por investigadores da área. Isto posto, esta Dissertação de Mestrado tem como objetivo propor um modelo de programação linear inteira mista para o planejamento otimizado da cadeia de suprimentos do hidrogênio verde, levando em consideração a produção de energias alternativas e hidrogênio, sua armazenagem e distribuição, desde o local de produção até a demanda final. A função objetivo é minimizar os custos totais, considerando as opções tecnológicas disponíveis em cada estágio. Por meio desse modelo, são definidas a quantidade, o tipo e a localização das usinas de produção, meios de transporte e tanques de armazenagem, a fim de atingir uma operação eficiente e econômica da sua aplicação no estudo de caso, situado no Ceará. A simulação de três cenários, os quais apresentam demanda de hidrogênio crescente no Estado cearense, foi implementada visando a aplicação prática da modelagem proposta. Os custos por unidade de hidrogênio produzido diminuem, perante a expansão da demanda, em 1,1%, 46,5%, 77,7% e 54,6% para as etapas de insumo, produção, distribuição e armazenamento, respectivamente. Desta forma, os resultados deste estudo fornecem percepções para a tomada de decisões sobre a infraestrutura e a operação da cadeia de suprimentos otimizada.

Palavras-chave: otimização; infraestrutura do hidrogênio; economia do hidrogênio renovável; energias renováveis.

ABSTRACT

The green hydrogen supply chain has an increasing interest as a promising alternative for a low-carbon economy transition. Challenges related to the production, storage, and distribution infrastructure of this fuel are widely investigated in this field. Therefore, this Dissertation aims to propose a mixed-integer linear programming model for the optimized green hydrogen supply chain design, taking into account the production of renewable energy and hydrogen, the storage and distribution from the production plants to the final demand. The objective function is to minimize the total costs, considering the available technological options at each stage. With this model, the quantity, type, and location of production plants, transportation modes, and storage facilities will be determined to achieve an efficient and cost-effective operation in its application in the case study located in Ceará. Three scenarios representing cases of increased demand in the Ceará State were simulated to demonstrate a practical application of the proposed model. The costs per unit of produced hydrogen decreased by 1.1%, 46.5%, 77.7%, and 54.6% for feedstock, production, distribution, and storage, respectively. Consequently, the results of this study offer valuable insights for decision-making in terms of infrastructure and operation of the optimized supply chain.

Keywords: optimization; hydrogen infrastructure; renewable hydrogen economy; renewable energies.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Aplicações do H ₂	17
Figura 2 – Demanda do H ₂ nas suas principais aplicações	18
Figura 3 – H ₂ como <i>back-up</i> energético	21
Figura 4 – Caminhos para produção do H ₂	23
Figura 5 – Reforma a vapor do metano para produção do H ₂ cinza	25
Figura 6 – Gaseificação do carvão para produção do H ₂ cinza	26
Figura 7 – Reforma a vapor do metano com captura de CO ₂ para produção do H ₂ azul .	26
Figura 8 – Métodos de produção do H ₂ verde a partir de fonte solar, eólica, hídrica e geotérmica.	28
Figura 9 – Método de produção do H ₂ verde a partir da diferença de temperatura das águas oceânicas.	29
Figura 10 – Infraestrutura do hidrogênio verde	29
Figura 11 – Estrutura da CSH ₂ V no estudo de caso para o Estado do Ceará	38
Figura 12 – Estrutura do modelo de otimização.	40
Figura 13 – Exemplo para validação do modelo	51
Figura 14 – Complexo Industrial e Portuário do Pecém	53
Figura 15 – Regiões de planejamento do Ceará	54
Figura 16 – Mapa das usinas de produção de hidrogênio - Cenário 1	59
Figura 17 – Mapa das usinas de produção de hidrogênio - Cenário 2	60
Figura 18 – Mapa das usinas de produção de hidrogênio - Cenário 3	62
Figura 19 – Mapa das usinas de estocagem de hidrogênio - Cenário 1	63
Figura 20 – Mapa das usinas de estocagem de hidrogênio - Cenário 2	63
Figura 21 – Mapa das usinas de estocagem de hidrogênio - Cenário 3	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Emissões de CO ₂ e demanda de hidrogênio: setor de transportes	19
Tabela 2 – Princípios dos métodos para produção de H ₂ V	28
Tabela 3 – Características referentes à transportação do H ₂	33
Tabela 4 – Revisão sistemática dos modelos de CSH ₂	35
Tabela 5 – Índices e conjuntos	41
Tabela 6 – Parâmetros	42
Tabela 7 – Variáveis	43
Tabela 8 – Restrições de não-negatividade	48
Tabela 9 – Parâmetros relativos à fonte de energia	48
Tabela 10 – Parâmetros para produção do H ₂	49
Tabela 11 – Parâmetros para distribuição do H ₂	49
Tabela 12 – Parâmetros para o armazenamento do H ₂	49
Tabela 13 – Parâmetros para o cálculo da demanda de VECC	49
Tabela 14 – Parâmetros por nó	50
Tabela 15 – Distâncias geográficas entre os nós	50
Tabela 16 – Demanda pela fonte de energia, demanda por hidrogênio e quantidade de H ₂ produzido em cada nó	50
Tabela 17 – Custos otimizados da rede	51
Tabela 18 – Considerações conceituais para os cenários experimental	55
Tabela 19 – Demanda pela fonte de energia, demanda por hidrogênio e quantidade de H ₂ produzido em cada nó - Cenário 1	56
Tabela 20 – Demanda pela fonte de energia, demanda por hidrogênio e quantidade de H ₂ produzido em cada nó - Cenário 2	57
Tabela 21 – Demanda pela fonte de energia, demanda por hidrogênio e quantidade de H ₂ produzido em cada nó - Cenário 3	57
Tabela 22 – Fluxo de hidrogênio entre os nós - Cenário 1	60
Tabela 23 – Fluxo de hidrogênio entre os nós - Cenário 2	61
Tabela 24 – Fluxo de hidrogênio entre os nós - Cenário 3	62
Tabela 25 – Usinas para estocagem do hidrogênio	64
Tabela 26 – Custos otimizados da rede	65
Tabela 27 – Potência outorgada de fontes renováveis no Ceará	67

Tabela 28 – Parâmetros para o consumo de fonte de energia	78
Tabela 29 – Potencial instalável das fontes de energia por zona de planejamento	78
Tabela 30 – Parâmetros para produção do H ₂ por tipo de tecnologia da usina	78
Tabela 31 – Parâmetros para distribuição do H ₂	79
Tabela 32 – Parâmetros para o armazenamento do H ₂	79
Tabela 33 – Demanda industrial	79
Tabela 34 – Parâmetros para o cálculo da demanda de VECC	80
Tabela 35 – Demanda de hidrogênio para suprimento dos VECC por nó	80
Tabela 36 – Dados geográficos: distância entre as zonas de planejamento	81

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AEH	Armazenamento de Energia do Hidrogênio
CAC	captura e armazenamento de carbono
CC	células a combustível
CCO ₂	captura de carbono
CIPP	Complexo Industrial e Portuário do Pecém
CS	cadeia de suprimentos
CSH ₂	Cadeia de Suprimentos do Hidrogênio
CSH ₂ V	Cadeia de Suprimentos do Hidrogênio Verde
DCS	<i>Design</i> da Cadeia de Suprimentos
FER	Fonte de Energia Renovável
GC	gaseificação do carvão
GCS	Gerenciamento da Cadeia de Suprimentos
GEE	Gases de Efeito Estufa
H ₂	hidrogênio
H ₂ A	hidrogênio Azul
H ₂ G	hidrogênio gasoso
H ₂ L	hidrogênio líquido
H ₂ V	hidrogênio verde
LOHC	Transportadores orgânicos de hidrogênio líquido (<i>Liquid Organic Hydrogen Carriers</i>)
MILP	Programação Linear Inteira Mista (<i>Mixed-Integer Linear Programming</i>)
NH ₃	amônia
PEM	membrana de troca de prótons (<i>Proton Exchange Membrane</i>)
PNH ₂	Plano Nacional de Hidrogênio
RVM	Reforma a Vapor do Metano
VE	veículos elétricos
VECC	veículos elétricos movidos a células à combustível
WGS	deslocamento do vapor d'água (<i>Water-gas Shift</i>)
ZPE	Zona de Processamento de Exportação

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Considerações iniciais	12
1.2	Justificativa do tema abordado	13
1.3	Definição do problema	15
1.4	Objetivos	16
<i>1.4.1</i>	<i>Objetivo geral</i>	<i>16</i>
<i>1.4.2</i>	<i>Objetivos específicos</i>	<i>16</i>
<i>1.4.3</i>	<i>Estrutura da Dissertação</i>	<i>16</i>
2	REVISÃO DE LITERATURA	17
2.1	Potencial de aplicações	17
<i>2.1.1</i>	<i>Matéria-prima</i>	<i>17</i>
<i>2.1.2</i>	<i>Combustível</i>	<i>19</i>
<i>2.1.3</i>	<i>Vetor de energia</i>	<i>21</i>
2.2	O processo de produção	22
<i>2.2.1</i>	<i>Hidrogênio cinza</i>	<i>23</i>
<i>2.2.1.1</i>	<i>Reforma a vapor do metano</i>	<i>24</i>
<i>2.2.1.2</i>	<i>Gaseificação do carvão</i>	<i>24</i>
<i>2.2.2</i>	<i>Hidrogênio azul</i>	<i>25</i>
<i>2.2.3</i>	<i>Hidrogênio verde</i>	<i>27</i>
2.3	Planejamento da cadeia de suprimentos do hidrogênio verde	29
<i>2.3.1</i>	<i>Funções objetivo</i>	<i>30</i>
<i>2.3.2</i>	<i>Produção</i>	<i>31</i>
<i>2.3.3</i>	<i>Armazenagem e transporte</i>	<i>32</i>
<i>2.3.4</i>	<i>Lacuna de literatura</i>	<i>34</i>
2.4	Tabela resumo	34
3	METODOLOGIA	36
3.1	Contribuições do modelo	36
3.2	Descrição do problema	38
3.3	Cálculo da demanda de hidrogênio	40
3.4	Formulação matemática	41

3.4.1	<i>Função objetivo</i>	41
3.4.2	<i>Demanda por fonte de energia</i>	42
3.4.3	<i>Demanda de hidrogênio</i>	44
3.4.4	<i>Produção de hidrogênio</i>	44
3.4.5	<i>Transporte de hidrogênio</i>	45
3.4.6	<i>Armazenamento de hidrogênio</i>	46
3.4.7	<i>Restrições para exportação de produtos</i>	47
3.4.8	<i>Restrições de não-negatividade</i>	47
3.4.9	<i>Cenário ilustrativo</i>	48
4	RESULTADOS	52
4.1	Definição dos cenários experimentais	52
4.1.1	<i>O hidrogênio verde no Ceará</i>	52
4.1.2	<i>Concepção dos cenários</i>	53
4.1.3	<i>Coleta de dados</i>	55
4.2	Análise dos cenários	55
4.2.1	<i>Demanda do hidrogênio verde e das fontes de energia</i>	56
4.2.2	<i>Configuração da cadeia otimizada</i>	58
4.2.2.1	<i>Produção e distribuição</i>	59
4.2.2.2	<i>Armazenagem</i>	62
4.2.3	<i>Custos da cadeia otimizada</i>	65
4.3	Implicações da cadeia otimizada no contexto cearense	66
5	CONCLUSÕES	68
5.1	Considerações finais	68
5.2	Benefícios da abordagem proposta	69
5.3	Limitações do estudo	70
5.4	Sugestões para estudos futuros	71
	REFERÊNCIAS	72
6	PARÂMETROS - ESTUDO DE CASO	78

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

Dentre as diversas fontes combustíveis existentes, o hidrogênio (H_2) apresenta um grande potencial de aproveitamento no setor automotivo, no transporte de energia entre localidades ou países e, também, no setor de energia elétrica. Isto se deve ao seu elevado nível de energia por massa (densidade gravimétrica), que alcança valores de 120 MJ/kg, contra 40 MJ/kg da gasolina (DOE, 2019). Outro fator favorável se dá por ser um combustível de baixa emissão dos Gases de Efeito Estufa (GEE), tais como o dióxido de carbono (CO_2), visto que a água é o único subproduto durante sua combustão. A sustentabilidade ambiental de sua aplicação pode ser potencializada especialmente quando produzido por fontes alternativas, chamado então de hidrogênio verde (H_2V), de forma a eliminar os GEE também na produção deste combustível. Diante desses fatores, o H_2V envolve uma pauta importante nos planos de transição energética para diversos países em função da sua diversidade de rotas tecnológicas possíveis e sustentabilidade.

Apesar da alta densidade gravimétrica, nas condições ambiente o hidrogênio apresenta baixa densidade energética por volume em comparação com a gasolina, a qual esta pode alcançar o triplo de densidade volumétrica (DOE, 2019). A partir dessa característica, métodos e tecnologias de armazenagem mais robustas são necessárias para reverter este problema.

A armazenagem de hidrogênio pode ser realizada em métodos físicos ou em sorção em meios materiais (HASSAN *et al.*, 2021). No método físico, o hidrogênio pode ser estocado em tanques na forma de gás comprimido em altas pressões, aumentando a preocupação com a segurança ou, mantendo-o em tanques no estado líquido a baixas temperaturas, dispendendo grandes custos energéticos. Em contraponto, tecnologias para a estocagem deste combustível através da absorção ou adsorção química em meio material ainda estão em fase de maturação. Além disso, Moradi e Groth (2019) citam o armazenamento em larga escala do H_2 gasoso em meios geológicos, tais como cavernas de sal ou reservatórios esgotados de gás natural.

As maiores demandas de hidrogênio atualmente, segundo a Agência Internacional de Energia IEA (2019), se devem à produção de amônia e refinação de óleos (70 Mt) e produção de metanol e aço (45 Mt). A organização acrescenta que o H_2 para estas aplicações é produzido em maior porcentagem por fontes fósseis, no qual 76% é oriundo do gás natural e 23% do carvão. Esta expressiva participação de combustíveis fósseis na produção de H_2 aumenta a urgência da

integração entre as Fontes de Energia Renováveis (FER) e o Armazenamento de Energia do Hidrogênio (AEH), visando atenuar as emissões dos GEE.

A crescente inserção das energias alternativas no setor elétrico aumenta a preocupação acerca da intermitência na geração e instabilidade da rede. Devido a um forte empenho de investigação tecnológica para reverter a mudança climática, o hidrogênio surge como uma solução sustentável para o armazenamento do excedente das energias alternativas. Esta combinação possibilita um processo de neutralização dos GEE na produção do H₂, reverte a intermitência sazonal das fontes renováveis e flexibiliza a produção e transporte de energia (JIANG *et al.*, 2022). Averiguar os impactos econômicos, tecnológicos e científicos da implementação em larga escala do mercado de H₂V é essencial para assegurar a eficiência na entrega do produto aos destinatários finais.

Dentro desse contexto, esta Dissertação de Mestrado tem como objetivo propor um modelo de programação linear inteira mista para o planejamento otimizado da cadeia de suprimentos do hidrogênio verde, levando em consideração a produção de energias alternativas e de hidrogênio, sua armazenagem e distribuição, desde o local de produção até as zonas de demanda final. A função objetivo é minimizar os custos totais da cadeia de suprimentos, considerando as opções tecnológicas disponíveis em cada estágio. Por meio desse modelo, são definidas a quantidade, o tipo e a localização das usinas de produção, meios de transporte e tanques de armazenagem, a fim de atingir uma operação eficiente e econômica. A aplicação prática da modelagem proposta é baseada em um estudo de caso, situado no Estado do Ceará, localizado no nordeste Brasileiro.

1.2 Justificativa do tema abordado

Um dos maiores impeditivos para o estabelecimento da economia do H₂V se baseia na necessidade de construção de uma complexa infraestrutura, a qual abrange todos os processos da cadeia de suprimentos do hidrogênio verde (CSH₂V): produção, armazenagem, transporte e distribuição para os usuários finais.

De acordo com Corominas (2013), cadeia de suprimentos (CS) se trata de uma rede de entidades associadas que colaboram entre si para obter, entregar ou, até, recuperar produtos. No caso, esse conjunto de entidades ou organizações interconectadas são responsáveis pelo fluxo de itens desde a aquisição e transformação dos insumos em produto final, e distribuição deste até os consumidores finais (LI, 2007; GOETSCHALCKX, 2011). A gestão ou gerenciamento da CS

(GCS) visa facilitar o fluxo de materiais ou informações, adicionar valor, maximizar eficiência e lucros e, por fim, satisfazer os clientes (STOCK; BOYER, 2009).

A CS é uma complexa rede implicada em pequenas escalas empresariais e em macro escalas, englobando inclusive mercados de produtos de importância econômica nacional ou global, como o H₂V e, desta forma, ela precisa ser planejada com eficiência (reduzindo custos e riscos). O processo que determina a infraestrutura de uma CS é conhecido como o planejamento ou *design* da cadeia de suprimentos (DCS) e consiste em todas as decisões sobre sua configuração (HARRISON, 2001; CALLEJA *et al.*, 2018). Govindan *et al.* (2017) apontam que o DCS auxilia na tomada de decisões sobre investimentos em uma economia específica, visto que pode determinar a localização, número e tamanho de instalações, melhores tecnologias, entre outras variáveis, tais como a seleção de insumos e modo de transporte dos produtos.

O mercado do hidrogênio no Brasil se encontra em seus passos iniciais, porém apresenta tendência de uma rápida ascensão nos próximos anos. Tendo em vista a importância global da economia do hidrogênio, a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 6, de 23 de julho de 2022 instituiu o Programa Nacional de Hidrogênio (PNH₂) e cria seu comitê gestor. Dentre outros objetivos, o PNH₂ busca incentivar investimentos e estudos científicos para desenvolver e, a longo prazo, consolidar uma economia competitiva do H₂ no Brasil e no mundo. Essa resolução desponta novos rumos para o H₂V no Brasil, principalmente após o estabelecimento do HUB de Hidrogênio no Pecém, município cearense.

Apesar disso, a implementação da CSH₂V requer uma robusta rede para o atendimento dos clientes finais (transporte, indústria, energia, entre outros) que ainda encontra desafios. Pesquisas focadas em superar barreiras tecnológicas ou em otimização de custos são importantes para tornar a CSH₂V viável, enquanto altos investimentos e políticas de incentivo são requeridos para impulsionar os seus primeiros estágios (IEA, 2019; ABDIN *et al.*, 2021). O planejamento da CSH₂V pode ser utilizado para o desenvolvimento dessa infraestrutura (LI *et al.*, 2019) e possibilitar um fluxo mais eficaz de materiais, informações e lucros entre cada um de seus elos.

Diversas pesquisas focadas na otimização de custos via DCS do hidrogênio foram publicados nos últimos anos: Seo *et al.* (2020), He *et al.* (2021), Kim *et al.* (2021), Mah *et al.* (2022), Jiang *et al.* (2022). Alguns desses estudos e vários outros focaram nas estratégias e projeção da cadeia de suprimentos do hidrogênio, tomando como base a formulação de novas modelagens científicas ou abordando a implementação dos modelos em particularidades locais. Todavia, a simulação de cenários que combina a tendência econômica de um mercado 100% de

hidrogênio verde, com a distribuição interna e externa (exportação) do produto, a avaliação de sua produção a partir de equipamentos tecnológicos específicos e aplicado no contexto cearense não foi abordado na literatura.

1.3 Definição do problema

O mercado de hidrogênio no Estado do Ceará se encontra focado na exportação deste produto, buscando atender prioritariamente as demandas de outros países localizados no continente europeu. Apesar desse cenário, o Brasil demonstra um alto potencial para a aplicação doméstica do H₂V. O investimento no mercado interno pode impulsionar o desenvolvimento econômico e gerar impactos socioambientais positivos, como a criação de empregos, o avanço tecnológico e científico nacional e a redução das emissões de GEE em diversos setores.

Desta forma, como contribuição nesta área e visando incentivar investimentos na economia deste combustível limpo, esta Dissertação propõe o planejamento de uma CSH₂V no contexto do Ceará. A CSH₂V proposta consiste em:

- a) Fontes de energia renováveis são definidas como os insumos da CS e podem advir de fonte local ou transmitidas via origens vizinhas.
- b) Eletrólise como forma de produção, utilizando dois tipos de tecnologias disponíveis no mercado: eletrolisador alcalino e eletrolisador com membrana de troca de prótons - PEM.
- c) A forma do produto ocasiona influência nas tecnologias de armazenamento e distribuição.
- d) Para simplificação da modelagem, as usinas de armazenamento são localizadas em cada nó da rede para satisfazer o abastecimento da demanda local e a produção do produto.
- e) Interesse em atender a frota interna de veículos elétricos movidos a células de combustível, a frota exterior (por meio de exportação do produto) e, a demanda de clientes industriais locais.
- f) Otimização baseada em um modelo de minimização de custos em Programação Linear Inteira Mista (do inglês *Mixed-Integer Linear Programming*, MILP).
- g) O estudo de caso se dá em diversos cenários futuros, de forma a comparar o desempenho dos custos da CS otimizada e as suas implicações no contexto real do caso estudado.

1.4 Objetivos

1.4.1 *Objetivo geral*

O objetivo geral desta Dissertação é desenvolver um modelo de programação linear inteira mista para otimizar a cadeia de suprimentos do hidrogênio verde no Estado do Ceará, em cenários de demanda crescente e por meio da redução dos custos de insumo, produção, distribuição e armazenagem.

1.4.2 *Objetivos específicos*

Como objetivos específicos, podem ser destacados:

- a) Identificar as atividades da cadeia de suprimentos do hidrogênio verde apropriadas para o estudo de caso no Estado do Ceará a serem incluídas no modelo de otimização.
- b) Validar a eficácia do modelo matemático proposto, por meio de um cenário ilustrativo desenvolvido com parâmetros fictícios.
- c) Coletar os parâmetros necessários para a concepção do estudo de caso no Estado do Ceará.
- d) Avaliar a sensibilidade do modelo proposto, através da simulação de diversos cenários com demanda crescente e incerta.

1.4.3 *Estrutura da Dissertação*

A Dissertação está organizada de acordo com os seguintes capítulos.

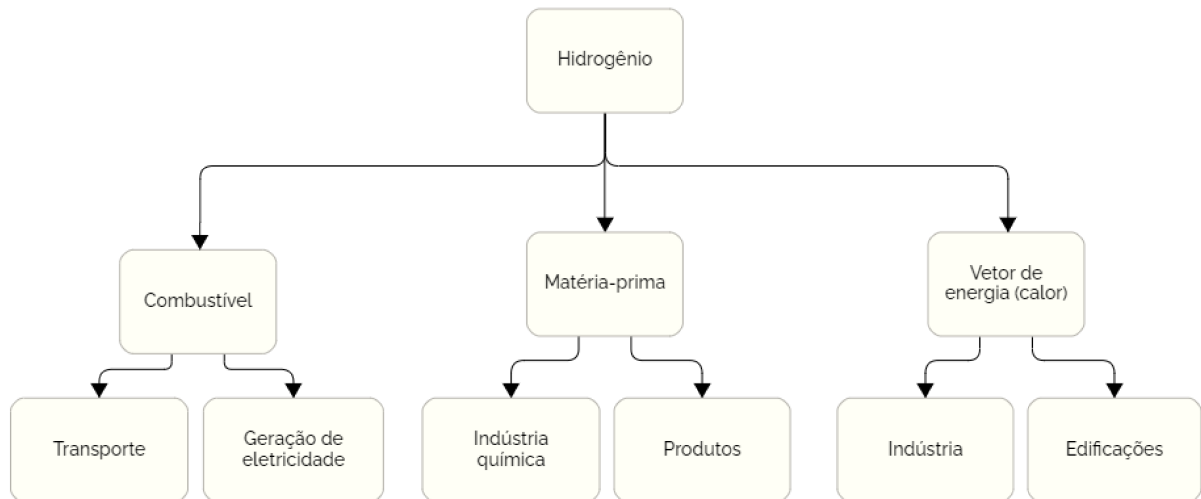
No Capítulo 2 é apresentada a revisão de literatura, que consiste no panorama e desafios atuais da economia do H₂, no estado da arte tecnológico de produção e, por fim, as principais contribuições no estudo da CSH₂. No Capítulo 3 é discursada a configuração da CSH₂V proposta, a formulação do problema e a modelagem matemática. A aplicação de um cenário ilustrativo como método de validação do modelo também é apresentada. Os resultados e discussões obtidos após a aplicação e solução do modelo de decisão em três cenários - pessimista, base e otimista - são apresentados no Capítulo 4. O resumo das principais contribuições e limitações dessa Dissertação e sugestão para pesquisas futuras é explanado no Capítulo 5.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 Potencial de aplicações

A flexível funcionalidade do hidrogênio é apontada como uma de suas principais vantagens, uma vez que sua economia pode atender diversificadas demandas no setor de transportes, indústrias e como armazenagem ou vetor de energia. Estas possíveis aplicações são apresentadas na Figura 1 e as suas participações na demanda do H₂ são ilustradas no gráfico da Figura 2. O detalhamento das aplicações do H₂ é explanado nas próximas subseções.

Figura 1 – Aplicações do H₂



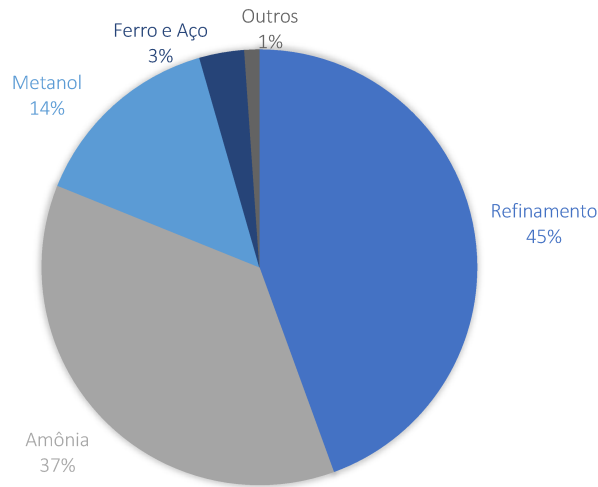
Fonte: Elaborado pela autora.

2.1.1 Matéria-prima

O refinamento de petróleo bruto representou 40 Mt na demanda de hidrogênio em 2020 (IEA, 2021) e esse quantitativo tende a ser delimitado pelas cada vez mais rigorosas normativas de cada país, que regulam os níveis de CO₂ ou enxofre permitidos (ABDIN *et al.*, 2021). Segundo Gooneh-Farahani e Anbia (2023), o petróleo possui uma grande quantidade de enxofre, responsável por provocar poluição pelos gases óxido de enxofre (SO_x), danificar equipamentos por corrosão e inativar catalisadores industriais. Portanto, o petróleo cru precisa ser dessulfurizado.

Dentro desse contexto, o H₂ é convencionalmente utilizado em diversos processos de tratamento do petróleo (hidrotratamento e hidrocraqueamento) que eliminam contaminantes

Figura 2 – Demanda do H₂ nas suas principais aplicações



Fonte: Elaborado pela autora. Fonte dos dados: IEA (2021).

Nota: Transportes e o aquecimento de edificações correspondem a 0,02% e 0,005% em 2020, respectivamente (IEA, 2021).

poluentes e visam diminuir a emissão dos GEE destes combustíveis fósseis. De acordo com Elgarahy *et al.* (2022), o hidrotreatamento consiste em processos de hidrogenação catalisada que envolvem as reações entre o dihidrogênio e os heteroátomos de a) enxofre, para produzir sulfeto de hidrogênio (hidrodessulfurização); b) nitrogênio, para produzir amônia (hidrodenitrogenação); c) compostos de oxigênio, para produção de água (hidrodeoxigenação), entre outros.

A quebra de extensas cadeias de hidrocarbonetos em cadeias menores se chama hidrocrackeamento e possui o objetivo de reduzir seu peso molecular e sua viscosidade, atingindo uma faixa de ebulição desejada (ABDIN *et al.*, 2021). O H₂ utilizado no refinamento origina majoritariamente como subproduto de outros processos de refino ou da produção no local de utilização, mediante reforma do gás natural (ABDIN *et al.*, 2021; IEA, 2021). Dessa forma, a produção de H₂ para atender essa finalidade emitiu aproximadamente 200 Mt de dióxido de carbono em 2020 e a aplicação do H₂V e do H₂ azul (H₂A) nas usinas de refinamento estão sendo incentivadas (YAKUBSON, 2022).

A amônia, como outra finalidade do hidrogênio, é um subproduto deste e apresenta uma diversidade de utilizações, tais como armazenamento de energia, aplicações na indústria química, fertilizantes nitrogenados, gás refrigerante em máquinas, plásticos, explosivos, entre outros (QAZI, 2022). A produção da amônia em larga escala ocorre pelo processo de Haber-Bosch. Este consiste na reação catalisada entre o dihidrogênio (H₂) e nitrogênio (N₂) e é realizada em um reator a altas temperaturas e pressões, alcançando 500 °C e 300 bar (ELGARAHY *et al.*, 2022). Este processo produz 180 Mt de amônia anualmente (QAZI, 2022) e, para isso,

demanda 33 Mt de hidrogênio - correspondendo a 65% da demanda de H₂ industrial (IEA, 2021). Aproximadamente 80% da amônia produzida é responsável por abastecer o mercado de fertilizantes, 10% em fibras sintéticas e 5% em explosivos (ABDIN *et al.*, 2021).

Representando 25% da demanda de hidrogênio para finalidade industrial (equivalente a 13 Mt), a produção de metanol se posiciona como terceira maior aplicação do H₂. Segundo o IEA (2019), o metanol é utilizado na fabricação de formaldeído (formol), solventes e em processos de formação da gasolina a partir de gás natural e carvão.

2.1.2 Combustível

A queima de combustíveis fósseis no setor de transportes caracteriza mais de 20% na poluição por GEE e, para atingir a neutralidade de carbono, as emissões de CO₂ devem diminuir 5 Mt até 2050 (IEA, 2021; YAKUBSON, 2022). A progressiva inserção de veículos elétricos (VE) movidos puramente por baterias, por células a combustível (CC) ou combustão interna, estas duas últimas abastecidas por hidrogênio, são pautadas como possíveis soluções para anular os GEE do setor de transportes. São apresentadas na Tabela 1 as emissões de carbono no setor de transportes (2021), as emissões esperadas em um cenário de neutralidade do CO₂ (2030) e a demanda de H₂ para atingir estes níveis (2030).

Tabela 1 – Emissões de CO₂ e demanda de hidrogênio: setor de transportes

Meio de transporte	Emissão de CO ₂ , 2021 (IEA, 2022)	Emissão de CO ₂ em ENC, 2030 (IEA, 2022)	Demanda de H ₂ em ENC, 2030 (IEA, 2021)*
Rodoviário	5,86 Gt	4,07 Gt	45%
Ferroviário	0,09 Gt	0,05 Gt	2%
Marítimo	0,84 Gt	0,69 Gt	2%
Aéreo	0,71 Gt	0,88 Gt	1,6%

Fonte: elaborada pelo autor.

Nota: ENC = Emissões neutras de carbono.

Nota: *Porcentagens sobre a demanda energética do H₂ no setor de transporte: 2,7 EJ ou 2,6% do total.

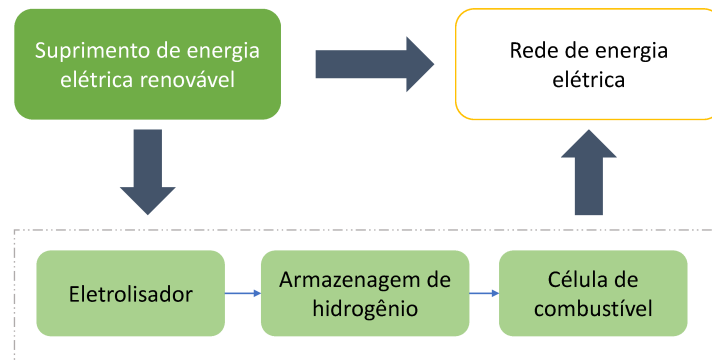
Segundo Visvanathan *et al.* (2023), a superior velocidade de reabastecimento e autonomia torna os veículos elétricos movidos a células à combustível (VECC) mais vantajosos na transição do setor, em contraposição às baterias. As CC consistem na conversão de energia química de um combustível em corrente contínua, fornecendo energia elétrica para propulsão dos motores dos VE. De forma geral, as CC operam enquanto houver combustível suficiente no seu tanque que, ao se esgotar, deve ser reabastecido. As reações eletroquímicas que ocorrem nas CC são auxiliadas por alguns componentes, tais como: a) catodo, sendo responsável pela redução de

um elemento; b) anodo, onde ocorre a oxidação e c) eletrólito, que realiza o transporte de íons entre os eletrodos (WINTER; BRODD, 2004). No caso do H₂, o dihidrogênio reage com o O₂, formando água e gerando energia elétrica a ser fornecida em uma carga.

De acordo com Yakubson (2022), a progressiva inserção do hidrogênio no setor de transportes enfrenta alguns desafios, tais como:

- a) Transporte rodoviário: a crescente tendência dos VE (carros, caminhões, ônibus, entre outros) requer esforços em melhoria na eficiência e desenvolvimento da infraestrutura de postos de abastecimento.
- b) Transporte ferroviário: a minimização de poluentes requer grandes investimentos na eletrificação e custos de manutenção das linhas. Isso impulsiona a utilização de baterias ou CC. Trens movidos a H₂ tem custos operacionais menores que os abastecidos por linhas elétricas, mas requer infraestrutura de reabastecimento nas estações.
- c) Transporte marítimo: esforços imediatos para as emissões neutras de carbono focam em aumentar a eficiência hidrodinâmica e mecânica dos novos navios. A longo prazo, a evolução na infraestrutura de abastecimento e projeto de novos navios a propulsão por combustíveis alternativos, tais como hidrogênio e amônia são pautadas. Por fim, a otimização logística também influi na amenização dos GEE.
- d) Transporte aéreo: o posicionamento dos tanques de hidrogênio acarreta na redistribuição dos assentos e na modificação do tamanho e peso da aeronave, fatores que precisam de uma cuidadosa avaliação. Analogamente, a construção de complexa infraestrutura de abastecimento nos aeroportos é demandada.

Além dos VECC abastecidos com H₂, outras formas de aproveitá-lo como combustível são possíveis: armazenamento de energia excedente (*back-up*) em médio e longo prazo, com intuito de promover uma maior confiabilidade da rede elétrica; cogeração; e geração (YUE *et al.*, 2021). Neste primeiro, a flutuação no fornecimento de energia por fontes renováveis se torna expressivo a partir de sua crescente inserção na rede elétrica. Por conseguinte, a inclusão de eletrolisadores para conversão de corrente elétrica em hidrogênio durante um pico de suprimento maior que a demanda permite o armazenamento deste combustível que, em seguida, pode ser aplicado em CC e revertido novamente em eletricidade durante o crescimento da demanda. O armazenamento de excedente das FERs em forma de H₂ é apresentado na Figura 3.

Figura 3 – H₂ como *back-up* energético

Fonte: Elaborado pela autora.

A perda na eficiência total desse sistema de *back-up* pode chegar a 50% (ELGA-RAHY *et al.*, 2022) mas, a sua utilização, em detrimento de baterias, é relacionado com sua maior autonomia armazenamento (longa duração). Todavia, com o propósito de aumentar a eficiência das CC, a produção de eletricidade pode ser combinada com o aproveitamento do calor gerado pela célula (cogeração) ou, ainda, ampliada para resfriamento ao acrescentar uma bomba de calor (trigeração). Segundo Yue *et al.* (2021), a eficiência desses tipos de sistemas podem alcançar, respectivamente, 95% e 89% (apud YU; HAN; CAO, 2011).

2.1.3 Vetor de energia

O H₂ produzido e estocado pode ser diretamente distribuído ou empregado na produção de metano. Este processo é conhecido como conversão de energia em gás (CEG) (COLLET *et al.*, 2017; OKOLIE *et al.*, 2021). Segundo Collet *et al.* (2017), a CEG é definida como o uso de eletricidade para converter água em H₂ e, em seguida, produzir metano (CH₄) por meio de metanação (reação de Sabatier). A metanação consiste na reação entre CO₂ e H₂ e pode contribuir fortemente para o armazenamento de energia em larga escala, uma vez que o CH₄ não enfrenta limitações quando injetado na rede de gás, ao contrário do hidrogênio. A transportação de hidrogênio em gasodutos pode ocasionar a fragilização do aço, devido suas características naturais (MORADI; GROTH, 2019).

Ademais, o hidrogênio distribuído pode produzir calor em finalidades industriais, tais como cimento, aço, alumínio, papel ou para aquecimento em edificações (residenciais e comerciais). No caso das edificações, a demanda de hidrogênio para aquecimento em 2020 foi virtualmente zero, representando apenas 0,005% do total, apesar de 55% do consumo doméstico de energia global ser aplicado para geração de calor em ambientes (IEA, 2021). Para as indústrias,

segundo o IEA (2019), a necessidade de calor a altas temperaturas abrange aproximadamente 50% da demanda total de calor no setor industrial e pode ser utilizado em variadas finalidades tais como, reações químicas, derretimento, gaseificação, secagem, entre outros.

2.2 O processo de produção

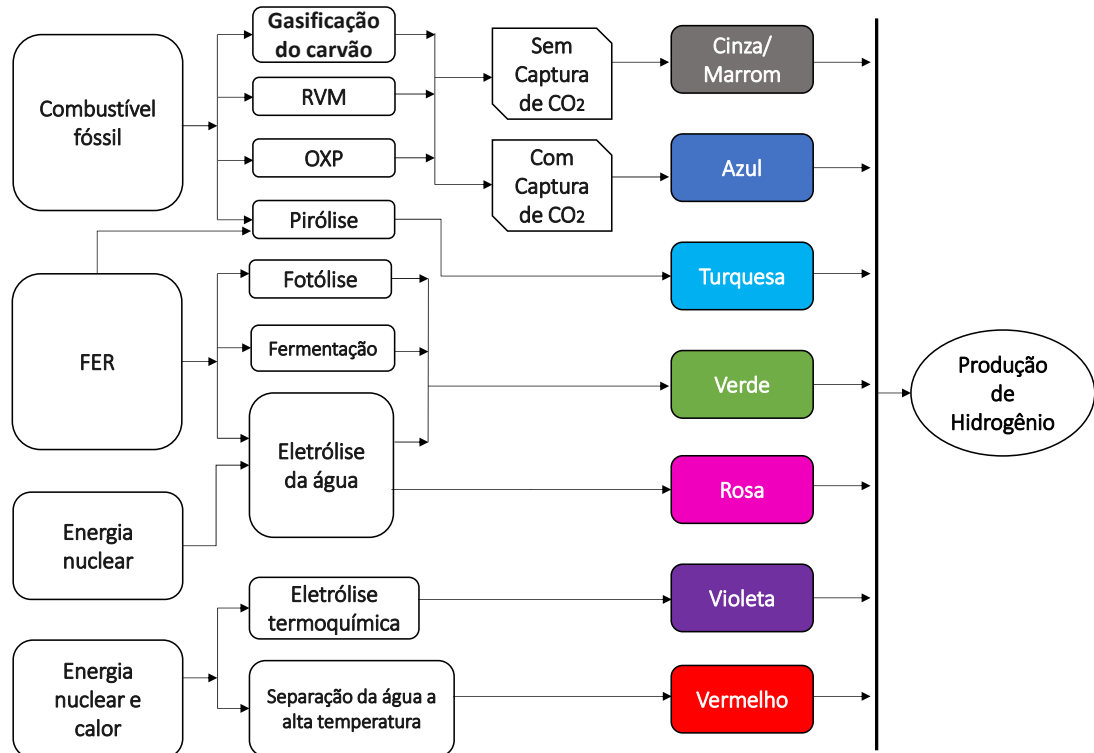
A produção de hidrogênio compreende uma diversidade de caminhos que podem ser seguidos e se caracterizam principalmente pelo nível de emissões de carbono. Apesar de algumas variações terem ocorrido com a evolução das pesquisas, cada percurso é marcado por uma cor adotada pela literatura acadêmica, a depender da fonte primária de produção. Conforme AlHumaidan *et al.* (2023), a classificação dos processos de produção compreendem as cores (Figura 4):

- a) O hidrogênio cinza é o meio mais convencional na geração do hidrogênio e o mais poluente, uma vez que sua matéria-prima são combustíveis fósseis. Esse caminho representa a maior parcela na produção total do produto, no qual a reforma a vapor do metano (RVM) foi responsável por 61% em 2021 (AGARWAL, 2022). De maneira similar, o H₂ marrom advém da gaseificação do carvão.
- b) Combustíveis fósseis também são os suprimentos no hidrogênio azul, contudo, técnicas para captura e uso ou armazenamento de CO₂ são utilizadas para redução nas emissões de carbono.
- c) Na cor turquesa, a pirólise do metano é um processo de divisão deste hidrocarboneto em dihidrogênio e carbono elemental sólido como subprodutos, o qual pode ser removido do fluxo gasoso (HERMESMANN; MÜLLER, 2022), tornando-se um método livre de CO₂.
- d) Apesar de sua participação virtualmente nula, as fontes renováveis (solar, eólica, biomassa, hídrica, geotérmica, marés, termal oceânica) podem ser aplicadas para a produção do hidrogênio verde. Logo, são consideradas como a forma mais promissora com relação às outras cores.
- e) Na cor rosa, a fissão de átomos característica da energia nuclear produz energia livre de GEE que, se aplicado em um eletrolisador, gera H₂ de forma análoga ao verde.
- f) O hidrogênio violeta é considerado uma extensão do rosa, na medida em que o calor dos reatores nucleares também é aproveitado para geração do produto via

eletrólise termoquímica.

- g) O calor e energia proveniente dos reatores de fissão nuclear pode gerar dihidrogênio a partir da quebra catalítica da água em altas temperaturas e é chamado de H₂ vermelho.
- h) Outros códigos de cores também são propostas na literatura. De acordo com Agarwal (2022), o hidrogênio branco ocorre naturalmente em reservatórios geológicos subterrâneos. Ajanovic *et al.* (2022) utilizam o amarelo como resultante da rede de energia elétrica.

Figura 4 – Caminhos para produção do H₂



Fonte: Adaptado de AlHumaidan *et al.* (2023).

Nota: RVM = Reforma a Vapor do Metano, OXP = Oxidação parcial.

A partir dessa abundância de caminhos possíveis, as próximas subseções são dedicadas à descrição dos principais métodos de produção.

2.2.1 Hidrogênio cinza

O hidrogênio cinza é obtido por meio da reforma de hidrocarbonetos (a vapor, seca e autotérmica) ou gaseificação do carvão - considerado em muitos estudos como hidrogênio

marrom-, sem o uso ou armazenamento de carbono. No entanto, a reforma a vapor do gás natural sem captura de carbono é considerada uma técnica confiável e comprovada para gerar hidrogênio a menores custos (DASH *et al.*, 2023). Segundo AlHumaidan *et al.* (2023), as principais matérias-primas para a produção de hidrogênio eram o gás natural e o petróleo, tendo a utilização deste último diminuído significativamente, devido a grande demanda de combustíveis no setor de transportes.

Na reforma a vapor do metano (RVM) ocorre, em altas temperaturas, uma reação endotérmica e catalítica entre CH_4 e vapor de água, sintetizando um gás de hidrogênio (H_2) e monóxido de carbono (CO). Na reforma seca, dióxido de carbono (CO_2) é utilizado na reação com o metano e, em contrapartida, na reforma autotérmica é usado o ar, ambos no lugar do vapor de água (CARAPELLUCCI; GIORDANO, 2020).

2.2.1.1 Reforma a vapor do metano

A reforma a vapor do metano é um processo maduro e de baixo custo, responsável pela produção em maior parcela do hidrogênio e gera quantidades significantes de CO_2 , visto que é baseado em combustíveis fósseis (AJANOVIC *et al.*, 2022). Inicialmente, o gás natural como matéria-prima do processo recebe um pré-tratamento para separação do CH_4 e remoção de impurezas que podem afetar as reações, como o H_2S (HERMESMANN; MÜLLER, 2022). Em seguida, o metano e a água aquecida são inseridos no reformador para uma reação endotérmica, requerendo altas temperaturas (700-900 °C) e baixa pressão, de forma a sintetizar um gás composto por H_2 e CO (CARAPELLUCCI; GIORDANO, 2020).

A terceira principal etapa finda aumentar a quantidade de hidrogênio e remover o CO, chamada reação para deslocamento do vapor d'água (do inglês, WGS = *Water-gas Shift*). Nesta, de acordo com Hermesmann e Müller (2022), ocorre uma reação exotérmica entre os subprodutos da RVM, resultando em mais dihidrogênio e CO_2 que, por fim, serão separados e o H_2 será purificado (hidrogênio cinza). Um fluxograma resumindo todo o processo é apresentado na Figura 5.

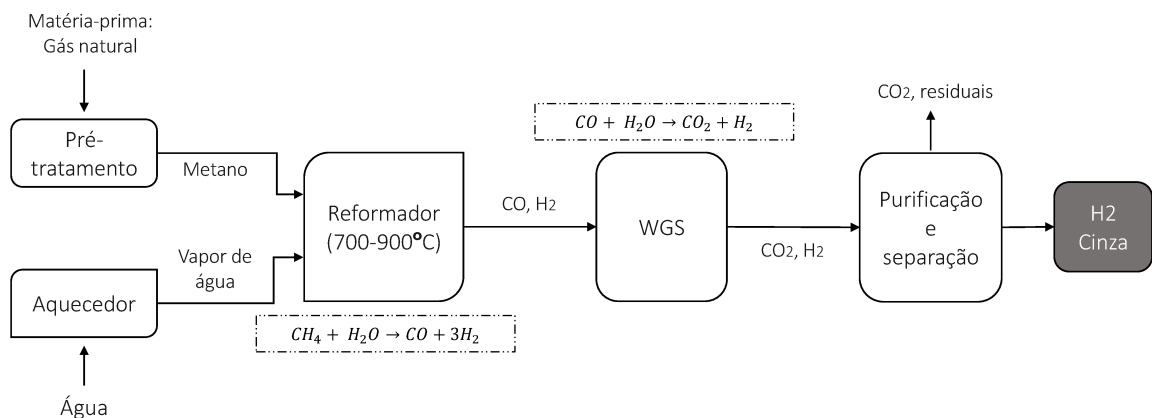
2.2.1.2 Gaseificação do carvão

A gaseificação do carvão (GC) é um dos métodos para produção de hidrogênio que emprega combustível fóssil como matéria-prima e, devido a sua maior concentração de carbono, emite uma quantidade significativa de GEE quando comparado a outras formas de produção

de hidrogênio (ABDIN *et al.*, 2021). Segundo Ishaq *et al.* (2022), o primeiro passo na GC é a separação do ar para obter o O₂ e pode ser atingido via um dos três principais métodos de separação: por membrana, criogênica e adsorção por variação de pressão. Simultaneamente, os componentes voláteis do carvão precisam ser removidos em uma reação de pirólise e, em seguida este carvão e o O₂ são introduzidos em um gaseificador onde CO e H₂ são produzidos (AGARWAL, 2022).

A conclusão deste método ocorre após os últimos três processos (ISHAQ *et al.*, 2022): a) separação do sulfeto de hidrogênio (H₂S) e particulados; b) reação para deslocamento do vapor d'água, a qual converte o monóxido de carbono em dióxido de carbono e c) separação e purificação do dihidrogênio. Esse método pode ser aplicado para o uso de biomassa ou outros hidrocarbonetos mas, em geral, a produção de hidrogênio a partir do carvão tem um custo de produção mais alto em comparação com o RVM (ABDIN *et al.*, 2021; AGARWAL, 2022). A esquematização da GC foi realizada por meio de um fluxograma apresentado na Figura 6.

Figura 5 – Reforma a vapor do metano para produção do H₂ cinza



Fonte: Elaborado pela autora.

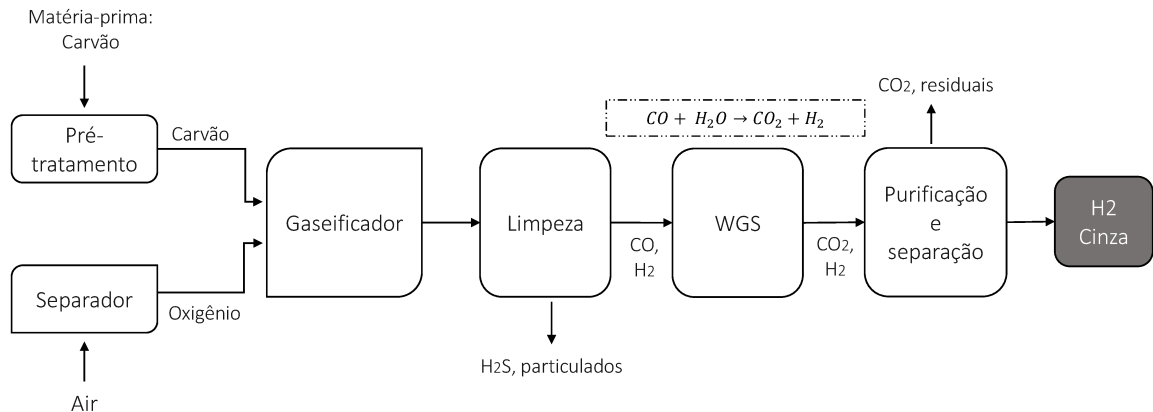
Nota: WGS = deslocamento do vapor d'água (do inglês *Water-gas Shift*).

2.2.2 Hidrogênio azul

Hidrogênio de baixo carbono produzido a partir de combustíveis fósseis é obtido a partir da integração entre o H₂ cinza e métodos para captura e armazenamento de carbono (CAC) ou, algumas tecnologias que ainda estão em desenvolvimento (ALHUMAIDAN *et al.*, 2023). A maior parcela do CO₂ sequestrado é armazenado em sítios geológicos (HERMESMANN; MÜLLER, 2022).

Segundo Hermesmann (2022 apud PELLEGRINI; DE GUIDO; MOIOLI, 2020), na

Figura 6 – Gaseificação do carvão para produção do H₂ cinza



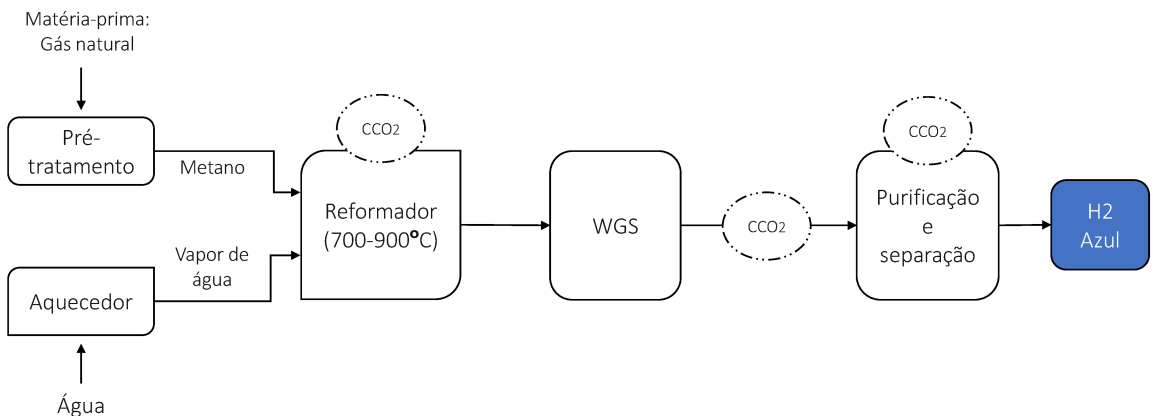
Fonte: Elaborado pela autora.

Nota: WGS = deslocamento do vapor d'água (do inglês *Water-gas Shift*).

RVM há três diferentes opções em que é possível capturar o CO₂ ao longo da cadeia do processo:

a) do gás de síntese após a reação para deslocamento do vapor d'água; b) do gás residual a partir da purificação do H₂ ou c) do fluxo de gases de exaustão do reformador. As possibilidades da captura de carbono (CCO₂) são acrescentadas no fluxograma da RVM e são apresentadas na Figura 7.

Figura 7 – Reforma a vapor do metano com captura de CO₂ para produção do H₂ azul



Fonte: Adaptado de Hermesmann e Müller (2022)

Nota: CCO₂ = Captura de CO₂; WGS = deslocamento do vapor d'água (do inglês *Water-gas Shift*).

A crescente competição com o H₂V, a adição dos custos tecnológicos com a inserção da CAC e a existência de diversas etapas que requerem intensos níveis de energia são considerados grandes desafios para o H₂ azul (MASSARWEH *et al.*, 2023). Uma outra problemática adicional surge ao buscar locais apropriados para a armazenagem deste carbono que não será utilizado em outras finalidades, visto que consideráveis custos para injetar o carbono no subsolo

podem ser necessários, tornando-o economicamente desvantajoso em relação do cinza (AJA-NOVIC *et al.*, 2022). AlHumaidan *et al.* (2023) apresentam um estudo aprofundado sobre os métodos de captura, armazenamento e utilização do carbono para a produção do H₂ azul.

2.2.3 Hidrogênio verde

Considerada uma opção neutra nas emissões de CO₂, o hidrogênio produzido a partir das fontes de energia renováveis é conhecido como H₂V (YU *et al.*, 2021). Suas principais vantagens se baseiam na capacidade de suprimento quase ilimitada e geração de carbono quase nula sem a necessidade das tecnologias de CAC. A corrida pela transição energética das economias incentiva as buscas por alternativas ao método do H₂ cinza. Consequentemente, há o aumento nos esforços para o desenvolvimento do azul e verde, que reflete em vários estudos comparativos entre ambos (AGARWAL, 2022; YU *et al.*, 2021).

De acordo com Newborough e Cooley (2020), o melhor método para esta transição é pautado na escolha entre o azul ou verde e, muitas vezes, a decisão pelo azul como solução a curto prazo é mal compreendido devido aos seguintes fatores:

- a) Uma comparação cautelosa e efetiva entre ambos precisa ser baseada em uma paridade de parâmetros, como pureza do H₂ e emissão de GEE.
- b) Em comparação ao método tradicional, os custos para produzir H₂ de baixo carbono por combustíveis fósseis dependem do preço do gás natural, do custo de implementação e operação dos processos e, principalmente, das técnicas para sequestro do carbono. Além disso, a criação de valor comercial para esse carbono capturado e o custo de transporte e armazenagem em sítos geológicos deste, caso não tenha mais finalidade também são embargos. Tomando como base estes pontos, a sua viabilidade econômica ocorre quando aplicada em larga escala e centralizada, devido as altas quantidade de CO₂ necessárias para alimentação das CACs.
- c) Apesar do atual custo mais elevado, a possibilidade de descentralização na produção do H₂V garante uma menor dependência de grandes investimentos para a transição a curto prazo. Os custos dessa alternativa dependem do preço das FERs (que decrescem em períodos de menor demanda) e do fator de capacidade dos eletrolisadores (o qual se encontra em extenso desenvolvimento para redução de custos mantendo sua alta eficiência). Estas duas condições viabilizam, no

decorrer do tempo, o decréscimo nos custos do H₂V, superando o gás natural e o H₂ azul em 2050.

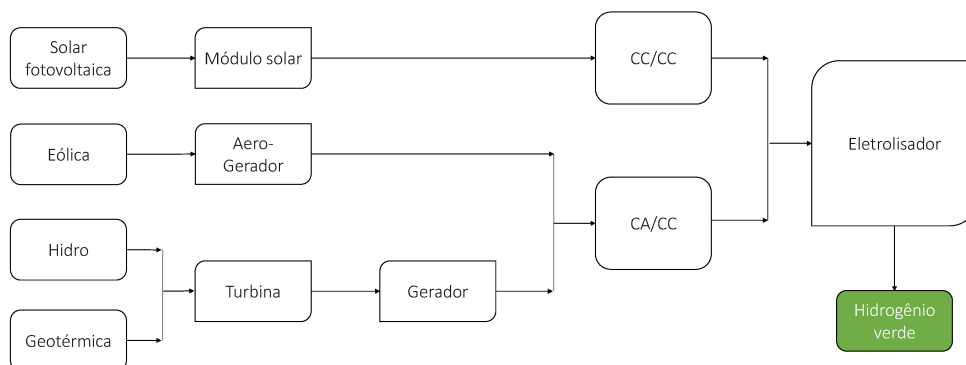
O H₂V pode ser produzido pela energia solar, eólica, hídrica, geotérmica, energia térmica dos oceanos e biomassa que, em sua grande maioria, são aplicadas em forma de eletricidade para a eletrólise da água. Os princípios básicos de cada método são descritos na Tabela 2. A esquematização visual da Tabela 2 é apresentada nas Figuras 8 e 9.

Tabela 2 – Princípios dos métodos para produção de H₂V

Insumo	Descrição do método
Solar	Quebra da água por aquecimento a altas temperaturas (termólise); por eletricidade (eletrólise); por combinação entre eletricidade e absorção de luz visível (fotoeletrólise).
Eólica	Conversão da energia cinética do vento em mecânica e em elétrica, utilizando um gerador. Eletricidade aplicada em eletrolisador.
Geotérmica	Calor produzido naturalmente no interior da Terra é aplicado para geração de eletricidade e alimentar um eletrolisador.
Hídrica	Aproveitamento da energia potencial e cinética da água aprisionada em barragens, de ondas ou de marés para geração de eletricidade e aplicação em eletrolisador.
Energia térmica do oceano	Geração de eletricidade em ciclo de potência no qual o aquecimento do fluido termodinâmico ocorre a partir da diferença de temperatura entre as águas profundas e geladas (alimenta condensador) e superficiais quentes (alimenta vaporizador) do oceano. Eletricidade alimenta eletrolisador.

Fonte: elaborada pelo autor.

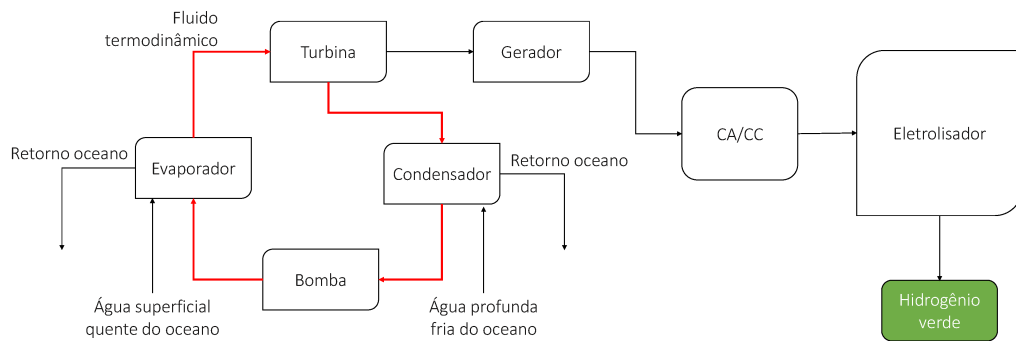
Figura 8 – Métodos de produção do H₂ verde a partir de fonte solar, eólica, hídrica e geotérmica.



Fonte: Elaborado pela autora.

Nota: CC = Corrente contínua, CA = Corrente alternada.

Figura 9 – Método de produção do H₂ verde a partir da diferença de temperatura das águas oceânicas.



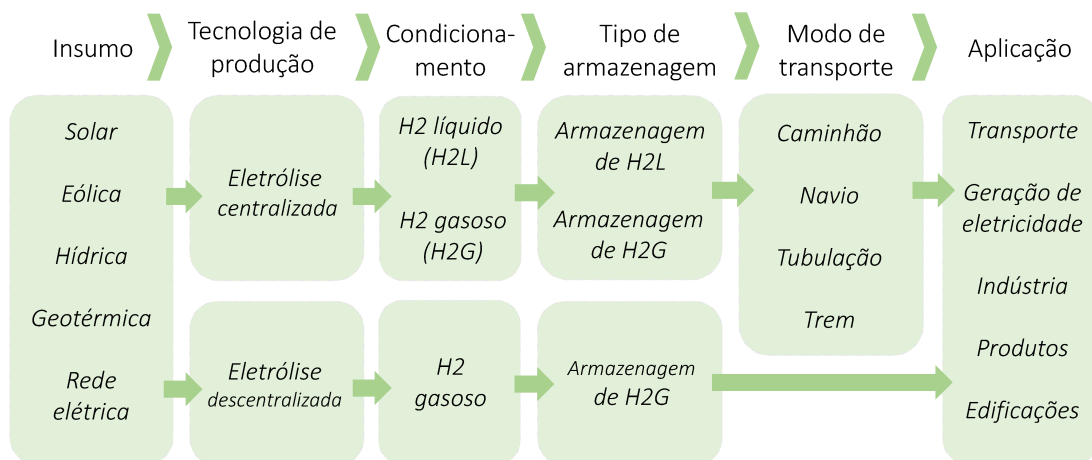
Fonte: Elaborado pela autora.

Nota: CC = Corrente contínua, CA = Corrente alternada.

2.3 Planejamento da cadeia de suprimentos do hidrogênio verde

Conforme ocorre a evolução na economia do hidrogênio verde, o desenvolvimento de uma infraestrutura eficaz se torna inevitável para o estabelecimento de métodos, tecnologias e estratégias seguras, confiáveis e economicamente viáveis. Dentro desse contexto, os insumos, produção, armazenagem e transporte são analisados pela literatura via duas diferentes perspectivas: técnico-econômica e/ou técnico-ambiental. Para isso, uma vasta variedade de tecnologias são avaliadas (MA *et al.*, 2023). A infraestrutura para a economia do H₂V é apresentada na Figura 10.

Figura 10 – Infraestrutura do hidrogênio verde



Fonte: Adaptado de Sgarbossa *et al.* (2023)

A infraestrutura do H₂V apresenta seis etapas, cada uma com uma quantidade de níveis específicos. As etapas são: insumos, tecnologia de produção, condicionamento (forma do

produto), tipo de armazenagem, modo de transporte, aplicação. Os caminhos possíveis, partindo da esquerda para a direita na cadeia, representam o fluxo de valor entre as etapas, que são as transformações de insumos em produtos ou a sua movimentação e entrega. Da direita para a esquerda na infraestrutura, são identificados os fluxos de informações, visto que o quantitativo de produto demandado pelas etapas posteriores determinam as etapas anteriores.

A literatura colaborou extensamente na investigação de diversos aspectos da economia do hidrogênio. Pesquisas que envolvem o planejamento estratégico da cadeia de suprimentos do hidrogênio (CSH_2) podem determinar ou avaliar a demanda, a configuração da rede, o método de produção, os caminhos possíveis para o transporte, distribuição e tecnologias de armazenagem, tudo em variadas facetas de contexto espacial, temporal e, além de tudo, modelos computacionais e funções objetivo.

2.3.1 Funções objetivo

A maioria das pesquisas sobre planejamento estratégico da cadeia de suprimentos nos últimos anos foram dedicadas à otimização de custos, tal como Jiang *et al.* (2022), que aplicaram o modelo de programação linear para minimizar a soma de custo de investimentos anuais e operacionais em um cenário de integração entre a CSH_2V e a rede de energia elétrica com alta participação de energias renováveis. A otimização reduziu a taxa de suspensão das FERs de 9,2% para 6,4% e reduziu o custo de operação.

Além da avaliação de custos, a investigação de impactos socio-ambientais fora pouco explorada, de forma que ainda não há consenso sobre a quantificação dos aspectos e impactos sociais oriundos das CS e a integração dos mesmos em modelos matemáticos. Conseqüentemente, estes métodos são pouco elaborados (MESSMANN *et al.*, 2020). Segundo Mani *et al.* (2016), sustentabilidade social identifica condições socioeconômicas como segurança, saúde, higiene, salários e direitos trabalhistas, educação, habitação e etc.

Entre as escassas pesquisas com foco socio-ambiental, Fazli-Khalaf *et al.* (2020), desenvolveram um modelo capaz de otimizar custos econômicos, ambientais e sociais. Em adição, o trabalho também analisa a confiabilidade da oferta do produto, visando a satisfação dos consumidores. Uma CSH_2V descentralizada pode gerar maiores benefícios para a população, criando empregos e desenvolvendo localidades as quais há possibilidade de instalações. Robles *et al.* (2020) realizaram a análise do custo-benefício social e políticas de subsídio do mercado de células a combustível compreendido entre 2020 e 2050, em Occitania, uma região francesa. Os

benefícios sociais se mostram mais efetivos a partir de 2043 para a região.

2.3.2 *Produção*

De modo geral, pode-se classificar a produção de hidrogênio como centralizada ou descentralizada. A centralização da eletrólise em larga escala pode atribuir um maior custo total a medida que esta depende da transportação do produto até os clientes finais ou aos pontos de distribuição locais mas, apresenta vantagem da economia de produção por escala. Em contraponto, a eletrólise descentralizada ocorre no local de utilização (tais como postos de abastecimento de hidrogênio), não necessita de infraestrutura de transmissão e o custo de produção em menor escala pode apresentar maior inviabilidade econômica (ABDIN *et al.*, 2021).

Em relação à comparação entre os tipos de produção (centralizada ou descentralizada) em estudos de otimização, Seo *et al.* (2020) propõem que a produção e armazenagem centralizada de hidrogênio pode ser vantajosa para o desenvolvimento inicial da economia do H₂, apresentando o estudo de caso em 20 cidades da Coreia do Sul e abrangendo dois tipos de métodos de estocagem (H₂G e H₂L). O estudo resultou que o custo nivelado da eletricidade (do inglês, *levelized cost of electricity* ou LCOE) de um modelo centralizado é menor em comparação ao descentralizado. Todavia, Mah *et al.* (2022) desenvolveram a otimização espacial da produção descentralizado de H₂V solar, a qual seria integrada com a cadeia do setor elétrico no contexto de Johor, Malásia. Os autores citados constataram a importância da autonomia deste sistema integrado, visto que, com o aumento da autonomia, a utilização de baterias resulta em 45% do custo total. O método de armazenagem LOHC é ideal até cinco dias de autonomia e o H₂G de oito a vinte dias.

Além disso, algumas lacunas acerca da produção de hidrogênio ainda estão em investigação. Segundo os autores Ma *et al.* (2023), os insumos também são fatores cruciais na determinação dos custos totais, logo que sua disponibilidade afeta a escolha do método de produção, o qual pode ser mais caro. No caso da eletrólise, a origem do suprimento da água pode ocasionar influência econômica, bem como ambiental e social. Aproveitando essa problemática, Simoes *et al.* (2021) propõem uma metodologia para avaliação da sustentabilidade e viabilidade econômica do suprimento de água para eletrólise em produção de H₂. Dentre todas as opções aplicadas neste estudo de caso em Portugal, a água da rede de abastecimento público é a preferida, devido a maior confiabilidade de fornecimento e menores custos.

Avaliações tecnológicas relativas ao aumento na eficiência de eletrolisadores e conversões apresentam-se como uma alternativa para melhoria do custo-benefício e competitividade

para o hidrogênio verde. Algumas aplicações inovativas como o uso de campos magnéticos, de energia luminosa, de ultrassônicos e de elétricos pulsantes ou, abordagens mais tradicionais, que variam fontes de alimentação, materiais ou parâmetros de operação são comparadas nessa corrida para melhoria tecnológica da eletrólise (BURTON *et al.*, 2021). Como por exemplo, a aplicação de um campo magnético dinâmico em eletrolisador acelera a produção de hidrogênio visto que altera com mais facilidade as ligações químicas da água e amplifica a mobilidade de transferência iônica, conforme explicitado em Purnami *et al.* (2022).

2.3.3 *Armazenagem e transporte*

O hidrogênio precisa ser armazenado e transportado desde o local de produção ao cliente final, assim como qualquer produto. Entretanto, alcançar um método de armazenagem economicamente viável ainda é um desafio (NIAZ *et al.*, 2015). O tamanho e peso dos tanques, a fragilização estrutural, a vedação, a necessidade de maior diâmetro nas tubulações e maior potência de compressão são uns dos principais percalços (HASSAN *et al.*, 2021).

Os métodos para armazenagem do H₂ são classificados entre dois tipos: físicos e em meio material. Neste primeiro está incluso os métodos mais maduros do mercado, como armazenagem em gás comprimido (H₂G) e líquido (H₂L). Além disso, uma combinação entre os dois se encontra em maturação, chamado de método criogênico-comprimido. No segundo, o armazenamento químico e fisorção (MORADI; GROTH, 2019).

Dependendo da quantidade e distância, o H₂ pode ser transportado através de diferentes meios, tais como carretas de H₂G, carretas de H₂L, tubulação de gás, navios, entre outros. A sua escolha depende principalmente da especificidade geográfica e demanda pelo produto (ABDIN *et al.*, 2021; MORADI; GROTH, 2019). O transporte na forma de gás comprimido (200-500 bar) é bem estabelecido para menores quantidades e distâncias (HASSAN *et al.*, 2021). Em contraponto, o transporte do H₂L é mais eficiente para maiores quantidades, devido a sua capacidade que alcança até 5 vezes quando comparado com os caminhões de H₂G (MORADI; GROTH, 2019). Segundo Hassan *et al.* (2021), o uso da tubulação de hidrogênio possuem maior custo-benefício, uma vez que há a possibilidade de aproveitar as redes de gás natural existentes.

Por fim, apesar da menor capacidade, a utilização de transportadores líquidos orgânico de hidrogênio (do inglês, *liquid organic hydrogen carriers* ou LOHC) se encontra como uma relevante alternativa de transporte em meio material. Neste tipo de transportação, o hidrogênio reage com o material, é revertido após chegar no destino e é considerado mais seguro (MA *et al.*,

2023). Um resumo dos custos, capacidade volumétrica e distância por modo de transporte são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Características referentes à transportação do H₂

Modo de transporte	Forma do H ₂	Volume (ton/dia)	Distância (km)	Custos (\$/kg)
Gasodutos	Gás	100-1.000	>1.000	0,58-3,00
Navio	Líquido amônia ou	100-1.000	> 4.000	>3,00
Carreta	Gás	1-10	10-100	0,68-1,73
Carreta	LOHC	1-10	>1.000	3,87-6,70

Fonte: elaborada pelo autor. Fonte dos dados: BloombergNEF (2020).

Nota: LOHC = transportadores líquidos orgânico de hidrogênio (do inglês, liquid organic hydrogen carriers).

Alguns estudos de otimização que focam no impacto da transportação do produto verificam quais opções são mais eficientes na entrega do H₂ de forma intercontinental ou local. Há países que não possuem condições locais de produzir hidrogênio em larga escala e projetam a incapacidade de atender a sua demanda interna no futuro. Tal fato exige a oferta de H₂ via intercontinental, sendo produzido por países capazes de atender a demanda externa através de exportações. Em relação ao armazenamento, os autores Lee *et al.* (2022) avaliaram o desempenho econômico e ambiental da CSH₂V, considerando cinco métodos de armazenamento (H₂L, amônia, tolueno-metil ciclo-hexano ou tolueno-MCH, dibenziltolueno-peridro-dibenziltolueno ou H0DBT-H18DBT e metanol) e transporte internacional por navios ou por dutos. Dentre os métodos analisados, o tolueno-MCH é o método de armazenamento mais eficiente em termos de custo e sustentabilidade ambiental.

No mesmo cenário, um modelo matemático de planejamento da CSH₂V que minimiza custos associados a infraestrutura do H₂, variando as tecnologias, caminhos e restrições políticas foi proposto por He *et al.* (2021). O modelo resultou em um cronograma semanal flexível para o transporte em caminhões e foi programado baseado nas demandas ponta e fora-ponta. A modelagem de caminhões como elemento de transmissão e armazenamento diminuiu o custo em 9%. Parolin *et al.* (2022) incluíram todas as etapas da CSH₂V (produção, armazenamento, vias de transporte) em um domínio espacial e temporal bem definido (tempo de um ano com resolução temporal diária). A infraestrutura ideal da CS possui todas as tecnologias de transporte combinadas e o custo médio foi inferior a 4 EUR/kg, especificação apresentada por DOE (2019).

2.3.4 *Lacuna de literatura*

A literatura existente não aborda a simulação de cenários que combina a tendência econômica de um mercado totalmente baseado em hidrogênio verde com a distribuição deste produto interna e externamente (exportação). Além disso, não há estudos que avaliem a produção de hidrogênio verde utilizando equipamentos tecnológicos específicos - comparando diferentes eletrolisadores -, aplicados dentro do contexto geográfico particular do Estado do Ceará.

Por fim, a avaliação entre as fontes de energia alternativas solar fotovoltaica, eólica *on-shore* e eólica *off-shore* para a produção do hidrogênio também caracteriza um diferencial deste trabalho. Esta Dissertação de Mestrado se baseia nestas lacunas de literatura, de forma a propor uma modelagem em MILP que visa otimizar a cadeia de suprimentos do H₂V sob as características locais do estudo de caso.

2.4 **Tabela resumo**

Um resumo da revisão de literatura que aborda especificamente a otimização da CSH₂ é apresentado na Tabela 4, com informações sobre modelagem utilizada, objetivos, escala espacial e temporal, métodos de produção do hidrogênio, forma de armazenamento e tipo de transporte.

Tabela 4 – Revisão sistemática dos modelos de CSH₂

Referência	Método	Objetivo	Escala espacial	Escala temporal	Fontes de produção	Armazenamento	Transporte
Seo <i>et al.</i> (2020)	MILP	Minimizar custo diário	Regional e Local	Dia	Gás natural, carvão, biomassa, solar fotovoltaica e eólica	H ₂ G e H ₂ L	Dutos e caminhão
Mah <i>et al.</i> (2022)	GIS + MILP	Minimizar custo da CSH ₂	Regional	Ano	Solar fotovoltaica	H ₂ G, H ₂ L e LOHC	Dutos e caminhão
Jiang <i>et al.</i> (2022)	LP	Minimizar custo de investimento anualizado e operação anual	Regional	Ano	Sistema elétrico	-	Caminhão
He <i>et al.</i> (2021)	MILP	Minimizar custo total da infraestrutura	Regional	Ano	Sistema elétrico e gás natural	Geológico e H ₂ G	Caminhão e Dutos
Kim <i>et al.</i> (2021)	MILP	Minimizar custo da CSH ₂	Internacional	Ano	Solar fotovoltaica, eólica e gás natural	H ₂ L, tol-MCH e amônia	Navio
Parolin <i>et al.</i> (2022)	MILP	Minimizar custo anual	Nacional	Ano	Solar fotovoltaica e gás natural	H ₂ G e H ₂ L	Caminhão e dutos
Fazli-Khalaf <i>et al.</i> (2020)	MILP	Minimizar custos e emissões de gases de efeito estufa, maximizar responsabilidade social	Regional	Ano	Sistema elétrico e gás natural	H ₂ L e H ₂ G	Caminhão
Talebian <i>et al.</i> (2019)	MILP	Minimizar custo	Local	Ano	Hidroeletricidade e gás natural	H ₂ L e H ₂ G	Caminhão
Yoon <i>et al.</i> (2022)	MILP	Minimizar custo de capital e operacional	Nacional	Ano	Carvão, biomassa, gás natural, solar e eólica	H ₂ L e H ₂ G	Caminhão e Dutos
Ogumerem <i>et al.</i> (2018)	MILP	Maximizar o valor líquido atual, minimizar as emissões de gás de efeito estufa	Local	Dia	Carvão, biomassa, gás natural e sistema elétrico	H ₂ G	Caminhão
Robles <i>et al.</i> (2019)	MILP	Minimizar custo total do hidrogênio, minimizar emissão de gases CO ₂	Local	Dia e Ano	Solar, eólica e hidroeletricidade	H ₂ L	Caminhão
Bique e Zondervan (2018)	MILP	Minimizar os custos anualizados totais	Nacional	Ano	Solar, eólica, biomassa, carvão e gás natural	H ₂ G e H ₂ L	Caminhão
Bique <i>et al.</i> (2019)	MILP	Minimizar custos diários, maximizar segurança. Minimizar custos de minigação de CO ₂	Nacional	Dia	Solar, eólica, biomassa, carvão e gás natural	Criogênico H ₂ G e	Caminhão
Dissertação	MILP	Minimizar custos totais	Local	Dia	Solar fotovoltaica e eólica <i>on/off-shore</i>	H ₂ G e H ₂ L	Caminhão e Navio

Fonte: Elaborado pela autora.

Nota: MILP = do inglês, *Mixed-Integer Linear Programming* (programação linear inteira-mista); LP = *Linear Programming* (programação linear); GIS = *Geographic Information System* (sistema de informação geográfica).

Nota: H₂G= Gás hidrogênio; H₂L: Hidrogênio líquido; LOHC = *Liquid organic hydrogen carriers* (Transportadores de hidrogênio líquido orgânico); Tol-MCH = Tolueno-MetilCicloHexano; H0DBT-H18DBT = dibenziltolueno-perhidrodibenziltolueno; RVM = Reforma a Vapor de Metano.

3 METODOLOGIA

Esta Dissertação tem como objetivo planejar a cadeia de suprimentos do hidrogênio verde por meio de um modelo de programação linear inteira mista, em três cenários de demanda crescente, a partir de um estudo de caso no estado do Ceará, nordeste brasileiro. A formulação matemática é uma contribuição do modelo de Bique e Zondervan (2018) e considera a distribuição da fonte de energia renovável (insumo) e do H_2 (produto) desde o local da produção à demanda final, levando em conta as opções tecnológicas de cada estágio da cadeia.

O modelo proposto por este trabalho apresenta uma série de melhorias em relação à modelagem original, tanto em aspectos teóricos para resultados mais factuais, como na abordagem prática considerando as particularidades geográficas do Ceará. Também, define a quantidade, tipo e localização das usinas de produção, dos meios de transporte e das usinas de armazenagem, enquanto minimiza os custos totais da CS.

As contribuições realizadas no modelo de Bique e Zondervan (2018), a estrutura considerada no presente problema, a formulação matemática e a validação do modelo proposto via aplicação de um cenário ilustrativo são apresentadas neste Capítulo.

3.1 Contribuições do modelo

O modelo original de Bique e Zondervan (2018) foi modificado para atender as necessidades do problema proposto, de acordo com os seguintes fatores:

- a) A estrutura da CS nesta dissertação é diferente, visto que considera apenas fontes renováveis aplicadas à eletrólise da água para a produção do hidrogênio. Também, o transporte por trens foi desconsiderado e a opção de transporte marítimo intercontinental foi adicionada. Estes modais foram modificados para melhor adequação ao contexto do estudo de caso.
- b) Os consumidores finais foram expandidos para atendimento de indústrias além da demanda de VECC, vide Equações (3.2) e (3.3).
- c) Em relação à modelagem de referência, a demanda de energia elétrica doméstica populacional foi desconsiderada, visto que sua aplicação não influencia no cálculo das fontes de energia para produção de hidrogênio. Como este ponto não agrega no estudo, foi descartado para melhor aproveitamento da eficiência computacional com as outras variáveis.

- d) No modelo de origem, a demanda por fonte de energia resultava obrigatoriamente no uso de todas as opções simultaneamente para suprir a demanda. Com o objetivo de definir, caso mais eficiente, a alternância entre as opções, um somatório na Equação (3.5) foi agregado.
- e) Nas restrições para a demanda da fonte de energia, os termos de importação foram desconsiderados devido à sua natureza. Energia elétrica renovável pode ser transmitida e distribuída pelo SIN (Sistema Interligado Nacional) entre os nós, porém, sua movimentação em forma física advinda de nós externos é desconsiderada neste estudo.
- f) Uma restrição acerca da quantidade diária da fonte de energia disponível localmente para satisfazer a produção de hidrogênio no nó foi adicionada, de forma que este quantitativo não ultrapasse o potencial da fonte disponível no local. Tal restrição está descrita na Equação (3.7).
- g) Para resultar na quantidade de veículos que realizarão a distribuição do produto entre os nós, por tipo de modo de transporte, a Equação (3.16) também foi acrescentada.
- h) Equações que delimitam as condições para exportação do hidrogênio via modal marítimo, visando o abastecimento do mercado Europeu, são descritas nas Equações (3.20) até (3.23) e foram adicionadas à modelagem de referência.
- i) Para a obtenção de resultados mais realísticos, algumas restrições foram acrescentadas ao modelo, tais como o balanço de massa do sistema, limite de capacidade da produção de hidrogênio total do nó e capacidades do fluxo de hidrogênio, todas estas baseadas em Almansoori e Shah (2006). Estas equações implementadas são (3.11), (3.13) e (3.16), respectivamente.
- j) Algumas equações possuíam produto entre variáveis inteiras e contínuas, implicando em um problema de programação não-linear inteira, o qual, em geral, apresenta uma maior dificuldade em ser solucionado (PÉREZ-URESTI *et al.*, 2023). Desta forma, os custos de capital e operacionais de produção, transporte e armazenamento foram transformados em parâmetros de entrada, com finalidade de linearizar o modelo.

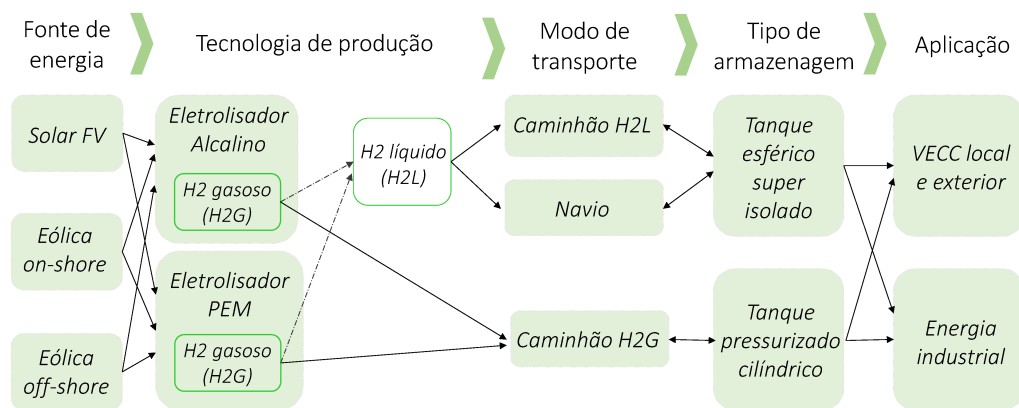
Dentro deste contexto, o modelo foi delimitado para um cenário de completa transição na economia do hidrogênio verde e expandido para a análise de uma maior variedade de

aplicações e caminhos possíveis. Verificações socio-ambientais ou espaço-temporais não são executáveis na formulação proposta, apresentando-se como limitações a serem consideradas em pesquisas futuras.

3.2 Descrição do problema

A CSH₂V no Ceará consiste no suprimento local ou transmissão das fontes de energia renováveis advindo das vizinhanças, produção de hidrogênio em média e larga escala, distribuição e armazenamento dependente da forma do produto e variadas aplicações, conforme ilustrado na Figura 11. Nesta Dissertação, os nós da rede consistem em regiões do Estado do Ceará que representam as zonas de planejamento estadual, abrangendo mais de um município.

Figura 11 – Estrutura da CSH₂V no estudo de caso para o Estado do Ceará



Fonte: Elaborado pela autora.

Os elementos da CSH₂V, conforme a Figura 11, apresentam cinco etapas na estrutura horizontal, as quais são fonte de energia, tecnologia de produção, modo de transporte, tipo de armazenagem, aplicação. A estrutura vertical da cadeia é específica para cada etapa e detalha as opções de fornecimento e modo de transporte (3 níveis cada), produção, tipo de armazenamento e aplicação (2 níveis em cada). Todas as cinco etapas horizontais e níveis verticais são executadas no Ceará.

A demanda por fonte de energia em cada nó leva em consideração apenas o necessário para a produção do H₂, com intenção de garantir a quantidade gerada do produto para o atendimento dos clientes finais (aplicação). A tecnologia de produção é a eletrólise da água em média ou larga escala, alimentada por energia elétrica proveniente de três fontes: solar fotovoltaica, eólica *off-shore* e *on-shore*. Cada um desses insumos podem ser produzidos localmente ou transmitidos a partir da vizinhança e possuem custos de entrega e de consumo. Segundo Hajou *et*

al. (2024), a complementaridade entre energias solar e eólica permite que, quando a potência de uma diminui, a outra compense, criando um sistema de energia renovável mais estável e eficiente. Isso reduz flutuações na produção e melhora a confiabilidade da rede elétrica. Tendo em vista estas vantagens resultantes da integração entre ambas as fontes no Ceará, a solar e eólica são definidas como os insumos.

Além disso, as usinas de produção apresentam custos operacionais e capitais, que dependem do seu tipo e da forma do produto (estado físico). Neste contexto, existem duas opções de estado ou forma do produto a resultar nas plantas de produção: hidrogênio em gás ou líquido, os quais serão distribuídos aos pontos de armazenagem. O hidrogênio resultante da eletrólise é gasoso, o qual pode ser diretamente distribuído ou transformado na forma líquida antes da transportação. A forma do H_2 influencia no meio de transporte a ser utilizado e na seleção do modo de armazenamento, e essas decisões afetam os custos totais da CS.

Referente a distribuição, o produto na forma gasosa pode ser transportado por caminhões de H_2G enquanto, no estado líquido, este deve chegar aos consumidores finais por meio de caminhões de H_2L ou exportados intercontinentalmente por navios. O custo total de distribuição para cada modo de transporte, então, depende da forma do H_2 , da despesa de entrega conforme a distância, preço de combustível e possui limites de capacidade.

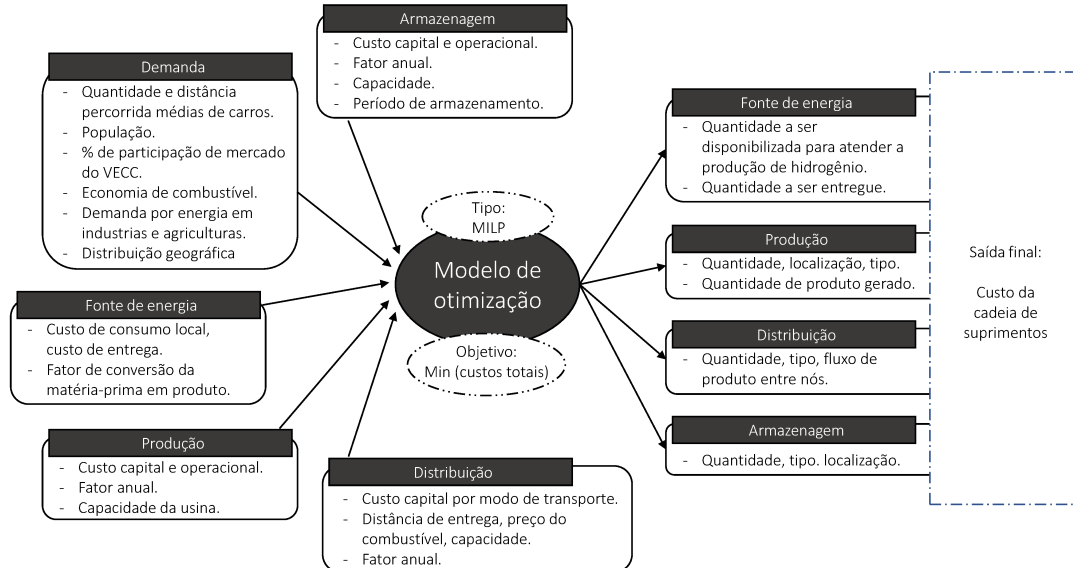
Em seguida, os tanques de armazenagem são instalados em todos os nós, de forma a receber o quantitativo produzido localmente ou entregue das vizinhanças. Dependendo do estado do produto gerado ou entregue, o uso dos tanques pressurizados cilíndricos (gás) ou tanques esféricos super isolados (líquidos) pode ser decidido. Além disso, apresentam custos capitais, operacionais e limites de capacidade.

Tomando como base a estruturação descrita nesta seção, os dados ou entradas do modelo são: a) demanda de VECC para frota interna cearense, para a frota externa de exportação e, também de energia elétrica industrial local; b) conjuntos de fontes de energia disponíveis, de tecnologias de produção, de formas do produto, de modos de transporte e opções de armazenagem; c) distribuição geográfica, ou seja, a conexão entre nós e suas distâncias, assim como a distância de entrega do H_2 a depender do modo de distribuição; d) custo capital, custo operacional, fator anual, capacidade e custo de entrega de cada elemento da CS, caso haja.

Por fim, a principal decisão abrange a definição de: a) tipo, número e localização das plantas de produção e dos postos de armazenagem; b) tipo e quantidade de veículos necessários para realizar a distribuição do hidrogênio até o armazenamento. Os caminhos serão determinados

em uma configuração otimizada e focada na minimização dos custos totais da cadeia. Essa estrutura de otimização é apresentada na Figura 12.

Figura 12 – Estrutura do modelo de otimização.



Fonte: Adaptado de Konda *et al.* (2011).

3.3 Cálculo da demanda de hidrogênio

A cadeia em estudo busca atender clientes industriais e frotas de veículos elétricos movidos a células à combustível. Desta forma, a demanda de hidrogênio abrange o suprimento destes setores da economia. Sejam as equações das demandas de hidrogênio no nó n DHC_n para o suprimento de VECC em [kg/d] e DHI_n [kg/d] para industrial, apresentadas em (3.1) e (3.2), respectivamente.

$$DHC_n = \gamma \cdot PN_n \cdot CarMed \cdot DisMed \cdot EC_{H_2}, \forall n \quad (3.1)$$

Em que, γ é a porcentagem de participação do mercado de VECC, PN_n a população no nó, $CarMed$ a quantidade média de carros por habitante, $DisMed$ distância diária média percorrida por carro, EC_{H_2} a economia de combustível em [kgH₂/km].

$$DHI_n = DEI_n \cdot \beta, \forall n \quad (3.2)$$

DEI_n [kWh/d] é a demanda de energia elétrica industrial e β a proporção entre a quantidade de hidrogênio consumido, em kg, para produzir 1 kWh de energia elétrica [kg/kWh]. A demanda total de hidrogênio em n é calculada pela Equação (3.3).

$$DH_n = DHC_n + DHI_n, \forall n \quad (3.3)$$

3.4 Formulação matemática

Seja um grafo G com n nós, em que esses nós representam cidades ou regiões do Ceará. Um nó pode compreender uma determinada quantidade de usinas de cada tipo p para produção do hidrogênio na forma f e de pontos do tipo a para sua armazenagem. Para a geração de hidrogênio, algumas opções de fonte de energia e são disponíveis localmente ou proveniente de nós vizinhos. Para o completo atendimento da demanda, o H_2 na forma f pode ser distribuído entre nós, pelo meio de transporte do tipo t . Estes índices são apresentados na Tabela 5. Os parâmetros e as variáveis (contínuas e inteiras) são descritos nas Tabelas 6 e 7, respectivamente.

Tabela 5 – Índices e conjuntos

Índices	Descrição
a	Tipo de tecnologia de armazenamento: líquido ou gás comprimido
e	Tipo da fonte de energia utilizada para produção do hidrogênio: solar fotovoltaica, eólica <i>on-shore</i> e eólica <i>off-shore</i>
f	Forma do hidrogênio como produto: líquido ou gasoso
n	Nós do grafo: zonas de planejamento
p	Tipo da tecnologia utilizada na usina de produção: eletrolisador alcalino ou eletrolisador com membrana e troca de prótons (PEM)
t	Tipo de modo de transporte: carreta de H_2G , carreta de H_2L e navio

Fonte: Elaborado pela autora.

3.4.1 Função objetivo

A função objetivo, na Equação (3.4), compreende a minimização do custo total da fonte de energia (CFE), da produção (CP), do armazenamento (CA) e do transporte (CT).

$$\min Total = CFE + CP + CA + CT \quad (3.4)$$

Tabela 6 – Parâmetros

Parâmetros	Descrição
$CCA_{a,f}$	Custo capital da armazenagem tipo a do hidrogênio na forma f [\$]
$CCP_{p,f}$	Custo capital da usina p para produção de hidrogênio na forma f [\$]
$CCT_{f,t}$	Custo capital para distribuir hidrogênio na forma f por meio de transporte t [\$]
$COA_{a,f}$	Custo operacional para o armazenamento tipo a de 1kg de hidrogênio na forma f [\$/kg.d]
$COP_{p,f}$	Custo operacional de produção da usina p para produção de hidrogênio na forma f [\$/kg.d]
$CFEL_e$	Custo do consumo de fonte de energia e que é gerado localmente utilizado na produção de hidrogênio [\$/unidade e]
$CFEV_e$	Custo de entrega da fonte de energia e que é gerado em nó vizinho [\$/km.unidade e]
$Dis_{n',n}$	Distância entre os nós n' e n [km]
$Dis_{n',n,t}$	Distância entre nós dependendo do meio de transporte t [km]
ECH_2	Economia de combustível dos VECC abastecido a H_2 [kg H_2 /km]
EC_t	Economia de combustível do meio de transporte t [km/l]
FA_p	Fator anual por usina de produção p [%]
FA_a	Fator anual por usina de armazenagem a [%]
FA_t	Fator anual por meio de transporte t [%]
$MaxPCap_p$	Capacidade máxima e mínima de produção de hidrogênio por tipo de usina p [kg/d]
$MinPCap_p$	
$MaxACap_{a,f}$	Capacidade máxima e mínima de armazenagem de hidrogênio na forma f por tipo de tecnologia a [kg]
$MinACap_{a,f}$	
$MaxTCap_{t,f}$	Capacidade máxima e mínima do transporte tipo t de hidrogênio na forma f [kg]
$MinTCap_{t,f}$	
PC_t	Preço do combustível por meio de transporte t [\$/l]
$PFE_{n,e}$	Potencial da fonte de energia e no nó n [kWh/d]
PO	Período de operação [dias/ano]
α_e	Proporção entre fonte de energia e consumida para produzir 1kg de hidrogênio [unidade e /kg]
τ	Período total para armazenagem [d]

Fonte: Elaborado pela autora.

3.4.2 Demanda por fonte de energia

O hidrogênio pode ser gerado a partir de algumas fontes de energia, a depender do tipo da tecnologia disponível na usina de produção. A demanda da fonte e em cada nó n é calculada pela Equação (3.5), que representa a quantidade de energia necessária para conversão do hidrogênio. $PH_{p,n,f}$ retrata a quantidade de produto na forma f produzido na usina com tecnologia do tipo p em cada nó, enquanto α_e é a proporção de conversão da fonte em 1kg de hidrogênio.

Tabela 7 – Variáveis

Variáveis contínuas	Descrição
CA	Custo diário total de armazenamento [\$/d]
CFE	Custo diário total da fonte de energia consumida para produzir hidrogênio [\$/d]
CP	Custo diário de produção [\$/d]
CT	Custo diário de distribuição [\$/d]
$DFE_{n,e}$	Demanda diária por fonte de energia e no nó n [kWh/d]
DH_n	Demanda diária de hidrogênio total no nó n [kg/d]
$FEHAV_{e,n}$	Quantidade diária da fonte de energia e disponível localmente para satisfazer a produção de hidrogênio no nó n [unidade de e/d]
$FEHV_{e,n',n}$	Fluxo diário de fonte de energia e que é distribuída de n' a n para satisfazer a produção de hidrogênio [unidade de e/d]
$FH_{n,n',t,f}$	Fluxo diário de hidrogênio na forma f do nó n para o vizinho n' por meio do transporte de tipo t [kg/d]
$PHL_{n,f}$	Quantidade de hidrogênio produzido na forma f e nó n [kg/d]
$PHU_{p,n,f}$	Quantidade de hidrogênio produzido por tipo de usina p , na forma f e nó n [kg/d]
Variáveis Inteiras	Descrição
$NA_{a,f,n}$	Número usinas de armazenagem a que produz hidrogênio na forma f no nó n
$NP_{p,f,n}$	Número de usinas de produção p que produz hidrogênio na forma f no nó n
$NT_{n,n',f,t}$	Número de veículos por meio de transporte tipo t que distribui hidrogênio na forma f do no nó n ao n'

Fonte: Elaborado pela autora.

$$\sum_e DFE_{n,e} = \sum_{f,p,e} PHU_{p,n,f} \cdot \alpha_e, \forall n \quad (3.5)$$

Por outro lado, a demanda de fonte de energia (FE) para produção de hidrogênio deve ser delimitada pela sua disponibilidade, conforme a Equação (3.6). Desta forma, esta demanda não pode ser maior que a sua quantidade disponível para geração de H₂ no próprio nó ($FEHAV_{e,n}$) somada a quantia que foi importada pela vizinhança ($FEHV_{e,n',n}$).

$$DFE_{n,e} \leq FEHAV_{e,n} + \sum_{n'} FEHV_{e,n',n}, \forall n, e; n \neq n' \quad (3.6)$$

A fonte de energia disponível localmente para aproveitamento produtivo deve ser limitado pelo potencial total da mesma fonte no nó n , conforme apresentado na Equação (3.7).

$$FEHAV_{e,n} \leq PFE_{n,e}, \forall n, e \quad (3.7)$$

Os custos totais referentes ao processamento das fontes de energia na cadeia do hidrogênio são representados na Equação (3.8), constituindo ambos o custo de uso local e o da entrega advindo de nós vizinhos.

$$CFE = \sum_{n',n,e} (FEHV_{e,n',n} \cdot CFEV_e \cdot Dis_{n',n} + FEHAV_{e,n} \cdot CFEL_e), n \neq n' \quad (3.8)$$

$CFEL_e$ descreve o custo do consumo da FE tipo e que é gerado localmente, $CFEV_e$, o custo da entrega da FE tipo e que é gerado em nó vizinho n' e, por último, $Dis_{n',n}$ a distância entre os nós n' e n . É importante ressaltar que $Dis_{n',n}$ é estimada pela distância Euclidiana entre os nós n e n' , sendo CFE diretamente proporcional a esta.

3.4.3 Demanda de hidrogênio

A demanda total de hidrogênio é restringida pela Equação (3.9), de forma a ser suprida pelas quantidades de H₂ produzido localmente e/ou importadas a partir de um nó vizinho n' .

$$DH_n \leq \sum_f (PHL_{n,f} + \sum_{t,n'} FH_{n',n,t,f}), \forall n; n \neq n' \quad (3.9)$$

Sendo, $PHL_{n,f}$ a quantidade em n do hidrogênio produzido na forma f e, $FH_{n',n,t,f}$ o fluxo diário de hidrogênio na forma f do nó vizinho n' ao ponto local n por meio do transporte de tipo t .

3.4.4 Produção de hidrogênio

O hidrogênio na forma f gerado em n deve compreender toda a quantidade produzida por tipo de tecnologia p neste mesmo nó, conforme Equação (3.10). Além disso, a quantidade de H₂ entregue no nó mais a produção local deve ser igual a sua demanda mais o fluxo de hidrogênio que sai do nó (ALMANSOORI; SHAH, 2006) e esta restrição é ilustrada na Equação (3.11).

$$PHL_{n,f} = \sum_p PHU_{p,n,f}, \forall n, f \quad (3.10)$$

$$\sum_f PHL_{n,f} = \sum_{n',t,f} (FH_{n,n',t,f} - FH_{n',n,t,f}) + DH_n, \forall n \quad (3.11)$$

Ambas as quantidades de hidrogênio produzido localmente $PHL_{n,f}$ e por tipo de usina $PHU_{p,n,f}$ devem respeitar os limites de capacidade mínimos e máximos. Estas duas restrições são apresentadas nas Equações (3.12) e (3.13).

$$MinPCap_p \cdot NP_{p,f,n} \leq PHU_{p,n,f} \leq MaxPCap_p \cdot NP_{p,f,n}, \forall p, n, f \quad (3.12)$$

$$\sum_p (MinPCap_p \cdot NP_{p,f,n}) \leq PHL_{n,f} \leq \sum_p (MaxPCap_p \cdot NP_{p,f,n}), \forall n, f \quad (3.13)$$

Desta forma, $NP_{p,f,n}$ é o número de usinas de produção p que gera hidrogênio na forma f no nó n e $MaxPCap_p/MinPCap_p$ são as capacidades máxima e mínima de produção de hidrogênio por tipo de usina p .

O custo de produção do hidrogênio é dado pela Equação (3.14), compreendendo as despesas operacionais e o capital total de todas as usinas.

$$CP = \sum_{p,f,n} \left(\frac{CCP_{p,f} \cdot NP_{p,f,n} \cdot FA_p}{PO} + PHU_{p,n,f} \cdot COP_{p,f} \right) \quad (3.14)$$

Sendo, $CCP_{p,f}$ o custo capital de produção da usina p , $COP_{p,f}$ o custo operacional de produção da usina p , ambos para geração de hidrogênio na forma f , FA_p o fator anual por usina de produção e PO o período de operação. O fator anual refere-se à proporção entre o quantitativo realmente produzido e o esperado, no decorrer do período de operação do ano.

3.4.5 Transporte de hidrogênio

A distribuição de hidrogênio do ponto n ao n' não pode ultrapassar o hidrogênio produzido localmente e esta relação está descrita na Equação (3.15).

$$PHL_{n,f} \geq \sum_{t,n'} FH_{n,n',t,f}, \forall n, f; n \neq n' \quad (3.15)$$

Da mesma forma, esta distribuição do produto deve ser restrito pelas capacidades máxima e mínima do tipo de transporte utilizado t , vide Equação (3.16).

$$MinTCap_{t,f} \cdot NT_{n,n',f,t} \leq FH_{n,n',t,f} \leq MaxTCap_{t,f} \cdot NT_{n,n',f,t}, \forall n, n', t, f; n \neq n' \quad (3.16)$$

Os quais, $NT_{n',n,f,t}$ é o número de veículos por meio de transporte t que distribui hidrogênio na forma f do ponto n ao n' e $MaxTCap_{t,f}/MinTCap_{t,f}$ são as capacidades máxima e mínima do transporte tipo t de hidrogênio na forma f .

O custo de distribuição do produto para pontos vizinhos se dá pelo capital aplicado no processo de transporte da cadeia somado ao custo operacional necessário para levá-lo de um ponto a outro, de acordo com a Equação (3.17).

$$CT = \sum_{f,t,n,n'} \left(\frac{CCT_{f,t} \cdot NT_{n',n,f,t} \cdot FA_t}{PO} + \frac{NT_{n',n,f,t} \cdot Dis_{n',n,t} \cdot PC_t}{EC_t} \right), n \neq n' \quad (3.17)$$

Ademais, $CCT_{f,t}$ é o custo de capital para distribuir hidrogênio na forma f por meio de transporte t , FA_t o fator anual por meio de transporte t e $Dis_{n',n,t}$ é a distância entre nós dependendo do meio de transporte t . PC_t e EC_t são, respectivamente, o preço e a economia do combustível por meio de transporte t . O fator anual refere-se à proporção entre o quantitativo realmente distribuído e o esperado, no decorrer do período de operação do ano.

3.4.6 Armazenamento de hidrogênio

O hidrogênio produzido $PHL_{n,f}$, juntamente com a quantidade importada de localidades vizinhas $FH_{n',n,t,f}$, devem ser armazenados seguindo a limitação das capacidades máximas e mínimas oriundas das suas características tecnológicas, de acordo com a Equação (3.18).

$$\sum_{a,f} (MinACap_{a,f} \cdot NA_{a,f,n}) \leq \sum_f (PHL_{n,f} + \sum_{t,n'} FH_{n',n,t,f}) \cdot \tau \leq \sum_{a,f} (MaxACap_{a,f} \cdot NA_{a,f,n}), \forall n; n \neq n' \quad (3.18)$$

Sendo, $NA_{a,f,n}$ o número tecnologias a em n que armazenam o hidrogênio na forma f , $MaxACap_{a,f}/MinACap_{a,f}$ as capacidades máximas e mínimas de armazenagem de hidrogênio na forma f por tipo de usina a e τ o período total para armazenagem.

O custo de armazenagem, na Equação (3.19), consiste no custo capital do conjunto de todas as tecnologias de usinas de armazenagem e o valor operacional de funcionamento delas.

$$CA = \sum_{f,a,n} \left(\frac{CCA_{a,f} \cdot NA_{a,f,n} \cdot FA_a}{PO} + COA_{a,f} \cdot \sum_f (PHL_{n,f} + \sum_{t,n'} FH_{n',n,t,f}) \right) \quad (3.19)$$

No qual, $CCA_{a,f}$ é o custo capital para armazenamento do tipo a do produto na forma f , $COA_{a,f}$ o custo operacional para armazenamento do tipo a para 1kg de hidrogênio na forma f e FA_a o fator anual por usina de armazenagem a . O fator anual refere-se à proporção entre o quantitativo realmente armazenado e o esperado, no decorrer do período de operação do ano.

3.4.7 Restrições para exportação de produtos

Para garantir que não haja usinas de produção e demanda por fontes de energia no nó exterior/externo, as Equações (3.20) e (3.21) foram acrescentadas ao modelo, de forma que o produto seja produzido apenas no Ceará.

$$NP_{p,f,n} = 0, \quad \forall p, f; \quad n = n_{externo} \quad (3.20)$$

$$DFE_{n,e} = 0, \quad \forall e; \quad n = n_{externo} \quad (3.21)$$

De forma a assegurar também que não haja circulação do produto pelo modal marítimo entre os nós internos, as seguintes restrições foram propostas:

$$NTF_{n,n',f,t} = 0, \quad \forall n, f; \quad t \neq t_{navio}; \quad n' = n_{externo} \quad (3.22)$$

$$NTF_{n,n',f,t} = 0, \quad \forall n, f; \quad n' \neq n_{externo}; \quad t = t_{navio} \quad (3.23)$$

Na Equação (3.22) é descrito que não pode haver transportação de produtos para exportação sem que seja pelo modal marítimo (navio). Acerca da Equação (3.23), não pode haver transportação de produtos entre nós internos por meio de navios.

3.4.8 Restrições de não-negatividade

Nenhuma variável neste modelo pode assumir valores negativos. Por conseguinte, todas as variáveis contínuas e inteiras devem ser restringidas para valores iguais ou maiores que zero, de acordo com a Tabela 8.

Tabela 8 – Restrições de não-negatividade

$CA \geq 0$	$FEHA_{v,e,n} \geq 0$
$CFE \geq 0$	$FEHV_{e,n',n} \geq 0$
$CP \geq 0$	$FH_{n,n',t,f} \geq 0$
$CT \geq 0$	$PHL_{n,f} \geq 0$
$DFE_{n,e} \geq 0$	$PHU_{p,n,f} \geq 0$
$DH_n \geq 0$	$NA_{a,f,n} \geq 0$
$NP_{p,f,n} \geq 0$	$NT_{n,n',f,t} \geq 0$

Fonte: Elaborado pela autora.

3.4.9 Cenário ilustrativo

Um cenário com parâmetros fictícios é apresentado para validar o modelo proposto. Em um grafo com cinco nós, para a geração do produto há duas fontes de energia possíveis a serem utilizadas como insumo da rede (Fonte 1 e Fonte 2) e um tipo de planta de produção (Tipo 1). A sua distribuição consiste em dois modos de transporte (Modo 1 e Modo 2) que realizam a entrega do produto até os pontos de armazenagem, os quais são restringidos por duas opções de tanques (Opção 1 e Opção 2). Por fim, o produto é produzido, transportado e armazenado em apenas uma forma física: Forma 1.

O custo para a conversão da fonte de energia disponível localmente podem ser consultados na Tabela 9 e os parâmetros utilizados para a produção, distribuição e armazenagem estão, respectivamente, nas Tabelas 10, 11, 12. Em sequência, os valores de entrada para cálculo da demanda por H₂ em VECC são apresentados na Tabela 13, enquanto os dados sobre a população, a demanda energética em indústrias e o potencial das fontes para cada nó são explicitados na Tabela 14. Por fim, as distâncias geográficas entre cada nó são explicitadas na Tabela 15.

Tabela 9 – Parâmetros relativos à fonte de energia

	Fonte 1	Fonte 2
Custo de consumo local (\$/unidade e)	700	600
Custo para entrega vizinha (\$/unidade e)	3	1
Constante de conversão (kWh/kg _{H2})	1.2	1.3

Fonte: Elaborado pela autora.

A partir dos resultados otimizados deste cenário ilustrativo, as demandas por cada fonte de energia, a demanda total do hidrogênio e a sua quantidade produzida são indicadas na Tabela 16. De acordo com a Figura 13 há usinas de armazenamento em todos os nós. Todavia, a Opção 2 é a única utilizada por apresentar-se como uma tecnologia mais viável. Em seguida, os nós 2 e 5 são os únicos produtores, demandando toda a parcela de insumos (fonte de energia)

Tabela 10 – Parâmetros para produção do H₂

	Usina Tipo 1
Forma do produto	Forma 1
Custo capital (\$)	980
Custo operacional (\$)	12
Capacidade máxima (kg/d)	1.000
Capacidade mínima (kg/d)	10
Período de operação (dia/ano)	150
Fator anual (%)	80

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 11 – Parâmetros para distribuição do H₂

	Modo 1	Modo 2
Forma do produto	Forma 1	Forma 1
Custo capital (\$)	580	70
Capacidade máxima (kg)	50	20
Capacidade mínima (kg)	1	1
Preço do combustível (\$/l)	1	4
Economia do combustível (km/L)	1	1
Fator anual (%)	50	40

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 12 – Parâmetros para o armazenamento do H₂

	Opção 1	Opção 2
Forma do produto	Forma 1	Forma 1
Custo capital (\$)	1.600	1.600
Custo operacional (\$)	30	30
Capacidade máxima (kg)	300	500
Capacidade mínima (kg)	10	10
Período de armazenagem (dia)	5	5
Fator anual (%)	70	60

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 13 – Parâmetros para o cálculo da demanda de VECC

	Valores
Média de carros por habitante	1
Distância média percorrida (km/ano)	10
Economia de combustível (kgH ₂ /km)	2
Participação do mercado (%)	40

Fonte: Elaborado pela autora.

e, respectivamente, com 30 e 17 plantas de produção. Por conseguinte, o nó 2 produz para o atendimento da própria demanda e distribui 16.080,0 kg/dia de produto para o nó 1 e 7.184,0 kg/dia para o nó 3, por meio de veículos do Modo 1. Analogamente, o nó 5 atende sua demanda

Tabela 14 – Parâmetros por nó

Nó	População	Demanda industrial (kWh/d)	Potencial da Fonte 1 (kWh/d)	Potencial da Fonte 2 (kWh/d)
1	2.000	100	100	100
2	752	60	200	200
3	895	30	300	300
4	1.560	70	400	400
5	500	90	100	100

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 15 – Distâncias geográficas entre os nós

Nó	1	2	3	4	5
1	0	30	34	74	42
2	30	0	36	34	2
3	34	36	0	54	32
4	74	34	54	0	32
5	42	2	32	32	0

Fonte: Elaborado pela autora.

interna e entrega produto para o nó 4, em uma taxa de 12.536,0 kg/dia via transporte do Modo 2.

Tabela 16 – Demanda pela fonte de energia, demanda por hidrogênio e quantidade de H₂ produzido em cada nó

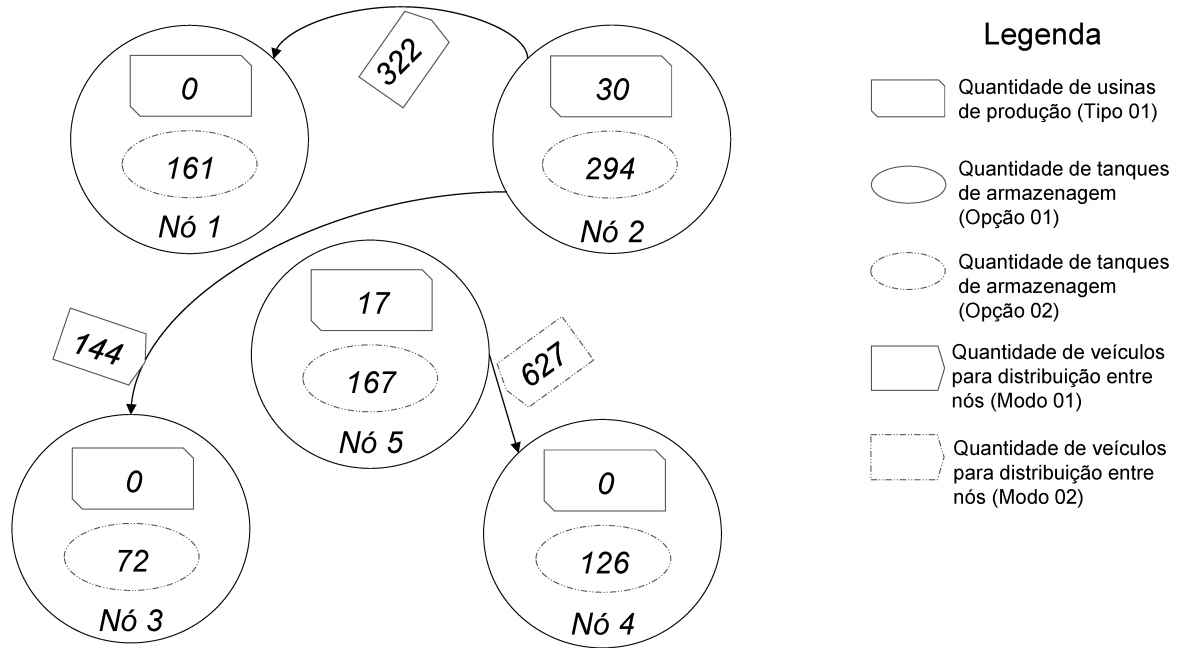
Nó	Demanda da Fonte 1 (kWh/d)	Demanda da Fonte 2 (kWh/d)	Demanda total por H ₂ (kg/d)	H ₂ produzido (kg/d)
1	0	0	16.080,0	0
2	0	73.320,0	6.064,0	29.328,0
3	0	0	7.184,0	0
4	0	0	12.536,0	0
5	0	41.520,0	4.072,0	16.608,0

Fonte: Elaborado pela autora.

Neste cenário, os custos para o armazenamento do produto representa o maior impacto no custo total otimizado (Tabela 17). Em comparação com os outros custos, a distribuição apresenta pouca influência e a utilização de ambos os modos contribui para a configuração mais otimizada.

Ademais, é possível concluir que o modelo proposto satisfaz o principal objetivo desta Dissertação: planejar a configuração da cadeia de suprimentos do H₂V por meio de um modelo de otimização em MILP.

Figura 13 – Exemplo para validação do modelo



Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 17 – Custos otimizados da rede

	Custo (\$)
Insumo	229.680,00
Produção	551.477,60
Distribuição	5.847,97
Armazenamento	4,91x10 ⁶
Total	5,70x10⁶

Fonte: Elaborado pela autora.

4 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados e as discussões sobre a simulação de três cenários para a implementação da modelagem científica proposta neste trabalho.

O modelo proposto, em MILP, foi simulado por um processador Intel Core i5, em uma máquina com 8 GB de memória RAM instalada, com linguagem para otimização matemática JuMP (LUBIN *et al.*, 2023) e utilizando o resolvidor CPLEX da IBM em sua versão 20.1 (<https://www.ibm.com/products/ilog-cplex-optimization-studio>).

4.1 Definição dos cenários experimentais

4.1.1 O hidrogênio verde no Ceará

O Ceará é um Estado do nordeste brasileiro cuja população é estimada em 9,24 milhões de pessoas em 2021 (IPECE, 2023) e se encontra em uma posição geográfica economicamente vantajosa, sendo o seu litoral próximo da África, da Europa e da América do Norte.

Esta localização privilegiada facilita o turismo e o comércio de diversos produtos entre estes continentes e o Brasil, além de atrair oportunidades de negócios em inovação e tecnologia. Dentro desse contexto, o Pecém, município do litoral cearense, conta com um Complexo Industrial e Portuário (CIPP), vide Figura 14 e uma Zona de Processamento de Exportação (ZPE), ambos firmados para aumentar as transações internacionais no PIB do Estado. A ZPE constitui um conjunto de empresas estabelecidas que recebem uma série de incentivos por até 20 anos, com possibilidade de prorrogação (SACHSIDA *et al.*, 2022).

A governança cearense vem sendo pautada em planejamentos de longo prazo (ASSOCIADOS *et al.*, 2019), como o Ceará 2050 (CEARÁ, 2019). Estes planos focam no desenvolvimento, dentre outros setores, da produção de energia limpa e renovável. De acordo com o Balanço Energético Nacional 2023 (EPE, 2023), o Ceará apresenta capacidades instaladas para geração de energia elétrica com 2.598 MW de potencial eólico, 704 MW de solar centralizado e 560 MW de mini e micro geração solar distribuída.

Levando em conta a localização geográfica vantajosa, a infraestrutura e incentivos que caracterizam o CIPP e a ZPE, o alto potencial instalado e outorgado das energias renováveis e, também, a instituição governamental de uma visão a longo prazo, o Ceará vem tomando uma

Figura 14 – Complexo Industrial e Portuário do Pecém



Fonte: Elaborado pela autora.

posição estratégica e precursora no desenvolvimento de um *hub*¹ de exportação energética. Este projeto a ser instalado no CIPP, se baseia em vincular a produção de energias renováveis, a partir de uma usina solar de 3MW, com a produção de hidrogênio que será capaz de resultar em 250 Nm³/h do gás, para o atendimento do mercado europeu e das empresas que estão instaladas no complexo industrial do Pecém (SACHSIDA *et al.*, 2022).

Tendo em vista essa conjuntura oportuna de futuro para a produção de H₂V no Hub de Hidrogênio no Ceará, o estudo de caso deste trabalho se propõe a analisar três cenários possíveis para a cadeia de suprimentos do hidrogênio, levando em conta diferentes volumes de demanda deste produto - intitulados cenários pessimista, base e otimista. O objetivo é verificar como as variáveis do modelo proposto se comportam no contexto geográfico do Ceará e quais as implicações reais da otimização no investimento desse mercado no Estado.

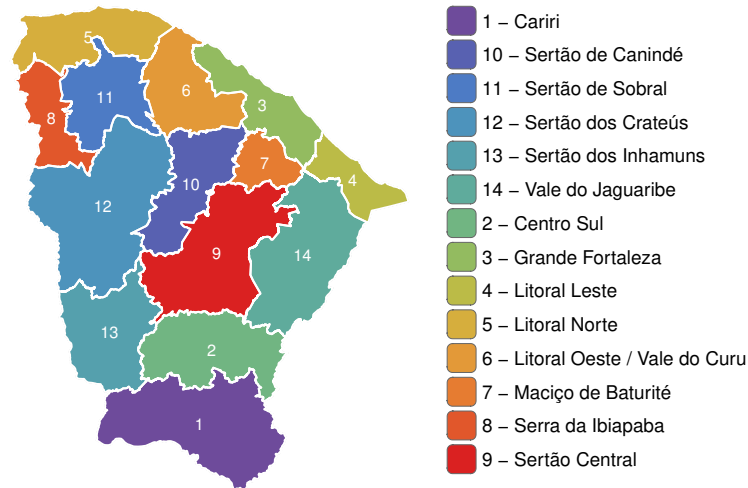
4.1.2 Concepção dos cenários

Neste estudo de caso foi considerado um grafo com quinze nós, os quais representam as quatorze regiões de planejamento cearense (conforme ilustrado na Figura 15) e um nó internacional que indica a cidade portuária de Hamburgo, na Alemanha. Visto que a Alemanha é a principal parceira comercial do Hub de hidrogênio no Pecém, a cidade de Hamburgo foi

¹ Um *hub* de energia é um lugar onde "múltiplas fontes de energia pode ser convertidas, condicionadas e armazenadas" para uso posterior (ALRAFEA *et al.*, 2016).

escolhida por possuir o terceiro maior porto europeu e estar bem localizada, a 120 km do Mar do Norte (HEIN; HILDER, 2023).

Figura 15 – Regiões de planejamento do Ceará



Fonte: Elaborado pela autora.

Para a geração do produto foram estabelecidas três fontes de energia renovável possíveis a serem utilizadas como insumo da rede (solar fotovoltaica, eólica *on-shore* e eólica *off-shore*) e dois tipos de tecnologia nas planta de produção (eletrolisador alcalino e eletrolisador com membrana de troca de prótons - PEM). As fontes solar fotovoltaica e eólica *on-shore* são bastante difundidas no Ceará e apresenta projetos promissores de exploração da eólica *off-shore* em um futuro breve. No caso do eletrolisador alcalino e PEM, são duas das tecnologias mais aproveitadas no mercado global.

O modal de transporte rodoviário é o meio predominante no interior do estado. Dessa forma, a distribuição do hidrogênio entre as zonas internas conta com dois modos de transporte, carreta de H₂L e carreta de H₂G. A entrega para a região internacional é realizado por meio de navio de H₂L, oriundo apenas da Grande Fortaleza, a qual é o único ponto que possui portos para exportação de mercadorias, como o Porto do Pecém. Estes três modos de transporte realizam a entrega do produto até os pontos de armazenagem, os quais são restringidos por duas opções de tanques de armazenagem (tanque esférico super isolado e tanque cilíndrico pressurizado).

Por fim, o produto é produzido, transportado e armazenado em duas formas físicas: líquido ou gás comprimido. Um resumo dessas considerações é apresentado na Tabela 18.

Referente aos cenários simulados, apenas três casos são considerados neste trabalho:

a) Cenário 1: pessimista - as demandas industrial e de VECC são 50% das corres-

Tabela 18 – Considerações conceituais para os cenários experimental

	Quantidade	Descrição
Nós	15	14 zonas de planejamento cearenses e 1 zona exterior, referente a Hamburgo, Alemanha.
Fontes de energia renovável	3	Solar fotovoltaica, eólica <i>on-shore</i> e eólica <i>off-shore</i> .
Tecnologias de produção	2	Eletrolisador alcalino e eletrolisador com membrana de troca de prótons - PEM.
Forma do produto	2	Líquido e gás comprimido.
Tanques de armazenagem	2	Tanque esférico super isolado e tanque cilíndrico pressurizado.
Tipos de transporte	3	Carreta de H ₂ L, carreta de H ₂ G e navio de H ₂ L.

Fonte: Elaborado pela autora.

pondentes demandas no ano base (2021) no Ceará.

- b) Cenário 2: base - demandas industrial e VECC são as correspondentes demandas no ano base (2021), no Ceará.
- c) Cenário 3: otimista - demandas industrial e de VECC são 150% das correspondentes demandas no ano base (2021) no Estado.

4.1.3 Coleta de dados

Os parâmetros de entrada para a simulação dos três cenários são apresentados nas Tabelas 28 a 35. Os dados referentes ao consumo da fonte de energia renovável para produção de hidrogênio (Tabela 28), ao potencial instalável das fontes por zona de planejamento (Tabela 29), aos parâmetros de produção (Tabela 30), distribuição (Tabela 31) e armazenagem (Tabela 32) foram coletados ou adaptados a partir da literatura que aborda o tema.

A estimativa das demandas industriais (Tabela 33) nos cenários otimista e pessimista foram calculadas com base nos dados de demanda energética das indústrias em 2021, levantados pelo IPECE (2023). Analogamente, no cálculo da demanda para VECC (Tabela 35) - vide Equação (3.1) - foram utilizados dados de população e das frotas de veículos no estado fornecidos pelo IPECE. Por fim, os dados geográficos (Tabela 36) foram estimados utilizando-se as coordenadas entre as sedes municipais, também fornecidas pelo banco de dados do IPECE (2023).

4.2 Análise dos cenários

Os resultados decorrentes da simulação computacional referentes aos três cenários estabelecidos são apresentados e comparados no decorrer dessa seção: custos da cadeia otimi-

zada, demandas de hidrogênio verde, demandas por fontes de energia renováveis, produção de hidrogênio, configuração da cadeia otimizada e fluxo do produto entre os quinze nós, sendo quatorze internos e um externo, este distribuído por meio de modal marítimo de longo curso (internacional).

4.2.1 Demanda do hidrogênio verde e das fontes de energia

Conforme explanado anteriormente, a demanda do hidrogênio verde pelos clientes finais no Cenário 1 foi calculada como sendo 50% da demanda do ano base (2021), caracterizando um cenário pessimista; o Cenário 2 é 100% da demanda de 2021, sendo o cenário base; e o Cenário 3 com 150% da demanda de 2021, resultando em um cenário otimista de crescimento de demanda. Todos estes valores de demanda diária total pelo H₂ são apresentados nas Tabelas 19, 20 e 21. Ademais, a quantidade de hidrogênio verde produzido, em toneladas diárias, para o suprimento dos cliente finais e, conseqüentemente, a quantidade de energia renovável em GWh d⁻¹ para atender as usinas de produção são apresentadas nas tabelas acima mencionadas.

Tabela 19 – Demanda pela fonte de energia, demanda por hidrogênio e quantidade de H₂ produzido em cada nó - Cenário 1

Nó	Demanda solar (GWh/d)	Demanda eólica on-shore (GWh/d)	Demanda eólica off-shore (GWh/d)	Demanda total por H ₂ (t/d)	H ₂ produzido (t/d)
1	0	0	0	59,18	0
2	0	0	0	21,21	0
3	7,41	0	8,04	491,99	572,20
4	0	0	0	17,18	0
5	0	0	0	22,23	0
6	0	0	0	19,66	0
7	0	4,926	0	12,02	182,20
8	0	1,94	0	17,56	71,72
9	0	0	0	20,76	0
10	0	0	0	10,19	0
11	0	0	0	27,03	0
12	0,45	0	0	16,62	16,62
13	0,27	0	0	6,19	10
14	0	0	0	30,72	0
15	0	0	0	80,20	0
Total	8,13	6,87	8,04	852,74	852,74

Fonte: Elaborado pela autora.

A produção do hidrogênio verde, que é realizada a partir da necessidade de suprir 100% da sua demanda total, se altera entre a ocorrência dos cenários, tanto em quantidade de tonelada diária produzida, quanto na localização das usinas. Isto permite uma distribuição

Tabela 20 – Demanda pela fonte de energia, demanda por hidrogênio e quantidade de H₂ produzido em cada nó - Cenário 2

Nó	Demanda solar (GWh/d)	Demanda eólica <i>on-shore</i> (GWh/d)	Demanda eólica <i>off-shore</i> (GWh/d)	Demanda total por H ₂ (t/d)	H ₂ produzido (t/d)
1	23,5	0	0	118,36	869,81
2	0	0	0	42,42	0
3	7,41	0	0	983,99	274,58
4	0	0	0	34,37	0
5	0	0	0	44,45	0
6	0	0	0	39,31	0
7	0	10,2	0	24,05	376,42
8	0	4,09	0	35,11	151,43
9	0	0	0	41,51	0
10	0	0	0	20,39	0
11	0	0	0	54,06	0
12	0,90	0	0	33,25	33,25
13	0	0	0	12,38	0
14	0	0	0	61,45	0
15	0	0	0	160,40	0
Total	31,81	14,29	0	1.705,50	1.705,50

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 21 – Demanda pela fonte de energia, demanda por hidrogênio e quantidade de H₂ produzido em cada nó - Cenário 3

Nó	Demanda solar (GWh/d)	Demanda eólica <i>on-shore</i> (GWh/d)	Demanda eólica <i>off-shore</i> (GWh/d)	Demanda total por H ₂ (t/d)	H ₂ produzido (t/d)
1	25,9	0	0	177,53	960
2	0	0	0	63,63	0
3	7,41	0	0,026	1.475,99	275,55
4	0	0	0	51,56	0
5	0	0	0	66,68	0
6	13,0	0	0	58,97	481,03
7	0	18,3	0	36,07	676,85
8	0	3,11	0	52,67	114,93
9	0	0	0	62,27	0
10	0	0	0	30,58	0
11	0	0	0	81,08	0
12	1,35	0	0	49,87	49,87
13	0	0	0	18,56	0
14	0	0	0	92,17	0
15	0	0	0	240,60	0
Total	47,66	21,41	0,026	2.558,23	2.558,23

Fonte: Elaborado pela autora.

geográfica mais eficaz da oferta do produto como resultante de uma demanda crescente, que depende também dos seus custos relacionados.

No cenário pessimista - Tabela 19 -, há a produção de 852,74 t/d, elencadas em cinco pontos: Grande Fortaleza (3), Maciço de Baturité (7), Serra da Ibiapaba (8), Sertão dos Crateús (12) e Sertão dos Inhamuns (13). A zona da Grande Fortaleza é caracterizado como o principal polo produtor com 67,1% das toneladas, seguida de 21,4% no Maciço de Baturité (7). O Sertão de Crateús apresenta uma autosuficiência, com toda a sua produção destinada ao consumo dos clientes internos da região, enquanto os outros quatro pontos suprem, também, as zonas que não possuem plantas produtivas.

No segundo cenário, 1.705,50 t/d de hidrogênio verde deverá ser produzido, nos quais Cariri (1), Grande Fortaleza (3), Maciço de Baturité (7), Serra da Ibiapaba (8) e Sertão dos Crateús (12) representam as localizações das usinas. O Cariri e o Maciço de Baturité são os principais pontos de suprimento, completando 73% da demanda total.

O cenário otimista apresenta um ponto de usina a mais em relação aos dois casos anteriores, o Litoral Oeste (6), com todas as seis produções resultando em 2.558,23 t/d. O Cariri (1) e o Maciço de Baturité (6) prosseguem resultando a maior contribuição com as toneladas diárias.

Referente à energia renovável demandada para as usinas de produção, a fonte solar fotovoltaica é a mais relevante em todos os três casos, com 8,13 GWh/d, 31,81 GWh/d e 47,66 GWh/d nos cenários 1, 2 e 3, respectivamente. Dessa forma, mesmo com o crescimento da demanda, essa fonte permanece sendo a mais atrativa em comparação com as eólicas *on-shore* e *off-shore*. As zonas 1, 3, 6, 12 e 13 são as beneficiadas pela fonte de energia solar comuns nos três cenários, sendo a terceira (Grande Fortaleza) a único a utilizar duas origens de insumo - solar e eólica *off-shore*.

A energia eólica *on-shore* é demandada apenas pelas zonas 7 e 8, Maciço de Baturité e Serra da Ibiapaba, respectivamente, nos três cenários analisados. Em contraponto, a eólica *off-shore* atende à terceiro zona apenas nos casos pessimista e otimista, os quais apresentam a necessidade de produção acima do que o potencial solar pode oferecer neste polo.

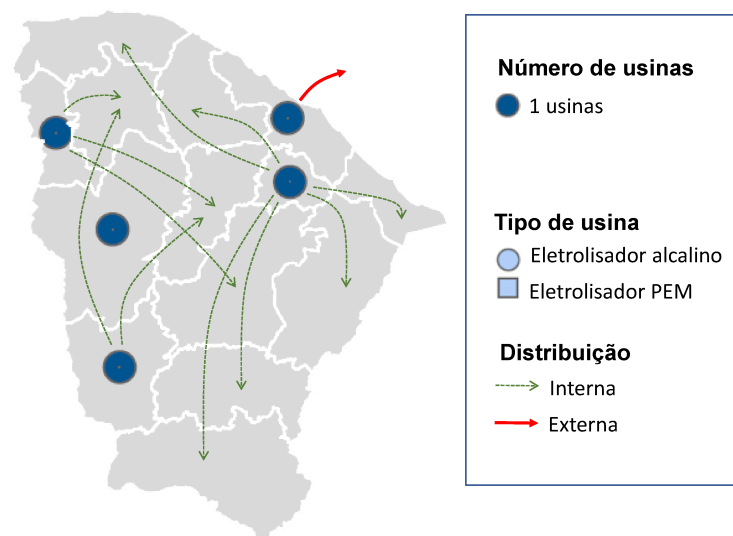
4.2.2 Configuração da cadeia otimizada

A configuração da cadeia otimizada constitui as localizações geográficas das plantas de produção e pontos de armazenagem, e a identificação dos seus quantitativos e suas tecnologias mais viáveis. Além disso, a dinâmica de distribuição do produto entre os clientes das diversas zonas também é explanada.

4.2.2.1 Produção e distribuição

Os mapas que descrevem a localização geográfica das usinas de produção e o fluxo de hidrogênio verde que ocorre entre as regiões estão ilustrados nas Figuras 16, 17 e 18, para os cenários 1, 2 e 3, respectivamente. Também, a descrição das variáveis de distribuição, como a quantidade de H₂V transportada em toneladas diárias, o modo de transporte utilizado e a quantidade de veículos necessários para essa distribuição são expostas na Tabela 22 (caso 1), Tabela 23 (caso 2) e Tabela 24 (caso 3).

Figura 16 – Mapa das usinas de produção de hidrogênio - Cenário 1



Fonte: Elaborado pela autora.

Conforme identificado na Seção 4.2.1, as zonas produtivas resultantes da simulação do cenário 1 são cinco, a Grande Fortaleza (3), o Maciço de Baturité (7), a Serra da Ibiapaba (8), o Sertão dos Crateús (12) e o Sertão dos Inhamuns (13), vide Figura 16. Dentre estes, o Maciço de Baturité, sendo uma região vizinha à Grande Fortaleza, é o principal distribuidor do produto, totalizando 170,19 toneladas por dia a serem entregues para as regiões Cariri e Centro-Sul (1 e 2), Litoral Leste, Oeste e Norte (4, 5 e 6) e Vale do Jaguaribe (14).

Estes fluxos de distribuição, conforme Tabela 22, são realizados utilizando o modo rodoviário, por meio de carretas de hidrogênio gasoso comprimido (H₂G), incluindo, também, os pontos de origem 8 e 13. A Grande Fortaleza realiza apenas a atividade de exportação do H₂V, utilizando um navio com 80,20 t/d para o suprimento da cidade de Hamburgo, na Alemanha.

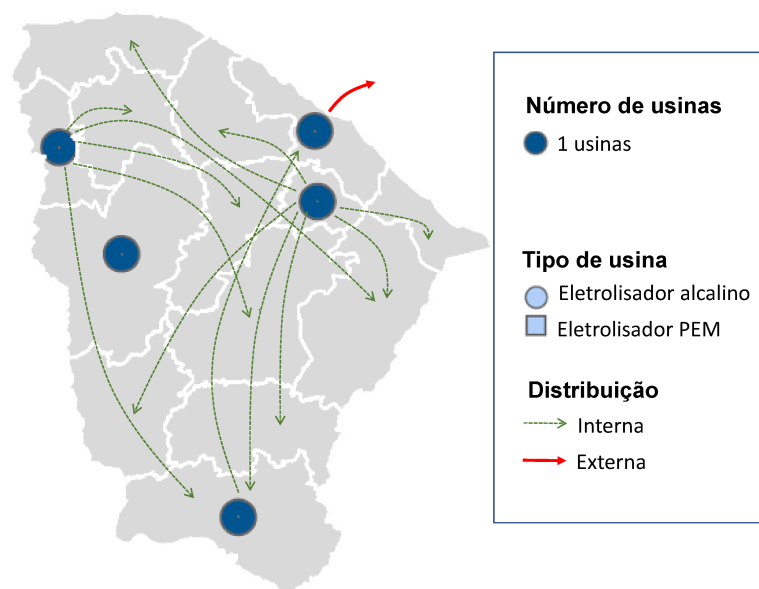
Tabela 22 – Fluxo de hidrogênio entre os nós - Cenário 1

Origem	Destino	Fluxo (t/dia)	Tipo do transporte	Quantidade de transporte
3	15	80,20	Navio	1
7	1	59,18	Carreta H ₂ G	327
7	2	21,21	Carreta H ₂ G	118
7	4	17,19	Carreta H ₂ G	95
7	5	22,23	Carreta H ₂ G	123
7	6	19,66	Carreta H ₂ G	109
7	14	30,72	Carreta H ₂ G	170
8	9	20,76	Carreta H ₂ G	115
8	10	6,44	Carreta H ₂ G	36
8	11	26,97	Carreta H ₂ G	149
13	10	3,75	Carreta H ₂ G	21
13	11	0,059	Carreta H ₂ G	1

Fonte: Elaborado pela autora.

Além disso, é possível observar que todas as cinco zonas produtoras atendem suas demandas internas e realizam entregas para os outros que não possuem usinas.

Figura 17 – Mapa das usinas de produção de hidrogênio - Cenário 2



Fonte: Elaborado pela autora.

Com o crescimento da demanda no segundo cenário, a única alteração na localização geográfica das usinas refere-se a transferência do Sertão dos Inhamuns para o Cariri, de acordo com a Figura 17. É possível observar que algumas zonas passam a receber produtos a partir de mais de uma origem, como o próprio Cariri e o Vale do Jaguaribe. Algumas zonas produtivas,

Tabela 23 – Fluxo de hidrogênio entre os nós - Cenário 2

Origem	Destino	Fluxo (kg/dia)	Tipo do transporte	Quantidade de transporte
1	3	869,81	Carreta H ₂ L	214
3	15	160,40	Navio	1
7	1	118,18	Carreta H ₂ G	653
7	2	42,42	Carreta H ₂ G	235
7	4	34,37	Carreta H ₂ G	190
7	5	44,45	Carreta H ₂ G	246
7	6	39,31	Carreta H ₂ G	218
7	13	12,38	Carreta H ₂ G	69
7	14	61,27	Carreta H ₂ G	339
8	1	0,181	Carreta H ₂ G	1
8	9	41,51	Carreta H ₂ G	230
8	10	20,39	Carreta H ₂ G	113
8	11	54,06	Carreta H ₂ G	299
8	14	0,181	Carreta H ₂ G	1

Fonte: Elaborado pela autora.

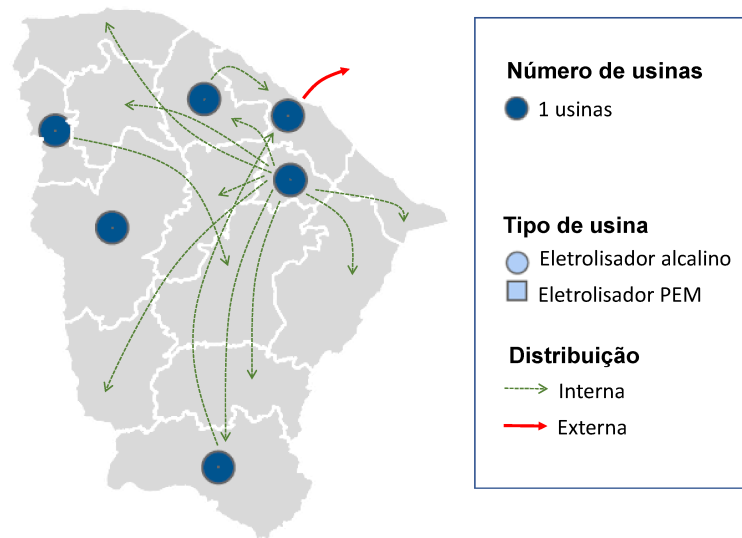
além de distribuir, também necessitam do suprimento de outros pontos, com o objetivo de completar a capacidade de cumprir as suas demandas internas. Nesta nova configuração, o Maciço de Baturité prossegue atendendo os litorais do Ceará, as zonas do sul e seu vizinho, Vale do Jaguaribe.

Devido à grande distância e ao elevado volume (869,81 t/d) a ser transportado do Cariri até a Grande Fortaleza, pela primeira vez a utilização da carreta de hidrogênio liquefeito (H₂L) torna-se viável em uma configuração otimizada. Toda a descrição da distribuição entre as regiões no segundo cenário é apresentada na Tabela 23.

No cenário otimista - Figura 18 -, a zona de planejamento Litoral Oeste é acrescentada dentre o total de zonas produtivas, visando auxiliar, juntamente com o Cariri, a capacidade total da Grande Fortaleza. Simultaneamente, é notável o aumento expressivo da relevância do Maciço de Baturité, à medida em que a demanda de hidrogênio cearense igualmente cresce. Dentro desse contexto, todas as outras cinco zonas que possuem usinas de produção entregam produto para apenas um destino, enquanto o Maciço de Baturité supre a demanda de nove regiões diariamente.

Diante deste contexto, em que os volumes a serem transportados e as distâncias aumentam, apenas algumas entregas para regiões vizinhas utilizam a carreta H₂G, enquanto aproximadamente 70% dos outros fluxos são realizados por carretas de H₂L, como descrito na Tabela 24. Ademais, em todos os três cenários discutidos, a única tecnologia de produção viável e utilizável para a produção de hidrogênio verde no Ceará é o eletrolizador alcalino.

Figura 18 – Mapa das usinas de produção de hidrogênio - Cenário 3



Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 24 – Fluxo de hidrogênio entre os nós - Cenário 3

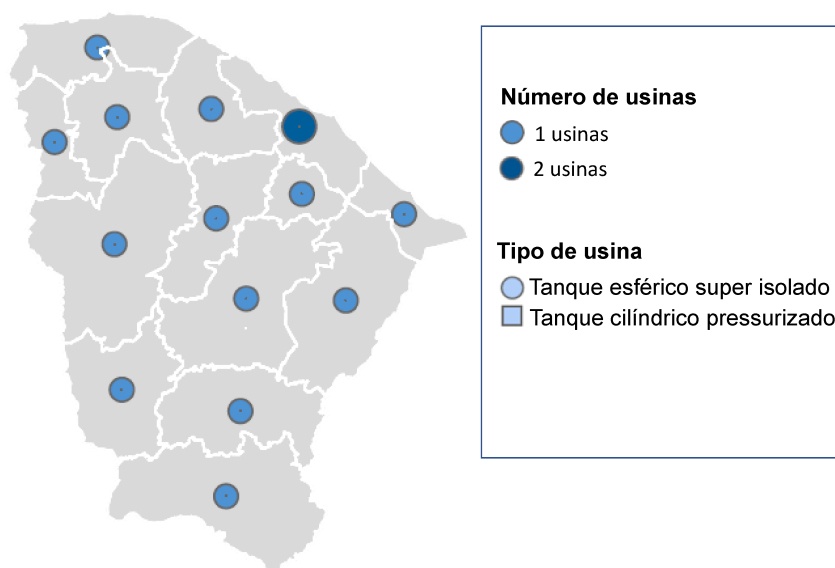
Origem	Destino	Fluxo (t/dia)	Tipo do transporte	Quantidade de transporte
1	3	960	Carreta H ₂ L	236
3	15	240,60	Navio H ₂ L	1
6	3	481,03	Carreta H ₂ G	2658
7	1	177,53	Carreta H ₂ L	44
7	2	63,63	Carreta H ₂ L	16
7	4	51,56	Carreta H ₂ L	13
7	5	66,68	Carreta H ₂ L	17
7	6	58,97	Carreta H ₂ G	326
7	10	30,58	Carreta H ₂ L	8
7	11	81,08	Carreta H ₂ L	20
7	13	18,56	Carreta H ₂ L	5
7	14	92,17	Carreta H ₂ L	23
8	9	62,27	Carreta H ₂ G	345

Fonte: Elaborado pela autora.

4.2.2.2 Armazenagem

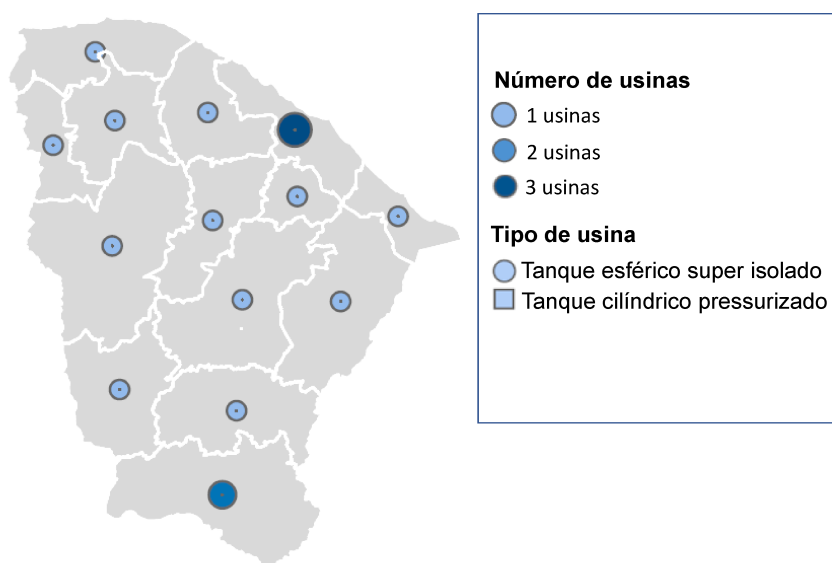
Nas Figuras 19, 20 e 21 são apresentados os mapas das localizações geográficas das plantas de armazenagem do produto e identificação das suas características: a quantidade de usinas necessárias para estocar o volume produzido mais o volume entregue ao nó e a tecnologia mais viável para as configurações otimizadas. O resumo das capacidades de hidrogênio a serem armazenadas, em toneladas diárias, está exposto na Tabela 25.

Figura 19 – Mapa das usinas de estocagem de hidrogênio - Cenário 1



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 20 – Mapa das usinas de estocagem de hidrogênio - Cenário 2

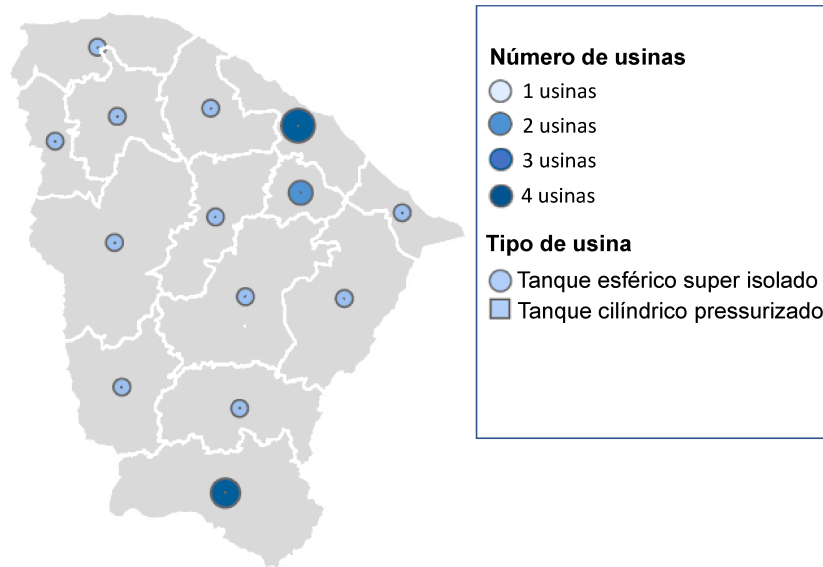


Fonte: Elaborado pela autora.

No primeiro cenário, com o objetivo de estocar as 572,20 t/d de hidrogênio verde produzidas na zona da Grande Fortaleza, é necessária a existência de duas usinas. Por outro lado, todas as outras treze regiões cearenses têm apenas uma usina, devido aos seus volumes de produto serem bem inferior em comparação com a Grande Fortaleza.

No que concerne ao segundo cenário, para estocar as 274,58 t/d produzidas e as

Figura 21 – Mapa das usinas de estocagem de hidrogênio - Cenário 3



Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 25 – Usinas para estocagem do hidrogênio

Nó	Capacidade no Cenário 1 (t/d)	Capacidade no Cenário 2 (t/d)	Capacidade no Cenário 3 (t/d)
1	59,18	988,17	1.137,53
2	21,21	42,42	63,63
3	572,20	1.144,39	1.716,58
4	17,19	34,37	51,56
5	22,23	44,45	66,68
6	19,66	39,31	540
7	182,2	376,42	676,85
8	71,72	151,43	114,93
9	20,76	41,51	62,27
10	6,44	20,39	30,58
11	27,03	54,06	81,08
12	16,62	33,25	49,87
13	13,75	12,38	18,56
14	30,72	61,27	92,17
15	80,20	160,40	240,60

Fonte: Elaborado pela autora.

869,81 t/d recebidas com origem no Cariri, serão implantadas três usinas na região Grande Fortaleza, na configuração otimizada. Além disso, a região do Cariri, a qual produz 869,81 t/d e recebe do Maciço de Baturité 118,18 t/d e da Serra da Ibiapaba 0,181 t/d, totaliza duas usinas. Exceto estas zonas, as outras doze receberão apenas uma usina.

Com a produção de 960 t/d e com a entrega de 177,53 t/d advinda do Maciço de Baturité, a zona do Cariri necessita de três usinas no terceiro cenário. Concomitantemente, as 676,85 t/d de produto no Maciço de Baturité exige a aplicação de duas usinas nesta zona. Também, na Grande Fortaleza, ao somar a produção (275,55 t/d) com as entregas destinadas à esta região (960 t/d do Cariri e 481,03 t/d do Litoral Oeste), é demandada uma capacidade de quatro usinas.

Por fim, em todos os três cenários, a utilização de tanques esféricos super isolados é predominante. Apesar disso, os custos para a transformação do hidrogênio líquido em gás comprimido, ou vice-versa, entre os processos de armazenagem em tanques líquidos e distribuição em carretas com tanques gasosos não são considerados neste trabalho.

4.2.3 Custos da cadeia otimizada

Os custos da cadeia otimizada, em dólares (\$) por kg de H₂V, são apresentados na Tabela 26. Nesta tabela, os resultados acerca dos custos unitários dispendidos em cada etapa da cadeia de suprimentos - insumos, produção, distribuição e armazenagem - podem ser comparados entre os três cenários simulados.

Tabela 26 – Custos otimizados da rede

Custo (\$ kg ⁻¹)	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Insumo	5.769,58	5.705,76	5.705,77
Produção	61,15	34,47	32,73
Distribuição	6,86	6,46	1,53
Armazenamento	6,39	3,69	2,90
Custo unitário total	5.843,98	5.750,38	5.742,95

Fonte: Elaborado pela autora.

É possível observar que, em todos os cenários, o processo de aproveitamento das fontes renováveis para a produção do H₂ ocupa o lugar mais relevante no custo da cadeia otimizada, com 5.769,58 \$ kg⁻¹, 5.705,76 \$ kg⁻¹ e 5.705,77 \$ kg⁻¹ nos cenários 1, 2 e 3, respectivamente. A etapa da produção é posicionada como a segunda mais influente no custo total, porém, esta diminui 47,5% entre os cenários otimista e pessimista. Por outro lado, a distribuição e o armazenamento do produto são os elementos de menor peso.

Além disso, os custos são inversamente proporcionais com o aumento da demanda pelo produto, no decorrer dos cenários. Isto significa que o crescimento da utilização do hidrogênio verde entre as diversas modalidades de clientes finais acarreta uma maior economia em toda a

cadeia. A economia de larga escala mais visível é referente à distribuição do H₂ entre as zonas, a qual pode ser justificada pela mudança entre os tipos de transporte predominantes utilizados nesta atividade.

Apesar do maior custo de capital envolvido na utilização das carretas de H₂L, a carga máxima por viagem da forma líquida é relevantemente superior a da forma gasosa. Isto posto, com o terceiro cenário apresentando a necessidade de transportar maiores volumes por distâncias mais longas, a aplicação das carretas de H₂L torna-se benéfica. Devido a sua capacidade máxima superior, no cenário otimista são utilizados uma menor quantidade de veículos, diminuindo em 76% os custos dessa etapa da cadeia de valor, em relação ao cenário base.

4.3 Implicações da cadeia otimizada no contexto cearense

Embora o custo unitário total atenuado ao longo dos três cenários, esses resultados não são factíveis para o investimento na cadeia, de acordo com os padrões estabelecidos na literatura (BIQUE; ZONDERVAN, 2018). Em contraponto, os valores consequentes das etapas de distribuição e armazenamento permitem a decisão de considerar qual o *gap* a ser alcançado pelo Estado do Ceará para atender a produção de energia renovável demandada nas usinas de H₂. Esta investigação pode contribuir na reavaliação da viabilidade da cadeia.

É apresentado na Tabela 27 a potência total, em GW, das usinas outorgadas até 27/04/2024, ou seja, detentoras de concessão e autorização nas fases “Construção não iniciada”, “Construção” e “Operação” nas regiões de planejamento que, nos resultados otimizados, apresentaram usinas de produção do hidrogênio. Além disso, esta tabela apresenta a energia elétrica estimada a ser gerada pelo potencial outorgado, em GWh/d. As seguintes considerações foram consideradas para o cálculo da estimativa:

- a) A energia solar estimada pode ser calculada pelo produto entre potência instalada, as horas de geração diárias e a eficiência da conversão. Para as horas de geração diárias, foi utilizado o valor médio de 5,9 horas de sol pleno por dia (CRESESB, 2018) e fator de eficiência 0,75.
- b) A energia eólica estimada pode ser calculada pelo produto entre potência instalada, as horas de geração diárias e a eficiência da geração. Para as horas de geração diárias, foi utilizado o valor de 24 horas, considerando geração durante todo o dia e fator de eficiência 0,2.
- c) Os *gaps* entre a energia outorgada e a energia necessária para o atendimento das

usinas de produção no Cenário 3 (otimista) são calculados pela diferença entre a energia estimada (Tabela 27) e a energia demandada (Tabela 21).

Tabela 27 – Potência outorgada de fontes renováveis no Ceará

	Potência outorgada		Energia estimada		Gap estimado (Cenário 3)	
	Solar (GW)	Eólica (GW)	Solar (GWh/d)	Eólica (GWh/d)	Solar (GWh/d)	Eólica (GWh/d)
Grande fortaleza	1,27	0,85	5,63	4,07	-1,78	4,05
Cariri	1,16	0	5,15	0	-20,75	
Maciço de Baturité	0	0	0	0		-18,30
Serra Ibiapaba	0,85	1,73	3,75	8,32		5,21
Sertão dos Crateús	0	0	0	0	-1,35	
Litoral Oeste	0	0,65	0	3,13	-13,00	
Ceará	17,87	5,45	79,08	26,18	31,42	4,77

Fonte: ANEEL (2024).

Apenas os potenciais outorgados na Grande Fortaleza e na Serra da Ibiapaba são capazes de suprir a energia necessária proposta no cenário otimista, para a produção do hidrogênio verde nessas zonas de planejamento. O Cariri e o Maciço de Baturité, dois principais produtores no cenário otimista, apresentam déficit acima de 80% do necessário, tornando-os inadequados para o aproveitamento.

Por outro lado, a potência outorgada no Ceará, incluindo as quatorze zonas de planejamento, supre completamente a demanda total do Estado. Isto permite conferir que as fontes renováveis solar e eólica outorgadas em abril de 2024 no Ceará possuem a capacidade de abastecer uma elevada demanda futura de hidrogênio, sendo necessário avaliar as zonas mais vantajosas para o estabelecimento das usinas, visando tornar a instalação e operação mais econômica. Esta dinâmica demonstra que, apesar do elevado custo envolvido na etapa "Insumos" da cadeia otimizada, a produção de energia renovável para abastecimento de uma futura cadeia de hidrogênio é uma realidade presente e possibilita tornar este valor viável.

5 CONCLUSÕES

5.1 Considerações finais

Esta Dissertação de Mestrado teve como objetivo propor um modelo de programação linear inteira capaz de otimizar a cadeia de suprimentos do hidrogênio verde (CSH₂V) no contexto do Estado do Ceará, situado na Região Nordeste do Brasil. Esta otimização foi baseada na redução dos custos de utilização de insumos, produção, distribuição e armazenagem do hidrogênio como única função objetivo da modelagem.

Contando com a visão de futuro estratégica tomada pela governança institucional do Estado do Ceará, bem como com a participação de empresas privadas, investimentos na construção de um *hub* de Hidrogênio no Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP) estão pondo o Estado em uma posição privilegiada no cenário nacional. O Estado será responsável pelo ramo de exportação energética em forma de hidrogênio ao mercado Europeu. Dentro desse contexto, o planejamento ou *design* da cadeia de suprimentos na conjuntura geográfica do Ceará torna-se de suma relevância para a tomada de decisão dos gestores envolvidos e para uma aplicação do produto localmente eficiente.

As atividades da CSH₂V conceitualizadas no Ceará foram:

- a) aproveitamento de três fontes de energia renovável como insumos da cadeia, sendo estas, ou amplamente difundidas (solar fotovoltaica e eólica *on-shore*), ou em estágio de projeto de viabilidade e implantação (eólica *off-shore*);
- b) utilização de duas opções tecnológicas bem estabelecidas no mercado para a produção de hidrogênio, eletrolisador alcalino e eletrolisador com membrana de troca de prótons (PEM);
- c) dois modais vigentes no Estado para a transportação do produto - rodoviário, por meio das carretas de H2L e carretas de H2G e marítimo, através de navio de H2L -, totalizando três meios de transporte;
- d) dois tipos de tanques para armazenagem, tanque esférico super isolado e tanque cilíndrico pressurizado;
- e) as atividades de distribuição e armazenagem são influenciados pelas duas formas ou estado do produto: líquido ou gás comprimido.

Os dados para o estudo de caso no Estado do Ceará foram coletados e adaptados da literatura, bem como obtidos a partir de bases de dados abertas *online*, oriundas de *sites*

de projetos governamentais. Tais dados foram: consumo da fonte de energia renovável para produção de hidrogênio, potencial instalável das fontes por zona de planejamento, parâmetros de produção, distribuição, armazenagem, estimativa das demandas industriais, das demanda para VECC e dados geográficos.

A análise de sensibilidade do modelo proposto foi realizada mediante simulação de três cenários de demanda crescente do produto. Esta demanda do hidrogênio verde pelos clientes finais no Cenário 1 foi calculada como sendo 50% da demanda do ano base (2021), caracterizando um cenário pessimista; o Cenário 2 é 100% da demanda de 2021, sendo o cenário base; e o Cenário 3 com 150% da demanda de 2021, resultando em um cenário otimista de crescimento de demanda. Foi possível concluir que o custo unitário por hidrogênio produzido na cadeia de suprimentos apresenta decréscimo perante a ampliação da demanda.

Por fim, os baixos custos nas etapas de distribuição e armazenamento possibilitam uma averiguação no *gap* entre o que a conjuntura real do Estado do Ceará pode oferecer e o necessário para o estabelecimento da cadeia de valor no melhor cenário analisado. Foi possível concluir que o potencial renovável outorgado em 2024 ultrapassa a energia requisitada no cenário otimista. Isso torna imprescindível aprofundar uma nova análise de viabilidade, reajustando a configuração da cadeia de suprimentos do hidrogênio verde no Estado com base em dados reais para alimentar as simulações.

5.2 Benefícios da abordagem proposta

A modelagem matemática em MILP proposta por esta Dissertação tem como referência o modelo proposto por Bique e Zondervan (2018) com incrementos e refinamentos de restrições, visando uma determinação mais eficaz da configuração final da cadeia de suprimento e maior aproveitamento do contexto geográfico cearense. Isto decorreu por, principalmente, quatro fatores:

- a) Linearização do modelo. O modelo de origem era um problema de programação não-linear inteira, implicando maior complexidade de solução. A linearização simplifica sua resolução e o estabelecimento de diversos cenários.
- b) Adição de restrições de balanço de massa do sistema; dos limites de capacidades mínima e máxima da produção de hidrogênio no nó; dos limites de capacidades mínima e máxima do fluxo de hidrogênio; da limitação da quantidade diária da fonte de energia disponível localmente.

- c) Incorporação da atividade de exportação do produto via modal marítimo.
- d) Produção do hidrogênio por meio de fontes renováveis, excluindo as opções derivadas das fontes fósseis e poluidoras.

Por conseguinte, o modelo conceitual e matemático aborda um cenário de transição completa para uma economia de hidrogênio verde e expande essa análise para uma variedade maior de aplicações e possíveis caminhos tecnológicos e logísticos.

O planejamento da cadeia de hidrogênio através da otimização de sua estrutura possibilita o estabelecimento deste novo mercado de forma mais eficiente, pautando a redução de custos, impactos sociais, ambientais, riscos, incertezas, entre outros. O modelo exposto é uma ferramenta de suporte à tomada de decisão para os gestores envolvidos realizarem investimentos mais assertivos, para simular cenários a partir da inserção de dados mercadológicos reais ou estimados e verificar as tendências futuras do setor.

5.3 Limitações do estudo

A falta de uma base de dados reais centralizada e bem estabelecida no mercado do hidrogênio, que abrange parâmetros tecnológicos e industriais de produção, armazenamento, distribuição, abastecimento e transformação, resulta em perdas significativas nos resultados concretos derivados das simulações. A heterogeneidade das fontes pesquisadas para a coleta dos parâmetros neste trabalho restringe a coesão final das variáveis de decisão e limita uma avaliação mais verossímil da cadeia.

Além disso, problemas operacionais que utilizam otimização matemática são abordagens dependentes do espaço e do horizonte de tempo (PAROLIN *et al.*, 2022). Este trabalho firma-se em um sistema de estado estacionário e de tempo invariante, com horizonte temporal de um dia, o que sucede na limitação de uma análise no decorrer das variações sazonais de um ano, por exemplo.

Ademais, as opções de transporte e armazenamento do hidrogênio dependem de seu estado físico, seja líquido ou gasoso. Este estudo não leva em conta a conversão de H₂ líquido em gás comprimido, ou o contrário, nos processos de armazenagem em tanques e distribuição em carretas ou navios. A exclusão dessa etapa pode resultar em uma subestimação do custo final da cadeia otimizada.

5.4 Sugestões para estudos futuros

As seguintes sugestões podem ser tomadas como base para o desenvolvimento de trabalhos futuros:

- a) Incluir etapas adicionais na função objetivo, como os custos envolvidos no processo de conversão do hidrogênio no estado líquido para gasoso - ou vice-versa - e custos da construção de postos de abastecimento de hidrogênio em VECC.
- b) Ampliar os caminhos tecnológicos consideradas, tais como a adição da armazenagem em meio material, que ainda está em desenvolvimento científico; considerar a malha de gasodutos existentes no Estado do Ceará como alternativa para a transportação do produto; comparar opções de geração centralizada *versus* distribuída no contexto cearense; estender as fontes de energia renováveis, como a biomassa.
- c) Incrementar a análise espaço-temporal, para verificar o comportamento dinâmico da cadeia em períodos sazonais ou em outros contextos geográficos de nível regional ou nacional.
- d) Realizar verificações de aspectos socio-ambientais oriundas do estabelecimento da cadeia, tais como taxa de emissão de carbono e contribuição para desenvolvimento social local.
- e) Coletar dados mais atualizados e coesos para alimentar as simulações.
- f) Realizar uma nova análise de viabilidade, restringindo a localização das usinas de produção em zonas de planejamento que possuem elevado potencial renovável outorgado, para diminuição da etapa de insumos.

REFERÊNCIAS

- ABDIN, Z.; ZAFARANLOO, A.; RAFIEE, A.; MéRIDA, W.; LIPIŃSKI, W.; KHALILPOUR, K. R. Hydrogen as an energy vector. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 120, n. 109620, 2021.
- AGARWAL, R. Transition to a hydrogen-based economy: Possibilities and challenges. **Sustainability (Switzerland)**, MDPI, v. 14, 12 2022. ISSN 20711050.
- AJANOVIC, A.; SAYER, M.; HAAS, R. The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, Elsevier Ltd, v. 47, p. 24136–24154, 7 2022. ISSN 03603199.
- ALHUMAIDAN, F. S.; HALABI, M. A.; RANA, M. S.; VINOBA, M. Blue hydrogen: Current status and future technologies. **Energy Conversion and Management**, Elsevier BV, v. 283, p. 116840, 5 2023. ISSN 01968904.
- ALMANSOORI, A.; SHAH, N. Design and operation of a future hydrogen supply chain: Snapshot model. **Chemical Engineering Research and Design**, Institution of Chemical Engineers, v. 84, p. 423–438, 2006. ISSN 02638762.
- ALRAFEA, K.; FOWLER, M.; ELKAMEL, A.; HAJIMIRAGHA, A. Integration of renewable energy sources into combined cycle power plants through electrolysis generated hydrogen in a new designed energy hub. **International Journal of Hydrogen Energy**, Elsevier Ltd, v. 41, p. 16718–16728, 10 2016. ISSN 03603199.
- ANEEL. **SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL**. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 27 abr. 2024.
- ASSOCIADOS, C. S. E.; ADECE; FIEC; SEBRAE. [atlas]-eolico-solar-ceara-2019-ebook. 2019.
- BIQUE, A. O.; MAIA, L. K. K.; MANTIA, F. L.; MANCA, D.; ZONDERVAN, E. Balancing costs, safety and co2 emissions in the design of hydrogen supply chains. **COMPUTERS & CHEMICAL ENGINEERING**, v. 129, n. 106493, 2019.
- BIQUE, A. O.; ZONDERVAN, E. An outlook towards hydrogen supply chain networks in 2050-design of novel fuel infrastructures in germany. **CHEMICAL ENGINEERING RESEARCH & DESIGN**, v. 134, p. 90–103, 2018.
- BLOOMBERGNEF. **Hydrogen Economy Outlook - Key messages**. 2020. Disponível em: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>.
- BURTON, N. A.; PADILLA, R. V.; ROSE, A.; HABIBULLAH, H. Increasing the efficiency of hydrogen production from solar powered water electrolysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 135, 1 2021. ISSN 18790690.
- CALLEJA, G.; COROMINAS, A.; MARTÍNEZ-COSTA, C.; TORRE, R. de la. Methodological approaches to supply chain design1. **International Journal of Production Research**, Taylor and Francis Ltd., v. 56, p. 4467–4489, 7 2018. ISSN 1366588X.

- CARAPPELLUCCI, R.; GIORDANO, L. Steam, dry and autothermal methane reforming for hydrogen production: A thermodynamic equilibrium analysis. **Journal of Power Sources**, Elsevier B.V., v. 469, 9 2020. ISSN 03787753.
- CEARÁ, G. do Estado do. CearÁ 2050 - juntos pensando o futuro. 2019. Disponível em: <https://www.ceara2050.ce.gov.br/artigos-e-publicacoes/categorias/107/governanca>.
- COLLET, P.; FLOTTE, E.; FAVRE, A.; RAYNAL, L.; PIERRE, H.; CAPELA, S.; PEREGRINA, C. Techno-economic and life cycle assessment of methane production via biogas upgrading and power to gas technology. **Applied Energy**, Elsevier Ltd, v. 192, p. 282–295, 2017. ISSN 03062619.
- COROMINAS, A. Supply chains: What they are and the new problems they raise. **International Journal of Production Research**, v. 51, p. 6828–6835, 11 2013. ISSN 00207543.
- CRESESB. **Potencial Solar - SunData v 3.0**. 2018. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 27 abr. 2024.
- DASH, S. K.; CHAKRABORTY, S.; ELANGO VAN, D. A brief review of hydrogen production methods and their challenges. **Energies**, MDPI, v. 16, 2 2023. ISSN 19961073.
- DOE. Hydrogen storage. 2019. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>. Acesso em: 10 ago. 2022.
- EIA. Annual energy outlook 2022. 2022. Disponível em: <https://atb.nrel.gov/electricity/2022/index>. Acesso em: 23 ago. 2023.
- ELGARAHY, A. M.; ELOFFY, M. G.; HAMMAD, A.; SABER, A. N.; EL-SHERIF, D. M.; MOHSEN, A.; ABOUZID, M.; ELWAKEEL, K. Z. Hydrogen production from wastewater, storage, economy, governance and applications: a review. **Environmental Chemistry Letters**, Springer Science and Business Media Deutschland GmbH, 12 2022. ISSN 16103661.
- EPE. **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2023: Ano base 2022**. 2023. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>.
- FAZLI-KHALAF, M.; NADERI, B.; MOHAMMADI, M.; PISHVAEE, M. S. Design of a sustainable and reliable hydrogen supply chain network under mixed uncertainties: A case study. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 45, p. 34503–34531, 2020.
- GOETSCHALCKX, M. **Supply Chain Engineering**. [S. l.]: New York: Springer, 2011.
- GOONEH-FARAHANI, S.; ANBIA, M. A review of advanced methods for ultra-deep desulfurization under mild conditions and the absence of hydrogen. **Journal of Environmental Chemical Engineering**, Elsevier Ltd, v. 11, 2 2023. ISSN 22133437.
- GOVINDAN, K.; FATTAHI, M.; KEYVANSHOKOOH, E. Supply chain network design under uncertainty: A comprehensive review and future research directions. **European Journal of Operational Research**, v. 263, n. 1, p. 108–141, 2017.
- HAJOU, A.; MGHOUCI, Y. E.; CHAOUI, M. A new solar-wind complementarity index: An application to the climate of morocco. **Renewable Energy**, Elsevier Ltd, v. 227, 6 2024. ISSN 18790682.

- HARRISON, T. P. Global supply chain design. **Information Systems Frontiers**, Kluwer Academic Publishers, v. 3, p. 413–416, 2001.
- HASSAN, I. A.; RAMADAN, H. S.; SALEH, M. A.; HISSEL, D. Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 149, 10 2021. ISSN 18790690.
- HE, G.; MALLAPRAGADA, D. S.; BOSE, A.; HEUBERGER, C. F.; GENÇER, E. Hydrogen supply chain planning with flexible transmission and storage scheduling. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 12, n. 3, 2021.
- HEIN, J.; HILDER, N. Estuarine territorialization and the port of hamburg. **Maritime Studies**, Springer Science and Business Media Deutschland GmbH, v. 22, 9 2023. ISSN 22129790.
- HERMESMANN, M.; MÜLLER, T. E. Green, turquoise, blue, or grey? environmentally friendly hydrogen production in transforming energy systems. **Progress in Energy and Combustion Science**, Elsevier Ltd, v. 90, 5 2022. ISSN 03601285.
- IEA. The future of hydrogen: Seizing today's opportunities. 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. Acesso em: 02 jun. 2022.
- IEA. Global hydrogen review 2021. 2021. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>. Acesso em: 08 mai. 2023.
- IEA. Transport. 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/transport>. Acesso em: 14 mai. 2023.
- IPECE. **IPECEDATA - Sistema de Informações Geossocioeconômicas do Ceará**. 2023. Disponível em: <http://ipecedata.ipece.ce.gov.br/ipece-data-web/>. Acesso em: 27 jul. 2023.
- ISHAQ, H.; DINCER, I.; CRAWFORD, C. A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities. **International Journal of Hydrogen Energy**, Elsevier Ltd, v. 47, p. 26238–26264, 7 2022. ISSN 03603199.
- JIANG, H.; QI, B.; DU, E.; ZHANG, N.; YANG, X.; YAGNG, F.; WU, Z. Modeling hydrogen supply chain in renewable electric energy system planning. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 58, n. 2, 2022.
- KIM, A. Y.; KIM, H. H.; LEE, H. J.; LEE, B. R.; LIM, H. K. Comparative economic optimization for an overseas hydrogen supply chain using mixed-integer linear programming. **CS Sustainable Chem. Eng.**, v. 9, n. 42, p. 14249–14262, 2021.
- KONDA, N. V. M.; SHAH, N.; BRANDON, N. P. Optimal transition towards a large-scale hydrogen infrastructure for the transport sector: The case for the netherlands. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 36, p. 4619–4635, 4 2011. ISSN 03603199.
- LEE, J. S.; CHERIF, A.; YOON, H. J.; SEO, S. K.; EON, B. J.; SHIN, H. J.; LEE, C. G.; KOWN, H. E.; LEE, C. J. Large-scale overseas transportation of hydrogen: Comparative techno-economic and environmental investigation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 165, n. 112556, 2022.
- LI, L. **Supply Chain Management: Concepts, Techniques and Practices. Enhancing Value Trough Collaboration**. [S. l.]: Singapore:World Scientific, 2007.

- LI, L.; MANIER, H.; MANIER, M. A. Hydrogen supply chain network design: An optimization-oriented review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 103, p. 342–360, 2019.
- LUBIN, M.; DOWSON, O.; Dias Garcia, J.; HUCHETTE, J.; LEGAT, B.; VIELMA, J. P. JuMP 1.0: Recent improvements to a modeling language for mathematical optimization. **Mathematical Programming Computation**, 2023.
- MA, H.; SUN, Z.; XUE, Z.; ZHANG, C.; CHEN, Z. A systemic review of hydrogen supply chain in energy transition. **Frontiers in Energy**, Higher Education Press Limited Company, 10 2023. ISSN 20951698.
- MAH, A. X. Y.; HO, W. S.; HASSIM, M. H.; HASHIM, H.; MUIS, Z. A.; LING, G. H. T.; HO, C. S. Spatial optimization of photovoltaic-based hydrogen-electricity supply chain through an integrated geographical information system and mathematical modeling approach. **Clean Technologies and Environmental Policy**, v. 24, p. 393–412, 2022.
- MANI, V.; AGARWAL, R.; GUNASEKARAN, A.; PAPADOPOULOS, T.; DUBEY, R.; CHILDE, S. J. Social sustainability in the supply chain: Construct development and measurement validation. **Ecological Indicators**, v. 71, p. 270–279, 2016.
- MASSARWEH, O.; AL-KHUZAEI, M.; AL-SHAFI, M.; BICER, Y.; ABUSHAIKHA, A. S. Blue hydrogen production from natural gas reservoirs: A review of application and feasibility. **Journal of CO2 Utilization**, Elsevier Ltd, v. 70, 4 2023. ISSN 22129820.
- MESSMANN, L.; ZENDER, V.; THORENZ, A.; TUMA, A. How to quantify social impacts in strategic supply chain optimization: State of the art. **Journal of Cleaner Production**, v. 257, n. 120459, 2020.
- MORADI, R.; GROTH, K. M. Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 23, p. 12254–12269, 2019.
- NEWBOROUGH, M.; COOLEY, G. Developments in the global hydrogen market: The spectrum of hydrogen colours. **Fuel Cells Bulletin**, v. 2020, p. 16–22, 2020.
- NIAZ, S.; MANZOOR, T.; PANDITH, A. H. Hydrogen storage: Materials, methods and perspectives. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 50, p. 457–469, 5 2015. ISSN 18790690.
- OGUMEREM, G. S.; KIM, C.; IORDANIS, K.; DIANGELAKIS, N. A.; PISTIKOPOULOS, E. N. A multi-objective optimization for the design and operation of a hydrogen network for transportation fuel. **CHEMICAL ENGINEERING RESEARCH & DESIGN**, v. 131, p. 279–292, 2018.
- OKOLIE, J. A.; PATRA, B. R.; MUKHERJEE, A.; NANDA, S.; DALAI, A. K.; KOZINSKI, J. A. Futuristic applications of hydrogen in energy, biorefining, aerospace, pharmaceuticals and metallurgy. **International Journal of Hydrogen Energy**, Elsevier Ltd, v. 46, p. 8885–8905, 2 2021. ISSN 03603199.
- PAROLIN, F.; COLBERTALDO, P.; CAMPANARI, S. Development of a multi-modality hydrogen delivery infrastructure: An optimization model for design and operation. **Energy Conversion and Management**, v. 266, n. 115650, 2022.

PELLEGRINI, L. A.; GUIDO, G. D.; MOIOLI, S. Design of the co₂ removal section for psa tail gas treatment in a hydrogen production plant. **Frontiers in Energy Research**, Frontiers Media S.A., v. 8, 5 2020. ISSN 2296598X.

PURNAMI, P.; HAMIDI, N.; SASONGKO, M. N.; SISWANTO, E.; WIDHIYANURIYAWAN, D.; TAMA, I. P.; NUGROHO, W. S.; WARDANA, I. N. G. Enhancement of hydrogen production using dynamic magnetic field through water electrolysis. **International Journal of Energy Research**, John Wiley and Sons Ltd, v. 46, p. 7309–7319, 5 2022. ISSN 1099114X.

PÉREZ-URESTI, S. I.; GALLARDO, G.; VARVAREZOS, D. K. Strategic investment planning for the hydrogen economy – a mixed integer non-linear framework for the development and capacity expansion of hydrogen supply chain networks. **Computers and Chemical Engineering**, Elsevier Ltd, v. 179, 11 2023. ISSN 00981354.

QAZI, U. Y. Future of hydrogen as an alternative fuel for next-generation industrial applications; challenges and expected opportunities. **Energies**, MDPI, v. 15, 7 2022. ISSN 19961073.

ROBLES, J. O.; AZZARO-PANTEL, C.; GARCIA, G. M.; LASSERRE, A. A. Social cost-benefit assessment as a post-optimal analysis for hydrogen supply chain design and deployment: Application to occitania (france). **Sustainable Production and Consumption**, v. 24, p. 105–120, 2020.

ROBLES, J. O.; BILLOUD, M. G.; AZZARO-PANTEL, C.; AGUILAR-LASSERRE, A. A. Optimal design of a sustainable hydrogen supply chain network: Application in an airport ecosystem. **ACS SUSTAINABLE CHEMISTRY & ENGINEERING**, v. 7, p. 17587–17597, 2019.

SACHSIDA, M. A.; GUILHERME, J.; RESENDE, L.; NACIONAL, D.; ROSENAUER, M.; FRANCKE, M.; FRIZLER, A.; PERES, E.; VENÂNCIO, S. E.; IZANA, C.; RIBEIRO, N.; JORGE, V.; FERREIRA, L.; MATHEUS, B.; BAESSO, H.; DAVOODI, A.; BERNARDO, M.; DOERR, C.; SILVA, L. D. **Relatório 3 - Oportunidades e Desafios de Fornecimento na Cadeia Produtiva de Hidrogênio Verde para as PME Cearenses**. 2022. Disponível em: <https://www.ceara2050.ce.gov.br/api/wp-content/uploads/2023/05/drive-download-20230511T150050Z-001.zip>.

SEO, S. K.; YUN, D. Y.; LEE, C. J. Design and optimization of a hydrogen supply chain using a centralized storage model. **Applied Energy**, v. 262, n. 114452, 2020.

SGARBOSSA, F.; ARENA, S.; TANG, O.; PERON, M. Renewable hydrogen supply chains: A planning matrix and an agenda for future research. **International Journal of Production Economics**, Elsevier B.V., v. 255, 1 2023. ISSN 09255273.

SIMBECK, D. R.; CHANG, E. **Hydrogen Supply: Cost Estimate for Hydrogen Pathways-Scoping Analysis**. 2002. Disponível em: <http://www.osti.gov/bridge>.

SIMOES, S. G.; CATARINO, J.; PICADO, A.; LOPES, T. F.; BERARDINO, S. di; AMORIM, F.; GÍRIO, F.; RANGEL, C. M.; LEÃO, T. P. de. Water availability and water usage solutions for electrolysis in hydrogen production. **Journal of Cleaner Production**, Elsevier Ltd, v. 315, 9 2021. ISSN 09596526.

STOCK, J. R.; BOYER, S. L. Developing a consensus definition of supply chain management: A qualitative study. **International Journal of Physical Distribution and Logistics Management**, v. 39, p. 690–711, 8 2009. ISSN 09600035.

TALEBIAN, H.; HERRERA, O. E.; MERIDA, W. Spatial and temporal optimization of hydrogen fuel supply chain for light duty passenger vehicles in british columbia. **INTERNATIONAL JOURNAL OF HYDROGEN ENERGY**, v. 44, p. 25939–25956, 2019.

VISVANATHAN, V. K.; PALANISWAMY, K.; PONNAIYAN, D.; CHANDRAN, M.; KUMARESAN, T.; RAMASAMY, J.; SUNDARAM, S. Fuel cell products for sustainable transportation and stationary power generation: Review on market perspective. **Energies**, MDPI AG, v. 16, p. 2748, 3 2023. ISSN 19961073.

WINTER, M.; BRODD, R. J. What are batteries, fuel cells, and supercapacitors? **Chemical Reviews**, v. 104, p. 4245–4269, 10 2004. ISSN 00092665.

YAKUBSON, K. I. Prospects for using hydrogen in various branches of the world economy as one of the directions of its decarbonization. **Russian Journal of Applied Chemistry**, Pleiades journals, v. 95, p. 309–340, 3 2022. ISSN 16083296.

YOON, H. J.; SEO, S. K.; LEE, C. J. Multi-period optimization of hydrogen supply chain utilizing natural gas pipelines and byproduct hydrogen. **RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS**, v. 157, n. 112083, 2022.

YU, M.; WANG, K.; VREDENBURG, H. Insights into low-carbon hydrogen production methods: Green, blue and aqua hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, Elsevier Ltd, v. 46, p. 21261–21273, 6 2021. ISSN 03603199.

YU, Z.; HAN, J.; CAO, X. Investigation on performance of an integrated solid oxide fuel cell and absorption chiller tri-generation system. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 36, p. 12561–12573, 9 2011. ISSN 03603199.

YUE, M.; LAMBERT, H.; PAHON, E.; ROCHE, R.; JEMEI, S.; HISSEL, D. Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 146, 8 2021. ISSN 18790690.

6 PARÂMETROS - ESTUDO DE CASO

Tabela 28 – Parâmetros para o consumo de fonte de energia

	Solar	Eólica <i>on-shore</i>	Eólica <i>off-shore</i>	Fonte dos dados
Custo de consumo local (\$/kW)	19	42	103	EIA (2022)
Variável de conversão (kW/kgH ₂)	9	9	9	Adaptado de Bique e Zondervan (2018)

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 29 – Potencial instalável das fontes de energia por zona de planejamento

Zona de planejamento	Solar (GWh/dia)	Eólica <i>on-shore</i> (GWh/dia)	Eólica <i>off-shore</i> (GWh/dia)
Cariri	67,56	39,67	0,00
Centro Sul	14,73	0,87	0,00
Grande Fortaleza	7,41	15,67	1386,30
Litoral Leste	13,10	40,67	0,00
Litoral Norte	21,56	26,40	0,00
Litoral Oeste	24,95	9,96	0,00
Maciço de Baturité	9,82	0,19	0,00
Serra da Ibiapaba	34,53	82,26	0,00
Sertão Central	66,33	0,50	0,00
Sertão de Canindé	11,85	0,99	0,00
Sertão de Sobral	27,33	1,02	0,00
Sertão dos Crateús	73,21	5,50	0,00
Sertão dos Inhamuns	37,63	1,56	0,00
Vale do Jaguaribe	69,50	1,22	0,00
Hamburgo (Alemanha)	0,00	0,00	0,00

Fonte: Adaptado de Associados *et al.* (2019)

Tabela 30 – Parâmetros para produção do H₂ por tipo de tecnologia da usina

	Eletrolisador alcalino		Eletrolisador PEM		Fonte dos dados
	Líquido	Gás	Líquido	Gás	
Forma do produto	Líquido	Gás	Líquido	Gás	-
Custo de capital (Mi\$)	3.988,84	3.316,41	5.584,48	4.912,05	Simbeck e Chang (2002)
Custo de produção unitária (\$/kg)	5,94	4,98	7,16	6,20	Simbeck e Chang (2002)
Custo de operação total anual (Mi\$/ano)	1.871,76	1.568,68	2.254,71	1.951,63	Simbeck e Chang (2002)
Capacidade mínima (kg)	1.000	1.000	1.000	1.000	Bique e Zondervan (2018)
Capacidade máxima (kg)	960.000	960.000	960.000	960.000	Bique e Zondervan (2018)
Fator anual (%)	90	90	90	90	Autora
Período de operação (dia/ano)			328		Autora

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 31 – Parâmetros para distribuição do H₂

	Carreta para H ₂ L	Carreta para H ₂ G	Navio para H ₂ L
Forma do produto	Líquido	Gás comprimido	Líquido
Custo de capital (\$)	500.000	250.000	412.000.000
Capacidade mínima (kg/viagem)	0	0	0
Capacidade máxima (kg/viagem)	4.082	181	1.100.000
Preço do combustível (\$/l)	1,22	1,22	1,22
Economia de combustível (km/L)	2.550	2.550	0,031
Fator anual (%)	90	90	90
Fonte dos dados	Bique e Zonder- van (2018)	Bique e Zonder- van (2018)	Lee <i>et al.</i> (2022)

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 32 – Parâmetros para o armazenamento do H₂

	Tanque esférico super isolado	Tanque cilíndrico pressurizado
Forma do produto	Líquido	Gás comprimido
Custo de capital (Mi\$)	122	1.894
Custo unitário de operação (\$/kg.dia)	0,005	0,076
Capacidade mínima (kg)	10.000	10.000
Capacidade máxima (kg)	540.000	540.000
Fator anual (%)	90	90
Período para armazenamento (dia)	1	1

Fonte: Adaptado de Bique e Zondervan (2018)

Tabela 33 – Demanda industrial

Nó	Demanda industrial (kWh/dia)		
	Pessimista	Base	Otimista
Cariri	117.275,85	234.551,70	351.827,55
Centro Sul	31.816,58	63.633,17	95.449,75
Grande Fortaleza	2.756.556,30	5.513.112,61	8.269.668,91
Litoral Leste	71.055,09	142.110,17	213.165,26
Litoral Norte	36.417,92	72.835,84	109.253,76
Litoral Oeste	13.834,57	27.669,15	41.503,72
Maçõ de Baturité	8.765,36	17.530,73	26.296,09
Serra da Ibiapaba	10.881,79	21.763,58	32.645,38
Sertão Central	26.189,35	52.378,71	78.568,06
Sertão de Canindé	7.740,84	15.481,67	23.222,51
Sertão de Sobral	41.277,73	82.555,45	123.833,18
Sertão dos Crateús	7.907,08	15.814,15	23.721,23
Sertão dos Inhamuns	621,51	1.243,03	1.864,54
Vale do Jaguaribe	117.030,17	234.060,34	351.090,51
Hamburgo (Alema- nha)*	0,00	0,00	0,00

Fonte: IPECE (2023).

Fonte: *Bique e Zondervan (2018).

Tabela 34 – Parâmetros para o cálculo da demanda de VECC

	Valores	Fonte dos dados
Média de carros por habitante	0,139	IPECE (2023)
Distância média percorrida (km/dia)	35,62	Bique e Zondervan (2018)
Economia de combustível (kgH ₂ /km)	0,018	Bique e Zondervan (2018)
Participação do mercado no cenário 1 (%)	50	Autora
Participação do mercado no cenário 2 (%)	100	Autora
Participação do mercado no cenário 3 (%)	150	Autora

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 35 – Demanda de hidrogênio para suprimento dos VECC por nó

Nó	População	Demanda VECC (kgH ₂ /dia)		
		Pessimista	Base	Otimista
Cariri	1.035.718	46.147,62	9.2295,24	13.8442,86
Centro Sul	396.705	17.675,65	35.351,31	53.026,96
Grande Fortaleza	4.167.996	185.709,91	371.419,83	557.129,74
Litoral Leste	208.530	9.291,30	18.582,59	27.873,89
Litoral Norte	408.019	18.179,76	36.359,52	54.539,28
Litoral Oeste	406.637	18.118,19	36.236,37	54.354,56
Maciço de Baturité	248.015	11.050,60	22.101,19	33.151,79
Serra da Ibiapaba	366.874	16.346,50	32.693,00	49.039,49
Sertão Central	400.510	17845,19	35.690,38	53.535,57
Sertão de Canindé	209.500	9.334,52	18.669,03	28.003,55
Sertão de Sobral	503.671	22.441,65	44.883,30	67.324,94
Sertão dos Crateús	353.381	15.745,30	31.490,60	47.235,91
Sertão dos Inhamuns	137.328	6.118,81	12.237,62	18.356,43
Vale do Jaguaribe	397.696	17.719,81	35.439,62	53.159,43
Hamburgo (Alema- nha)	1.800.000	80.201,10	160.402,19	240.603,29

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 36 – Dados geográficos: distância entre as zonas de planejamento

Zona de planejamento	Nó	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Cariri	1	-	100,3838	419,1063	362,3689	521,1796	423,6939	330,1612	301,0934	222,1989	321,7043	425,6856	260,4575	164,7093	258,0965	-
Centro Sul	2	100,38381	-	322,0231	281,1854	424,6107	323,5209	233,3479	205,1358	121,8208	221,3356	330,5966	183,1853	112,7386	176,2365	-
Grande Fortaleza	3	419,10625	322,0231	-	135,5514	241,7454	118,175	88,94564	118,2201	209,2449	130,9638	213,379	297,7722	351,7435	183,563	7800
Litoral Leste	4	362,36885	281,1854	135,5514	-	370,4522	238,9982	114,2049	115,5214	208,2825	191,8534	322,19	336,9123	352,2015	105,319	-
Litoral Norte	5	521,17959	424,6107	241,7454	370,4522	-	132,7895	272,3946	292,9622	309,9731	221,2726	97,07874	284,3078	383,4964	374,1491	-
Litoral Oeste / Vale do Curu	6	423,69386	323,5209	118,175	238,9982	132,7895	-	140,2524	162,773	202,0495	103,1731	97,18749	231,9428	313,2102	244,3071	-
Maciço de Baturité	7	330,16117	233,3479	88,94564	114,2049	272,3946	140,2524	-	29,78123	124,8009	77,89747	211,7839	234,0651	271,6359	106,5599	-
Serra da Ibiapaba	8	301,0934	205,1358	118,2201	115,5214	292,9622	162,773	29,78123	-	102,2635	82,9026	225,224	222,4424	250,2203	81,53985	-
Sertão Central	9	222,1989	121,8208	209,2449	208,2825	309,9731	202,0495	124,8009	102,2635	-	99,52074	220,6286	136,1654	147,9597	124,13	-
Sertão de Canindé	10	321,70427	221,3356	130,9638	191,8534	221,2726	103,1731	77,89747	82,9026	99,52074	-	144,3895	167,0363	226,042	158,1449	-
Sertão de Sobral	11	425,68557	330,5966	213,379	322,19	97,07874	97,18749	211,7839	225,224	220,6286	144,3895	-	188,2703	286,5183	302,5333	-
Sertão dos Crateús	12	260,45748	183,1853	297,7722	336,9123	284,3078	231,9428	234,0651	222,4424	136,1654	167,0363	188,2703	-	102,6192	260,2617	-
Sertão dos Inhams	13	164,70926	112,7386	351,7435	352,2015	383,4964	313,2102	271,6359	250,2203	147,9597	226,042	286,5183	102,6192	-	255,6102	-
Vale do Jaguaribe	14	258,09652	176,2365	183,563	105,319	374,1491	244,3071	106,5599	81,53985	124,13	158,1449	302,5333	260,2617	255,6102	-	-
Hamburgo (Alemanha)	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pela autora.