



WILLIAN PATRICK DA SILVA RODRIGUES

**MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DA REDE DE PRODUÇÃO
E DISTRIBUIÇÃO DO HIDROGÊNIO VERDE NO ESTADO
DE MINAS GERAIS**

LAVRAS – MG

2023

WILLIAN PATRICK DA SILVA RODRIGUES

**MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DA REDE DE PRODUÇÃO E
DISTRIBUIÇÃO DO HIDROGÊNIO VERDE NO ESTADO DE MINAS
GERAIS**

Artigo apresentado à Universidade Federal de
Lavras, como parte das exigências do Curso de
Engenharia Mecânica para obtenção do título
de Bacharel

Prof. Dr. Adriano Viana Ensinas
Orientador

LAVRAS– MG

2023

**MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DA REDE DE PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DO
HIDROGÊNIO VERDE NO ESTADO DE MINAS GERAIS**

**MODELLING AND OPTIMIZATION OF A PRODUCTION AND DISTRIBUTION
NETWORK OF GREEN HYDROGEN ON STATE OF MINAS GERAIS**

Artigo apresentado à Universidade Federal de
Lavras, como parte das exigências do Curso de
Engenharia Mecânica para obtenção do título
de Bacharel

APROVADO em 06 de dezembro de 2023.

Prof. Dr. Adriano Viana Ensinas – UFLA
Prof. Dr. Dimas José Rúa Orozco – UFLA

Prof. Dr. Adriano Viana Ensinas
Orientador

LAVRAS – MG

2023

*Dedico este trabalho aos alicerces da minha vida,
Aos meus pais, Lucimar e Elaine, que mesmo nos momentos mais difíceis, sempre me apoiaram incondicionalmente, e mesmo diante de limitações, buscaram proporcionar-me oportunidades que eles mesmos jamais puderam ter.
Aos meus irmãos, Grazielly e Wesley, cuja presença e incentivo foram imprescindíveis ao longo de toda a minha jornada, tanto profissional quanto pessoal.
A minha prima e madrinha Thatiany pelo apoio constante
Katia, por todos os ensinamentos de resiliência e amor ao próximo.
Aos meus sobrinhos, Clara, Théo e Vinícius, que de forma involuntária, me instigaram a buscar ser um bom exemplo, tanto como pessoa quanto como profissional.
Este trabalho é uma expressão da gratidão que sinto por cada um de vocês. Obrigado por tudo, pois, sem vocês, nada disso seria possível.*

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Prof. Dr. Adriano Viana Ensinas, e ao meu coorientador, Me. Victor Fernandes Garcia, expresse minha profunda gratidão pela orientação, apoio, paciência e incentivo inestimáveis ao longo desta jornada.

À Universidade Federal de Lavras (UFLA), agradeço pelo apoio financeiro concedido por meio do programa de monitoria e pelo acesso às licenças dos softwares TRNSYS e LINGO.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e ao projeto de incentivo FAPEMIG RED-00090-21, sou grato pelo suporte financeiro.

Aos amigos de longa data, em especial Guilherme, Gustavo, João Pedro, João Victor, Lívia, Sabrina, Sergio e Thalita, agradeço pelas inúmeras risadas, suporte e apoio constante, bem como pelas discussões enriquecedoras.

Ao meu parceiro de moradia, Thiago, agradeço por todas as conversas, discussões, reflexões e, claro, pelos “golos” nas sextas-feiras, mas, acima de tudo, por seu companheirismo e exemplo imensuráveis.

Aos amigos do "QTT", que se tornaram meus irmãos de vida, especialmente Alexandre, Gabriel Chediak, Vinicius Abreu e Vasny, agradeço por todas as conversas, brincadeiras, jogatinas, bem como pela amizade, aprendizado, apoio e incentivo constantes ao longo destes anos.

À equipe Hybrid Fórmula-E, notadamente a Alan, Gabriel, Guilherme Daúd, Josué, Raul e Vinicius de Abreu, agradeço por cada momento compartilhado, pelo enriquecimento tanto profissional quanto pessoal, e por todos os ensinamentos, desde liderança até empatia, além do companheirismo presente em cada etapa.

Aos meus colegas de curso, em especial Artur, João, Lavínia, Lucas Oliveira, Lucas Resende, Luis Renato, Maria Luiza, Marcos Ferreira e Rafaela Vidal, agradeço por cada momento compartilhado.

A todos meus companheiros da empresa IDIADA Applus, minha sincera gratidão por todo apoio e ensinamentos.

Por último, aos professores Belisário, Dimas, Henrique, Maurício e Wander, expresse minha gratidão pelos momentos de aprendizado e pelos conselhos valiosos.

Muito obrigado a cada um de vocês; vocês foram imprescindíveis nesta caminhada.

RESUMO

É possível perceber o crescimento expressivo na pesquisa e desenvolvimento de fontes renováveis de energia nos últimos anos, com foco especial no hidrogênio verde, derivado de fontes renováveis, como uma alternativa importante para a transição para uma economia de baixo carbono. O objetivo desse estudo consiste em desenvolver um modelo de Programação Linear Inteira Mista (MILP) para minimizar o custo total de produção de uma rede de abastecimento de hidrogênio verde em Minas Gerais, visando abastecer a demanda energética de 100% dos veículos leves de 15 municípios do estado. A superestrutura proposta inclui unidades de produção solar, tecnologias de produção, além de considerar diferentes meios de transporte para o hidrogênio.

Dessa forma, foram analisados diversos casos de otimização para compreender a influência de parâmetros como custos de transporte, perdas de energia, demanda de hidrogênio e a venda de créditos de carbono no sistema. Os resultados indicam que a produção descentralizada é mais viável, especialmente considerando os custos de transporte e as perdas de transmissão de energia. Além disso, a escolha do modal de transporte, bem como os fluxos de transporte, dependem dos custos e eficiência energética. Não obstante, a demanda de hidrogênio também desempenha um papel crucial na configuração da rede, com o crescimento da demanda favorecendo a produção local.

Por fim, a análise da influência da venda de crédito carbono mostra que ela pode levar a uma descentralização da rede de produção, evidenciando a importância dessa variável nas configurações das redes. Esses resultados fornecem uma boa perspectiva para futuras pesquisas e decisões estratégicas relacionadas à produção e distribuição de hidrogênio verde no país, de modo a prover meios para modelagem e otimização da infraestrutura de produção e distribuição do combustível verde.

Palavras-chave: Eletrólise. Recursos Renováveis. Hidrogênio Verde. MILP. Minas Gerais. Otimização.

ABSTRACT

It's possible to observe a notable growth in the research and development of renewable energy sources in recent years, with a special focus on green hydrogen derived from renewable sources as a significant alternative for the transition to a low-carbon economy. The aim of this study is to develop a Mixed-Integer Linear Programming (MILP) model to minimize the total cost of production for a green hydrogen supply network in Minas Gerais, with the goal of supplying the energy demand for 100% of light vehicles in 15 municipalities of the state. The proposed superstructure includes solar production units, production technologies, and considers different modes of hydrogen transportation.

Thus, various optimization scenarios were analyzed to understand the influence of parameters such as transportation costs, energy losses, hydrogen demand, and carbon credit sales within the system. The results indicate that decentralized production is more viable, especially when considering transportation costs and energy transmission losses. Additionally, the choice of transportation mode and transport flows depends on costs and energy efficiency. Nevertheless, hydrogen demand also plays a crucial role in network configuration, with higher demand favoring local production.

Finally, the analysis of the influence of carbon credit sales shows that it can lead to a decentralization of the production network, highlighting the importance of this variable in network configurations. These results provide a promising outlook for future research and strategic decisions related to the production and distribution of green hydrogen in the country, providing means for modeling and optimizing the infrastructure for the production and distribution of this green fuel.

Keywords: Eletrolysis, Renewable Resources, Green Hydrogen, MILP, Minas Gerais, Optimization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 – Fluxograma da superestrutura	9
Figura 3.2 – Fluxograma do modelo de otimização	11
Figura 3.3 – Cidades escolhidas	13
Figura 3.4 – Modelagem desenvolvida no software TRNSYS	15
Figura 3.5 – Simulação transiente em Januária (8760 horas).....	18
Figura 3.6 – Simulação transiente em Januária (24 horas).....	18
Figura 4.1 – Rede de distribuição para Minas Gerais (Caso 1).....	26
Figura 4.2 – Configurações otimizadas para as diferentes considerações.....	28

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Considerações para os casos de análise	12
Tabela 3.2 – Consumo estimado de hidrogênio verde.....	15
Tabela 3.3 – Irradiação média recebida, produzida e taxa de conversão em cada região	17
Tabela 4.1 – Balanço de crédito carbono para os casos avaliados	32
Tabela A.1 – Fluxos de entrada das unidades de conversão	36
Tabela A.2 – Fluxos de saída das unidades de conversão	36
Tabela A.3 – Coeficientes das equações de linearização	36

LISTA DE SIGLAS

AC_r	Quantidade de carbono evitada através da utilização do recurso (r)
AT_p	Área total do município (p)
$A_{p,r}$	Disponibilidade do recurso (r), no local (p)
$B_{p,r}$	Quantia comprada do recurso (r), no local (p)
$CM_{r,mo}$	Quantidade emitida de gás carbono para transportar o recurso (r) por meio do modal (mo)
$CapMax_{u,l}$	Capacidade máxima da unidade (u) para o level (l)
$CapMin_{u,l}$	Capacidade mínima da unidade (u) para o level (l)
$C_{p,r}$	Consumo do recurso (r), no local (p)
$C_{u,r}$	Consumo do recurso (r), na unidade (u)
CC	Custo de compra de recursos
CT	Custo de transporte
CV	Preço do crédito carbono
$D_{p1,r}$	Quantia demandada do recurso (r), na cidade (p1)
$d_{p1,p2}$	Distância entre cidade 1 (p1) para cidade 2 (p2)
EC_r	Quantidade emitida de gás carbono para o recurso (r)
e_p	Eficiência de conversão solar para o local (p)
$f_{p,r,mo}$	Fator de perda para o recurso (r), através do modal de transporte (mo)
$FC_{u,l}$	Coefficiente linear para linearização (em determinado level l, da unidade u)
f_a	Fator de anualização
f	Fator de operação
G_p	Índice de insolação no local (p)
HP_r	Preço do recurso (r)
$IR_{u,r}$	Fluxo de entrada do recurso (r), na unidade (u)
I	Investimento inicial
LC	Custo laboral
$MC_{r,mo}$	Custo de transporte do recurso (r) através do modal de transporte (mo)
MC	Custo de manutenção
OC	Custo devido a operações secundárias
$OC_{p,r}$	Custo de compra de determinado recurso (r), em um local (p)
$OR_{u,r}$	Fluxo de saída do recurso (r), na unidade (u)
$P_{p,u,r}$	Quantidade produzida do recurso (r), na unidade (u), no local (p)
RC	Receita da venda de crédito carbono
RP	Receita da venda do hidrogênio
$S_{p,r}$	Quantia vendida do recurso (r), no local (p)

$TFEM_{p1,p2,r,mo}$	Fluxo de saída com perdas do recurso (r), através do modal (mo), da cidade 1 (p1) para cidade (p2)
$TFE_{p2,p1,r}$	Fluxo de saída com perdas do recurso (r), da cidade 1 (p1) para cidade (p2)
$TFS_{p1,p2,r,mo}$	Fluxo de saída de cidade 1 (p1), para uma cidade 2 (p2), do recurso (r) através de modal (mo)
$TSM_{p1,p2,r,mo}$	Fluxo de saída do recurso (r) transferido entre duas cidades (p1 a p2) através do transporte (mo)
$VC_{p,u,l}$	Coefficiente angular da curva de custo para um level (l), na unidade (u), situada no local (p)
$W_{p,u}$	Área demandada para produção solar para unidade fotovoltaica (u) no local (p)
$w_{level_{p,u,l}}$	Nível de capacidade de uma unidade (no level l, unidade u e cidade p)
$w_{p,u,l}$	Fator de ajuste de escala para um level (l), na unidade (u), no local (p)
y_{level}	Variável binária, 1 se uma determinada unidade (u) existir, 0 caso contrário
$y_{p,u,l}$	Variável binária, 1 se a unidade (u) irá existir naquele level (l), em determinada localidade (p)
$y_{p,u}$	Variável binária, 1 se a unidade (u) irá existir no local (p)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	REFERENCIAL TEÓRICO	2
	2.1. Redução da emissão dos gases de efeito estufa (GEE's)	2
	2.2. Veículos movidos a célula combustível (FCEV's)	3
	2.3. Pesquisa operacional	3
	2.3.1. Programação linear	4
	2.3.2. Método simplex.....	4
	2.3.3. Programação inteira.....	5
	2.4. Estado da arte	5
3	METODOLOGIA.....	7
	3.1. Descrição da superestrutura.....	7
	3.2. Modelagem MILP e principais considerações	9
	3.3. Localidades escolhidas para análise	13
	3.4. Demanda estimada de hidrogênio.....	14
	3.5. Dados de conversão fotovoltaica	15
	3.6. Distância entre localidades	18
	3.7. Análise de custos.....	19
	3.8. Função objetivo.....	20
	3.9. Restrições	21
	3.9.1. Capacidade e ajuste de escala.....	22
	3.9.2. Balanço de massa	23
	3.9.3. Disponibilidade e demanda.....	23
	3.9.4. Transporte e produção.....	24
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	24
5	CONCLUSÕES.....	32
	REFERÊNCIAS	33
	APÊNDICES.....	36
	APÊNDICE A - TABELAS	36
	A.1 – Fluxos de entrada das unidades de conversão	36
	A.2 – Fluxos de saída das unidades de conversão.....	36
	A.3 – Coeficientes das equações de linearização.....	36

1 INTRODUÇÃO

É notório que nos últimos anos, houve um aumento considerável em relação à pesquisa e desenvolvimento de fontes renováveis de energia, haja vista a crescente preocupação com as emissões de gases nocivos ao ambiente, tal como os GEE's (gases de efeito estufa). Nesse contexto, o hidrogênio advindo de fontes renováveis, também denominado hidrogênio verde, vem sendo cotado como uma das principais alternativas para transição para economia de baixo carbono, visto sua grande versatilidade.

Com o fito de atingir as metas ambiciosas de descarbonização até 2050, nos últimos três anos foram anunciados mais de 100 novos projetos em larga escala de hidrogênio em diversos países, com investimentos estimados de centenas de bilhões (CNI, 2022). Nesse contexto, o Brasil possui fortes características que possibilitam sua consolidação nesse mercado, tal como sua posição geográfica e seu potencial de geração sustentável de energia, visto que a eletricidade representa a principal parcela de gasto na produção do CO₂.

É evidente que para tornar esse cenário factível, é necessário o desenvolvimento de uma rede completa de distribuição de hidrogênio para as diversas regiões do país, de modo a integrar sua cadeia produtiva e assim encontrar o cenário ótimo para sua comercialização. No entanto, em processos em larga escala, a tomada de decisão é dificultada, em detrimento da quantidade de possibilidades existentes dentre as diversas tecnologias, modais de transporte e localidades. Dessa forma, de modo a atuar como ferramenta auxiliar na tomada de decisão do projetista, foram desenvolvidas diversas técnicas empregadas no estudo da simbiose industrial, na qual uma das mais empregadas é a MILP - *Mixed Integer Linear Programming*, sendo comumente utilizada em análise e otimização de sistemas complexos e com inúmeras variáveis, de modo a caracterizar uma ferramenta poderosa e flexível, podendo ser adaptada a diversos processos (KANTOR, 2020).

Com o intuito de prover material auxiliar para futuros projetos, o objetivo principal deste trabalho consiste em desenvolver um modelo MILP, que forneça informações como fluxo mássico, tecnologias, modais de transporte e localidades de produção ótimas para o arranjo, a fim de reduzir o custo de produção unitário do gás. Para um estudo fidedigno, serão utilizados dados obtidos a partir de um estudo de caso referente a substituição de 100% dos combustíveis utilizados em veículos leves (Gasolina tipo C e Etanol Hidratado) por hidrogênio aplicado a FCEV's (do inglês *Fuel Cell Electric Vehicles*) abastecidos com hidrogênio verde, este produzido a partir de fonte solar.

Por fim, também é interessante a realização de uma análise de sensibilidade, a fim de verificar a influência dos parâmetros na função objetivo configurada, isto é, como a mudança nos custos e disponibilidade de cada etapa da rede de distribuição afeta a decisão do programa. Este trabalho está apresentado da seguinte forma, contextualização com as principais referências bibliográficas utilizadas para o embasamento teórico do projeto, metodologia empregada na formulação e modelagem da rede de hidrogênio, estudo de caso, análise da influência de cada parâmetro considerado, além das configurações obtidas pelo modelo, e por fim a conclusão do estudo.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

O hidrogênio verde vem sendo uma boa opção para participar da transição para uma economia de baixo carbono, entretanto, ainda é necessário estudos e aprimoramento para a rede de distribuição do gás no país, haja vista que é uma tecnologia nova e pouco empregada atualmente. Nessa perspectiva, diversos trabalhos vêm sendo realizados no âmbito da otimização de redes de abastecimento de hidrogênio, na tentativa de utilizar os recursos de modo mais eficiente possível e assim reduzir os custos agregados, de modo a viabilizar a utilização desse combustível em âmbito mundial. A seguir estão presentes alguns tópicos que servirão para o embasamento teórico do estudo.

2.1 Redução da emissão dos gases de efeito estufa (GEE's)

Em 12 de dezembro de 2015, os países signatários da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) se reuniram para discutirem a redução e os efeitos das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), tais como o dióxido de carbono, gás metano, óxido nitroso e sulfúrico. A partir dessa reunião, surge o acordo de Paris, um tratado global em que os governos participantes se comprometeram a metas ousadas de redução de GEE, de forma a limitar o aumento da temperatura média do planeta a 1,5 °C. (GONÇALVES, 2017).

Com relação ao governo brasileiro, este se comprometeu a reduzir as emissões de gases GEE em 37% até 2025, seguindo de 43% até 2030, com referência nas emissões do ano de 2005. (MCTI, 2017). De acordo com o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, o setor de transporte corresponde a cerca de 20% das emissões totais de gases poluentes, sendo que mais da metade dessas emissões são provenientes de veículos leves.

Dessa forma, para atender as metas impostas no acordo de Paris, é necessário medidas para redução da emissão em detrimento desses veículos. Assim, uma das possíveis soluções para contornar essa problemática seria a transição energética de combustíveis fósseis para alternativas mais limpas e renováveis, tais como os veículos movidos a hidrogênio.

2.2 Veículos movidos à célula combustível (FCEV's)

Os FCEV's (do inglês *Fuel Cell Electric Vehicles*) são automóveis movidos a hidrogênio comprimido, em suma, são veículos elétricos que diferem dos convencionais por não possuírem enormes baterias, visto que são equipados com células de combustível, essas que possibilitam a conversão da energia química do gás em energia elétrica. Além disso, outra vantagem dos FCEV's é sua alta eficiência e autonomia, conseguindo percorrer mais de 800 milhas com apenas um tanque de gás hidrogênio, sendo necessário apenas alguns minutos para sua recarga (TOYOTA, 2021).

De modo antagônico ao observado nos veículos a combustão, os FCEV's não emitem gases nocivos ao ambiente, uma vez que em seu processo de geração de energia elétrica há a produção apenas de vapor de água (H_2O).

Assim, os veículos equipados com célula combustível representam uma ótima alternativa de substituição aos veículos de combustão convencionais, haja vista suas características de funcionamento e desempenho. Não obstante, os FCEV's conseguem suprir um importante gargalo presente nos veículos elétricos convencionais, uma vez que podem abastecer em um curto período, assim sendo factíveis também para viagens longas. É importante salientar que embora do ponto de vista ambiental os FCEV's sejam excelentes, atualmente esses automóveis ainda estão em fase de demonstração, uma vez que a maioria dos países ainda não possuem uma infraestrutura de abastecimento específica para armazenamento do gás hidrogênio nas condições necessárias, de forma a limitar sua utilização em larga escala.

2.3 Pesquisa operacional

A Pesquisa Operacional (PO), como o próprio nome sugere, retrata o estudo sobre as operações, sendo aplicada a problemas que envolvem a condução e coordenação das operações, ou seja, suas atividades. Nas últimas décadas, a PO tem sido aplicada a áreas diversas, como manufatura, transportes, construção, serviços públicos e comunicação, muitas vezes sendo implementada em larga escala. (HILLIER ; LIBERMAN, 2013).

Em resumo, ainda de acordo com HILLIER & LIBERMAN (2013), o processo de pesquisa inicia-se com a investigação do gargalo, incluindo a coleta cuidadosa de dados, seguindo da construção de um modelo científico que busca encontrar a situação ótima para as atividades da organização, ou seja, uma formulação matemática que tenta representar, de forma suficientemente precisa, o problema real em análise. Na última fase de desenvolvimento, são realizados testes e modificações necessárias à formulação, seguindo de sua validação e aplicação efetiva.

Dessa forma, a PO desempenha papel crucial no projeto de redes de abastecimento, possibilitando o emprego de uma variedade de ferramentas e técnicas de modelagem, análise e otimização de sistemas, tais como Programação Linear e Não-Linear, multi-períodos, dentre outros. Assim, a partir da aplicação desses métodos, é possível contribuir para a eficiência do arranjo, reduzindo a utilização de recursos e auxiliando na tomada de decisão do gestor.

2.3.1 Programação linear

A programação linear (PL) é uma abordagem matemática muito utilizada no século XX, sendo empregada no ramo de Pesquisa Operacional. Assim como outras modelagens, envolve o planejamento de atividades para encontrar o ponto ótimo do arranjo, ou seja, alocar os recursos limitados da melhor forma possível.

Em relação a sua estruturação, o modelo PL consiste em funções objetivos e um conjunto de restrições matemáticas estritamente lineares, essas que ditam o escopo e a finalidade do modelo, seja maximização ou minimização das variáveis intrínsecas, de forma a oferecer uma abordagem quantitativa para a tomada de decisão. Não obstante, a programação linear (PL) pode ser combinada com metodologias de solução, tal como “método simplex”, assim conseguindo solucionar problemas de larga escala. (HILLIER & LIBERMAN; 2013). É importante ressaltar que a programação linear possui certas limitações, haja vista considerar valores não-inteiros para as variáveis de decisão, assim, se distanciando de problemas práticos, que muitas vezes requerem recursos que são fracionários.

2.3.2 Método Simplex

O método simplex é um procedimento extremamente eficiente que emprega técnicas algébricas e geométricas. O método foi desenvolvido pelo matemático George Dantzig, no

verão de 1947, época em que enfrentava dificuldade para resolução de problemas de alocação de recursos e logística (DANTZIG, 1990). Atualmente, essa ferramenta é amplamente utilizada para resolução de problemas lineares em larga escala.

A metodologia aplicada consiste em encontrar o ponto ótimo do problema a partir de uma região viável, ou também denominada “poliedro viável”, um espaço multidimensional definido pelas restrições lineares do problema, de modo que os pontos de otimização para função objetivo estão nos vértices do poliedro (HILLIER; LIBERMAN, 2013). Em suma, este é um método iterativo, em que a cada etapa há a definição e avaliação de uma direção de melhoria e consequente atualização da variável, até convergir para o ponto ótimo do modelo.

2.3.3 Programação Inteira

A Programação Inteira, ou também denominada Programação Linear Inteira é uma extensão da Programação Linear (PL), que contorna a limitação presente na PL, visto que sua modelagem possui uma restrição de integralidade, ou seja, as variáveis agora adotam valores inteiros. Assim, quando todas as variáveis são caracterizadas por essa integralidade, têm-se um problema de Programação Linear Inteira Binária, outrora, se apenas algumas variáveis correspondem a esse critério, há então um modelo de Programação Linear Inteira Mista (do inglês *Mixed Integer Linear Programming - MILP*) (ALVES; DELGADO, 1997).

Tendo em vista os fatos supracitados, a implementação da Programação Inteira pode ser uma ótima solução para problemas que envolvam quantidades discretas ou ainda que possuam restrições práticas que requeiram um valor inteiro, sendo assim amplamente utilizada em Pesquisa Operacional de áreas como logística, planejamento de produção e alocação de recurso.

2.4 Estado da Arte

Nesse tópico serão apresentados os trabalhos mais relevantes nos últimos anos relacionados a análise e otimização de distintas redes de distribuição, desde modelos simples de logística até utilização de modelagem integrada ao Sistema de Informação Geográfica (GIS).

Primeiramente, em seu trabalho acerca da otimização uma cadeia de produção de biocombustíveis, Kim et al (2010) utilizou a modelagem MILP integrada ao Sistema de Informação Geográfico (GIS) para otimização do lucro do processo em análise. Em seu estudo, o autor considerou a rede sendo composta por matéria-prima, produção de biocombustível em duas possíveis estruturas (produção centralizada e descentralizada) e por último, o custo de

transporte. A partir de estimativas de custo providas por uma empresa real e as distâncias obtidas por software GIS, os autores fizeram um estudo comparativo entre os arranjos descentralizado e centralizado, alterando a demanda em cada situação para possíveis flutuações e assim verificando a solução ótima em cada situação. Como resultado, verificaram que o modelo de estrutura descentralizada provia um maior lucro para a empresa, sendo assim mais atrativo, além disso verificaram que o custo de transporte total era inferior nesse caso, impactando diretamente no resultado. Por fim, concluíram que quanto menor a demanda, mais centralizadas eram as respostas providas pela modelagem, evidenciando uma relação direta entre quantidade demandada e localização dos polos de produção.

Similar ao apresentado por Kim et al (2010), Jeong (2019) traz um estudo de caso acerca de uma cadeia de suprimentos de biodiesel no Norte dos Estados Unidos. Para estudo integrado, os autores também fazem a utilização da modelagem MILP vinculado a uma base de dados geográfico (ARCGis) para análise espacial, de modo a buscarem como finalidade a minimização do custo do combustível, considerando em sua análise tanto os custos de transporte e recursos primários, quanto de edificações. De modo a adaptar o estudo de caso para modelagem linear, os pesquisadores linearizaram as curvas de custo em três níveis distintos, variando com base na escala da planta. Como solução ótima para o estudo, obtiveram duas possíveis localidades para instalação das usinas, de modo que ambas se situam em regiões com alta produção de matéria-prima. Assim, após um estudo de sensibilidade, concluíram que o custo de transporte é o fator de maior impacto na resposta ótima da rede de abastecimento, uma vez que necessitam diminuir em cerca de 50% para o modelo retornar outra configuração para o arranjo.

Outrora, Han et al (2013) traz uma análise multiobjetivo de três possíveis cenários acerca da otimização e projeto de uma infraestrutura de distribuição de hidrogênio, realizada para um estudo de caso na Coreia do Sul. Em sua metodologia, os autores estruturam um modelo matemático linear misto (MILP) em conjunto com metodologia Fuzzy para caracterização multiobjetivo, visando a otimização da infraestrutura de hidrogênio em três diferentes âmbitos, sendo a minimização dos custos econômicos, risco relativo e custo de mitigação de CO₂, uma vez que analisa a produção do gás a partir de duas tecnologias distintas, reforma de metano e eletrólise. Como resultado, perceberam que as usinas de produção de hidrogênio a partir de reforma do metano tendem a ter características centralizadas, entretanto sendo mais viável a produção local em cada região consumidora. Além disso, para o caso descentralizado e com objetivo de minimização do risco, a solução ótima obtida é referente a

produção de hidrogênio a partir da eletrólise e transporte através de gasodutos. Por fim, no cenário misto de produção, a modelagem descentralizada tem vantagem e a solução ótima apresenta um misto entre produção por eletrólise e por SMR, balanceando custo e segurança.

Não obstante, sendo uma das principais referências deste trabalho, Li et al (2020) retrata um estudo de caso na França, relativo à otimização integrada entre uma rede de suprimento de gás hidrogênio e planejamento de estações de abastecimento de FCEV's. Dessa forma, os autores empregam modelagem MILP multiobjetivo para análise e tomada de decisão para diversos cenários, levando em consideração panoramas positivos e negativos de custo, demanda de hidrogênio para FCEV's na região, matéria-prima, além de diversas tecnologias de produção, armazenamento e transporte do gás. Assim, ao final do trabalho, os pesquisadores comprovaram a necessidade de integralização entre as duas redes, tanto de produção quanto planejamento de postos de abastecimento. Além disso, a partir das diversas soluções ótimas (uma para cada cenário), foi possível perceber que o preço de venda de crédito carbono influencia diretamente a viabilidade das plantas eletrolíticas, visto que em um cenário com baixo preço do crédito as plantas SMR são mais viáveis. Outrora, concluíram que um mix entre estações centralizadas e descentralizadas consegue prover soluções mais amplas e eficientes para a estrutura integrada.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo será apresentada a metodologia empregada para a realização do estudo, incluindo as considerações realizadas, descrição da superestrutura, modelo de otimização, balanços de massa, demanda de cada localidade, além da construção de um modelo transiente de produção fotovoltaica.

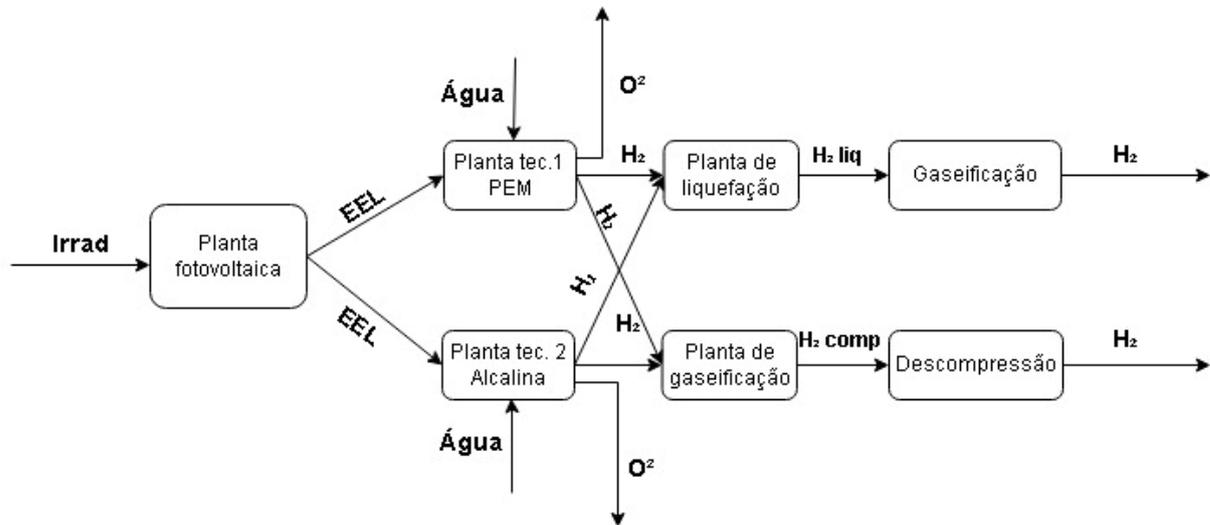
3.1 Descrição da Superestrutura

A superestrutura proposta neste estudo consiste em uma rede de produção e distribuição de hidrogênio verde em Minas Gerais, visando atender a demanda de 15 localidades distribuídas pelo estado. O sistema considera duas tecnologias de produção distintas: a eletrólise PEM (*Proton Exchange Membrane*) e a eletrólise alcalina. Com o objetivo de promover a sustentabilidade, o arranjo proposto inclui unidades de produção solar que fornecem a energia necessária para suprir a demanda dos eletrolisadores e dos equipamentos auxiliares do sistema, como compressores.

Além disso, a configuração adotada contempla o transporte de eletricidade entre os municípios por meio de cabos (DC), e de hidrogênio nas fases comprimida e líquida, utilizando dois modais de transporte: caminhões-tanque para o hidrogênio comprimido e tubulares para o hidrogênio líquido. Essa estrutura permite que uma cidade (P1) produza eletricidade e a transporte para outra cidade consumidora (P2), que utiliza essa energia para a produção local de hidrogênio. Através da configuração proposta, busca-se encontrar o ponto ótimo para a produção e o fornecimento de hidrogênio verde em Minas Gerais, considerando a geração de energia solar, a seleção adequada das localidades para produção solar, tecnologias de eletrólise e a escolha eficiente dos modais de transporte.

Dessa forma, com o objetivo de modelar os processos reais, inicialmente foram estabelecidas unidades individuais que caracterizam cada etapa presente na rede de hidrogênio proposta. Neste estudo, consideramos sete unidades distintas: Produção Solar, Eletrolisadores PEM, Eletrolisadores Alcalinos, Liquefação, Compressão, Gaseificação e Descompressão. Cada uma dessas unidades possui fluxos de entrada e saída, desempenhando o papel de converter um recurso específico em outro. Por exemplo, na unidade de “Planta Solar”, o fluxo de entrada consiste na irradiação capturada pelas usinas fotovoltaicas, gerando eletricidade que alimenta os eletrolisadores (PEM ou Alcalinos). Nessa unidade em específico, ao combinar o fluxo de entrada proveniente das usinas fotovoltaicas com o fluxo de água, o resultado é a produção de hidrogênio gasoso como produto de saída, como exemplificado na Figura 3.1. Esse caminho ocorre desde a matéria-prima inicial (a fonte solar utilizada para abastecer as usinas fotovoltaicas) até a satisfação da demanda das 15 cidades analisadas (saída de H_2 na última etapa). Os fluxos de entrada e saída adotados para o estudo estão presentes na Tab. A1. e Tab. A2., respectivamente, ambas apresentadas no material complementar.

Figura 3.1 - Fluxograma da superestrutura.



Fonte: Do autor (2023)

3.2 Modelagem MILP e principais considerações

Tendo em vista a complexidade da configuração adotada para a rede de distribuição abordada neste estudo, a busca por um ponto ótimo para o sistema apresenta um desafio significativo, haja vista a quantidade de combinações possíveis para análise, em detrimento principalmente do número de cidades adotado no estudo. Nesse contexto, a metodologia empregada fundamentou-se na utilização de uma formulação matemática amplamente reconhecida no âmbito logístico, conhecida como Programação Linear Inteira Mista (MILP, do inglês *Mixed Integer Linear Programming*). De modo sucinto, essa abordagem tem como objetivo solucionar eficientemente a função objetivo do problema, considerando balanços de entrada e saída e restrições relacionados a massa, energia e disponibilidade de recursos, representando, assim, uma ferramenta essencial para a tomada de decisões.

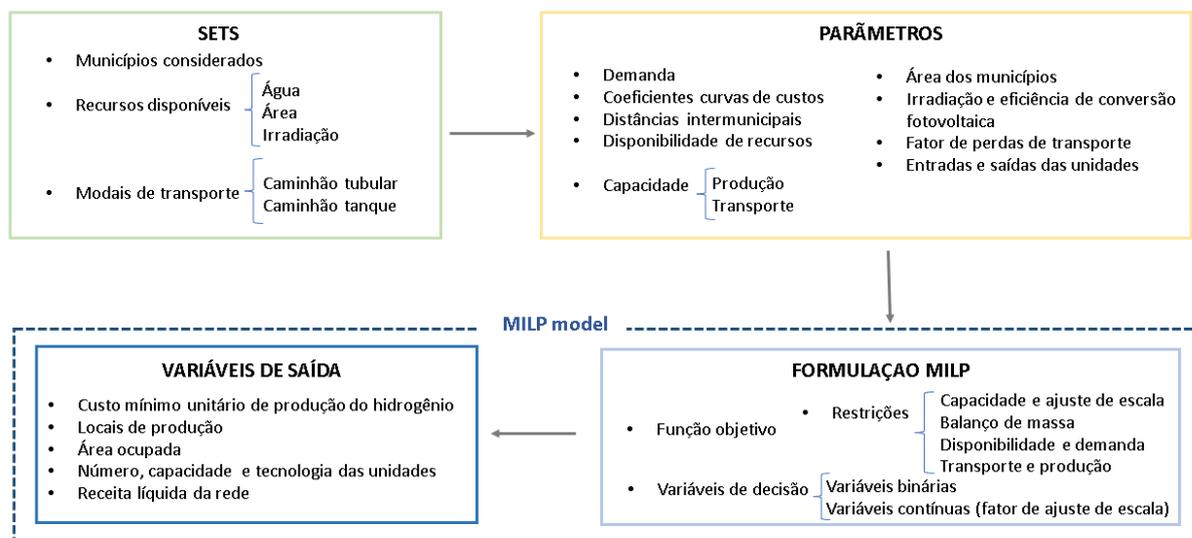
Para a implementação do modelo, o software LINGO 20, desenvolvido pela empresa LINDO Systems, foi adotado em conjunto com o Excel, que abastece o software com os dados e informações do sistema. Nessa otimização, a ênfase foi direcionada à minimização do custo de produção da rede de abastecimento, de modo a identificar a combinação ou conjunto de combinações que atendesse aos requisitos propostos. Como resultado, o modelo fornece informações sobre as localidades, fluxos e fatores de capacidades mais viáveis, bem como as tecnologias de produção e transporte que devem ser adotadas para alcançar o objetivo estabelecido.

A Figura 3.2 apresenta uma representação visual do funcionamento do modelo de otimização empregado na análise. Em síntese, o processo se inicia com a definição dos "sets", abrangendo conjuntos considerados no modelo, tais como aglomerados de municípios, recursos

disponíveis e modais de transporte ponderados. Em seguida, são especificados os parâmetros relacionados à rede de distribuição, incluindo demanda de hidrogênio, distâncias entre os municípios, fatores de perda, entre outros. É importante ressaltar que esses parâmetros são considerados fixos, não variáveis, ou seja, servem como inputs para o modelo de otimização.

Em seguida, com base nos dados fornecidos, a modelagem MILP é estabelecida, sendo composta pela função objetivo e restrições (modeladas de acordo com a Seção 3.9). Assim, com base nos dados da rede de produção e distribuição de hidrogênio, a formulação matemática é capaz de realizar iterações e retornar as variáveis de saída do que permitem a obtenção do ponto ótimo de operação da rede, tendo em vista o cenário analisado. Desse modo, com base na infraestrutura proposta, o modelo é capaz de otimizar uma série de variáveis, tal como as cidades designadas como produtoras e consumidoras, fluxos de transporte dos recursos, incluindo energia elétrica, água e hidrogênio, tecnologias de produção e modais de transporte, além da quantidade de créditos de carbono vendidos e o dimensionamento de cada unidade da superestrutura, de modo a permitir a obtenção do custo mínimo de produção do hidrogênio para a configuração proposta, no qual é inserido no modelo como sendo a função objetivo. Ademais, como comentando anteriormente, a Figura 3.2 permite uma melhor visualização de como ocorre o processo de otimização desenvolvido.

Figura 3.2 – Fluxograma do modelo de otimização



Fonte: Do autor (2023)

Ademais, buscando uma melhor eficiência computacional, a modelagem MILP foi empregada em conjunto ao software LINGO 20 (LINDO, 2020), proporcionando obter uma

metodologia robusta e eficiente para resolver o problema de otimização da rede de abastecimento de hidrogênio em questão. Ao considerar a minimização dos custos e as restrições operacionais, esse modelo oferece uma base sólida para a tomada de decisões estratégicas, auxiliando na identificação de soluções ótimas ou próximas do ótimo, impulsionando, assim, a eficiência e a viabilidade econômica do sistema de produção e distribuição de hidrogênio em Minas Gerais.

Além disso, para melhor compreensão do modelo e entender como o modelo se comporta, foram realizadas a análise de seis diferentes casos de otimização, em que os parâmetros e custos do sistema foram alterados, com o intuito de verificar a influência de cada um destes. A Tabela 3.1 resume cada um dos casos abordados.

Tabela 3.1. Considerações para os casos de análise

	Variação de demanda	Fator de perdas por transmissão elétrica	Fator de perdas por modal de transporte	Custos de logística	Crédito carbono
Caso 1		X	X	X	X
Caso 2			X	X	X
Caso 3			X		
Caso 4		X	X		
Caso 5		X	X		X
Caso 6	X	X	X	X	X

Fonte: Do autor (2023)

Não obstante, para construção do modelo para otimizar a superestrutura, foram empregadas algumas considerações:

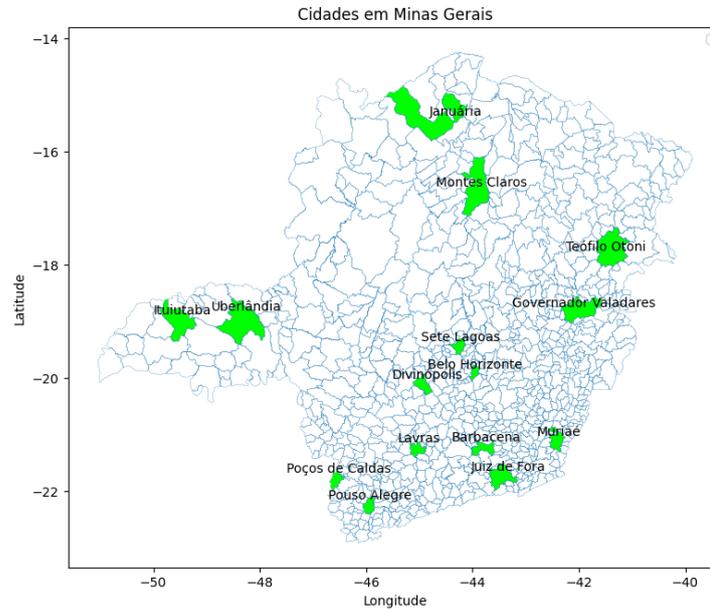
- Disponibilidade de área para instalação dos painéis solares é limitada a 5% da área não urbanizada do município (Ven, 2021);
- Planta fotovoltaica é conectada à rede de distribuição, no somatório anual, o saldo energético deve ser nulo ou positivo, isto é, não há importação de energia da rede no saldo anual.
- Crédito carbono é calculado com base no balanço entre emissões derivativas da logística de transporte e emissões evitadas pela substituição dos combustíveis fósseis (considera-se 100 US\$/ton.CO₂);

- Os processos operam 8760 horas no ano;
- Dados de demanda de combustível referentes ao ano de 2020;
- Oxigênio é descartado no processo;
- Fator de perda por transporte = 0,2% a cada 100 km para caminhões e 0,1% a cada 100 km para eletricidade;
- Venda do hidrogênio apenas localmente, isto é, é necessário transportar o combustível até determinada localidade e só após seu traslado é possível sua venda.
- Hidrogênio necessita estar na forma gasosa em seu estado final, os custos de compressão para abastecimento em FCEV's não foi considerado no modelo, uma vez que esta etapa é um processo específico para os postos de abastecimento.
- Energia elétrica consumida para processo de regaseificação é considerada equivalente a regaseificação do gás natural, já relativa à descompressão é desconsiderada.

3.3 Localidades escolhidas para análise

Para análise e otimização da rede de distribuição, foram selecionadas 15 cidades para serem potenciais sedes das unidades de geração fotovoltaica e de produção de hidrogênio, podendo estas conterem as duas unidades, apenas uma ou ainda nenhuma, e por conseguinte ser apenas uma localidade consumidora. É interessante salientar que a escolha dos locais não foi feita de maneira aleatória, mas sim objetivada para que houvesse certa heterogeneidade com relação à radiação recebida em cada região, de modo a ser possível a análise dos efeitos desse parâmetro na rede de distribuição. A Figura 3.3 apresenta as cidades escolhidas.

Figura 3.3 - Cidades Escolhidas.



Fonte: Do autor (2023)

3.4 Demanda Estimada de Hidrogênio

Com relação à demanda estimada de hidrogênio para cada cidade, essa é obtida com base na estatística de consumo anual de Gasolina Tipo C e Etanol Hidratado, fornecida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2020). Já a conversão entre os combustíveis é feita com base na quilometragem total percorrida anualmente em detrimento da utilização desses, assim estipulou-se a distância média percorrida por veículos populares, dessa forma adotou-se um rendimento de 13,9 km/l para a gasolina, 9,5 km/l para o álcool e 240,7 km/kg para o hidrogênio. Desse modo, com base na soma das quilometragens percorridas em cada cidade, é possível encontrar a quantidade necessária de hidrogênio para suprir toda a demanda de transporte de veículos leves de cada município, considerando que estes fossem veículos elétricos com célula a combustível (FCEV, na sigla em inglês - *Fuel Cell Electric Vehicles*), como apresentado na Tab. 3.2.

Tabela 3.2. Consumo estimado de Hidrogênio Verde

Cidades	Gasolina C [Litros/ano]	Etanol Hidratado [Litros/ano]	Demanda H_2 [Ton/ano]
Januária	6.137.000,00	2.928.841,00	467,43
Montes Claros	58.656.500,00	65.071.711,00	5.931,01
Uberlândia	118.595.623,00	178.394.915,00	13.839,89

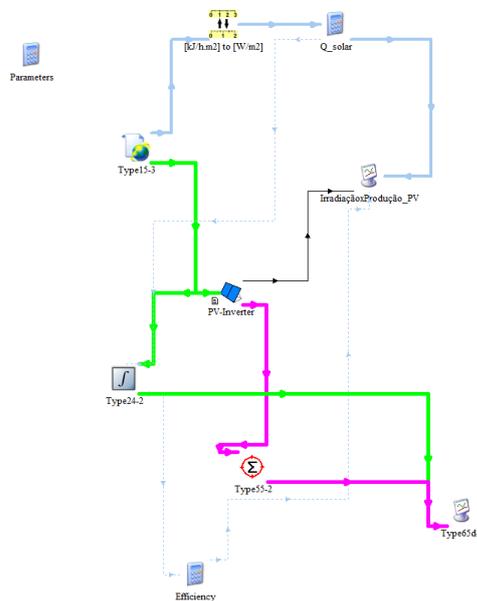
Sete Lagoas	42.730.000,00	36.786.550,00	3.901,60
Lavras	20.722.150,00	10.896.400,00	1.618,07
Belo Horizonte	409.802.538,00	506.087.410,00	43.468,05
Divinópolis	43.904.935,00	29.257.012,00	3.671,79
Ituiutaba	15.352.144,00	21.484.050,00	1.728,06
Pouso Alegre	30.382.400,00	36.292.901,00	3.174,22
Teófilo Otoni	21.775.877,00	15.937.800,00	1.877,45
Barbacena	23.325.500,00	15.322.000,00	1.941,98
Muriae	19.226.900,00	15.399.207,00	1.710,05
Poços de Caldas	22.602.500,00	36.292.901,00	2.728,19
Governador Valadares	40.191.130,00	28.761.667,00	3.439,33
Juiz de Fora	87.604.818,00	75.966.791,00	8.020,64

Fonte: Autor (2023)

3.5 Dados de conversão fotovoltaica

Para produção do hidrogênio verde a partir da eletrólise, foi realizado a análise da conversão de energia solar a partir de painéis fotovoltaicos. De modo distinto do encontrado na literatura atual, ao invés de considerar um fator de conversão médio para as cidades analisadas, o presente trabalho analisou os parâmetros de absorção de radiação e geração fotovoltaica para cada município individualmente. Para isso, foi elaborado um modelo de usina fotovoltaica no software TRNSYS (TESS, 2022), levando em conta parâmetros reais dos painéis solares, inversores e dados climatológicos, assim possibilitando a simulação transiente da produção elétrica para cada local, possibilitando uma maior acurácia para o modelo de programação linear. O sistema estruturado pode ser visualizado pela Figura 3.1.

Figura 3.1 – Modelagem desenvolvida no software TRNSYS



Fonte: Autor (2023)

Na representação esquemática apresentada na Fig. 3.4, cada elemento desempenha um papel significativo na simulação transiente, estes que são interligados por setas que indicam a trajetória do fluxo de informação do modelo, ou seja, dados de saída de um item abastecem a entrada de outro. Inicialmente, no que concerne ao componente Type 15-3, este atua na aquisição dos dados climáticos referentes a cada região a ser analisada, englobando informações sobre irradiação horizontal, ângulo azimutal e de superfície, dentre outras variáveis que são utilizadas pelos painéis solares (representados pelo componente Type 190d).

Assim, munido das informações climatológicas fornecidas, o Type 190d desempenha a função primordial de simular o desempenho elétrico do conjunto fotovoltaico, com o intuito de se aproximar da energia gerada em uma usina solar real, incluindo a quantificação dos efeitos de perda ocasionados pelo aquecimento dos painéis, bem como a eficiência intrínseca dos inversores. Nesse contexto, esse componente é designado para representar os painéis, pois é modelado com um inversor já integrado, apresentando curvas de eficiência compatíveis com modelos monocristalinos e operando de acordo com o princípio de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT). Posteriormente, para a configuração precisa do Type 190d, foram incorporados os parâmetros de entrada pertinentes, como corrente de curto-circuito, tensão e corrente no ponto de máxima potência, condições de temperatura normal de operação em campo (NOCT), área superficial da placa, além de uma rotina para cálculo dos demais parâmetros, disponibilizados pela F-Chart (2022). Nesse sentido, optou-se por um painel fotovoltaico real

fornecido pela empresa Canadian Solar (2022), cujo modelo adicionado foi o painel monocristalino Hiku6 Mono PERC 550 MS.

Ademais, relativo aos outros módulos que compõem o modelo, os itens Type 24-2 e Type 55-2 foram utilizados, respectivamente, para realização da integração e somatório dos fluxos de entrada recebidos, de modo que a integração ao longo do ano expressa o valor acumulado no período da simulação, já o somatório simboliza a média entre o acumulado de determinada grandeza em um período, podendo ser períodos pré-determinados, como por exemplo dias ou meses.

Já com relação aos itens “Parameters”, “Q_solar” e “Efficiency”, esses armazenam as variáveis e os equacionamentos utilizados no modelo, representando respectivamente o número necessário de painéis em série e paralelo para fornecer a energia elétrica demandada em cada localidade, quantidade de energia solar que incide sobre a área útil dos painéis durante o ano, e por fim a eficiência da usina fotovoltaica, que retrata a razão entre a energia produzida e recebida durante todo o período (8760 horas), simbolizando a eficiência média dos coletores e fornecendo um parâmetro importantíssimo para análise individual de cada município, visto que dependendo de sua localidade, os painéis possuem maior ou menor taxa de conversão, influenciando no dimensionamento da rede de hidrogênio.

A Tabela 3.3 expõe os parâmetros obtidos a partir da simulação da radiação recebida e energia produzida anualmente para cada localidade. É interessante observar que, como esperado, as regiões mais ao norte do estado possuem maior produção elétrica anual por área, haja vista que estão expostas a uma maior quantidade de raios solares.

Tabela 3.3 - Irradiação média recebida, produzida e taxa de conversão em cada região

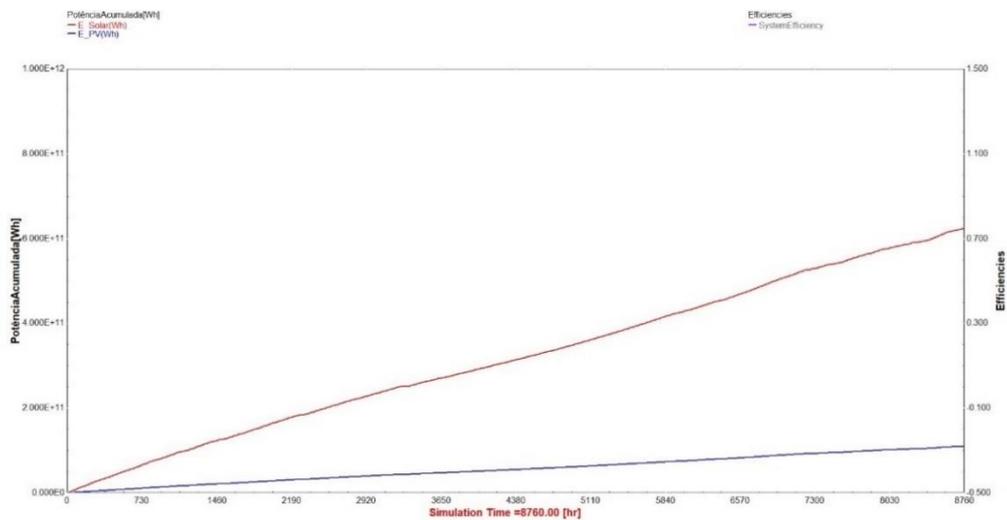
Cidades	Irradiação Média (MWh/ano.m ²)	Prod Elétrica Anual (MW/ano.painel)	Eficiência Média
Januária	2,124300	0,376142	0,177066
Montes Claros	2,098750	0,359606	0,171343
Uberlândia	2,000200	0,358612	0,173599
Sete Lagoas	2,007500	0,352497	0,172964
Lavras	1,898000	0,351146	0,182208
Belo Horizonte	1,941800	0,350859	0,179616
Divinópolis	1,963700	0,343433	0,174125
Ituiutaba	1,996550	0,342923	0,173481
Pouso Alegre	1,843250	0,340242	0,179909
Teófilo Otoni	1,832300	0,329107	0,178631
Barbacena	1,788500	0,326175	0,183937
Muriae	1,843250	0,326175	0,176844

Poços de Caldas	1,843250	0,323775	0,169905
Governador Valadares	1,828650	0,322930	0,179268
Juiz de Fora	1,719150	0,316629	0,183724

Fonte: Autor (2023)

Não obstante, o componente Type 65d-2 presente no modelo realiza a impressão dos valores transientes das variáveis simuladas, como por exemplo a energia gerada pelos painéis, recebida do sol ou ainda sua eficiência e possibilita a visualização da simulação transiente por meio de gráficos. A Figura 3.5 representa a quantidade de energia solar recebida e produzida anualmente (em Watts-hora) para a cidade de Januária, nota-se que a energia produzida é muito menor que a recebida, haja vista a baixa eficiência dos painéis fotovoltaicos.

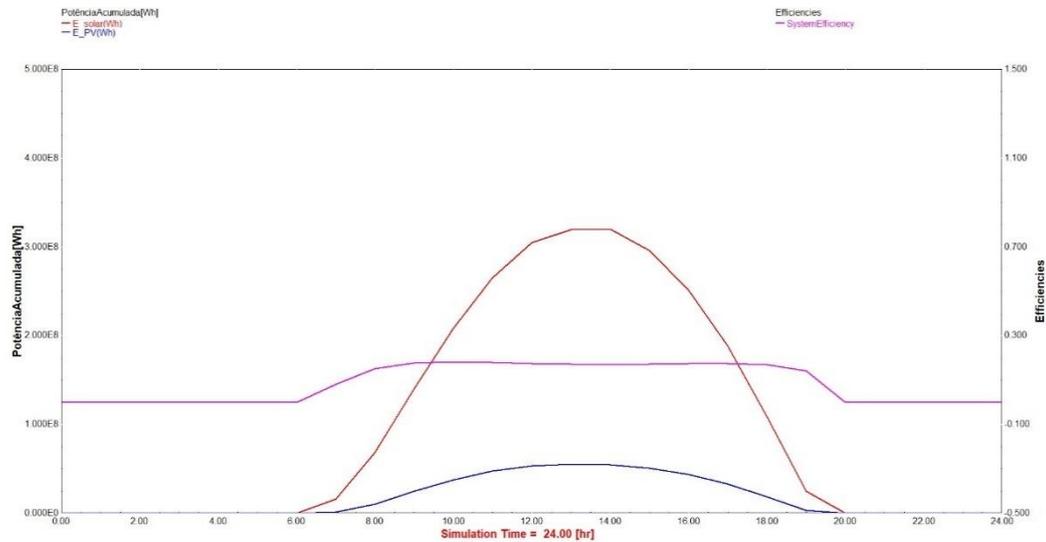
Figura 3.5 – Simulação transiente em Januária (8760 horas)



Fonte: Autor (2023)

Outrora, a Figura 3.6 simula a taxa de energia recebida e produzida, além da eficiência do sistema no para a mesma cidade, possibilitando visualizar o comportamento da usina fotovoltaica em um período predeterminado (24 horas), nota-se que antes das 6 horas e depois das 20 horas não há produção e nem recebimento de energia, visto que ainda não há incidência solar, por outro lado, as 14 é possível perceber o pico tanto de incidência quanto de geração fotovoltaica, além da eficiência dos painéis ao longo do dia, que variam em torno de 16 a 18%.

Figura 3.6 – Simulação transiente em Januária (24 horas)



Fonte: Autor (2023)

3.6 Distância entre localidades

Na análise logística realizada neste estudo, um aspecto crucial para o desenvolvimento do modelo é a consideração das distâncias entre as cidades selecionadas, uma vez que a logística de transporte foi avaliada. Para lidar com essa questão, foi desenvolvida uma rotina computacional utilizando a linguagem Python, com o auxílio da biblioteca "*requests*" para integrar os dados fornecidos pelo *Google Maps* ao código implementado. Essa rotina computacional permitiu a criação de uma matriz de distâncias intermunicipais entre todas as cidades consideradas no estudo, levando em conta as rotas comuns disponibilizadas pela ferramenta do Google. Ao utilizar a biblioteca "*requests*", foi possível acessar as informações de rota e calcular as distâncias entre as cidades de maneira eficiente e precisa.

A abordagem de integração de dados geográficos por meio do *Google Maps*, aliada à implementação da rotina em Python, proporcionou uma maneira eficaz de obter as distâncias intermunicipais necessárias para a análise logística do modelo proposto. Essas informações são essenciais para determinar as melhores rotas e calcular os custos de transporte entre as cidades, contribuindo para uma tomada de decisão fundamentada e otimizada no contexto da rede de produção e distribuição de hidrogênio verde em Minas Gerais.

3.7 Análise de custos

A análise de custos realizada neste estudo segue uma abordagem rigorosa e adota diversas componentes para estimar o custo total anualizado dos elementos presentes no modelo com base em sua capacidade ou demanda. Esses elementos incluem: matéria-prima, custo de investimento e operação anualizados, custo de liquefação, compressão, expansão e regaseificação do combustível, custo do transporte e, por fim, a receita proveniente do comércio de hidrogênio verde e crédito de carbono, quando aplicável.

Com relação aos custos de compra e venda de recursos, adotou-se 3,3 US\$/ton para compra da água (Copasa, 2023) e 5000 US\$/ton. H_2 para venda de hidrogênio verde (FGV,2023). Além disso, os custos de transporte para transportar hidrogênio líquido através de caminhões tubulares foi de 5,73 US\$/ton.100km, já para deslocamento de hidrogênio comprimido foi considerado um custo de 612,2 US\$/ ont.100km (NREL, 1998)

Ademais, utiliza-se o simulador online HyJack (Hyjack, 2023) para estimar os custos das unidades de painéis fotovoltaicos, eletrolisadores PEM e eletrolisadores alcalinos. Essa ferramenta baseia-se em equacionamentos obtidos a partir do estudo e análise de relatórios de referências internacionais, como a NREL (2018) e IRENA (2019), fornecendo estimativas de custo para plantas de diferentes capacidades. Com esses valores, há a obtenção de curvas de custo em relação ao fator de escala da planta (w), este relacionado ao dimensionamento da unidade, baseado em seu fluxo de entrada e saída, tomando como unidade de referência o valor de $w=1$. No entanto, nessa etapa, as curvas obtidas ainda não são lineares e, portanto, não podem ser diretamente incorporadas ao modelo utilizado. Para contornar essa limitação, realiza-se a linearização dessas curvas, garantindo um desvio máximo de 5% em relação aos valores reais. Para isso, considera-se diferentes níveis (leveis) para cada sistema, estes contendo individualmente uma capacidade mínima e máxima, delimitando assim suas fronteiras.

Não obstante, os custos de conversão e reconversão exigiram dados de outras fontes, uma vez que o simulador HyJack ainda está em fase de desenvolvimento e sua biblioteca de dados é limitada. Portanto, para obter as curvas de custo em relação à capacidade das unidades restantes, é empregado basicamente a mesma metodologia, porém com dados provenientes de outras referências. A exceção foi a unidade de descompressão, considerada com custo zero, uma vez que o hidrogênio já está no estado gasoso e não requer um processo adicional de reconversão, no entanto, essa unidade de descompressão foi incluída apenas para fins didáticos no modelo.

Dessa forma, após a implementação dessa metodologia, o modelo fornece informações necessárias para o cálculo do custo da unidade com base em sua capacidade, variando de acordo com os níveis adotados, conseguindo prover uma boa visão do cenário real.

Os coeficientes das equações linearizadas de todos os custos estão disponíveis na Tabela A.3. presente no material complementar.

3.8 Função Objetivo

O objetivo da otimização é a minimização do custo total anualizado, como mencionado anteriormente, o equacionamento está apresentado de acordo com a Eq.(1), em que I é o custo de investimento assumido (Eq. 2), CC é o custo da compra de recursos, CT é o custo gasto com transporte, RP é a receita obtida com a venda do hidrogênio produzido, e por último RC é a receita obtida com a venda de crédito carbono quando houver, ou ainda o custo em detrimento da emissão de carbono.

$$\text{Função objetivo} = \text{MIN}\{I + CC + CT - RP - RC\} \quad (1)$$

Ademais, os custos de investimento, compra e transporte, além das receitas da venda de hidrogênio e crédito carbono são representadas pelas Eq.(3), Eq.(4), Eq.(5) e Eq.(6), respectivamente.

$$I = \sum_p \sum_u \sum_l ((VC_{p,u,l} \cdot w_{level_{p,u,l}} + FC_{u,l} \cdot y_{level}) \cdot f_a) \cdot (MC+OC+LC) \quad (2)$$

$$CC = \sum_p \sum_r (B_{p,r} \cdot OC_{p,r}) \quad (3)$$

$$CT = \sum_{p1} \sum_{p2} \sum_r \sum_{mo} TFS_{p1,p2,r,mo} \cdot d_{p1,p2} \cdot MC_{r,mo} \quad (4)$$

$$RP = \sum_p \sum_r S_{p,r} \cdot HP_r \quad (5)$$

$$RC = -(1) \cdot \left(\sum_p \sum_r B_{p,r} \cdot EC_r \right) + \sum_{p1} \sum_{p2} \sum_r \sum_{mo} (TFS_{p1,p2,r,mo} \cdot CM_{r,mo}) -$$

$$\sum_p \sum_r (S_{p1,p2} \cdot AC_r) \cdot CV \quad (6)$$

Sendo que, $VC_{p,r,l}$ é o coeficiente angular da curva de custos de determinado recurso, localidade e nível de capacidade, $w_{level,p,u,l}$ é o nível de capacidade de uma unidade em determinada unidade e localidade, $FC_{u,l}$ é o coeficiente linear da curva de linearização, y_{level} representa uma variável binária que retorna se determinada unidade irá existir ou não, f_a é o fator de anualização adotado (neste caso 0,086), já MC, OC e LC são respectivamente o custo de manutenção, custos em detrimento de atividades secundárias e custo laboral.

Já com relação a Eq.3 e Eq.4, $B_{p,r}$ simboliza a quantia comprada de determinado recurso (r) em determinado local (p), $OC_{p,r}$ é o custo desse recurso, $TFS_{p1,p2,r,mo}$ representa o fluxo de saída de $p1$ (origem) para $p2$ (destino), $d_{p1,p2}$ é a distância entre as localidades $p1$ e $p2$, e MC refere-se ao custo do modal de transporte.

Ademais, $S_{p,r}$ simboliza a quantia vendida de determinado recurso e HP_r o preço do recurso, neste caso, principalmente o hidrogênio, EC_r é a quantia de gás carbono emitida em detrimento do recurso comprado, $CM_{r,mo}$ é a quantia de CO_2 emitida para transportar um recurso utilizando um determinado modal de transporte (mo), AC_r é a massa de carbono evitada devido a substituição dos combustíveis por hidrogênio verde, e CV é o preço considerado pela venda dos créditos de carbono gerados.

3.9 Restrições

A modelagem MILP necessita de condições de contorno para solucionar a função objetivo, dessa forma são criadas inequações que representam essas restrições, que podem ser de capacidade, ajuste de escala, fluxo de massa, disponibilidade, demanda, transporte e produção.

3.9.1 Capacidade e Ajuste de escala

É notório que em uma situação real, uma planta possui limitações de escala, visto que possui um tamanho mínimo e um máximo. Além disso, como os custos modelados devem ser linearizados, são criadas restrições para os níveis das linearizações, delimitando a capacidade das plantas. As Eq.(7), Eq.(8), Eq.(9), Eq.(11) e Eq.(10) são as restrições de seleção de unidade.

$$w_{p,u,l} \leq CapMax_{u,l} \cdot y_{p,u,l} \quad (7)$$

$$w_{p,u,l} \geq CapMin_{u,l} \cdot y_{p,u,l} \quad (8)$$

$$yLevel_{p,u,l} \leq y_{p,u} \quad (9)$$

$$\sum_l yLevel_{p,u,l} = y_{p,u} \quad (10)$$

$$w_{p,u} = \sum_l w_{p,u,l} \quad (11)$$

Em que $w_{p,u,l}$ é o fator de ajuste de escala, $CapMax_{u,l}$ é a capacidade máxima de uma unidade para aquele nível, $y_{p,u}$ é uma variável binária que irá dizer se a planta irá existir ou não naquele local, l é o nível da unidade e $yLevel_{p,u,l}$ expressa se a unidade u , do local p , irá existir no nível.

As restrições apresentadas por Eq. (12) e Eq. (13) representam as condições acerca do ajuste de escala do modelo, sendo o balanço entre a quantidade produzida e consumida de um recurso. Assim, $IR_{u,r}$ representa a entrada do recursos r na unidade u , f é o fator de operação adotado, $C_{u,r}$ representa o valor consumido do recurso r na unidade u , $OR_{u,r}$ é o fluxo de saída do recurso r na unidade u , e $P_{p,u,r}$ a quantia produzida. É interessante salientar que para a planta solar, outra formulação foi adotada (Eq. (14)), uma vez que cada região apresenta uma incidência solar e eficiência distintas, assim, para compensar o fluxo de energia, é feita a multiplicação entre a área da usina solar (W , em m^2), incidência solar por m^2 (G , em $kW/m^2 \cdot ano$) e eficiência de conversão (e). O valor 0,001 é responsável por converter a energia produzida de kWh para MWh.

$$IR_{u,r} \cdot W_{p,u} \cdot f - C_{p,u,r} = 0 \quad (12)$$

$$OR_{u,r} \cdot W_{p,u} \cdot f - P_{p,u,r} = 0 \quad (13)$$

$$0,001 \cdot W_{p,u} \cdot G_p \cdot e_p - P_{p,u,r} = 0 \quad (14)$$

3.9.2 Balanço de massa

Não obstante, o fluxo de massa do modelo deve respeitar a restrição da Eq. (15) uma vez que há conservação de massa e, portanto, o fluxo de entrada ou ainda recursos comprados, recursos produzidos e recursos transferidos de outra unidade em determinada célula deve ser idêntico ao fluxo de saída, isto é, referente a venda, consumo e fluxo transferido para outra cidade. Dessa forma, $TFE_{p2,p1,r}$ representa um fluxo de entrada transferido de outra localidade, tendo sido as demais unidades foram discutidas anteriormente.

$$B_{p,r} + \sum_u P_{p,u,r} + \sum_p TFE_{p2,p1,r} = S_{p,r} + \sum_u C_{p,u,r} + \sum_u TFS_{p1,p2,r} \quad (15)$$

3.9.3 Disponibilidade e demanda

A Eq.(16) garante que a quantidade comprada de um recurso é limitada à sua disponibilidade, enquanto a Eq. (17) garante que a quantidade vendida de um recurso é limitada por sua demanda. Como o W é equivalente a área demandada pelo sistema fotovoltaico, a Eq. (18) garante que a área ocupada por um sistema fotovoltaico seja limitada a 5% da área disponível daquele município.

$$A_{p,r} \geq C_{p,r} \quad (16)$$

$$D_{p1,r} \geq S_{p1,r} \quad (17)$$

$$W_{p,u} \leq 0,05 \cdot AT_p \quad (18)$$

3.9.4 Transporte e Produção

A Eq. (19) representa o balanço de recursos de entrada e saída em uma determinada unidade, levando em conta um fator de perda específico para cada recurso e modal (f_p). Já as Eq. (20) e Eq. (21) simbolizam os balanços de fluxo de transporte, em que $TFEM_{p1,p2,r,mo}$ é o fluxo de transferência de entrada em determinado modal de transporte, $TSM_{p1,p2,r,mo}$ é a fluxo de saída transferido por um modal e $TFSM_{p1,p2,r,mo}$ caracteriza o fluxo de saída transferido por um modal de transporte.

$$TFE_{p1,p2,r,mo} = TSM_{p1,p2,r,mo} \cdot (1 - d_{p1,p2} \cdot f_{p,r,mo}) \quad (19)$$

$$TFE_{p1,p2,r} = \sum_{Mo} (TFEM_{p1,p2,r,mo}) \quad (20)$$

$$TFS_{p1,p2,r} = \sum_{Mo} (TFSM_{p1,p2,r,mo}) \quad (21)$$

A Eq.22 é aplicada apenas para a produção de eletricidade nos painéis fotovoltaicos, e ela garante que toda a energia produzida por eles seja consumida apenas na produção e condicionamento do hidrogênio.

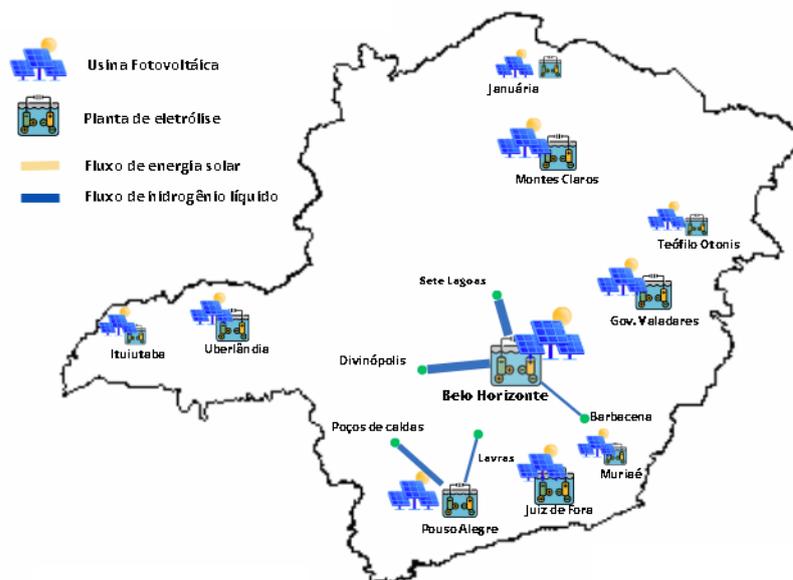
$$\sum_p \sum_u P_{p,u,r} \leq \sum_p \sum_u C_{p,u,r} \quad (22)$$

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para o problema descrito, a rede de distribuição de hidrogênio verde é determinada com base na minimização do custo anualizado de produção. Tendo isso em vista, foram realizadas análises de diferentes casos de simulação, de forma a verificar a influência dos principais parâmetros para o problema, como custo de transporte, perdas por cabos DC e por evaporação em caminhões tubular e tanque, além da interferência que a venda de crédito carbono causa no sistema. Inicialmente, no Caso 1, com todas as etapas de custo e considerações citadas na metodologia, o modelo de otimização MILP viabiliza a superestrutura de abastecimento, provendo lucro em seu funcionamento. Utilizando um processador Intel Core i7-7700 3.60 GHz

e 16 GB de memória RAM, após cerca de 30 minutos, o programa retorna como solução ótima a escolha de 10 cidades para instalação tanto de usinas fotovoltaicas quanto eletrolíticas, caracterizando a distribuição da produção localmente em Januária, Montes Claros, Uberlândia, Belo Horizonte, Ituiutaba, Teófilo Otoni, Muriaé, Governador Valadares e Juiz de fora, sendo que as outras cinco cidades foram escolhidas para serem unidades de importação do combustível, sendo que a forma mais viável retornada pela formulação é através do transporte do gás liquefeito por meio de caminhões tubulares. Ademais, a tecnologia de eletrólise alcalina foi selecionada para todas as regiões, não havendo nenhum resquício de produção por *Proton Exchange Membrane* (PEM). A Figura 4.1 ilustra a configuração obtida para ao Caso 1, apresentando graficamente as unidades e os fluxos de transporte.

Figura 4.1. Rede de distribuição para Minas Gerais (Caso 1)



Fonte: Autor (2023)

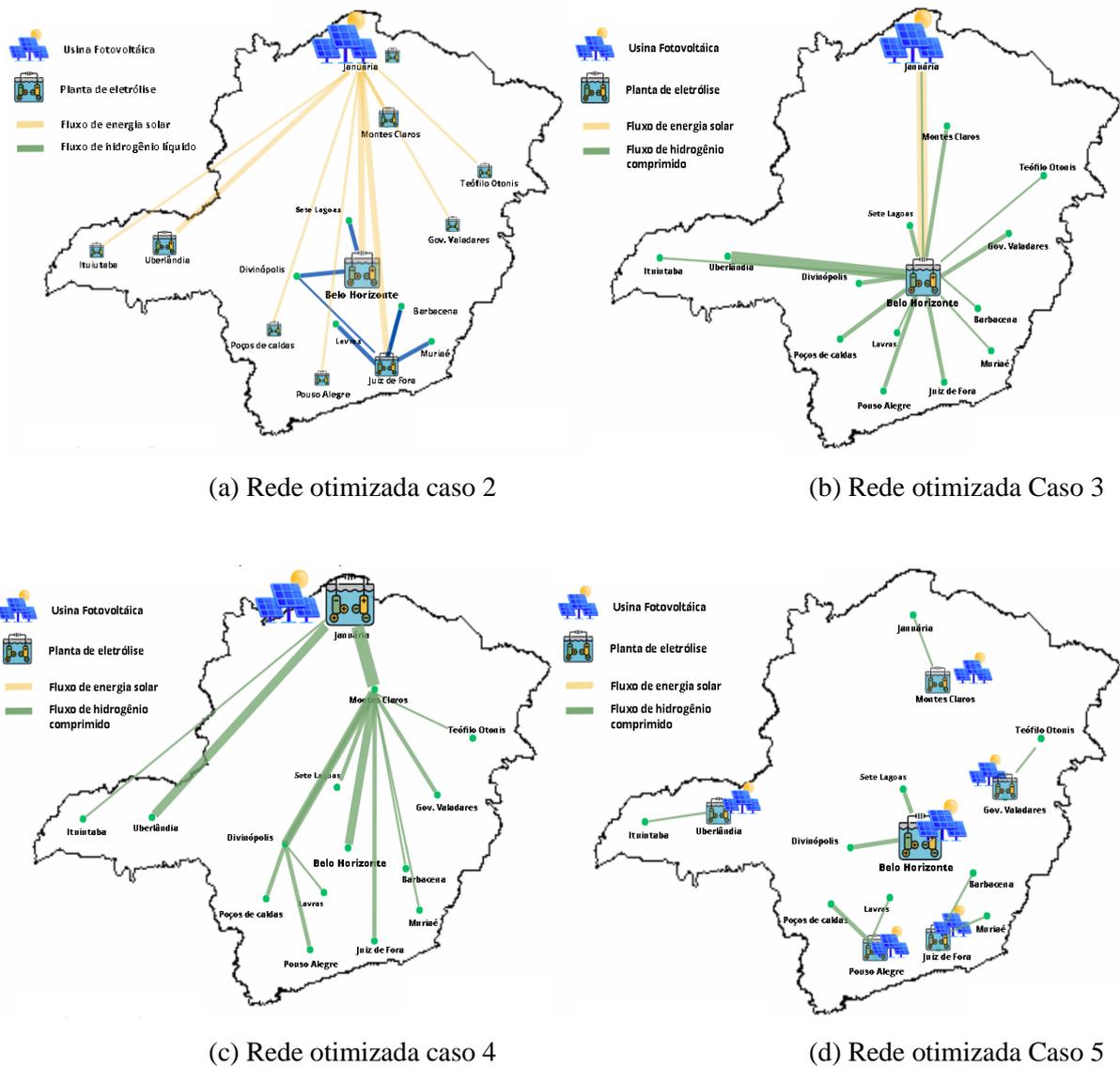
Em seguida, objetivando a avaliação das perdas de transporte de energia elétrica através de cabos DC, foi realizada o estudo do Caso 2, sendo este referente a otimização para uma situação em que não houvesse perdas por transmissão elétrica, de forma a verificar como a resposta do modelo iria se comportar, além de analisar a influência desse parâmetro na rede em geral. Para esse caso, o sistema retornou como configuração mais viável a instalação de uma única usina fotovoltaica presente em Januária, capaz de abastecer todas as outras regiões

produtoras, isto é, todas as cidades com exceção de Sete Lagoas, Divinópolis, Lavras, Barbacena e Muriaé, essas que foram selecionadas como cidades apenas consumidoras, recebendo o combustível verde na forma líquida de Belo Horizonte e Juiz de Fora. Assim como no caso anterior, a tecnologia alcalina foi selecionada para produção de hidrogênio. A Figura 4.2a. exemplifica o arranjo tratado neste parágrafo.

Outrora, para o Caso 3, foi feita a otimização da rede de distribuição de hidrogênio sem considerar seus custos de logística, perdas por transporte de eletricidade e a venda dos créditos de carbono. Como esperado, a configuração proposta pelo modelo retorna a instalação de uma usina pontual em Januária que fornece toda eletricidade produzida para abastecimento da planta de produção de hidrogênio em Belo Horizonte, de forma a abastecer a demanda de todos os outros municípios consumidores. Não obstante, distinto do visto anterior, o modal escolhido foi o transporte do combustível através de caminhões tanques, na forma comprimida do gás, já a tecnologia de produção eletrolítica se manteve a mesma das anteriores. A Figura 4.2b. caracteriza essa configuração.

Em busca de avaliar a influência da venda de crédito carbono no sistema, foram simulados dois casos distintos (Caso 4 e Caso 5). Com relação ao quarto caso, este apresenta em sua modelagem todas as perdas do sistema, entretanto levando em conta um custo nulo para venda de crédito carbono, visto que essa adaptação tem o mesmo efeito de tirar esse recurso da superestrutura em si. Além disso, é interessante salientar que também se desconsiderou os custos de logística. Assim, a essa composição, a formulação MILP retorna como resposta uma rede bem distinta das anteriores, apresentando uma usina fotovoltaica concentrada em Januária, similar ao visto nos Caso 2 e Caso 3, entretanto agora a planta eletrolítica também é localizada nessa cidade, caracterizando uma condição de produção concentrada. Além do mais, com relação a distribuição para as outras localidades, a rede otimizada pelo caso 4 apresenta centros de distribuição intermediários e finais, sendo Montes Claros e Divinópolis locais de redistribuição, remanejando o fluxo de hidrogênio para o sul do estado, como demonstrado na Fig.4.2c. Já com relação ao Caso 5, há as mesmas ponderações relativas as perdas e custos logísticos, entretanto no presente caso há a possibilidade de venda de crédito carbono, a partir da Fig.4.2d. é perceptível que nesse arranjo há uma maior descentralização das usinas, visto que Belo Horizonte, Montes Claros, Pouso Alegre, Juiz de Fora, Governador Valadares e Uberlândia são localidades viáveis para instalação e produção de hidrogênio verde, de forma a exportar o combustível para as regiões próximas. Assim como os demais casos que não levam em conta o custo logístico, o modal de transporte selecionado é através de caminhões tanques, na forma comprimida, além disso a tecnologia de eletrólise também se mantém (alcalina).

Figura 4.2. Configurações otimizadas para as diferentes considerações



Fonte: Autor (2023)

Tendo em vista os casos avaliados, observa-se que a variação de todos os parâmetros tende a mudar a configuração do sistema como um todo, podendo apresentar características mais centralizadas ou descentralizadas. Primeiramente, ao analisar o caso 1, é possível verificar que na configuração geral, o modelo tende a apresentar características de produção

descentralizadas, com uma maior presença de plantas solares e eletrolíticas para abastecimento local, havendo apenas dois locais que exportam combustível para as demais regiões, sendo Belo Horizonte e Pouso Alegre. Tal resposta de fato é bem interessante, visto que uma produção descentralizada tende a ser mais viável do que um sistema centralizado, similar ao encontrado por Han et al (2013) em seu estudo de redes de distribuição de hidrogênio, visto que possivelmente o ganho de escala obtido pelo aumento de produção nessas unidades não compensam o custo de transporte gasto na logística de distribuição, evidenciando a importância e influência desta etapa no modelo, dado seu custo significativo, que é justificado pela baixa maturidade tecnológica para o transporte do combustível.

Além disso, ainda referente ao caso 1, como citado anteriormente, os caminhões tubulares são escolhidos como modal de transporte, haja vista a quantidade de hidrogênio que conseguem carregar por viagem, que tendem a reduzir inclusive a emissão de carbono e consequentemente a disponibilidade de menos créditos para comercialização e consequente lucro. Não obstante, para todos os casos observados, a eletrólise alcalina permaneceu como a opção escolhida para produção de hidrogênio, dado sua maior maturidade tecnológica no mercado e por consequente menor custo de investimento. Assim, mesmo que essa tecnologia seja de fato menos eficiente do ponto de vista energético, para os casos analisados sua viabilidade ainda foi mantida, possivelmente para maiores demandas a tecnologia PEM poderia ser escolhida, visto que o gasto inferior com energia elétrica compensaria o custo de investimento.

Ademais, ao analisar o caso 2 é perceptível a influência das perdas no sistema, como esperado, ao retirar as perdas de transporte por cabos DC, o sistema tende a aglomerar a produção solar em apenas uma região, esta que possui a maior incidência solar das demais e consequentemente a maior geração elétrica anual. Dessa forma, além de produzir mais com uma mesma quantidade de recursos (área e incidência solar), o sistema vê a viabilidade no ganho de escala da produção, fato não observado no caso 1, uma vez que as perdas do transporte elétrico tendem a encobrir esse ganho, evidenciando uma alta sensibilidade do sistema com relação a essas perdas. Além disso, ainda no caso 2, com relação as plantas eletrolíticas, é nítida a presença descentralizada da produção, focando estas nas cidades com maior demanda, uma vez que se houvesse a necessidade de abastecer essas cidades (como por exemplo Belo Horizonte), o custo de transporte se estenderia e aumentaria o custo anual de produção, podendo até ser inviável do ponto de vista econômico. Assim, para todas as configurações em que há a consideração do custo de transporte, o modelo tende a escolher as cidades com maior demanda

para haver a instalação de plantas locais, visando economizar com o transporte, e essas atuando como distribuidoras para as regiões ao redor.

Já ao estudar o caso 3, é possível perceber uma mudança drástica na rede de distribuição, visto que agora o sistema é basicamente centralizado em duas regiões, uma focada na produção solar (Januária) e outra na produção e distribuição do hidrogênio verde (Belo Horizonte). Essa configuração permite visualizar com maior ênfase a influência das distâncias intermunicipais e dos custos dos modais de transporte, visto que quando se considera os custos nulos, o modelo tende a centralizar a produção visando o ganho de escala, isto é, em um cenário em que a logística é muito barata ou ainda sem custos, transportar o combustível é mais viável do que projetar e instalar uma planta local em outra região. Outro ponto interessante de notar nesse caso é que por ainda haver as perdas de transporte de hidrogênio, a cidade escolhida tende a ser uma localidade mais central, visando perder o mínimo de produto possível e uma menor locomoção entre centro de distribuição e região consumidora. Além disso, nesse arranjo o transporte de hidrogênio escolhido é através de caminhões tanques, na forma comprimida, visto que o custo de investimento dessa tecnologia (sem levar em conta o custo devido a logística em si, apenas do investimento de maquinários e afins) é inferior à do processo de liquefação, e como a logística não é considerada, a quantidade transportada não influencia de fato e, portanto, o transporte através de caminhões tubulares perde sua atratividade.

Ademais, ao analisar o caso 4 (Fig. 4.2c), é perceptível que o arranjo proposto pelo modelo é concentrado na região de maior produção solar, visto que as perdas por transmissão elétrica são consideradas, além disso a logística não possui custo, viabilizando o transporte em longas distâncias. Entretanto, é perceptível que a configuração possui alguns centros intermediários de redistribuição, esses locais podem ser analisados com base em uma tentativa de minimizar as perdas no transporte intermunicipal devido a evaporação do combustível, uma vez que não há transmissão de energia, a única otimização possível é exatamente a das perdas durante a logística de transporte. Outro ponto relevante nessa análise é a constatação da influência das perdas elétricas em relação às perdas de transporte, visto que o modelo retorna apenas uma unidade fotovoltaica em conjunto com uma de hidrogênio, sendo necessário apenas a transmissão de massa do recurso vendido. Além desses pontos, ao comparar a Fig. 4.2c e Fig. 4.2d, é perceptível a influência do crédito carbono na resposta do modelo, uma vez que quando é considerado como um recurso para venda, tende a descentralizar a produção, tanto solar quanto de hidrogênio, dado que a necessidade de locomover distâncias longas entre origem-destino tende a emitir uma quantidade superior de gás carbono, diminuindo a quantidade de créditos e por conseguinte o lucro da rede. Assim, também é possível salientar que o custo de

venda do crédito carbono está intimamente ligado a configuração do sistema integrado, sendo que para custos maiores, a influência das distâncias entre localidades é superior, viabilizando uma configuração mais descentralizada, isto é, com mais plantas de produção local. De maneira análoga, um menor custo tende a centralizar a rede, assim como presente na Fig. 4.2d, que possui custo zero. Contudo, tendo em vista que o caso 4 retorna um cenário em que o transporte rodoviário é utilizado demasiadamente,

Não obstante, a Tab. 4.1 se destaca como uma fonte valiosa de informações para a análise da sensibilidade dos créditos de carbono na otimização proposta pelo modelo em todos os cenários avaliados. Inicialmente, é notável que nos casos em que a demanda permaneceu constante e a comercialização do excedente de crédito de carbono foi considerada (casos 1, 2 e 5), o modelo demonstrou uma tendência clara de redução das distâncias percorridas pelos modais de transporte. Esse comportamento pode ser interpretado em detrimento da quantidade de crédito de carbono gerada em cada cenário, visto que essa variável influencia diretamente o custo de produção do combustível. Assim, para explicar a tendência da otimização das distâncias percorridas pelos meios de transporte, é necessário ter em vista que a quantidade de carbono evitada se mantém constante no modelo, uma vez que essa magnitude está estritamente relacionada com a massa de hidrogênio necessária para abastecer a demanda das cidades. Portanto, na busca pela otimização dos custos, o único parâmetro suscetível a ajustes por meio da formulação é aquele vinculado à emissão de carbono, a qual, no escopo deste estudo, é proveniente exclusivamente dos modais de transporte. Dessa forma, em todos os casos em que a comercialização de crédito de carbono foi considerada, o modelo exibiu uma notável sensibilidade à distância requerida para o transporte do hidrogênio, o que reforça a preferência por uma estrutura mais descentralizada, levando à redução do fluxo modal entre as cidades e, por conseguinte, das emissões de poluentes.

Por outro lado, ao examinar as situações em que a comercialização de crédito de carbono foi desconsiderada (casos 3 e 4), o modelo optou por percorrer distâncias consideravelmente maiores, resultando em um aumento substancial na emissão de gases poluentes. Esse comportamento evidencia, de forma clara, a sensibilidade do modelo à de comercialização de crédito de carbono e caracteriza uma tendência à descentralização da produção quando esta é considerada. Ademais, é interessante observar que os casos que retornaram configurações mais centralizadas foram exatamente aqueles que houve menor valor líquido de crédito carbono (Tab. 4.1) e só se tornaram viáveis devido as restrições impostas para esses cenários. Além disso, é interessante observar que o caso 4, no qual há uma maior centralização de produção na região norte do estado, a quantidade de crédito carbono obtida

pela rede é negativa, isto é, a rede possui um superávit de emissões de carbono. Esse fato evidencia o impacto da utilização demasiada dos modais de transporte rodoviários, que tendem a emitir mais poluentes uma vez que as distâncias necessárias para traslado aumentam, dessa maneira, ao invés de haver uma redução do impacto ambiental como objetivado no início, ocorre o contrário, deixando de lado o viés de sustentabilidade e corroborando acerca da importância da consideração das emissões advindas do transporte do hidrogênio, clarificando a gravidade que a escolha equivocada dos locais produtores pode ocasionar na rede.

Tabela 4.1 – Balanço de crédito carbono dos casos avaliados

	Carbono emitido (ton.CO ²)	Carbono evitado (ton.CO ²)	Crédito carbono (ton.CO ²)
Case 1	23.267,18	658.246,70	634.979,52
Case 2	23.350,81	658.246,70	634.895,89
Case 3	280.960,80	658.246,70	377.285,90
Case 4	905.624,80	658.246,80	- 247.378,00
Case 5	33.208,43	658.246,90	625.038,47
Case 6	-	1.974.740,00	1.974.740,00

Fonte: Autor (2023)

Por fim, outra variável importante de destacar é o papel que a demanda de hidrogênio desempenha no modelo estruturado. Dessa forma, ao realizar um último estudo de caso (caso 6), foram efetuadas consecutivas simulações de forma que a cada teste a demanda dos municípios foram acrescidas em 20%. Dessa forma, foi possível observar que o aumento do consumo para aproximadamente 2,4 vezes o valor atual torna a implantação de redes fotovoltaicas e de eletrólise viáveis em todas as regiões, ou seja, a produção local se torna mais vantajosa. Da mesma forma, a redução da demanda por esse combustível tende a centralizar a produção, uma vez que o transporte de hidrogênio em massa diminui, resultando em redução dos custos de transporte. Esse resultado é semelhante ao apresentado por Kim et al. (2010) em seu estudo sobre redes de produção de biocombustíveis, onde se constatou que quanto maior a demanda considerada, mais centralizada se tornava a rede, e o oposto ocorria de maneira similar.

5 CONCLUSÕES

Em conclusão, a análise dos diferentes casos de simulação permitiu observar que a configuração da rede de distribuição de hidrogênio é fortemente influenciada pelos parâmetros considerados, como custo de transporte, perdas por cabos DC, perdas por evaporação em caminhões tubulares e tanques, e a venda de crédito carbono. Os resultados indicaram que a produção descentralizada é mais viável do que um sistema centralizado, especialmente considerando o custo de transporte e as perdas por transmissão de energia. A escolha dos modais de transporte, como caminhões tubulares ou tanques, depende dos custos de investimento e logística, com a preferência pelo transporte líquido nos casos em que a logística era considerada, devido a ser possível transladar uma maior densidade energética. Já com relação a tecnologia de eletrólise, o processo alcalino foi selecionado para todos os casos analisados devido à sua maior maturidade tecnológica e menor custo de investimento, embora seja menos eficiente em termos energéticos.

Além disso, a demanda de hidrogênio desempenha um papel crucial na configuração da rede, com o aumento da demanda tornando a produção local mais viável e a redução da demanda centralizando a produção. Não obstante, esses resultados são consistentes com estudos anteriores sobre redes de produção de biocombustíveis, indicando a importância da demanda como um fator determinante na configuração da rede.

Em relação às perdas de transporte, a consideração das perdas por cabos DC levou a uma maior centralização da produção solar, enquanto a exclusão dessas perdas resultou em uma produção solar concentrada em uma única região. A logística de transporte também desempenhou um papel significativo, levando à escolha de cidades com maior demanda como locais de instalação de plantas de produção, visando economizar nos custos de transporte.

A influência da venda de crédito carbono no sistema foi analisada em dois casos distintos. A configuração da rede mostrou-se mais descentralizada quando a venda de crédito carbono era permitida, levando à instalação de usinas em várias localidades para exportar o combustível para regiões vizinhas. Por outro lado, quando o custo de venda do crédito carbono era nulo, o sistema tendia a centralizar a produção, focando em uma única região de maior produção solar.

Em suma, as configurações da rede de distribuição de hidrogênio foram sensíveis aos parâmetros considerados, com variações nos custos de transporte, perdas de energia, venda de crédito carbono e demanda de hidrogênio influenciando a descentralização ou centralização da produção. Esses resultados contribuem para o entendimento da viabilidade e eficiência das

redes de distribuição de hidrogênio verde, fornecendo uma visão ampla e valiosa para futuros estudos e tomadas de decisão relacionadas a esse setor, que tende a evoluir exponencialmente nos próximos anos.

6 REFERÊNCIAS

ALVES, Rui; DELGADO, Catarina. **Programação linear inteira**. Porto, 1997.

AMOS, Wade A. **Costs of storing and transporting hydrogen**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 1999.

Brasil. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Dados estatísticos: Venda de derivados de petróleo e biocombustíveis. 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dadosestatisticos>. Acesso em: 11 de Julho de 2023.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações. Plano Nacional de Energia 2050: horizontes e desafios para a construção de um Brasil moderno, competitivo e sustentável. Brasília, DF: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações, 2021. Disponível em: <https://repositorio.mcti.gov.br/handle/mctic/4968>. Acesso em: 11 de Julho de 2023.

Canadian Solar. Datasheet: Hiku6 MonoPerc. 2022. Disponível em: [www. Csisolar.com](http://www.csisolar.com). Acesso em: 20 de outubro. 2022.

COPASA. Companhia de Saneamento de Minas Gerais. Disponível em: <http://www.copasa.com.br>. Acesso em: 8 de julho de 2023.

DANTZIG, George B. Origins of the simplex method. In: A history of scientific computing. 1990. p. 141-151. <https://doi.org/10.1145/87252.88081>

F-CHART SOFTWARE. Engineering Equation Solver. Distributables. Madison. 2022. Acesso em: 10 de maio de 2023.

FERNANDES, Gláucia et al. Panorama dos desafios do hidrogênio verde no Brasil. 2023.

GENG, Jinliang; SUN, Heng. Optimization and analysis of a hydrogen liquefaction process: Energy, exergy, economic, and uncertainty quantification analysis. **Energy**, v. 262, p. 125410, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125410>

HAN, Jee-Hoon; RYU, Jun-Hyung; LEE, In-Beum. Multi-objective optimization design of hydrogen infrastructures simultaneously considering economic cost, safety and CO2 emission. **Chemical Engineering Research and Design**, v. 91, n. 8, p. 1427-1439, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2013.04.026>

HILLIER, Frederick S.; LIEBERMAN, Gerald J. Introdução à pesquisa operacional. McGraw Hill Brasil, 2013.

HYJACK. Simulador de Custos para Redes de Distribuição. Reino Unido: Hyjack Software, 2022. Disponível em: <https://hyjack.tech/>. Acesso em: 10 de julho de 2023.

IRENA (2019), Innovation landscape brief: Renewable Power-to-Hydrogen, International Renewable Energy Agency.

JEONG, Hyunju; SIEVERDING, Heidi L.; STONE, James J. Biodiesel supply chain optimization modeled with geographical information system (GIS) and Mixed-Integer Linear Programming (MILP) for the northern great plains region. **BioEnergy research**, v. 12, p. 229-240, 2019. <https://doi.org/10.1007/s12155-018-9943-y>

KANTOR, Ivan et al. A mixed-integer linear programming formulation for optimizing multiscale material and energy integration. **Frontiers in Energy Research**, v. 8, p. 49, 2020. <https://doi.org/10.1137/130915303>

KIM, Jinkyung et al. Design of biomass processing network for biofuel production using an MILP model. **Biomass and bioenergy**, v. 35, n. 2, p. 853-871, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2010.11.008>

LE, Si; LEE, Jui-Yuan; CHEN, Cheng-Liang. Waste cold energy recovery from liquefied natural gas (LNG) regasification including pressure and thermal energy. **Energy**, v. 152, p. 770-787, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.076>

LI, Lei; MANIER, Hervé; MANIER, Marie-Ange. Integrated optimization model for hydrogen supply chain network design and hydrogen fueling station planning. **Computers & Chemical Engineering**, v. 134, p. 106683, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2019.106683>

LINDO Systems Inc. Optimization Modeling Software for Linear, Nonlinear, and Integer Programming. Chicago, Estados Unidos da América. 2023 Disponível em <https://www.lindo.com/index.php/products/lingo-and-optimization-modeling>. Acesso em 11/11/2023.

NAQUASH, Ahmad et al. Liquid hydrogen storage and regasification process integrated with LNG, NGL, and liquid helium production. **Renewable Energy**, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.05.122>

PLUG POWER. Best-in-Class Electrolyzer Products. Nova York. 2023. Disponível em: <https://www.plugpower.com/hydrogen/electrolyzer-hydrogen/electrolyzer-products/> Acesso em: dia mês ano. Acesso em: 12/07/2023.

Rei, F. C. F., Gonçalves, A. F., & de Souza, L. P. (2017). Paris agreement: Reflections and challenges for the international climate change regime. In Veredas do Direito (Vol. 14, Issue 29, pp. 81–99). Editora Dom Helder. <https://doi.org/10.18623/rvd.v14i29.996>

TESS, LLC. Transient system simulation tool. Madison. 2022. Acesso em: 10 de maio de 2023. Disponível em: <http://www.tess-inc.com/>

Toyota. Toyota Mirai sets Guinness World Records title with 845-mile zero-emission journey. Disponível em: <https://pressroom.toyota.com/toyota-mirai-sets-guinness-world-records-title-with-845-mile-zero-emission-journey>. Acesso em: 21 de novembro de 2023.

VAN DE VEN, Dirk-Jan et al. The potential land requirements and related land use change emissions of solar energy. **Scientific reports**, v. 11, n. 1, p. 2907, 2021. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-82042-5>

APÊNDICE A – Tabelas

Tabela A.1. Fluxos de entrada das unidades de conversão

Unidades/IAR	Água (ton)	Hidrogênio (ton)	Eletricidade (MW)	Hidrogênio Liq. (ton)	Hidrogênio Comp.(ton)	Referenciais
Eletrolisadores PEM	2,53	0	11	0	0	PlugPower (2023)
Eletrolisadores ALK	1,75	0	11,26	0	0	Hyjack (2023)
Liquefação	0	12,6	75,134	0	0	Geng (2023)
Compressão	0	1	1,641	0	0	Hyjack (2023)
Regaseificação	0	0	0,23	1	0	Le (2018)
Expansão	0	0	0	0	1	-

Fonte: Autor (2023)

Tabela A.2. Fluxos de saída das unidades de conversão

Unidades/OAR	Água (ton)	Hidrogênio (ton)	Eletricidade (MW)	Hidrogênio Liq. (ton)	Hidrogênio Comp.(ton)	Referenciais
Eletrolisadores PEM	0	0,195	0	0	0	PlugPower (2023)
Eletrolisadores ALK	0	0,195	0	0	0	Hyjack (2023)
Liquefação	0	0	0	12,6	0	Geng (2023)
Compressão	0	0	0	0	1	Hyjack (2023)
Regaseificação	0	1	0	0	0	Le (2018)
Expansão	0	1	0	0	0	-

Fonte: Autor (2023)

Tabela A.3. Coeficientes das equações de linearização

Unidades	Level	LS	LI	Custo Variável	Custo fixo	Referencias
PlacaSolar	L1	7,00E+03	1	\$ 60,41	40.036,00 \$	HyJack (2023)
PlacaSolar	L2	5,00E+07	7000	\$ 38,3	290.258,00 \$	
H2PEM	L1	0,44	0,0909	\$ 23.373.732,14	1.298.347,47 \$	HyJack (2023)
H2PEM	L2	2,22	0,44	\$ 17.325.529,68	4.768.369,13 \$	
H2PEM	L3	1000	2,22	\$ 13.001.741,26	15.447.168,48 \$	
H2ALK	L1	0,44	0,089	\$ 19.060.813,78	1.045.472,21 \$	HyJack (2023)

H2ALK	L2	2,22	0,44	\$	13.844.794,74	3.852.743,28	\$	
H2ALK	L3	1000	2,22	\$	10.421.318,52	12.515.081,19	\$	
LiqH2	L1	0,2	0,05	\$	2.941.171,80	77.584,37	\$	
LiqH2	L2	2	0,2	\$	1.940.491,85	395.681,16	\$	Geng (2023)
LiqH2	L3	10	2	\$	1.363.552,50	1.727.748,39	\$	
CompH2	L1	0,4	0,1	\$	234.548,00	82.082,00	\$	
CompH2	L2	0,9	0,4	\$	119.125,00	128.316,00	\$	NREL (1998)
CompH2	L3	3	0,9	\$	65.355,00	179.954,00	\$	
CompH2	L4	9	3	\$	31.742,00	286.541,00	\$	
expH2	L1	100000	0,1	\$	0	0	\$	-
regasH2	L1	1	0,1	\$	1.794.399,48	387.988,15	\$	
regasH2	L2	7,5	1	\$	838.905,76	1.222.251,70	\$	Naquash (2023)
regasH2	L3	25	7,5	\$	424.359,39	3.469.592,08	\$	

Fonte: Autor (2023)