

Potencial de produção de hidrogênio a partir da gaseificação de resíduos de biomassa no estado de Minas Gerais

Túlio Tito Godinho de Rezende¹, Osvaldo José Venturini², José Carlos Escobar Palacio³, Diego Carneiro de Oliveira⁴, Diogo Josué Santos⁵

¹ Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída, UNIFEI, Brasil. Email: tulio.tj@hotmail.com

² Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída, UNIFEI, Brasil. Email: osvaldo@unifei.edu.br

³ Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída, UNIFEI, Brasil. Email: jocesobar@unifei.edu.br

⁴ Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída, UNIFEI, Brasil. Email: diego.oliveira@unifei.edu.br

⁵ Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída, UNIFEI, Brasil. Email: diogojosuess@unifei.edu.br

Resumo

A produção agrícola e florestal gera resíduos que podem ser usados para gerar energia. O Brasil, um dos maiores produtores agrícolas e florestais do mundo, tem em Minas Gerais, um dos estados que mais produz, um cenário ideal para essa análise. Este estudo avalia o potencial técnico e econômico da produção de hidrogênio por gaseificação de nove resíduos de biomassa em 66 microrregiões de Minas Gerais, usando um modelo químico baseado na minimização da energia livre de Gibbs. Após validar o modelo, determinou-se o ponto de produção máxima de hidrogênio. Resíduos de cana-de-açúcar representam 82% do potencial total, com nove microrregiões concentrando 80% desse potencial. A análise econômica mostrou que cenários conservadores de coleta de resíduos aumentam os custos de produção, tornando muitas microrregiões inviáveis, enquanto cenários moderados e otimistas reduzem os custos de produção. Frutal e Uberaba destacaram-se, alcançando custos abaixo de US\$3/kg de hidrogênio em cenários mais otimistas.

Palavras-chave: Gaseificação de biomassa, Hidrogênio, Modelo de equilíbrio químico, Minas Gerais.

Abstract

Agricultural and forestry production generates residues that can be used to produce energy. Brazil, one of the world's largest agricultural and forestry producers, has in Minas Gerais, one of its top-producing states, an ideal setting for this analysis. This study evaluates the technical and economic potential of hydrogen production through gasification of nine biomass residues in 66 microregions of Minas Gerais, using a chemical model based on Gibbs free energy minimization. After validating the model, the point of maximum hydrogen production was determined. Sugarcane residues account for 82% of the total potential, with nine microregions concentrating 80% of this potential. The economic analysis showed that conservative residue collection scenarios increase production costs, making many microregions unviable, while moderate and optimistic scenarios reduce production costs. Frutal and Uberaba stood out, achieving costs below US\$3/kg of hydrogen in the more optimistic scenarios.

Keywords: Biomass gasification; Hydrogen; Chemical equilibrium model; Minas Gerais.

1. Introdução

O crescimento populacional contínuo e a expansão da industrialização global geram uma demanda crescente por energia. Paralelamente, os efeitos das mudanças climáticas, decorrentes das emissões de gases do efeito estufa na atmosfera ao longo de décadas, estão se manifestando com maior frequência. Isso tem impulsionado a economia mundial a buscar soluções mais sustentáveis para a geração e distribuição de energia. Além das preocupações ambientais associadas aos combustíveis fósseis, é importante reconhecer a natureza finita do petróleo, do carvão e de outros recursos,

cuja dependência pode levar a crises econômicas graves.

Uma alternativa viável é a utilização de biomassa residual, anteriormente descartada e muitas vezes causadora de impactos ambientais passíveis de remediação. Uma vantagem significativa desse enfoque é o potencial de neutralidade de carbono, considerando seu ciclo de vida. Além disso, entre as diversas alternativas para mitigar crises energéticas e ambientais futuras, destaca-se o uso de hidrogênio molecular.

O hidrogênio tem potencial de substituir outros combustíveis devido ao seu alto teor de energia gravimétrica e métodos renováveis de produção. É um recurso

essencialmente ilimitado e um dos vetores de energia mais limpos, produzindo apenas vapor de água como subproduto. Contudo, possui baixa energia volumétrica, altos custos de transporte e requer investimentos em infraestrutura [1]. Apesar de ser abundante no universo, não está prontamente disponível como H_2 . Sua produção em massa pode ser realizada através de várias abordagens, incluindo a gaseificação de biomassa.

A gaseificação é um processo termoquímico que converte combustível sólido ou líquido em gás combustível (syngas), usado para gerar eletricidade, produtos químicos, combustíveis sintéticos e fertilizantes. O syngas é composto principalmente por CO , CO_2 , CH_4 , H_2 , H_2O , SO_2 , hidrocarbonetos leves, alcatrão, N_2 , H_2S e HCl [2].

Há vários métodos para estimar os componentes do gás de síntese em diferentes condições de razão de equivalência, umidade e temperatura. A operação de um gaseificador de biomassa envolve reações químicas complexas, como pirólise, oxidação parcial, gaseificação do carvão, conversão de hidrocarbonetos leves e alcatrão, e reações de deslocamento de gás-água. Devido à complexidade e sensibilidade do processo, desenvolveram-se modelos químicos para descrever o processo, incluindo modelos de equilíbrio termodinâmico, cinética química, fluidodinâmica computacional e redes neurais [3]. Para simular a gaseificação de biomassa, este estudo usou a modelagem de equilíbrio químico termodinâmico. Enquanto os modelos de cinética química são limitados a processos específicos, os modelos de equilíbrio são mais flexíveis e focam nos parâmetros do combustível.

Vários autores utilizaram a modelagem de equilíbrio químico em seus estudos. Bacon et al. [4] desenvolveram uma versão modificada de um modelo de bolhas para descrever um gaseificador de leito fluidizado com madeira. Utilizando dados operacionais industriais, obtiveram resultados consistentes, mesmo com dados limitados. Descobriram que a composição do gás de síntese, exceto o metano, depende do equilíbrio químico. Observaram também que o valor de aquecimento depende da relação ar/combustível e que a adição de oxigênio aumenta o valor de aquecimento, mas não a eficiência térmica.

Zainal et al. [5] desenvolveram um modelo de equilíbrio para gaseificação de biomassa, usando a composição elementar da biomassa como dados de entrada. Analisaram os efeitos do teor de umidade da madeira e da temperatura de gaseificação sobre o valor de aquecimento dos gases de síntese. Observaram que o teor de hidrogênio nos gases aumenta quase linearmente com o aumento da umidade para todos os tipos de biomassa testados. A quantidade de metano também aumenta com a umidade, embora em baixa produção. O valor de aquecimento dos gases diminui com o aumento da umidade e da temperatura.

Schuster et al. [6] estudaram a gaseificação de biomassa com vapor em um leito fluidizado usando um

modelo de equilíbrio. Eles avaliaram os efeitos da variação da umidade da biomassa, da quantidade de agente fluidizante, da temperatura de gaseificação e da composição elementar da biomassa. Eles descobriram que a temperatura teve o maior impacto sobre a eficiência química do processo. Outros resultados mostraram boa concordância com os resultados medidos, exceto o metano, que foi ligeiramente superestimado.

Jarunghammachote e Dutta [7] compararam resultados de um modelo de equilíbrio não estequiométrico com dados experimentais de três tipos de gaseificadores. Observaram desvios significativos, especialmente em relação ao dióxido de carbono e ao monóxido de carbono, propondo uma modificação para corrigir essa disparidade. Mesmo após as correções, o valor de aquecimento permaneceu ligeiramente diferente dos resultados experimentais devido à superestimação do monóxido de carbono no gás de síntese.

Em relação à avaliação da produção de hidrogênio por meio da gaseificação, vários autores procuraram avaliar o potencial de diferentes fontes de biomassa para aumentar a quantidade de hidrogênio produzido em gases de síntese. Gonzalez et al. [8] investigaram o potencial do uso de borra de petróleo para a produção de hidrogênio e outros produtos da conversão térmica com maior valor econômico do que a borra pura. A gaseificação foi simulada usando modelos cinéticos no software *Aspen-Hysys 8.6*. Além disso, misturas da borra com a biomassa em um sistema de co-gaseificação também foram consideradas na análise. Os resultados mostraram que uma temperatura operacional acima de $1.300\text{ }^{\circ}\text{C}$ é necessária para garantir uma eficiência de conversão de mais de 90% para a borra de petróleo. Quando misturado com biomassa, especificamente bagaço de cana-de-açúcar, foi observado um aumento na produção de hidrogênio em comparação com a borra separada.

Lin e Chang [9] estudaram o efeito do local de alimentação da biomassa no gaseificador na produção de hidrogênio por meio da gaseificação da casca de arroz. Com temperaturas variando de 600 a $1.000\text{ }^{\circ}\text{C}$ e taxas de equivalência de 0,2, 0,27 e 0,33 em um leito fluidizado, ambiente de ar seco, eles compararam a alimentação superior e inferior. Eles observaram que a produção de hidrogênio diminuiu em 42% quando alimentada pela parte superior, enquanto houve um aumento significativo na produção de metano, monóxido de carbono e dióxido de carbono ao mesmo tempo.

Anniwaer et al. [10] investigaram a produção de gás de síntese rico em hidrogênio em um gaseificador a vapor de leito fixo utilizando casca de banana, madeira de cedro japonês e casca de arroz. Testes experimentais compararam os efeitos da temperatura e da adição de casca de banana nas outras biomassas, visando aumentar o rendimento de hidrogênio. Descobriram que as espécies químicas e os elementos nas cinzas de cada biomassa influenciaram a gaseificação. Baixas quantidades de potássio nas cinzas da casca de banana favoreceram a gaseificação em temperaturas mais baixas, em

comparação com o silício nas cinzas da casca de arroz e na madeira de cedro japonês.

Este estudo tem como objetivo determinar o potencial técnico e econômico da produção de hidrogênio por meio da gaseificação de diferentes resíduos de biomassa em todas as microrregiões do estado brasileiro de Minas Gerais. Para identificar os parâmetros operacionais que otimizam a produção de hidrogênio nos produtos de gaseificação, foi utilizada uma abordagem de modelagem de equilíbrio químico termodinâmico estequiométrico. Dois cenários de coleta de resíduos são empregados para determinar o custo mínimo da produção de hidrogênio. Espera-se que os resultados deste estudo possam contribuir para a tomada de decisões relativas à implementação da produção de hidrogênio por meio da gaseificação em Minas Gerais, considerando a produção de resíduos locais e agrícolas bem estabelecidos.

2. Metodologia

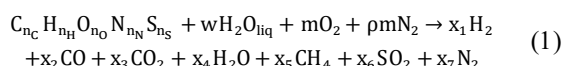
O estudo utilizará cálculos de equilíbrio químico para otimizar a produção de hidrogênio nas biomassas estudadas. Dados atualizados de produção anual e relação resíduo/biomassa serão integrados para estimar o potencial teórico de hidrogênio em cada microrregião de Minas Gerais. Uma análise econômica será conduzida para determinar o custo nivelado de produção de hidrogênio em cada uma das 66 microrregiões do estado.

2.1. Modelo de equilíbrio químico termodinâmico

A escolha do equilíbrio químico para esta análise está associada ao seu baixo custo computacional e à facilidade de generalização deste tipo de modelagem. Este estudo necessitará de milhares de simulações devido ao grande número de resíduos de biomassa e cenários que serão testados.

Nesse modelo, é assumido que todas as reações estejam em equilíbrio químico, o que significa que as reações diretas e reversas do processo ocorrem simultaneamente em ambas as direções, e as quantidades dos reagentes e produtos envolvidos permanecem constantes. Também é feita a consideração que os produtos da pirólise são queimados e atinjam o equilíbrio na zona de redução antes de deixar o gaseificador.

Para essa modelagem, foi considerada a seguinte reação genérica:



Onde:

- w: quantidade de umidade por kmol de biomassa;
- m: quantidade de ar por kmol de biomassa;
- x_1 a x_7 : coeficientes estequiométricos dos produtos;
- ρ : proporção de nitrogênio para oxigênio.

O teor de umidade (U) é obtido pela razão entre a massa de água e a massa de biomassa úmida e, a partir dessa razão, é possível determinar o coeficiente estequiométrico w:

$$U = \frac{18w}{MM_b + 18w} 100\% \quad (2)$$

Onde MM_b é a massa em kg de um kmol de biomassa

$$MM_b = 12n_C + 1n_H + 16n_O + 32n_S + 14n_N \quad (3)$$

Para calcular a proporção de nitrogênio/oxigênio (ρ), é usada a porcentagem de oxigênio no ar (OP):

$$OP = \frac{1}{1 + \rho} 100\% \quad (4)$$

As seguintes equações para os elementos envolvidos na reação podem ser obtidas a partir da reação genérica, são elas:

Carbono:

$$n_C = x_2 + x_3 + x_5 \quad (5)$$

Hidrogênio:

$$n_H + 2w = 2x_1 + 2x_4 + 4x_5 \quad (6)$$

Oxigênio:

$$n_O + w + 2m = x_2 + 2x_3 + x_4 + 2x_6 \quad (7)$$

Enxofre:

$$n_S = x_6 \quad (8)$$

Nitrogênio:

$$n_N + 2\rho m = 2x_7 \quad (9)$$

Duas das principais reações envolvidas na gaseificação foram usadas para fornecer as duas equações adicionais necessárias para resolver o equilíbrio químico.

A constante de equilíbrio da reação da metanação do carbono é dada por:

$$K_1 = \frac{x_5}{x_1^2} \quad (10)$$

A constante de equilíbrio da reação de deslocamento gás-água é dada por:

$$K_2 = \frac{x_1 x_3}{x_2 x_4} \quad (11)$$

Em seguida, a equação da primeira lei da termodinâmica para a reação de gaseificação, supondo um processo adiabático, é dada por:

$$x_1 dH_{H_2} + x_2 dH_{CO} + x_3 dH_{CO_2} + x_4 dH_{H_2O} + x_5 dH_{CH_4} + x_6 dH_{SO_2} + x_7 dH_{N_2} - dH_{bio} - w dH_{H_2O} = 0 \quad (12)$$

A entalpia da biomassa é calculada como:

$$dH_{bio} = H_{fbiomassa}^0 = PCS_{bio} MM_b + H_{fCO_2}^0 + \frac{n_H}{2} H_{fH_2O(l)}^0 + n_S H_{fSO_2}^0 \quad (13)$$

Onde H_f^0 é a entalpia de formação e de acordo com Callejón-Ferre et al. [19], o poder calorífico superior (PCS) de qualquer biomassa pode ser calculado com precisão usando a seguinte fórmula:

$$PCS_{bio} = (-3,393 + 0,507 C - 0,341 H + 0,067 N) \times 1000 \text{ (kJ/kg)} \quad (14)$$

Sendo C, H e N a composição percentual dos elementos em base seca da biomassa.

Zaina et al. [5], com base no cálculo de minimização de Gibbs da reação de metanação do carbono e da reação de deslocamento gás-água, obtiveram as seguintes equações dependentes da temperatura de gaseificação, respetivamente:

$$\ln K_1 = \frac{7082,848}{T} + (-6,567) \ln T + \frac{7,466 \times 10^{-3}}{2} T + \frac{-2,164 \times 10^{-6}}{6} T^2 + \frac{0,701 \times 10^{-5}}{2T^2} + 32,541 \quad (15)$$

$$\ln K_2 = \frac{5870,53}{T} + 1,86 \ln T + 2,7 \times 10^{-4} T + \frac{58200}{T^2} + 18,007 \quad (16)$$

O poder calorífico inferior do gás de síntese pode ser calculado utilizando a seguinte equação [20]:

$$PCI_{syngas} = (30[CO] + 25,7[H_2] + 85,4[CH_4] + 151,3[C_m H_n]) 4,2/1000 \text{ (MJ/Nm}^3\text{)} \quad (17)$$

Os cálculos do conjunto de equações não lineares foram realizados numericamente por meio do software EES (Engineering Equation Solver), que também permitiu o uso direto das propriedades termodinâmicas necessárias para essa análise a partir de sua biblioteca.

2.2. Escolha das biomassas e potencial teórico de produção de hidrogênio

Para este estudo, foram escolhidos nove resíduos de seis tipos de biomassa. Os critérios de seleção desses resíduos foram baseados em sua disponibilidade e produção. A Tabela 1 apresenta os resíduos de biomassa selecionados e suas respectivas análises finais e proximais.

O potencial é definido como a quantidade possível de produção de hidrogênio por ano, dadas as considerações específicas sobre os resíduos, e foi calculado usando as equações abaixo.

$$P_{th2} = \frac{\%H_{2MÁSS}}{\%BioMÁSS} \cdot P \cdot RRB(1 - U)\eta \quad (18)$$

Onde:

- P: quantidade de biomassa produzida na microrregião em um período de um ano (tonelada/ano);
- RRB: razão entre o resíduo produzido e a biomassa produzida;
- U: porcentagem de umidade na análise elementar;
- η : porcentagem do resíduo produzido que pode ser utilizada para a produção de hidrogênio por meio de gaseificação;
- $\%H_{2MÁSS}$: porcentagem mássica de H_2 produzido na gaseificação de resíduos de biomassa;
- $\%BioMÁSS$: porcentagem mássica de biomassa seca e sem cinzas nos reagentes.

2.3. Modelamento de equilíbrio dos reatores WGS (Water-Gas Shift)

Uma maneira de maximizar a produção de hidrogênio é utilizar o monóxido de carbono restante do gás de síntese e convertê-lo em hidrogênio por meio da reação de deslocamento de gás-água em um reator catalítico. A taxa de conversão de monóxido de carbono ou a eficiência de conversão desse reator também pode ser estimada por meio da análise de equilíbrio químico, minimizando a energia livre de Gibbs.

Tabela 1 - Resíduos de biomassas escolhidos e suas análises elementar e imediata

Biomassa/Ref.	Análise Elementar (Base seca) (%)						Análise Imediata (Base Úmida) (%)			
	C	H	O	N	S	A	Umidade	Cinzas	Voláteis	Carbono Fixo
Bagaço de cana [11]	48,81	5,9	43,1	0,49	0	1,7	7	1,49	76,35	15,16
Palhico de cana [12]	39,75	5,5	46,84	0,19	0	7,72	33	5,17	51,86	9,97
Borra de café gasta [13]	59,70	7,80	30,20	2,19	0,10	0,01	57,9	0,17	34,73	7,19
Espiga de milho [14]	46,51	5,68	44,13	0,47	0,09	3,12	7,04	2,9	72,67	17,39
Palhico de milho [14]	44,77	5,39	41,76	0,85	0,21	7,02	8,02	6,46	67,55	17,97
Casca de soja [15]	43,08	6,36	44,51	0,85	0,09	5,11	6,30	5,10	69,60	19,00
Casca de cacau [16]	45,58	5,63	36,05	3,36	0,17	9,21	6,7	8,58	-	-
Madeira de Eucalipto [17]	48,33	5,89	45,13	0,15	0,01	0,49	16	0,44	69,34	14,22
Casca de Eucalipto [18]	47,4	5,5	44,1	0,3	0,05	2,65	12	4,22	68,73	15,05

Fonte: elaboração própria.

$$K_2 = \left(\frac{\frac{\%CO_{2\text{molar.bs}}}{100} + \frac{\%CO_{\text{molar.bs}}}{100} C_{CO}}{\frac{\%CO_{\text{molar.bs}}}{100} (1 - C_{CO})} \right) \times \left(\frac{\frac{\%H_{2\text{molar.bs}}}{100} + \frac{\%CO_{\text{molar.bs}}}{100} C_{CO}}{(S/G - \frac{\%CO_{\text{molar.bs}}}{100} C_{CO})} \right) \quad (19)$$

Onde:

C_{CO} : conversão de monóxido de carbono;

S/G : razão vapor por gás seco;

K_2 : constante de equilíbrio da reação de deslocamento gás-água.

2.4. Estimativa de custos

Os custos dos equipamentos foram estimados com base em um custo de referência, e a escala de estimativa é baseada em um parâmetro específico do equipamento. Além disso, o custo também precisa ser ajustado de acordo com o Índice de Custo de Planta de Engenharia Química (CEPCI). O custo usado foi atualizado para 2022, levando em consideração que os dados mais recentes usados neste estudo para culturas de biomassa também são desse ano.

$$C_E = C_R \left(\frac{S}{S_R} \right)^f \frac{CEPCI_{2022}}{CEPCI_{ano}} \quad (20)$$

Onde:

- C_E : é o custo estimado do equipamento para uma capacidade S ;
- C_R : é o custo de referência do equipamento para uma capacidade S_R ;
- CEPCI: índice de custo de plantas de engenharia química para um determinado período;
- f : parâmetro de escala para estimativa de custos.

A Figura 1 apresenta o esquema da planta considerado na análise.

A Tabela 2 apresenta os dados de referência obtidos na literatura para a estimativa dos custos dos equipamentos. Para a estimativa do custo de

investimento total (CIT) [30] e a estimativa dos custos de operação e manutenção, foram utilizadas as seguintes considerações apresentadas na Tabela 3: Este estudo considera que, para cada microrregião, haverá uma única planta de produção de hidrogênio por meio de gaseificação em um centro de produção unificado localizado aproximadamente no centroide geográfico. Para estimar a distância média que os resíduos de biomassa precisarão ser transportados até esse centro unificado, levando em conta a variação única de cada microrregião, foi adotado um círculo com uma área equivalente a cada microrregião. O raio desse círculo é definido como o raio teórico ou raio correspondente. Levando em conta uma média estatística de distribuição dos pontos de coleta, foi adotado um raio médio correspondente a dois terços do raio teórico.

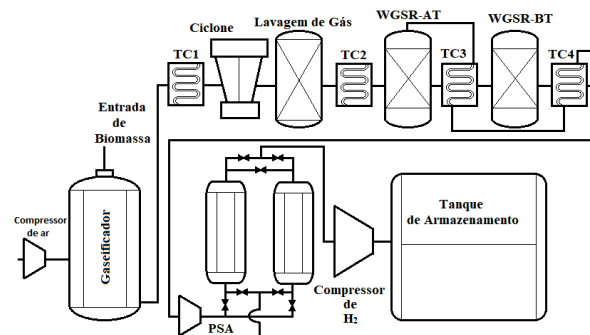


Figura 1 – Esquema da planta de produção de H_2 . WGSR: Reator WGS. AT: Alta temperatura. BT: Baixa temperatura. TC: Trocador de calor. Fonte: elaboração própria.

No entanto, as estradas muito dificilmente irão seguir uma direção retilínea do centroide do círculo em direção a borda. Cada estrada segue um percurso que depende das características únicas do terreno e uma forma de contabilizar isso é através do fator de tortuosidade. Regiões altamente desenvolvidas e com percursos de grades retangulares, segundo Piñas et al [33], possuem um fator de tortuosidade de 1,27 e

Tabela 2 – Dados para estimativa de custo dos componentes da planta

Equipamento	C_R (k\$)	S_R	Base de S_R	Unid.	f	$CEPCI_{ano}$	Ref.
Gaseificador	137090	2464	Vazão de biomassa seca	ton/dia	0,67	556,8	[21]
Reator WGS	37527	1450	PCI do gás de síntese de entrada	MW	0,65	541,7	[22]
PSA	27121,2	17069	Vazão de entrada do gás	kmol/h	0,6	525,4	[23]
Soprador de Ar	223,1	1	Potência elétrica	MWe	0,67	499,6	[24]
Ciclone	355	52,720	Vazão do gás	kg/s	0,64	468,2	[25]
Pré Processamento da Biomassa	27221	2000	Vazão de biomassa seca	ton/dia	0,67	541,7	[21]
Manuseio das Cinzas	6571	9,7	Vazão de cinzas	kg/s	0,6	541,7	[26]
Compressor de H_2	343,24	0,52	Potência elétrica	MWe	0,62 ^[26]	575,4	[27]
Trocador de Calor	10514,8	193,398	Calor retirado do gás de síntese	MW	0,6	499,6	[24]
Lavagem de Gás	41710	37	Vazão do gás de síntese seco	kg/s	0,7	584,6	[28]
Tanque de Armazenamento	0,843	1	Massa de hidrogênio	ton/dia	0,7	525,4	[29]

Fonte: elaboração própria.

regiões menos desenvolvidas possuem um fator de 3. Para este estudo, foi adotado um fator de 2,5. Dessa forma, o raio médio fica definido como:

$$R_M = \frac{2}{3} \sqrt{\frac{A_m}{\pi}} \tau \quad (21)$$

Onde A_m é a área da microrregião e τ é o fator de tortuosidade.

Quando se considera transporte, a distância é apenas um dos parâmetros que influênciam o custo. O tipo do transporte, a densidade do resíduo, o preço do frete e o número de viagens necessárias também são fatores que determinam o custo.

O caminhão escolhido como referência para o transporte dos resíduos possui de dois a três eixos, com uma capacidade de 33 toneladas e dimensões da caçamba de 18 metros de comprimento, 3 de largura e 2,8 metros de altura.

Portanto o custo de transporte é dado pela seguinte equação:

$$C_T = P_f \cdot \text{Cap} \cdot \text{Viag} \quad (22)$$

Onde:

- P_f : preço dos fretes (R\$ ton⁻¹ km⁻¹);
- Cap: capacidade (depende da densidade do resíduo, sendo máximo 30 toneladas);
- Viag: números de viagens necessárias.

O preço dos fretes foi estimado por meio de regressões lineares providas da coleta de dados do frete de várias viagens através do Sistema de Informações de Fretes – SIFRECA vindo do Grupo de Pesquisa e Extensão em Logística Agroindustrial - ESALQ-LOG [34].

3. Resultados

A seguir é apresentado a validação do modelo de equilíbrio utilizado e em seguida os resultados obtidos

quanto aos potenciais de produção de hidrogênio em Minas Gerais.

3.1. Validação do modelo termodinâmico de equilíbrio químico

O modelo de equilíbrio desenvolvido no software EES (*Engineering Equation Solver*) foi validado mediante uma comparação com resultados de Zainal et al. [5] (Figura 2), pois foi deste estudo que as relações das constantes de equilíbrio da reação da metanação do carbono e da reação de deslocamento gás-água foram retirados.

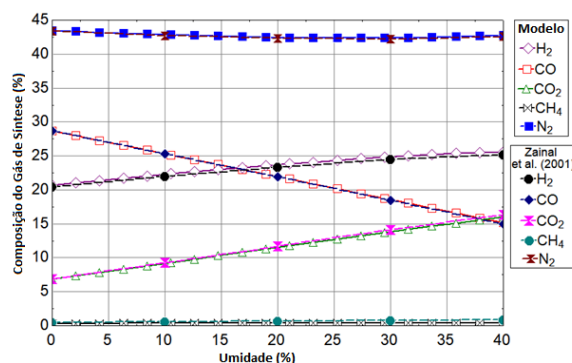


Figura 2 - Comparação dos resultados obtidos por esse estudo com os obtidos por Zainal et al. [5]. Erro Quadrático Médio = 0,00646. Fonte: elaboração própria.

3.2. Ponto de operação que maximiza a produção de H₂

O modelo considera o ar que entra no gaseificador como sendo composto por 21% O₂ e 79% N₂. Também foi levado em consideração que a gaseificação ocorre sob pressão atmosférica. Os dados de entrada são a análise elementar, a umidade e a razão de equivalência ou temperatura de gaseificação. Para a otimização, por se tratar de um problema unidimensional não linear, foi utilizado o método das aproximações quadráticas e o

Tabela 3 – Estimativa do custo total de investimento e custo O&M

Cálculo do CIT	Métodos	Custos O&M		Unid	Ref
Custos dos Equipamentos	A partir da Equação 51	Preço da Água de Resfriamento	0,0162	\$/ton	[30]
Custo instalado de utilitários e unidades externas (U)	25% da soma do custo dos equipamentos (Σ CCE)	Preço do resíduo agrícola	18	\$/ton	[31]
Custo Instalado (CI)	$CI = \Sigma CCE + U$	Preço do resíduo florestal	16	\$/ton	[31]
Custo e contingência dos proprietários (C)	15% do CI	Preço da eletricidade	81,09	\$/MWh	[30]
Compra de terrenos, licenciamento, topografia etc. (TLT)	5% do CI	Mão de Obra	10% do custo de produção		[32]
Custo de Investimento Total (CIT)	$CIT = CI + C + TLT$	Manutenção Variável	5% dos custos fixos		[32]
		Impostos Locais	2% do CIT		[30]

Fonte: elaboração própria.

método da seção áurea para maximizar a produção de H_2 .

A Tabela 4 apresenta os resultados da otimização obtidos para cada uma das biomassas, ou seja, o ponto de operação que permite a produção máxima de H_2 . A Figura 3 apresenta as curvas de produção de hidrogênio a partir da gaseificação dos nove resíduos de biomassa em função da razão de equivalência utilizando o ar como agente oxidante.

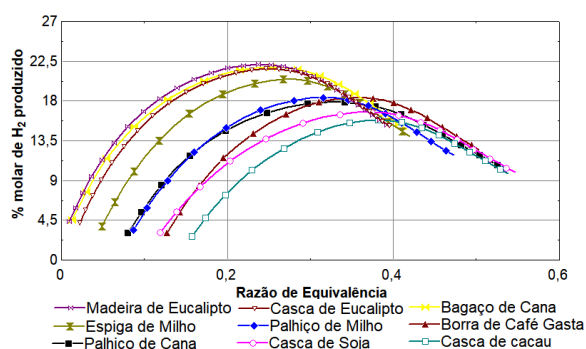


Figura 3 - Curvas de produção de H_2 dos resíduos em função da razão de equivalência (base úmida)

3.3. Potenciais teóricos da produção de H_2 em Minas Gerais

Utilizando os dados de produção do IBGE [35] quanto a produção em toneladas e, para o caso do palhico de cana, por área plantada, foi estimado a produção do resíduo baseado na proporção do mesmo com o produto principal. Para a madeira de eucalipto, por não ser necessariamente um resíduo, foi considerado uma porcentagem de 10% do que é produzido como resíduo para a gaseificação. Esse valor busca encapsular resíduos provenientes de diferentes processos de utilização, como na construção civil, serragem e até mesmo uso direto.

A Figura 4 apresenta o potencial teórico ($\eta = 100\%$) de produção de hidrogênio para as microrregiões de Minas Gerais, considerando a gaseificação de todos os resíduos propostos. Também é apresentado o resíduo

com maior potencial da microrregião e a sua participação percentual no potencial. Esses valores não consideram perdas ou o fator de recuperação de H_2 do PSA (*Pressure Swing Adsorption*) na unidade.

O potencial de produção total do estado de Minas Gerais é de $3.427.454,19 \text{ ton ano}^{-1}$ de H_2 . O bagaço de cana é o resíduo com maior potencial no estado, contribuindo com 54,6% do potencial de produção e, se somado com o palhico de cana, os resíduos da cana de açúcar correspondem a 81,6% do potencial total.

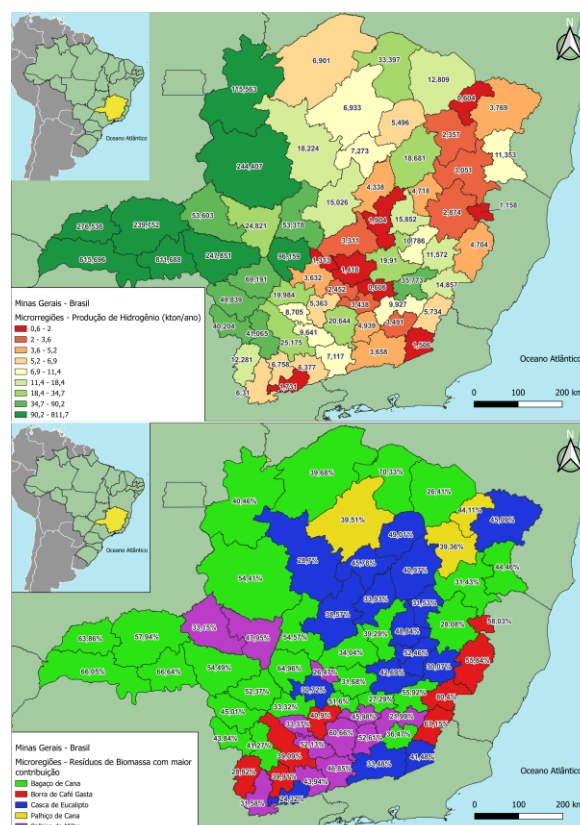


Figura 4 - Potencial teórico de produção de hidrogênio de Minas Gerais. Fonte: elaboração própria.

Tabela 4 – Ponto de máxima produção de hidrogênio

Biomassa	Umidade	% H_2 máximo (molar – base úmida)	Razão H_2 /Bio-massa (RH ₂ Bio1)	Razão H_2 /Biomassa (RH ₂ Bio2)	ER	Temperatura (°C)
Bagaço de cana	15,00%	20,837%	0,05357	0,10325	0,3122	736,4
Palhico de cana	18,5%	17,152%	0,04319	0,07152	0,3874	700
Borra de café gasta	15,00%	17,710%	0,06578	0,12679	0,4003	734,5
Espiga de milho	7,04%	19,666%	0,04710	0,09772	0,3198	732,6
Palhico de milho	8,02%	17,741%	0,04486	0,09147	0,3603	715,2
Casca de soja	6,30%	16,176%	0,04351	0,08002	0,4156	701,6
Casca de cacau	6,70%	15,401%	0,04503	0,09157	0,4191	703,9
Madeira de Eucalipto	16,00%	21,940%	0,05389	0,10234	0,2913	740,3
Casca de Eucalipto	12,00%	21,140%	0,05020	0,10132	0,2942	738,9

RH₂Bio1: Razão na saída do gaseificador ($\text{kg}_{H_2}/\text{kg}_{\text{biomassa}}$); RH₂Bio2: Razão na saída do reator WGS de baixa temperatura ($\text{kg}_{H_2}/\text{kg}_{\text{biomassa}}$); Fonte: elaboração própria.

Entre as microrregiões mineiras, nove delas são responsáveis por 79,8% do potencial, com destaque para Uberaba com 23,9% e Frutal com 18,24%. Não é viável ou mesmo possível em termos econômicos e de logística utilizar 100% dos resíduos. Em algumas culturas, é necessário que pelo menos uma porcentagem dos resíduos permaneça no solo para evitar maiores impactos no mesmo. Portanto, foram então avaliados o custo nivelado de produção de H_2 para um aproveitamento de 30% e 50% dos resíduos (Figura 5). Foram considerados os seguintes dados econômicos: Fator de disponibilidade de 95%; ICMS, IPI, PIS, Cofins de 18%, IRPJ/CLS de 35%, vida útil de 20 anos, taxa mínima de atratividade de 15% e taxa de depreciação de 14,4%.

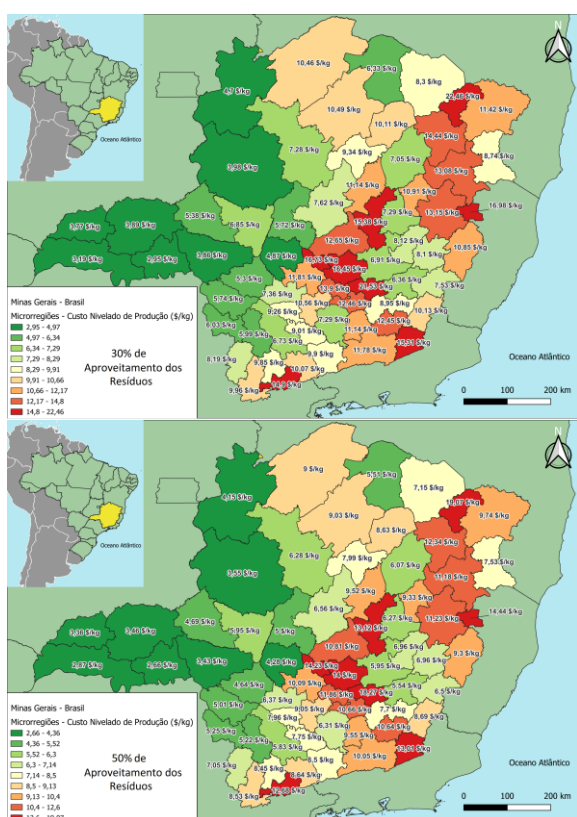


Figura 5 - Potencial econômico da produção de hidrogênio avaliado pelo custo nivelado de produção. Fonte: elaboração própria.

Uberaba, Frutal, Ituiutaba, Araxá, Uberlândia e Paracatu se destacam como as microrregiões com melhores resultados econômicos, sendo todas elas grandes destaques na produção de cana de açúcar. O motivo principal do destaque dessas microrregiões é a produtividade dos resíduos estudados. Uberaba e Frutal alcançaram custos nivelados inferiores a 3 \$/kg de hidrogênio com coletas de 50% de resíduos. Também é importante observar que este estudo avalia o potencial para o ano de 2022, quando a economia foi fortemente impactada pela pandemia. Isso se reflete no CEPCI, que teve um aumento acentuado durante o período e já está mostrando uma tendência de queda em

2023. Portanto, espera-se que os índices econômicos melhorem nos próximos anos.

4. Conclusões

Este estudo investigou o potencial técnico e econômico da produção de hidrogênio por meio da gaseificação de nove diferentes tipos de resíduos de biomassa em cada uma das 66 microrregiões de Minas Gerais.

Foi concluído que os resíduos de eucalipto e o bagaço de cana possuem o maior potencial químico de produção de hidrogênio, seguidos pelos resíduos de milho, borra de café, palhico de cana, casca de soja e casca de cacau.

Quanto ao potencial teórico de produção, ou seja, considerando todo o recolhimento e uso de 100% dos resíduos para a gaseificação, Minas Gerais poderia teoricamente produzir 3.427.454,19 ton ano⁻¹ de hidrogênio.

Entre os resíduos, o bagaço de cana possui o maior potencial no estado de Minas Gerais com uma contribuição de aproximadamente 54,6%. Se somado o palhico de cana, a contribuição dos resíduos de cana de açúcar representa 81,6% do potencial total.

Das 66 microrregiões de Minas Gerais, apenas nove carregam consigo 79,8% do potencial mostrando que não há uma distribuição uniforme do potencial no estado. Os maiores destaques do estado ficam para as microrregiões de Uberaba e Frutal com 23,9% e 18,24% da contribuição no potencial técnico, respectivamente.

De todas as 66 microrregiões, somente nove delas apresentaram custos nivelados inferiores a 5 \$/kg para um aproveitamento de 30% dos resíduos. No cenário de 50% de aproveitamento, tanto Uberaba quanto Frutal alcançam custos nivelados de produção inferiores a 3 \$/kg de hidrogênio.

5. Agradecimentos

Os autores agradecem à CAPES, CNPq e FAPEMIG pelo apoio recebido para a realização deste trabalho.

6. Referências

- [1] K. Mazloomi, C. Gomes. "Hydrogen as an energy carrier: Prospects and challenges". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n.º 5, pp. 3024-3033, 2012. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032112001220>
- [2] A. Molino, S. Chianese, D. Musmarra. "Biomass gasification technology: The state of the art overview". *Journal of Energy Chemistry*, vol. 25, n.º 1, pp. 10-25, 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2095495615001102>

- [3] M. Puig-Arnau, J.C. Bruno, A. Coronas. "Review and analysis of biomass gasification models". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, n.º 9, pp. 2841-2851, 2010. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032110002108>
- [4] D.W. Bacon, J. Downie, J.C. Hsu, J. Peters. "Modelling of fluidized bed wood gasifiers". *Fundamentals of Thermochemical Biomass Conversion*, pp. 717-732, 1985. Disponível em: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-94-009-4932-4_37
- [5] Z.A. Zainal, R. Ali, C.H. Lean, K.N. Seetharamu. "Prediction of Performance of a Downdraft Gasifiers Using Equilibrium Modeling for Different Biomass Materials". *Energy Conversion and Management*, vol. 42, pp. 1499-1515, 2001. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890400000789>
- [6] G. Schuster, G. Löffler, K. Weigl, H. Hofbauer. "Biomass steam gasification—an extensive parametric modeling study". *Bioresource Technology*, vol. 77, n.º 1, pp. 71-79, 2001. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S096085240001152>
- [7] S. Jarunthammachote, A. Dutta. "Equilibrium modeling of gasification: Gibbs free energy minimization approach and its application to spouted bed and spout-fluid bed gasifiers". *Energy Conversion and Management*, vol. 49, n.º 6, pp. 1345-1356, 2008. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S019689040800023X>
- [8] A.M. Gonzalez, E.E.S. Lora, J.C.E. Palacio, O.A.A. Del Olmo. "Hydrogen production from oil sludge gasification/biomass mixtures and potential use in hydrotreatment processes". *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, n.º 16, pp. 7808-7822, 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319918307547>
- [9] Y.-H. Lin, A.C.C. Chang. "The effect of biomass feeding location on rice husk gasification for hydrogen production". *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319922005377>
- [10] A. Anniwaer, N. Chaihad, M. Zhang, C. Wang, T. Yu, Y. Kasai, A. Abudula, G. Guan. "Hydrogen-rich gas production from steam co-gasification of banana peel with agricultural residues and woody biomass". *Waste Management*, vol. 125, pp. 204-214, 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0956053X21001112>
- [11] M. García-Pérez, A. Chaala, C. Roy. "Vacuum pyrolysis of sugarcane bagasse". *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, vol. 65, n.º 2, pp. 111-136, 2002. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S016523700100184X>
- [12] R.M. Jorapur, A.K. Rajvanshi. "Development of a sugarcane leaf gasifier for electricity generation". *Biomass and Bioenergy*, vol. 8, n.º 2, pp. 91-98, 1995. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/096195349400049Y>
- [13] M. Barbanera, I.F. Muguerza. "Effect of the temperature on the spent coffee grounds torrefaction process in a continuous pilot-scale reactor". *Fuel*, vol. 262, p. 116493, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0016236119318472>
- [14] Y.J. Lu, L.J. Guo, C.M. Ji, X.M. Zhang, X.H. Hao, Q.H. Yan. "Hydrogen production by biomass gasification in supercritical water: a parametric study". *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 31, n.º 7, pp. 822-831, 2006. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319905002855>
- [15] Werther, J., Saenger, M., Hartge, E. U., Oga da, T., & Siagi, Z. "Combustion of agricultural residues". *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 26, n.º 1, pp. 1-27, 2000. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360128599000052>
- [16] Van Ree, R., Oudhuis, A. B., Curvers, A. P., & Faaij, A. "Modelling of a biomass-integrated-gasifier/combined-cycle (BIG/CC) system with the flowsheet simulation programme ASPEN+". 1995. Disponível em: <https://www.osti.gov/etdweb/biblio/149812>
- [17] Kitani, O., Hall, C. W., Wagener, K. *Biomass Handbook*. Gordon and Breach Science Publishers, 1989.
- [18] Theis, M., Skrifvars, B. J., Hupa, M., & Tran, H. "Fouling tendency of ash resulting from burning mixtures of biofuels. Part 1: Deposition rates". *Fuel*, vol. 85, n.º 7-8, pp. 1125-1130, 2006. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0016236105003960>
- [19] Callejón-Ferre, A. J., Velázquez-Martí, B., López-Martínez, J. A., Manzano-Agugliaro, F. "Greenhouse crop residues: Energy potential and models for the prediction of their higher heating value". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n.º 2, pp. 948-955, 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0956053X11001112>

direct.com/science/article/abs/pii/S1364032110003813

[20] C. Koroneos, S. Lykidou. "Equilibrium modeling for a downdraft biomass gasifier for cotton stalks biomass in comparison with experimental data". *Journal of Chemical Engineering and Materials Science*, vol. 2, n.º 4, pp. 61-68, 2011. Disponível em: https://academicjournals.org/article/article1379432146_Koroneos%20and%20Lykidou.pdf

[21] Y. Jiang, D. Bhattacharyya. "Techno-economic analysis of direct coal-biomass to liquids (CBTL) plants with shale gas utilization and CO₂ capture and storage (CCS)". *Applied Energy*, vol. 189, pp. 433-448, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261916318529>

[22] S. Yang, Q. Yang, Y. Man, D. Xiang, Y. Qian. "Conceptual design and analysis of a natural gas assisted coal-to-olefins process for CO₂ reuse". *Industrial & Engineering Chemistry Research*, vol. 52, n.º 40, pp. 14406-14414, 2013. Disponível em: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/ie401937k>

[23] S. Szima, S.M. Nazir, S. Cloete, S. Amini, S. Fogarasi, A.-M. Cormos, C.-C. Cormos. "Gas switching reforming for flexible power and hydrogen production to balance variable renewables". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 110, pp. 207-219, 2019. Disponível em: [https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119302011#:~:text=for%20this%20purpose,The%20gas%20switching%20reforming%20combined%20cycle%20\(GSR%20DCC\)%20plant,output%20makes%20electricity%20production%20uneconomical](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119302011#:~:text=for%20this%20purpose,The%20gas%20switching%20reforming%20combined%20cycle%20(GSR%20DCC)%20plant,output%20makes%20electricity%20production%20uneconomical)

[24] B.J.L. Pérez, J.A.M. Jiménez, R. Bhardwaj, E. Goetheer, M. van Sint Annaland, F. Gallucci. "Methane pyrolysis in a molten gallium bubble column reactor for sustainable hydrogen production: Proof of concept & techno-economic assessment". *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, n.º 7, pp. 4917-4935, 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920342816>

[25] Feedstock, Estimates–Wood. "Equipment design and cost estimation for small modular biomass systems, synthesis gas cleanup, and oxygen separation equipment". National Renewable Energy Laboratory, 2006. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy06osti/39943.pdf>

[26] G. Manzolini, E. Macchi, M. Gazzani. "CO₂ capture in integrated gasification combined cycle with SEWGS–Part B: Economic assessment". *Fuel*, vol. 105, pp. 220-227, 2013. Disponível em: <https://www>

.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0016236112005923

[27] J. Apt, A. Newcomer, L.B. Lave, S. Douglas, L.M. Dunn. "An engineering-economic analysis of syngas storage". 2008.

[28] J. Andersson, J. Lundgren. "Techno-economic analysis of ammonia production via integrated biomass gasification". *Applied Energy*, vol. 130, pp. 484-490, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261914001652>

[29] G. Parks. "Hydrogen station compression, storage, and dispensing technical status and costs". National Renewable Energy Laboratory, 2014. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/58564.pdf>

[30] C.C. Cormos, K. Vatopoulos, E. Tzimas. "Assessment of the consumption of water and construction materials in state-of-the-art fossil fuel power generation technologies involving CO₂ capture". *Energy*, vol. 51, pp. 37-49, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544213000285>

[31] W.R. Cervi et al. "Mapping the environmental and techno-economic potential of biojet fuel production from biomass residues in Brazil". *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, vol. 15, n.º 1, pp. 282-304, 2021. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/bbb.2161>

[32] Y.K. Salkuyeh, B.A. Saville, H.L. Maclean. "Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from different biomass gasification processes". *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, n.º 20, pp. 9514-9528, 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319918311182>

[33] J.A.V. Piñas, O.J. Venturini, E.E.S. Lora, O.A. Del Olmo, O.D.C. Roalcaba. "An economic holistic feasibility assessment of centralized and decentralized biogas plants with mono-digestion and co-digestion systems". *Renewable Energy*, vol. 139, pp. 40-51, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148119302071>

[34] ESALQ-LOG - Grupo de Pesquisa e Extensão em Logística Agroindustrial. "SIFRECA - Sistema de Informações de Fretes", 2021. Disponível em: <https://sifreca.esalq.usp.br>

[35] IBGE SIDRA. Produção Agrícola Municipal, 2022. Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/tabela/1612>.