

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM MEIO AMBIENTE E RECURSOS
HÍDRICOS

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE GERAÇÃO DE HIDROGÊNIO
A PARTIR DA REFORMA DO BIOGÁS DE CO-DIGESTÃO DE RESÍDUOS
SÓLIDOS URBANOS E LODO DE ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE
EFLUENTES PARA O ESTADO DE MINAS GERAIS

ADRIELE MARIA DE CÁSSIA CRISPIM

ITAJUBÁ(MG), BRASIL

2023

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM MEIO AMBIENTE E RECURSOS
HÍDRICOS

ADRIELE MARIA DE CÁSSIA CRISPIM

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE GERAÇÃO DE HIDROGÊNIO
A PARTIR DA REFORMA DO BIOGÁS DE CO-DIGESTÃO DE RESÍDUOS
SÓLIDOS URBANOS E LODO DE ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE
EFLUENTES PARA O ESTADO DE MINAS GERAIS

Dissertação de Mestrado apresentado ao
Programa de Pós Graduação em Meio Ambiente e
Recursos Hídricos.

Área de Concentração: Meio Ambiente e
Recursos Hídricos

Orientadora: Professora Dra. Regina Mambeli
Barros - UNIFEI

Coorientador: Professor Dr. Geraldo Lúcio
Tiago Filho – UNIFEI.

ITAJUBÁ (MG), BRASIL

2023

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM MEIO AMBIENTE E RECURSOS
HÍDRICOS

ADRIELE MARIA DE CÁSSIA CRISPIM

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE GERAÇÃO DE HIDROGÊNIO
A PARTIR DA REFORMA DO BIOGÁS DE CO-DIGESTÃO DE RESÍDUOS
SÓLIDOS URBANOS E LODO DE ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE
EFLUENTES PARA O ESTADO DE MINAS GERAIS

Banca Examinadora

Profa. Dra. Regina Mambeli Barros (Orientadora)

Universidade Federal de Itajubá

Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho (Coorientador)

Universidade Federal de Itajubá

Prof. Dr. Ivan Felipe dos Santos

Universidade Federal de Itajubá

Prof. Dr. Antonio Carlos Barket Botan

Universidade Federal de Itajubá

ITAJUBÁ (MG), BRASIL

2023

À Lorena (in memoria), dedico.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter me sustentado até aqui.

Aos meus pais, Carlos e Rosângela, que me incentivaram no desejo pela busca do conhecimento e me motivam a persistir em meus sonhos. À minha querida avó Maria Geni (*in memoria*), por ter depositado tanto amor mim, por ter se orgulhado de cada conquistas, e por ter estado ao meu lado nos últimos dias desta escrita.

Ao meu irmão, Weriks, que está sempre disposto a me ajudar, me motivando com seu carinho.

Ao meu noivo, Gabriel, por me apoiar em meus sonhos, e acreditar fielmente em todo o meu potencial.

Aos meus amados sobrinhos, Theo e Lorena (*in memoria*), que foram a grande motivação desse sonho.

A todos meus amigos e familiares que me enviam apoio e carinho.

À minha querida orientadora, Professora Dra. Regina Mambeli Barros, por sua orientação, paciência e entusiasmo com nossa pesquisa.

Ao meu Coorientador Professor Dr. Tiago Geraldo Lúcio Filho, por me ajudar a ampliar ideias.

Ao meu professor Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos, por me ensinar a evoluir cada dia mais, e além de um querido professor, tem se tornado um grande amigo.

À UNIFEI e todos os funcionários, professores, técnico e supervisores, que de forma direta ou indireta contribuem para meu crescimento pessoal e profissional.

À CAPES e FAPEMIG pela concessão de bolsa de mestrado, que viabilizaram esse sonho.

RESUMO

A obtenção do H₂ a partir de processos com baixa emissão de dióxido de carbono (CO₂) tem sido de grande interesse para reduzir impactos ambientais. O uso do biogás na substituição de fontes fósseis como o gás natural tem sido uma alternativa promissora para a produção limpa do hidrogênio (H₂), o qual pode ser utilizado nos setores de energia e industriais. O objetivo desse estudo é avaliar a viabilidade econômica do aproveitamento do H₂ gerado através do biogás, para 28 consórcios de aterros sanitários (ASs) do estado de Minas Gerais. Dois processos foram analisados: a reforma do metano a vapor (RMV) e a reforma via pirólise por meio de uma análise econômica, utilizando os métodos do valor presente líquido (VPL), custo nivelado de hidrogênio (LCOH) e taxa interna de retorno (TIR). Estimou-se o potencial de produção de biogás dos ASs, bem como seu respectivo potencial de hidrogênio. Os custos de instalação (CAPEX), operação e manutenção (OPEX) foram estimados para os processos de purificação do biogás e obtenção de H₂. O preço de venda do H₂ como combustível foi estimado para cada consórcio. A capacidade de obtenção de amônia a partir do H₂ foi determinada, bem como o custo nivelado da amônia (LCOA). A capacidade instalada dos consórcios analisados variou de 12.738,08 a 1.716.651,77 kg H₂/ano. O LCOH variou de 9,44 R\$/kg a 1.255,83 R\$/kg. Comparando os três cenários, a RMV sem captura do CO₂ é o que obteve os melhores resultados econômicos, contudo, esse cenário obteve o potencial de emissão de CO₂. A novidade deste estudo implica em utilizar o biogás para obter H₂, e comparar a RMV com a Pirólise. O *CIDES* foi o consórcio que obteve os melhores resultados econômicos. Processos de reforma do CH₄ em H₂ com zero emissão de CO₂ foram os quais obteve os maiores valores do LCOH, o que o torna pouco competitivo com as fontes fósseis, e pode inviabilizar o projeto. Há a necessidade políticas públicas para o incentivar a produção e uso do H₂ a partir do biogás.

Palavras chave: Energias renováveis, biometano, hidrogênio, matriz energética, viabilidade econômica.

ABSTRACT

Obtaining H₂ from processes with low carbon dioxide (CO₂) emissions has been of great interest in order to reduce environmental impacts. The use of biogas to replace fossil sources such as natural gas has been a promising alternative for the clean production of hydrogen (H₂), which can be used in the energy and industrial sectors. The aim of this study was to assess the economic viability of using the H₂ generated by biogas for 28 landfill consortia in the state of Minas Gerais. Two processes were analyzed: steam methane reforming (VSR) and pyrolysis reforming through an economic analysis using the net present value (NPV), levelized cost of hydrogen (LCOH) and internal rate of return (IRR) methods. The biogas production potential of the ASs was estimated, as well as their respective hydrogen potential. Installation (CAPEX) and operation and maintenance (OPEX) costs were estimated for the biogas purification and H₂ production processes. The selling price of H₂ as a fuel was estimated for each consortium. The capacity to obtain ammonia from H₂ was determined, as well as the levelized cost of ammonia (LCOA). The installed capacity of the consortia analyzed ranged from 12,738.08 to 1,716,651.77 kg H₂/year. The LCOH ranged from 9.44 R\$/kg to 1,255.83 R\$/kg. Comparing the three scenarios, the RMV without CO₂ capture is the one that obtained the best economic results, however, this scenario had the greatest potential for CO₂ emissions. The novelty of this study involves using biogas to obtain H₂, and comparing RMV with pyrolysis. CIDES was the consortium that obtained the best economic results. Processes for reforming CH₄ into H₂ with zero CO₂ emissions were the ones that obtained the highest LCOH values, which makes it uncompetitive with fossil sources and could make the project unviable. There is a need for public policies to encourage the production and use of H₂ from biogas.

Keywords: Renewable energy, biomethane, hydrogen, energy matrix, economic feasibility.

LISTA DE SIGLAS

ABIOGÁS Associação Brasileira do Biogás
AGV Ácidos Graxos Voláteis
ANP Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural
AS Aterro Sanitário
ATR Reforma Autothermal
 C_A Custo de investimento anual
CAPEX custo de investimento inicial
C Carbono
 C_{H_2} Custo de produção de hidrogênio
CH₄ Metano
 C_{INV} Custo de investimento
CO₂ Dióxido de Carbono
CO Monóxido de carbono
CoDA Codigestão Anaeróbia
CTRS Biodigestor com tanque agitado continuamente
DA Digestão Anaeróbia
DBO Demanda Bioquímica de Oxigênio
DQO Demanda química de oxigênio
DR reforma a seco
DRS reforma de oxidação a seco
IEIA Agência Internacional de Energia
EPE Empresa de Pesquisa Energética
ETE Estação de Tratamento de Efluentes
FeCl Cloreto de Ferro
Fe Ferro
FeOH Hidróxido de ferro
FNRs Fontes não renováveis
FORSU Fração Orgânica dos Resíduos Sólidos Urbanos
FRC Fator de recuperação de capital
FRs Fontes Renováveis
FUNASA Fundação Nacional de Saúde
GAV Gás água vapor

GEEs Gases de efeito estufa
H₂ Hidrogênio
H₂O Água
H₂S Sulfeto de Hidrogênio
i Taxa de juros
LCOE Custo nivelado de energia
MO Matéria Orgânica
NaOH Hidróxido de sódio
N Nitrogênio
NH₃ Amônia
OM Custo de operação e manutenção
O Oxigênio
OPEX Custos de operação e manutenção
PEAD Polietileno de alta densidade
pH Potencial Hidrogeniônico
P Fósforo
POR Oxidação Parcial
Ps População de saturação
Pt População no tempo *t*
PVC Policloreto de vinila
 Q_{CH_4} Vazão de metano
 $Q_{máx}$ Vazão máxima
 $Q_{méd}$ Vazão média
 $Q_{mín}$ Vazão mínima
RAI Resíduo Agro Industrial
RIV Resíduo da indústria do vinho
RMV reforma do metano a vapor
RS Resíduos Sólidos
RSU Resíduos Sólidos Urbanos
S Enxofre
SO₄²⁻ Sulfato
TIR Taxa Interna de Retorno
UASB Reator de fluxo ascendente
USEPA Agencia de Proteção Ambiental dos Estados Unidos
VPL Valor presente líquido

Δx Potencial de lodo residual de ETE

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Comparação entre a produção de energia primária de fonte renovável e fonte não renovável no Brasil.	21
Figura 2 - Comparação da taxa de crescimento anual por produção de energia renovável e não renovável no Brasil.	22
Figura 3- Panorama brasileiro de plantas de biogás	25
Figura 4 - Representação esquemática do processo de DA.....	27
Figura 5 - Figura esquemática do reator de lagoa coberta.....	31
Figura 6 -Figura esquemática do reator UASB.	32
Figura 7 - Esquema de um tanque agitado continuamente.....	33
Figura 8 - Esquema de um biodigestor de fase sólida.	34
Figura 9 - Esquema de um aterro sanitário e a captura do biogás.	35
Figura 10- Possíveis rotas de aproveitamento energético do biogás.....	39
Figura 11- Classificação do H ₂ com base em sua rota de produção.....	42
Figura 12 - Balanço energético para a produção de 1 kg de H ₂ a partir do CH ₄ , via RMV mais GAV.....	48
Figura 13– Balanço energético para a produção de 1 kg de H ₂ , via reforma pirólise do CH ₄	50
Figura 14– Comparação de custos e emissões de CO ₂ entre as diferentes tecnologias de produção de H ₂	52
Figura 15 - Representação esquemática das etapas metodológicas adotadas neste estudo.	58
Figura 16 - Consórcios de Aterro Sanitário do Estado de Minas Gerais - Brasil.....	59
Figura 17– Fluxograma das etapas da metodologia	60
Figura 18– Custo do investimento para a reforma do biogás em biometano em função da capacidade instalada de biogás	65
Figura 19– CAPEX para a produção de H ₂ em função da capacidade da planta em toneladas por dia.66	
Figura 20– Custos para a captura de CO ₂ durante o processo de reforma a vapor do CH ₄	67
Figura 21– Custo de investimento inicial em função da produção de H ₂ via pirólise....	68
Figura 22– Custos de operação e manutenção em função da capacidade de produção de H ₂	68
Figura 23– Custo pela eletricidade demandada no processo em função da capacidade de produção de H ₂	69

Figura 24– Resultado da projeção populacional para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais, para período de 20 anos de projeto.	71
Figura 25– Resultado da produção total de resíduos sólidos urbanos e lodo de ETE produzido pelos 28 consórcios do Estado de Minas Gerais.	73
Figura 26 – Produção de CH ₄ após a purificação do biogás gerado pelos 28 consórcios do Estado de Minas.	74
Figura 27– Produção de hidrogênio gerada a partir da reforma a vapor do CH ₄ , para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerias.	75
Figura 28– Resultado do potencial elétrico do H ₂ obtido via reforma a vapor e via pirólise do CH ₄ para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais.	76
Figura 29 - resultados de energia química (MJ/dia) do H ₂ , obtido a partir dos processos de reforma a vapor e pirólise do CH ₄ para os consórcios 28 Consórcios dos Estado de Minas.	77
Figura 30 – Resultado do custo nivelado de hidrogênio para reformas via a vapor e pirólise do CH ₄ para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais.	78
Figura 31 – Resultado do valor presente líquido para reformas via a vapor e pirólise para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais, comparando os processos de RMV com captura de CO ₂ , RMV com captura de CO ₂ sem captura de CO ₂	81
Figura 32 - Resultado do valor presente líquido para reformas via a vapor e pirólise para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais, comparando o processo de reforma a vapor em que há venda do negro fumo com o cenário em que não há a venda do negro fumo.	82
Figura 35 - Venda do H ₂ como energia química (R\$/MJ) a partir da capacidade instalada do processo de pirólise para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais.	87
Figura 36 - Resultado da capacidade de produção de NH ₃ (kg/ano) produzido a partir do H ₂ obtido no processo de reforma a vapor do CH ₄ e LCOA (R\$/kg) para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerias.	88
Figura 38– Potencial de emissão de CO ₂ pelos consórcios para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais, pelo processo de reforma a vapor sem captura de CO ₂	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Panorama das plantas de biogás por fonte de substrato.	23
Tabela 2 - Potencial de geração de CH ₄ em função das características dos RSU da precipitação anual.	28
Tabela 3- Decaimento de CH ₄ ao ano em função das características dos RSU.....	29
Tabela 4– Comparação de dados energético de H ₂ e outros combustíveis.	39
Tabela 5 - Classificação do Hidrogênio de acordo com a rota de produção.	41
Tabela 6 - Resumo dos processos para obtenção do H ₂	45
Tabela 7 - Conversão do biogás em H ₂ a partir de diferentes processos de reforma encontrados na literatura.....	51
Tabela 8 - Resumo de trabalhos que analisaram a viabilidade econômica do H ₂ gerado a partir do biogás, disponível na literatura	83
Tabela 9 - Dados dos consórcios do estado de Minas Gerais.....	102
Tabela 10 - Resultados obtidos para H ₂ o Estado de Minas Gerais.....	106
Tabela 11 - Potencial Energético.....	108
Tabela 12 - Resultados de capacidade da Amônia e LCOA.....	110

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
2 OBJETIVOS	20
2.1 Objetivo geral	20
2.2 Objetivos Específicos	20
3 REFERENCIAL TEÓRICO	21
3.1 Matriz energética Brasileira	21
3.2 O papel do Biogás na Matriz Energética Brasileira	22
3.2 Digestão Anaeróbia e o potencial de geração de CH ₄	26
3.3 Codigestão Anaeróbia e o potencial de geração de CH ₄	29
3.4 Tecnologias para a produção de biogás	30
3.4.1 Biodigestor de Lagoa Coberta (BCL)	30
3.4.2 Biodigestor tipo UASB	31
3.4.3 Biodigestor com tanque agitado continuamente (CTRS)	32
3.4.4 Biodigestor em fase sólida (dry digestion)	33
3.4.5 Biogás de Aterros Sanitários	34
3.5 Purificação do Biogás	36
3.5.1 Processo de Adsorção	36
3.5.2 Processo de Absorção	37
3.5.3 Permeação	37
3.5.4 Criogenia	37
3.6 Tipos de aproveitamento do biogás	38
3.7 Hidrogênio como vetor energético	39
3.8 Tecnologias para a reforma do biometano em hidrogênio	44
3.8.1 Reforma a vapor	47
3.8.2 Reforma por Oxidação Parcial	48
3.8.3 Reforma “Autothermal”	49
3.8.4 Reforma a seco	49

3.8.5 Reforma de Oxidação a seco	49
3.8.6 Pirólise do Metano	49
3.9 Produção de H ₂ a partir da reforma do biogás	50
3.10 Custos associados a produção de H ₂	51
3.11 Potencial de biogás e hidrogênio a partir dos Aterros Sanitários	53
3.11.1 Potencial de biogás	53
3.12 Desafios para a produção e uso.....	54
3.13 Armazenamento do hidrogênio.....	54
3.14 Aplicações do hidrogênio	55
3.14.1 Aplicações no setor energético	55
3.14.2. Aplicação do H₂ para produção de NH₃ como fertilizante.....	56
4 METODOLOGIA	58
4.1 Projeção populacional.....	60
4.2 Estimativa de RS.....	61
4.2.1 Estimativa de RSU	61
4.2.2 Estimativa de lodo de ETE.....	62
4.3 Estimativa da Vazão de CH ₄	62
4.4. Estimativa de H ₂ a partir da reforma de CH ₄	63
4.5. Estimativa do potencial energético a partir do H ₂	64
4.6. Estimativa do potencial NH ₃ a partir do H ₂	64
4.7 Análise econômica	64
4.7.1 Custos no tratamento do biogás.....	64
4.7.2 Custo para a reforma do CH₄ em H₂ via reforma a vapor	65
4.7.3 Custos para a reforma do CH₄ em H₂ via pirólise	67
4.7.4. Custo para produção de Amônia a partir do H₂.....	69
4.7.5 Análise do Custo Nivelado.....	69
4.7.6 Valor presente líquido e TIR	70
5 RESULTADOS.....	71

5.1	Projeção populacional.....	71
5.2	Estimativa de RSU e lodo de ETE.....	72
5.3	Vazão de CH ₄	73
5.4	Vazão de Hidrogênio	74
5.5	Potencial Energético do H ₂	75
5.5.1.	Potencial Elétrico do H₂.....	75
5.5.2.	Potencial Energia química do H₂.....	77
5.5.3	Análise Econômica do H₂	78
5.6	Capacidade de produção de NH ₃ e LCOA	88
5.7	Potencial de emissão de CO ₂ no processo de reforma a vapor	90
6	CONCLUSÃO	93
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94
	APÊNDICE	102

1 INTRODUÇÃO

O crescimento populacional, aliado à industrialização e desenvolvimento, acarretou em uma maior demanda de energia em escala global. A alta demanda energética tem sido associada às discussões internacionais celebradas nas Conferências das Partes (COPs) a respeito das mudanças climáticas, os quais se destacam o Protocolo de Kyoto, o acordo de Paris e Conferência de Glasgow (UNFCCC, 2022), e se propôs a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEEs), para manter o aumento da temperatura média global inferior a 1,5°C (IPCC, 2018).

Dentre as medidas adotadas para atingir tal meta, destacam-se a redução das emissões de GEEs por meio da transição de uma matriz energética de fontes não renováveis (FNR), para uma matriz mais limpa e renovável como a hidráulica, biomassa, lenha e carvão vegetal, entre outras (EPE, 2021a). Mediante tal ação, através da Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) (Lei Federal 12.187) e Decreto Federal 9.578/2018, o qual dispõe sobre o fundo nacional sobre a mudança do clima (FNMC), o Brasil se comprometeu à redução de GEEs em 36,1 e 39,8%, e para isso, as emissões de GEEs no setor de energia deve se manter em 868 milhões de TCO_{2eq} (BRASIL, 2018).

Atualmente, do total de energia ofertada no país, 51,6% é de FNR, enquanto que 48,4% é de fonte renovável (FR) (EPE, 2021a). Embora as energias de FNRs tenham maior participação na matriz, houve um crescimento da inserção de FRs nos últimos anos, visto que de 2019 para 2020, a participação de energias renováveis na matriz energética brasileira teve um aumento de 2,3% (EPE, 2021a).

Nesse sentido, a inserção de vetores energéticos na matriz brasileira, como biogás, biometano e hidrogênio (H₂) vem ganhando destaque com a criação de políticas de incentivo e apoio a programas para o uso sustentável do biogás e biometano (BRASIL, 2022a) e com o programa de expansão do H₂ no Brasil (H₂Brasil), o qual visa elaborar cenários de planejamento energético, identificar a necessidade do marco regulatório, ampliar a viabilidade econômica da implantação destes sistemas de energias, entre outras iniciativas previstas em tais projetos (MME, 2022).

O uso do biogás e do biometano tem se destacado de forma global, visto que contribuem significativamente com reduções de emissões de GEEs, devido seu sistema de produção, o qual potencialmente garante uma energia mais limpa, ao mesmo tempo que promove um desenvolvimento sustentável (SANTOS et al., 2018)(SALES SILVA et al., 2022)(MONI SILVA et al., 2023). Além disso, a condição climática Tropical do Brasil e sua ampla diversidade de biomassa disponível, tem se tornado um incentivo para

sua aplicação, o que resulta em um alto potencial de geração de energia por meio de biogás. O país possui uma população de 213.317.639 habitantes (IBGE, 2023), e no ano de 2022 atingiu uma produção de resíduos sólidos urbanos (RSU) de 81.811.506 toneladas (ABRELPE, 2023). Além disso, o setor agrícola, o qual é um importante setor para a economia é responsável pela geração de 182.945.444 toneladas de resíduos da pecuária (EPE, 2019). Estes resíduos tem o potencial de serem aproveitados para a produção de biogás.

De acordo com a CIBiogás (2021) o número de plantas de biogás em operação em 2020 era de 653, aumentando para 755 em 2021. Atualmente o número de plantas aumentou para 811, destas, 87 utilizam RSU e lodo de ETE como fonte de substrato e são responsáveis pela produção de 2,16 Bi Nm³/ano de biogás (CIBIOGAS MAP, 2023). A tendência é que esse número aumente nos próximos anos tendo em vista que com o Novo Marco Legal do Saneamento no Brasil, regido pela Lei n. 14.026/2020 (BRASIL, 2020) incentiva e determina a ampliação dos índices de tratamento de efluentes no país. Além disso, o setor agrícola é responsável pela capacidade de produção de 252,1 milhões de Nm³/ano de biogás (CIBIOGAS MAP, 2023).

O biogás pode ser obtido devido a um processo natural de digestão anaeróbia (DA) de resíduos sólidos (RS), realizados por um consórcio de microorganismos, que sob condições anaeróbia, proporciona a geração de energia (CHIU; LO, 2016). Tais RS podem ser resíduos sólidos urbanos (RSU), lodo de estação de tratamento de efluentes (ETE), resíduos industriais, etc, (SANTOS et al.,2018). Dentre estes, os principais resíduos considerados no âmbito da estratégia federal de incentivo ao uso sustentável de biogás são os RSUs e o lodo de ETE (BRASIL, 2022), visto que estes resíduos são constantemente gerados pelos municípios e podem ser aproveitado para a geração de energia para os próprios municípios (SANTOS et al., 2018).

A fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos (FORSU) representa 45,3% do total de RSU gerados no Brasil (ABRELPE, 2021), e possui um potencial de aplicação para gerar biogás, pois a sua DA é eficiente, devido a sua composição ser rica em nutrientes, como carboidratos e proteínas (CHIU; LO, 2016). Em alguns casos, entretanto, a DA da FORSU pode ter sua eficiência comprometida devido a sua composição apresentar baixo teor de oxigênio e concentração relativamente alta de metais pesados, além disso, uma alta quantidade de matéria orgânica (MO) pode provocar uma rápida acidificação do meio, redução de pH e produção de ácidos graxos voláteis (AGV) de cadeia longa, o que inibe a produção de CH₄ (PANIGRAHI; DUBEY, 2019). A CoDA

entre FORSU e lodo de ETE tem sido bastante aplicada em estudos (PANIGRAHI; DUBEY, 2019) com o objetivo de aumentar a produção de biogás.

Dentre as aplicações do biogás estão: utilizá-lo na forma de calor gerado, na forma de eletricidade ou energia mecânica, obtido a partir da sua queima em motores de combustão interna, ou turbina a gás (OTTO, 2015) e como combustível para veículos (SILVA DOS SANTOS et al., 2018). Além da utilização direta do biogás, há também a possibilidade de convertê-lo em hidrogênio (H_2) para utilizá-lo como fonte de energia, visto que o H_2 pode ser considerado como um transportador de energético (NOGUEIRA NAKASHIMA; OLIVEIRA JUNIOR, 2021).

Atualmente, a principal forma de obtenção de H_2 é por meio da reforma do gás natural por meio da reforma a vapor (RMV) (DUMBRAVA; CORMOS, 2021). Como o biogás pode apresentar uma composição de CH_4 semelhante à do gás natural, após o seu tratamento e retirada de poluentes como CO_2 , NH_3 e H_2S é possível utilizá-lo como um substituto para o gás natural no processo. Além disso, a pirólise do CH_4 é um método ainda pouco estudado na obtenção de H_2 , e tem o potencial minimizar os impactos gerados pela emissão de CO_2 , o qual é produzido durante o processo de RMV (EPE, 2022b) (EPE, 2022c) (MACHAMMER, 2016). O H_2 produzido por esses sistemas pode ser aplicado em diferentes setores, tais como o setor de transporte e para a produção de amônia (NH_3), entre outros fertilizantes.

Tendo em vista que o estado de Minas Gerais apresenta uma alta contribuição para economia na região sudeste do Brasil e por haver uma carência de estudos relacionados ao aproveitamento energético do H_2 da reforma do biometano gerado pelos RSU no estado, o presente estudo busca determinar o potencial de aproveitamento do H_2 a partir da reforma do biometano gerado pela CoDA da FORSU e lodo de ETE para os consórcios de ASs do estado de Minas Gerais, por meio dos processos de RMV e Pirólise.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é analisar o potencial de geração de H₂ a partir do biogás gerado em consórcios de aterros sanitários do estado de Minas gerais e sua viabilidade econômica do aproveitamento deste hidrogênio.

2.2 Objetivos Específicos

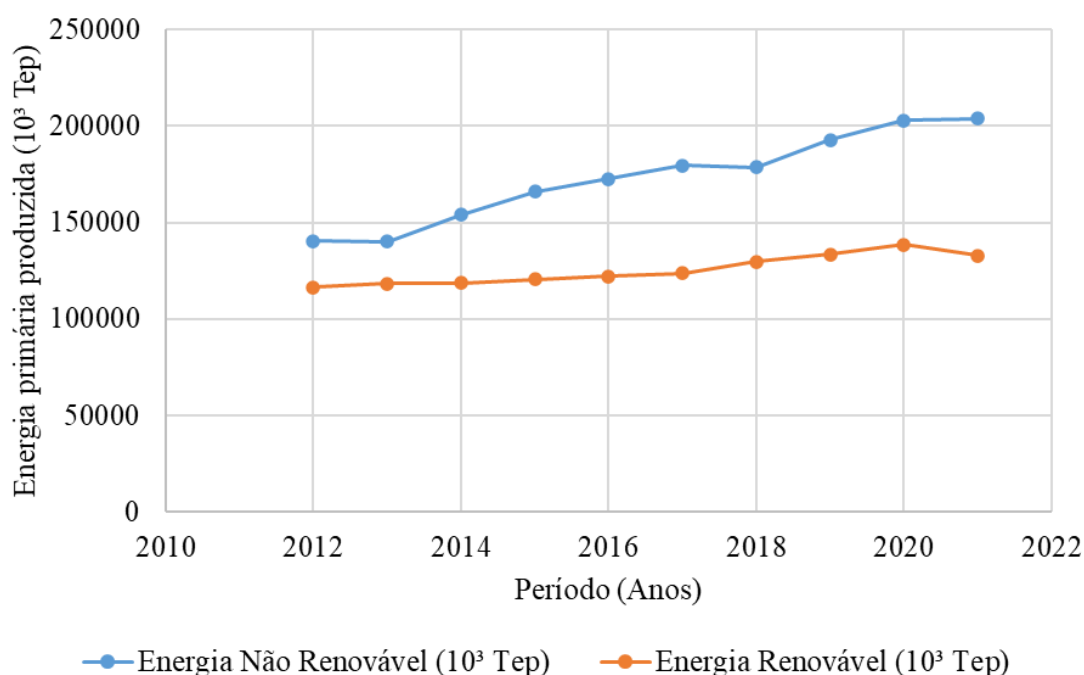
- Estimar o potencial de biogás gerado em cada aterro sanitário do estado de Minas Gerais e seu respectivo potencial de hidrogênio, reformulado a partir do biogás;
- Avaliar a viabilidade econômica do aproveitamento do H₂ para cada um dos consórcios de aterros sanitários e apresentar quais dos consórcios de aterros sanitários do estado possui viabilidade econômica para o aproveitamento do hidrogênio como combustível e produção de amônia;
- Comparar os processos de RMV e Pirólise para obtenção do H₂, a partir do biometano, por meio da análise econômica.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

3.1 Matriz energética Brasileira

De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) (EPE, 2022a), a matriz energética Brasileira é composta por petróleo e derivados (34,4%), derivados da cana de açúcar (16,4%), gás natural (13,3%), lenha e carvão (8,7%), hidráulica (11%), outras renováveis (8,7%), carvão mineral e coque (5,6%), Urânio (1,3%) e outras não renováveis (0,6%). A contribuição de energias renováveis no país representa 47,4%, sendo este um valor significativo comparado com a contribuição mundial que é aproximadamente 12%. Ainda de acordo com o BEN (2022), de 2018 a 2021, a produção de energia primária renovável teve um decréscimo de 2,6%, enquanto que a produção de energia não renovável primária cresceu 2,6% no Brasil. A figura 1 representa a comparação de produção de energia primária por fontes renováveis e fontes não renováveis no Brasil.

Figura 1 - Comparação entre a produção de energia primária de fonte renovável e fonte não renovável no Brasil.

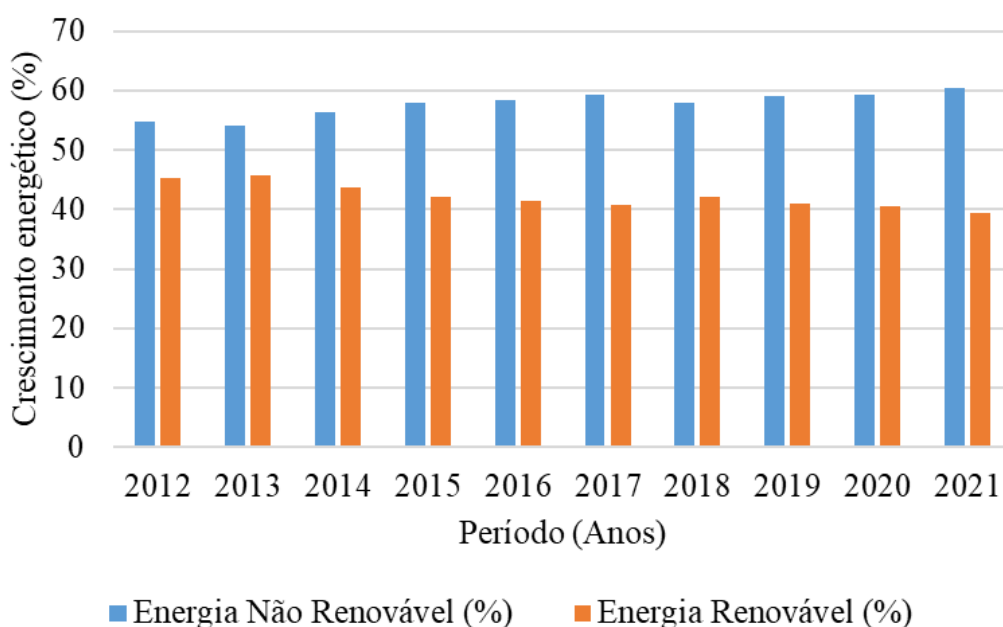


Fonte: Autoria própria. Dados BEN (2022).

Com base nos dados divulgados pelo BEN (EPE, 2022a), nos últimos 10 anos a produção de energia não renovável aumentou no país. Em contra partida, desde 2013, a energia produzida a partir de FR apresentou um decréscimo anual médio de 0,64%. Em 2012 o Brasil foi o oitavo maior produtor de energia renovável em escala mundial,

como uma geração total de cerca de 538 bilhões de kWh (FREITAS et al., 2019) (EIA, 2014), esse resultado se deu principalmente pela participação das hidrelétricas na matriz elétrica, a qual representava 13,9% do total de energia renovável produzido, e também por produtos de combustível derivados da cana de açúcar, como o etanol por exemplo, os quais representavam 17,6% do total de energia renovável produzida (EPE, 2022a). O ano de 2013 foi o ano com a maior produção de energias por FR no país, com 45,8%, superando a produção de 2012. Atualmente, a produção de energia no país é de 39,5% (EPE, 2022a) A figura 2 demonstra a comparação da taxa de crescimento energético por fontes renováveis e fontes não renováveis de 2012 a 2021 no Brasil.

Figura 2 - Comparação da taxa de crescimento anual por produção de energia renovável e não renovável no Brasil.



Fonte: Autoria própria. Dados base BEN (2022).

Atualmente no Brasil, os setores que mais consomem energia são: o setor de transporte (32,5%) e o setor industrial (32,3%). Juntos, esses setores consomem cerca de 64,8% do total de energia produzida no país. O setor de transporte consome 59,4% do total de energia ofertada de derivados do petróleo (EPE, 2022a).

3.2 O papel do Biogás na Matriz Energética Brasileira

O biogás é definido pelo Decreto Federal 11.003 (BRASIL, 2022a) como um gás bruto cuja a composição contenha metano obtido de matéria prima renovável ou de resíduos orgânicos. Nos critérios da legislação referida, o biometano é definido como um

biocombustível gasoso constituído essencialmente de metano, derivado da purificação do biogás, observadas as especificações estabelecidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

O biogás passou a ser incorporado na geração de energia no Brasil a partir de 2010, e assim deixou de ser considerado um passivo ambiental, para se tornar um ativo energético (MATHIAS; MATHIAS, 2015)(FREITAS et al., 2019). Segundo o relatório publicado pela Associação Brasileira de Biogás e Biometano (ABIOGAS, 2019), o Brasil é o país com o maior potencial de produção de biogás do planeta, cerca de 84,6 bilhões de metros cúbicos por ano. O maior potencial na produção de energia a partir do Biogás, encontra-se principalmente nas regiões Sudeste e Nordeste, entretanto o Biogás ainda representa uma pequena parte das usinas de Biomassa no país, sendo responsável por cerca de 8,5% do total de energia elétrica gerada (FREITAS, et. al, 2020).

De acordo com o BEN (EPE, 2022a) a capacidade instalada de geração de biogás no país é de 186 MW, sendo que as maiores capacidades instaladas se encontram nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro. Segundo o panorama do biogás no Brasil, em 2021 o país contabilizava 811 plantas de produção de biogás, sendo que a maioria das plantas de produção estão concentradas principalmente no estado de Minas Gerais (226 plantas), Paraná (137 plantas) e São Paulo (54 plantas). Deste total de plantas instaladas, 87 utilizam RSU e esgoto como fonte de substrato, 96 utilizam resíduo industrial e 628 utilizam resíduo agropecuário (CIBIOGÁS, 2022). A tabela 1 apresenta a situação das plantas com fins energéticos no Brasil em 2019.

Tabela 1- Panorama das plantas de biogás por fonte de substrato.

Situação	Número de plantas	Fonte de Substrato	Principal Uso	Volume (Nm ³ /ano)
Operação/Instalação e Reforma	628	Agronegócio	Energia elétrica	252,01 Mi
	96	Industrial	Energia térmica	407,70 Mi
	87	RSU e esgoto	Energia elétrica	2,16 Bi
Total	811	-	-	

Fonte: CIBIOGÁS (2022).

Segundo o panorama de plantas de biogás da CIBIOGÁS (2022) a quantidade de plantas em operação no Brasil aumentou 16% de 2020 a 2021, o que consequentemente trouxe um aumento na quantidade do volume de produção de biogás em 10% no mesmo

período. As fontes de substrato utilizadas pelas plantas estão divididas em 3 categorias as quais estão descritas a seguir:

- a. Agropecuária: Resíduos como esterco de animal, efluente proveniente do manejo dos dejetos (urina, fezes, água de lavagem, etc.), resto de ração, carcaça de animais mortos não abatidos, entre outros;
- b. Indústria: efluente industrial e demais resíduos orgânico provenientes do processo industrial;
- c. Saneamento: RSU depositados em aterros sanitários, RSU segregado na fonte (fração orgânica), resíduos de frutas e vegetais, restos alimentares e esgotos doméstico.

Dentre as plantas em operação no país, em 2021 o setor agropecuário foi responsável por 80% das plantas, enquanto os setores industrial e de saneamento foram responsáveis por 11% e 9%, respectivamente. Contudo, com relação ao volume de biogás produzido em 2021, o setor do saneamento foi responsável por 74%, superando os demais setores (CIBIOGÁS, 2022). A figura 3 apresenta o panorama das plantas em situação de instalação/ reforma e operação no Brasil.

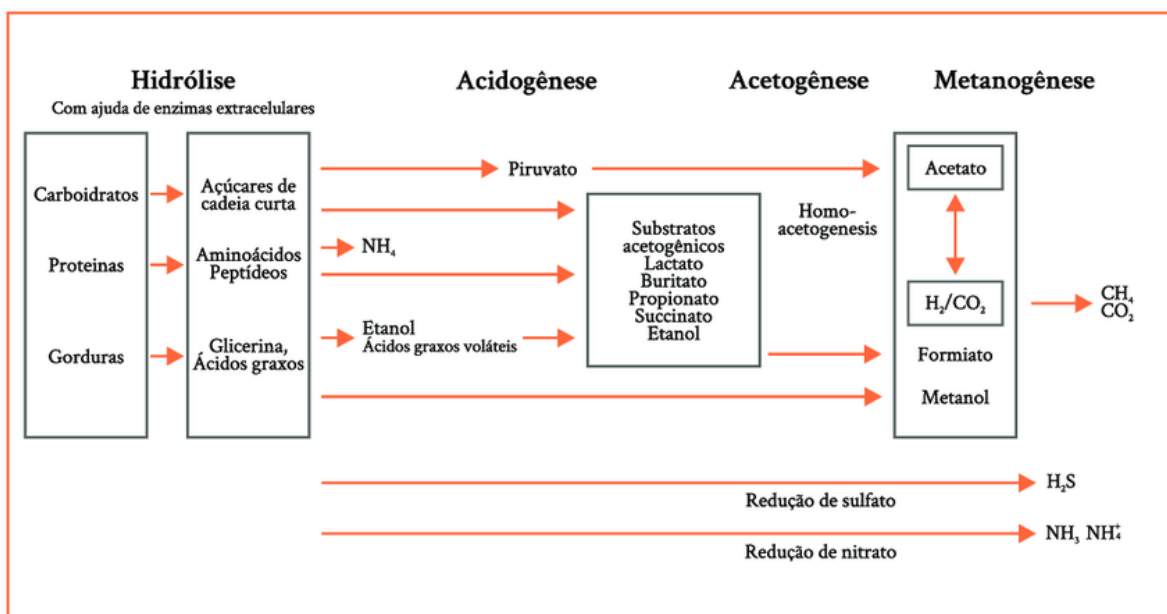
Além disso, a promoção e implantação de tecnologias que permita a utilização de biogás e biometano como fonte de combustível e energia renovável é uma das diretrizes estabelecidas pelo Decreto 11.003 (BRASIL, 2022a). Dentre as principais fontes de biogás e biometano, consideradas no âmbito da estratégia federal de Incentivo ao Uso do Biogás e Biometano estão os resíduos de origem urbana, incluindo resíduos dispostos nos aterros sanitários e resíduos gerados em estações de tratamento de esgoto (BRASIL, 2022). Isso porque os processos de degradação natural desses resíduos, por meio da digestão anaeróbia, responsável pela produção do biogás garante a promoção de um desenvolvimento sustentável, bem como reduz os impactos ambientais, ao mesmo tempo que garante uma destinação ambientalmente adequada, prevista pela Lei Federal n. 14.026, de 15 de julho de 2020, o qual atualiza o marco legal do saneamento (BRASIL, 2020)

3.2 Digestão Anaeróbia e o potencial de geração de CH₄

A digestão anaeróbia é um processo comumente realizado por um consórcio de microrganismos, que trabalham para realizar a degradação da MO, o qual acontece em um ambiente anaeróbio, por dois caminhos: oxidação e fermentação. No processo de oxidação há dois aceptores de elétrons: CO₂ e sulfato (SO₄²⁻) (BARROS, 2012).

De acordo com Zamrin et al. (2021), a DA pode ser definida como um processo biológico que envolve o tratamento e estabilização da matéria orgânica por um consórcio de microrganismos, na ausência de oxigênio, ocorrendo nas fases de hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese, respectivamente. A figura 4 apresenta um fluxograma esquemático do processo de DA.

Figura 4 - Representação esquemática do processo de DA.



Fonte: Kunz, Steinmetz e Amaral (2019)

A MO é rica em carboidrato, proteínas e gorduras, sendo sua composição em geral de 50-55% C, 25-30% O, 10-15% N, 6-10% H, 1-3% de fósforo P e 0,5-1,5% S (TYAGI et al., 2018). Na primeira fase de degradação da MO, chamada de hidrólise, as bactérias hidrolíticas atuam realizando a quebra de proteínas e carboidratos, transformando esses compostos em açúcares, aminoácidos e ácidos graxos. Esses compostos, denominados Moléculas orgânicas solúveis, por sua vez, são fermentados, por meio da ação de bactérias fermentativas, gerando ácidos graxos voláteis (AGV), essa fase denomina-se acidogênese. Assim, as bactérias acetogênicas transformam os AGV em compostos de H_2 , CO_2 e ácidos acéticos, durante a fase de acetogênese. Assim, esses compostos são degradados e transformados em CH_4 e CO_2 , por uma ação das bactérias metanogênicas durante a fase da metanogênese acetotrófica, que quebra os compostos do ácido acético, e metanogênese hidrogenotrófica, que atua nos compostos de H_2 e CO_2 . Dessa forma, os produtos gerados nesse processo é o CH_4 e CO_2 , sendo que o CH_4 se apresenta em maior composição, cerca de 40 a 70% (BARROS, 2012) (LEONZIO, 2016) (PANIGRAHI; DUBEY, 2019).

Os principais parâmetros que influenciam nos processos de DA são: ausência de oxigênio, composição do substrato, temperatura, e o pH do meio (GARCILASSO et al., 2018), conforme se descreve:

- Ausência de oxigênio: as bactérias metanogênicas são essencialmente anaeróbias;

- Composição do substrato: a quantidade de MO é essencial para que ocorra uma maior produção de biogás;
- Temperatura: as bactérias metanogênicas são sensíveis há alterações de temperatura e atuam melhor em temperaturas entre 10 a 65°C. O aumento da temperatura pode apresentar alguns benefícios como aumento da velocidade das reações metabólicas dos microrganismos e aumento na solubilidade de compostos orgânicos (KUNZ, STEINMETZ e AMARAL, 2019)
- pH: os microrganismos que atuam no processo de produção de CH₄, são sensíveis a alteração de pHs extremos, e cada grupo de microrganismos que atuam no processo de DA depende de uma faixa de pH ótima, para a manutenção de suas atividades metabólicas. A arqueas metanogênicas necessitam de um valor ótimo de pH que varia de 6,5-7,5 e são extremamente sensíveis a alteração. As bactérias fermentativas são menos sensíveis, podendo atuar em uma faixa ótima de pH de 4,0-8,5(KUNZ, STEINMETZ e AMARAL, 2019).

O potencial de produção de biogás depende de fatores intrínsecos ao tipo de substrato utilizado e a localidade da planta ou AS (BARROS, 2013). Assim, os parâmetros de potencial de geração de CH₄ (L_0) e decaimento do CH₄ (k) são parâmetros sensíveis à variáveis como precipitação anual de uma região e as características inertes de degradabilidade. Para os RSU esses fatores podem apresentar as características apresentadas nas tabelas 2 e 3, obtidas pelo banco mundial e utilizada por muitos estudos dos resíduos (SANTOS et al., 2018) (SANTOS et al., 2018b) (IGLEZAKIS et al., 2015).
Tabela 2 - Potencial de geração de CH₄ em função das características dos RSU da precipitação anual.

Precipitação anual mm	RS Relativamente Inerte (ano ⁻¹)	RS moderadamente degradáveis (ano ⁻¹)	RS Altamente degradáveis (ano ⁻¹)
<250	0,01	0,02	0,03
259-500	0,01	0,03	0,05
500-1000	0,02	0,05	0,08
>1000	0,02	0,06	0,09

Fonte: Santos et al. (2018).

Tabela 3- Decaimento de CH₄ ao ano em função das características dos RSU.

Característica dos Resíduos	Mínimo (m ³ /TCH ₄)	Médio (m ³ /TCH ₄)	Máximo (m ³ /TCH ₄)
Inert	5	15	25
Moderadamente degradável	140	170	200
Altamente degradável	225	262,5	300

Fonte: Santos et al. (2018).

O Estado de Minas Gerais apresenta diferentes climas, mas o clima predominante no estado, de acordo com a classificação de Köppen-Geiger é o Clima de Savana Tropical (AW), assim a média de precipitação anual no estado é aproximadamente 1.212 mm (CLIMA DATA, 2023). De acordo com Pimenta (2021), as concentrações da fração orgânica presente nos RS em Minas Gerais variam de 46,67% a 53,93% em cada região no estado, o valor médio é de 50,3% da fração orgânica, podendo classificar os RSU da região como moderadamente degradável. Assim, para os RSU, o valor de L_0 e k podem ser considerados como 170 m³/T_{RSU} e 0,06/ano, respectivamente.

3.3 Codigestão Anaeróbia e o potencial de geração de CH₄

Segundo Tyagi et al. (2018), a CoDA surgiu em 1970, possibilitando o tratamento de diferentes resíduos. Essa técnica consiste na mistura de dois ou mais resíduos para obter um equilíbrio do crescimento microbiano.

Em geral, essa técnica é empregada para melhorar a produção de biogás, gerado durante os processos de DA, principalmente quando se deseja realizar o aproveitamento energético. A FORSU possui baixo teor de nitrogênio, uma concentração relativamente alta de metais pesados e uma quantidade muito alta de MO. Essas condições podem levar a uma rápida acidificação, estressar o meio, reduzir o pH, aumentar a produção de AGV de cadeia longa e até mesmo inibir as atividades metanogênicas, que são as principais responsáveis pela produção de CH₄ (PANIGRAHI e DUBEY, 2019), o que torna a produção de biogás baixa, conseqüentemente, reduz a viabilidade de se realizar o aproveitamento energético.

Entretanto, a FORSU pode ser complementada com resíduos que apresentam características semelhantes, podendo melhorar por exemplo o potencial de geração de metano, diluir substâncias inibitórias e aumentar a capacidade tampão do sistema, equilibrando os nutrientes e alcançando uma relação de C/N de 30/1, a qual corresponde a relação ideal para que ocorra maior produção de CH₄ (PANIGRAHI e DUBEY, 2019).

Na literatura existem diversos resíduos empregados como co-substrato em CoDA, como por exemplo: 33% dos estudos utilizaram resíduos alimentares, 5% dos estudos utilizaram resíduo agro-industrial, 9% dos estudos utilizaram esterco, 5% dos estudos avaliaram as algas e 48% dos estudos avaliaram lodo de ETE (PANIGRAHI e DUBEY, 2019). O lodo de ETE é gerado durante o tratamento de efluentes domésticos e suas características irá depender intrinsecamente das características do efluente, mas de maneira geral, um lodo de ETE domésticos apresenta em sua composição 59-88% (p/v) de MO, e aproximadamente 95% de umidade. Além disso a MO contém 50-55% de Carbono (C), 25-30% de oxigênio (O), 10-15% de nitrogênio (N), 6-10% de hidrogênio (H), 1-3% de fósforo (P) e 0,5-1,5% de enxofre (S) (TYAGI et al., 2018).

A CoDA entre a FORSU e o lodo de ETE pode ser aplicado visando o melhor equilíbrio das reações metabólicas, trazendo benefícios do ponto de vista ambiental a partir de uma destinação ambientalmente adequada para estes resíduos, contudo é esperado que a aplicação do lodo de ETE aumenta a proporção de N presente na FORSU (PANIGRAHI; DUBEY, 2019).

O estudo de Barros et al. (2014) determinou o L_0 teórico a partir das características de RSU do Município de Itajubá. Os autores avaliaram 3 fases experimentais. Fase I e II utilizando somente o RSU como substrato e na Fase III utilizando o lodo de ETE como inóculo adicionado ao RSU. A Fase III foi a que obteve o menor valor L_0 com a produção de $0,87 \text{ m}^3\text{CH}_4/\text{t}_{\text{RSU}}$, enquanto que para a FASE II e III, os autores obtiveram os valores de $25 \text{ m}^3\text{CH}_4/\text{t}_{\text{RSU}}$ e $291,79 \text{ m}^3\text{CH}_4/\text{t}_{\text{RSU}}$, respectivamente, assim para a análise do referido estudo, o lodo de ETE em CoDA com o RSU diminuiu o potencial de produção do biogás.

3.4 Tecnologias para a produção de biogás

O biogás é um dos resultados do processo da digestão anaeróbia. Atualmente existem algumas tecnologias empregadas para a obtenção de biogás, chamada de biodigestores, como por exemplo: biodigestor de lagoa coberta (BCL), biodigestor tipo UASB, biodigestor reator com tanque agitado continuamente (CTRS), biodigestor em fase sólida (dry digestion)(KUNZ, STEINMETZ e AMARAL, 2019). Além dos biodigestores, o biogás também pode ser gerado em AS, durante os processos de degradação dos RSU (BARROS, 2012).

3.4.1 Biodigestor de Lagoa Coberta (BCL)

O BCL é caracterizado por ser um tanque escavado no solo, e impermeabilizado com mantas geossintéticas, podendo ser PVC ou PEAD, por exemplo. Essa manta permite

que o chorume, gerada durante as atividades de degradação da MO percole e contamine o solo e lençol freático. Além disso, o sistema permite que o biogás gerado nos processos bioquímicos permaneça dentro do tanque, até que seja feita sua coleta. Esse tipo de biodigestor é comumente utilizado em áreas rurais, para o aproveitamento energético de resíduos agroindustriais (KUNZ, STEINMETZ e AMARAL, 2019). A figura 5 apresenta o esquema de um reator BCL.

Figura 5 - Figura esquemática do reator de lagoa coberta.

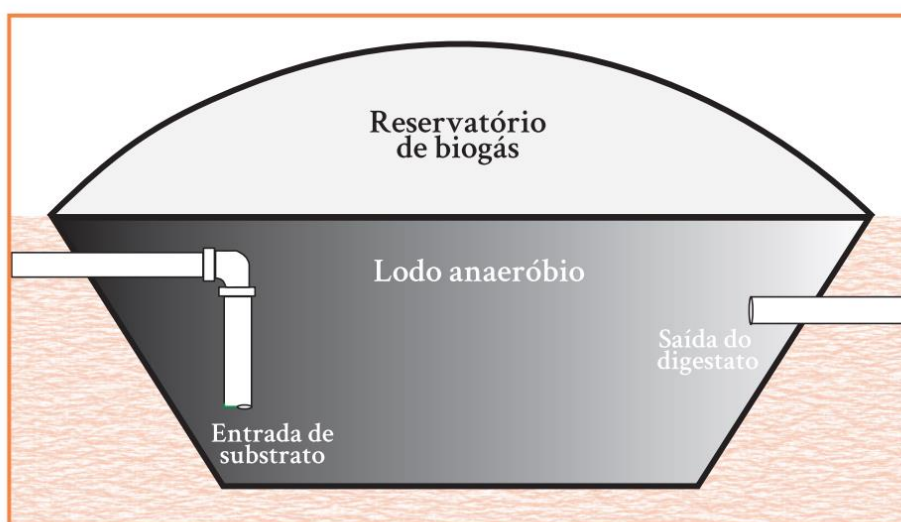


Ilustração: Airton Kunz

Fonte: Kunz, Steinmetz e Amaral (2019).

3.4.2 Biodigestor tipo UASB

Os biodigestores UASB são caracterizados por apresentarem um sistema de reator de fluxo ascendente. Durante o tratamento do resíduo, há uma separação trifásica, na qual o lodo fica contido na parte inferior do reator, o líquido é retido na parte superior do biodigestor e o gás é captado por um sistema de saída. Esse tipo de biodigestor é adotado principalmente para o tratamento de efluentes pois é capaz de suportar alta carga orgânica volumétrica (KUNZ, STEINMETZ e AMARAL, 2019). A figura 6 apresenta o esquema de um reator UASB.

Figura 6 -Figura esquemática do reator UASB.

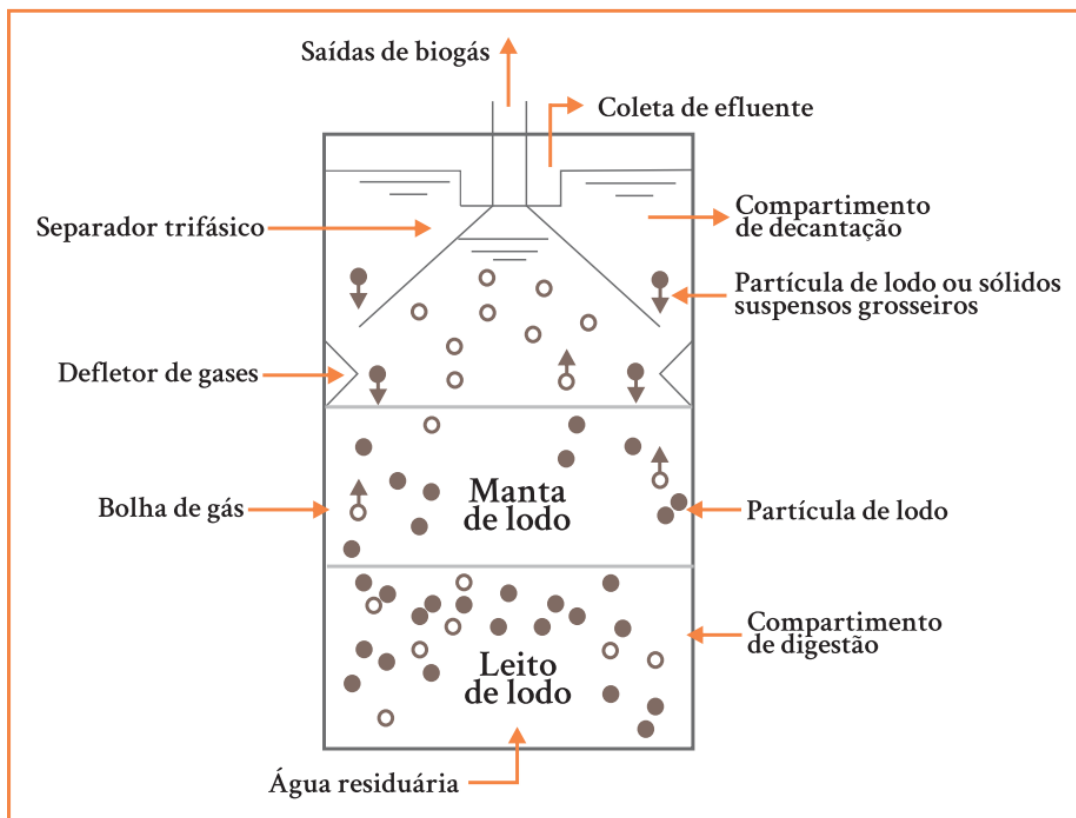


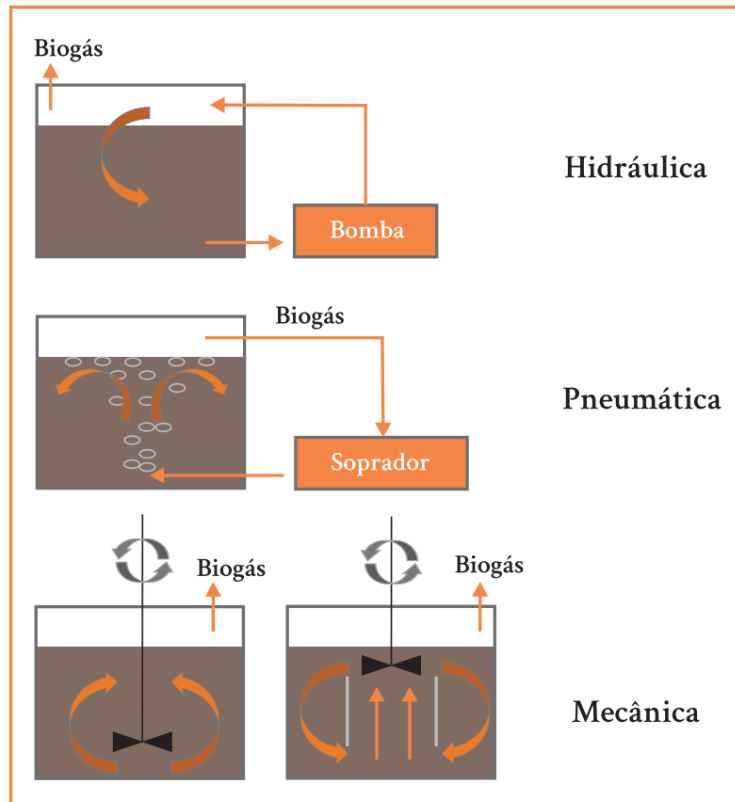
Ilustração: Marcos Lins

Fonte: Kunz, Steinmetz e Amaral (2019).

3.4.3 Biodigestor com tanque agitado continuamente (CTRS)

Assim como o UASB, o CTRS suporta uma taxa elevada de carga orgânica (1 a 4 $\text{kg}_{\text{sv}}\text{m}^{-3}\cdot\text{d}^{-1}$). Sua principal característica é a presença de um sistema de agitação, e, portanto, seu conteúdo é homogeneizado. Além disso, esse tipo de reator apresenta um tempo de retenção hidráulica de 15 a 20 dias, podendo variar de acordo com o tipo de substrato a ser digerido. Este tipo de biodigestor é comumente adotado na Europa, cerca de 90% utilizam esse sistema (KUNZ, STEINMETZ e AMARAL, 2019). A figura 7 representa o esquema de um CTRS.

Figura 7 - Esquema de um tanque agitado continuamente.

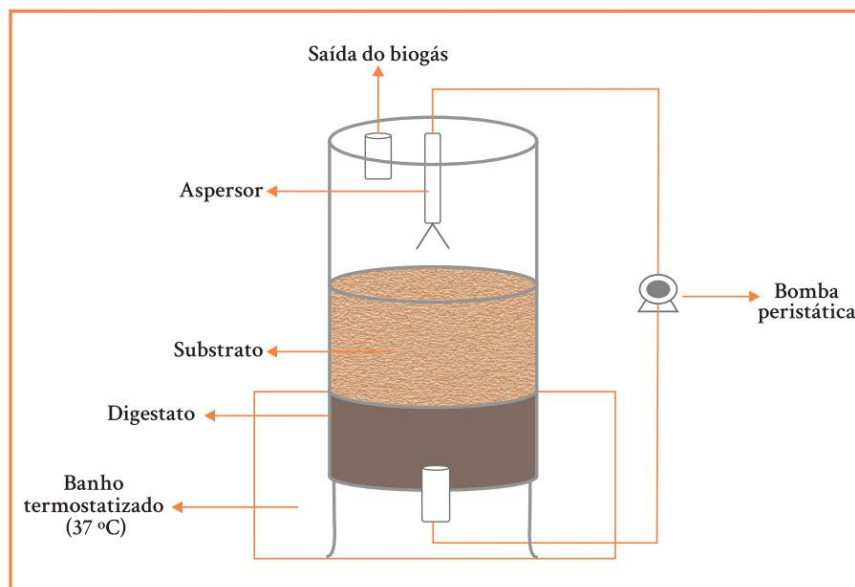


Fonte: Kunz, Steinmetz e Amaral (2019).

3.4.4 Biodigestor em fase sólida (dry digestion)

Este tipo de biodigestor opera em sistema de batelada e é alimentado com resíduos, que podem conter cerca de 20 a 40% de sólidos. A produção de biogás através deste sistema chega a ser de 10 a 40% menor quando comparado com biodigestores que operam na fase úmida, entretanto a concentração de metano produzida por esse sistema chega a ser relativamente alta (80%) (KUNZ, STEINMETZ e AMARAL, 2019). A figura 8 representa o esquema de um biodigestor de fase sólida.

Figura 8 - Esquema de um biodigestor de fase sólida.



Fonte: Kunz, Steinmetz e Amaral (2019).

3.4.5 Biogás de Aterros Sanitários

Os AS não são necessariamente considerados como biodigestores, mas seu sistema de geração de biogás pode ser comparado como um biodigestor. Em geral, as valas de AS são impermeabilizadas com uma manta PEAD, e possuem um sistema de drenagem do chorume, para que não haja contaminação do solo e lençol freático, devido ao chorume liberado pelo processo de DA dos RSU. Assim a área recebe os RSU, o qual passa por um processo de compactação, a fim de reduzir o volume e aumentar a capacidade do AS. Esse resíduo é recoberto com uma camada de argila e impermeabilizado, para que não haja infiltração pluvial para o interior do AS. (BARROS, 2012).

Assim, os resíduos permanecem em condições anaeróbias, e é decomposto por um consórcio de microorganismos, durante o processo de DA. No interior do AS, também são instalados sistemas de coleta do biogás gerado nesse processo (BARROS, 2012). O biogás gerado nesse sistema pode ser classificado em três categorias: biogás combustível de baixo teor, biogás combustível de teor médio e biogás combustível de alto teor. A obtenção de cada tipo irá depender do sistema de pré-tratamento/processamento (BARROS, 2012):

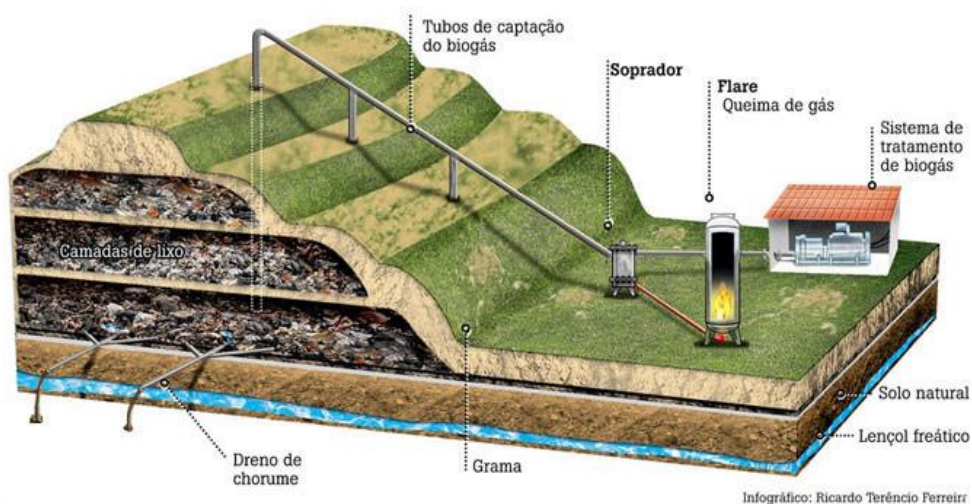
- Biogás combustível de baixo teor: possui um teor combustível cerca de 16,8 MJ/m³, e pode ser utilizado para alimentar uma fornalha, secagem de

estufa ou ainda uma caldeira. Além disso, há a necessidade de um sistema para a decantação de umidade (BARROS, 2012).

- Biogás combustível de teor médio: é necessário a instalação de um sistema de purificação e tratamento do biogás, para retirar a umidade e compostos poluentes. Também possui um teor de combustível de 16,8 MJ/m³, e pode ser utilizado em caldeiras industriais, secadoras, estufas e fornalhas (BARROS, 2012).
- Biogás combustível de alto teor: apresenta um maior teor de combustível, quando comparado com o biogás de baixo teor e o biogás de teor médio, com um valor de 37,5 MJ/m³. Por ser um gás com alto teor de combustível, é o gás de interesse para aproveitamento energético, e por sua alta concentração de CH₄ (aproximadamente 98% do volume total) tem a capacidade de substituir o gás natural, contudo é necessário pré-tratamento para a remoção de impurezas e outros compostos presentes na mistura, tais como enxofre, sulfato de hidrogênio (H₂S) e compostos orgânicos, de forma a garantir a durabilidade dos gasodutos (BARROS, 2012). O biogás de alto teor é o produto de interesse para aplicação deste trabalho.

A figura 9 representa uma estação de tratamento de biogás em AS.

Figura 9 - Esquema de um aterro sanitário e a captura do biogás.



Fonte: Infográfico Ricardo Terrêncio Ferreira (2009).

3.5 Purificação do Biogás

De acordo com Leonzio (2016), o biogás é composto principalmente por CH₄ e CO₂, e em geral sua composição característica chega a ser cerca de 50-70% de CH₄, 30-45% de CO₂, e compostos orgânicos como 80-100 ppmV de amônia (NH₃) e 1000-3000 ppmV de H₂S e hidrocarbonetos (<100 ppm).

Algumas dessas substâncias necessitam ser removidas para o melhor aproveitamento energético do biogás, tais como CO₂, NH₃ e H₂S. Estes são os principais compostos que afetam o potencial energético do biogás, além disso, o H₂S pode provocar danos à saúde e danos às tubulações, por ser altamente corrosivo (ALVES et al., 2013)(KUNZ, STEINMETZ e AMARAL, 2019).

De acordo com Alves et al. (2013), a purificação do biogás é uma etapa crucial para se seguir com a reforma catalítica do biometano e assim garantir um aumento do PCI de forma a aumentar sua densidade energética. Para isso é necessário a eliminação das espécies corrosivas, para que o sistema de reforma do biometano seja eficiente. Assim, o ideal é que após purificado, o biogás se torne rico em CH₄ (PHAN et al., 2022) e passa ter uma composição química de 93-96% CH₄, 4-7% CO₂ e <200 ppm H₂S). Esses valores permitem ser utilizado em quase todos os processos de reforma (ALVES et al., 2013).

A remoção do H₂S pode ser realizada por processos biológicos, físicos ou químicos. Esse processo é chamado de dessulfurização, que pode ocorrer durante o processo de DA, utilizando dosagem de oxigênio ou adicionando ferro (Fe)/ Cloro (Cl). Ou após a DA, por meio da adsorção, utilizando óxido de ferro ou carvão ativado, ou por meio da absorção, utilizando água, NaOH, FeCl, FeOH e Fe EDTA, ou ainda por membranas e processos biológicos (KUNZ, STEINMETZ e AMARAL, 2019). Além desses compostos, o biogás também apresenta água, e assim é necessário a instalação de sistemas como decantadores e câmaras de remoção de condensado para a remoção de umidade (BARROS, 2012). As principais tecnologias de purificação do biogás estão escritas a seguir.

3.5.1 Processo de Adsorção

De acordo com Bochiver et al. (2014), o processo de adsorção encontra-se entre os processos consolidados no mercado para a purificação do biogás. Os principais agentes no processo de adsorção é o carvão ativado, gel de sílica ou alumina (zeólitas), este processo apresenta extrema eficiência na remoção de H₂S (<5 ppm), contudo uma das principais desvantagem desta prática é o acúmulo do Sulfeto Férrico (KUNZ, STEINMETZ e AMARAL, 2019). A vantagem é que neste processo a concentração de biometano resultante é superior a 96% (BOCHIVER et al., 2014).

3.5.2 Processo de Absorção

A absorção consiste em um processo que utiliza métodos químicos, os quais utilizam água, reagentes ou solventes orgânicos. Há 3 diferentes tipos de absorção, que será determinado de acordo com a característica do absorvente usado (KUNZ, STEINMETZ e AMARAL, 2019), os quais estão descritos a seguir:

- Lavagem com água: ao adicionar água no sistema, o CO₂ se dissolve, por ser mais solúvel do que o CH₄. Esta reação ocorre em baixa temperatura e pressão. O tratamento preliminar do biogás é dispensável nesse sistema (BOCHIVER et al., 2014).
- Lavagem física com solvente orgânico: Neste processo é utilizado reagentes orgânicos como agente absorvedor, comumente utilizado uma solução de polietileno de glicol, regenerada por aquecimento ou despressurização (BOCHIVER et al., 2014).
- Lavagem química: O solvente utilizado por este método é na base de aminas como monoetanolamina, dietanolamina e metildietanolamina. Neste processo a perda de CH₄ é de 0,1%, assim a concentração final de CH₄ é de 99% (BOCHIVER et al., 2014).

3.5.3 Permeação

Este processo é também conhecido como separação por membrana, e consiste na separação do metano dos demais gases por um processo de difusão (KUNZ, STEINMETZ e AMARAL, 2019). Assim a separação dos gases ocorre em função da permeabilidade. Gases menos permeáveis ficam retidos, enquanto que os gases mais permeáveis passam através da membrana. As principais técnicas de separação por membrana são a separação por alta pressão e adsorção gás-líquido (BOCHIVER et al., 2014).

3.5.4 Criogenia

Este processo é um dos menos consolidados no mercado e baseia-se no ponto de congelamento do CH₄ (-161°C) e do CO₂ (-78,5°C). Após submeter o biogás a uma elevada pressão (8.000kPa) e resfriar o biogás, o CO₂ condensa e resulta em uma separação de CH₄, assim o gás de saída pode conter uma concentração igual ou maior de 97% de CH₄. A perda de CH₄ nesse sistema varia de 0,1% a 1% KUNZ, STEINMETZ e AMARAL, 2019) (BOCHIVER et al., 2014).

3.6 Tipos de aproveitamento do biogás

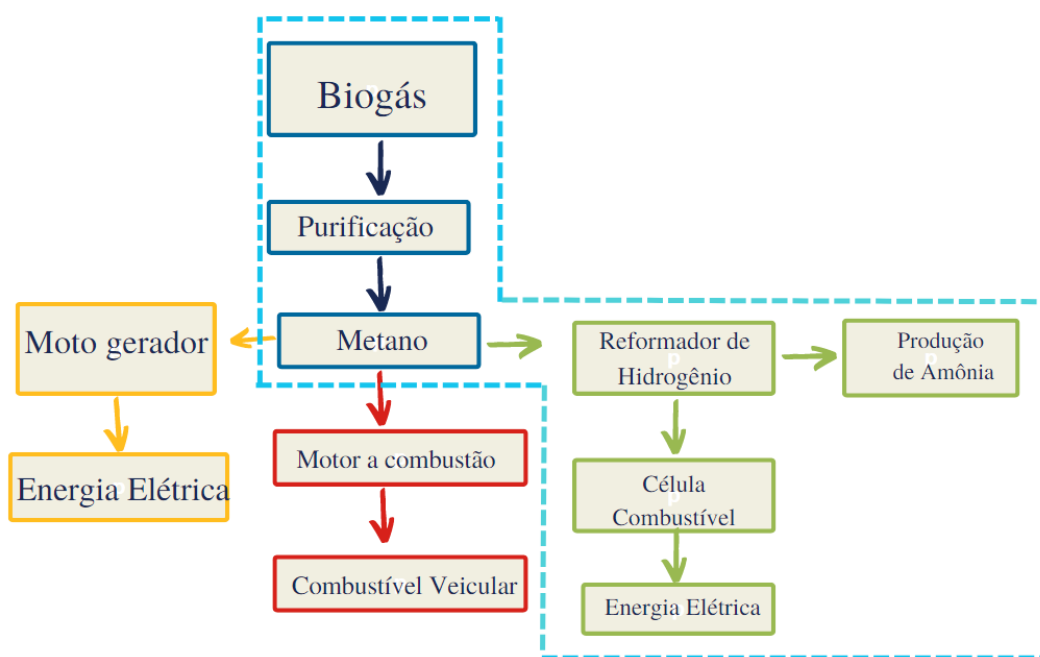
Após receber o tratamento de purificação, o biogás gerado pelos processos de DA pode ser aproveitado para gerar energia. Atualmente, as principais tecnologias empregadas para o aproveitamento energético do biogás são: motores ciclo Otto e motores turbina, além de ser utilizado para a produção de energia térmica a partir de sua queima direta em caldeiras ou fornos. O biogás também pode ser alimentado em células combustíveis para a geração de eletricidade (GARCILASSO et al., 2018).

De Brito et al. (2021) aplicaram o estudo de viabilidade econômica para avaliar o potencial de geração de eletricidade a partir do biogás gerado em AS de consórcios intermunicipais do estado de Minas Gerais e obtiveram um resultado de que há viabilidade econômica para 5 consórcios dos 27 analisados para o estado.

Além destas rotas comumente adotadas, o biometano gerado durante o processo de purificação do biogás pode ser convertido em hidrogênio para realizar o aproveitamento energético, visto que o hidrogênio verde pode gerar menos impactos e aumentar a diversificação da matriz energética (ABIOGÁS, 2022) (NADALETI et al. 2021). Além disso, a pesar do uso direto do biogás e biometano como fonte de energia ser algo comumente adotado, transformá-lo em hidrogênio interessante, pois o H₂ pode ser considerado um vetor de energia, uma vez que permite a captura do CO₂ e assim, obtê-lo a partir da reforma do biometano pode auxiliar no cumprimento da filosofia de emissão zero (ALVES et al., 2013).

A figura 10 apresenta as possíveis rotas de aproveitamento energético do biogás.

Figura 10- Possíveis rotas de aproveitamento energético do biogás



Fonte: Produção do autor (2023).

3.7 Hidrogênio como vetor energético

O H₂ é um dos elementos mais abundantes do planeta, e tem sido considerado um vetor energético promissor, visto que ao utilizá-lo não há emissão de GEEs (EPE, 2022b). O poder calorífico inferior (PCI) do H₂ é próximo de 120 MJ/kg, sendo aproximadamente 3 vezes maior que o da gasolina e aproximadamente 2 vezes maior que a do metano (ALVES et al., 2013). A tabela 4 apresenta uma comparação de dados energéticos, entre H₂ e outros combustíveis.

Tabela 4– Comparação de dados energético de H₂ e outros combustíveis.

Combustível	Poder Calorífico Superior a 25 C (MJ/kg)	Poder Calorífico Inferior a 25C (MJ/kg)	Densidade Energética por massa (kWh/kg)
Hidrogênio	141,86	119,93	33,3
Metano	55,53	50,02	13,9
GPL	50,36	45,6	12,9
Gasolina	47,5	44,5	12,7
Metanol	19,96	18,05	5,6











Fonte: adaptado de ALVES et al. (2013)

Contudo, este elemento não é encontrado na forma livre, e por tanto é necessário obtê-lo a partir de reações químicas, através de fontes combustíveis, tais como carvão, gás natural e petróleo (PHAN et al., 2022). A obtenção do H₂ a partir de FNR tem sido a mais utilizada de forma global, e de acordo com Minh et al. (2018), 96% de todo o H₂ produzido é de origem de combustíveis fósseis.

No entanto, a utilização destes combustíveis está associada aos impactos de emissões de GEEs, que podem, portanto, desvencilhar o H₂ da filosofia de zero emissão, e dessa forma, os meios de produzir hidrogênio tem sido reformulado, para que as fontes renováveis sejam inseridas na escala produtiva e assim, reduza-se as emissões associadas ao ciclo de vida do H₂,

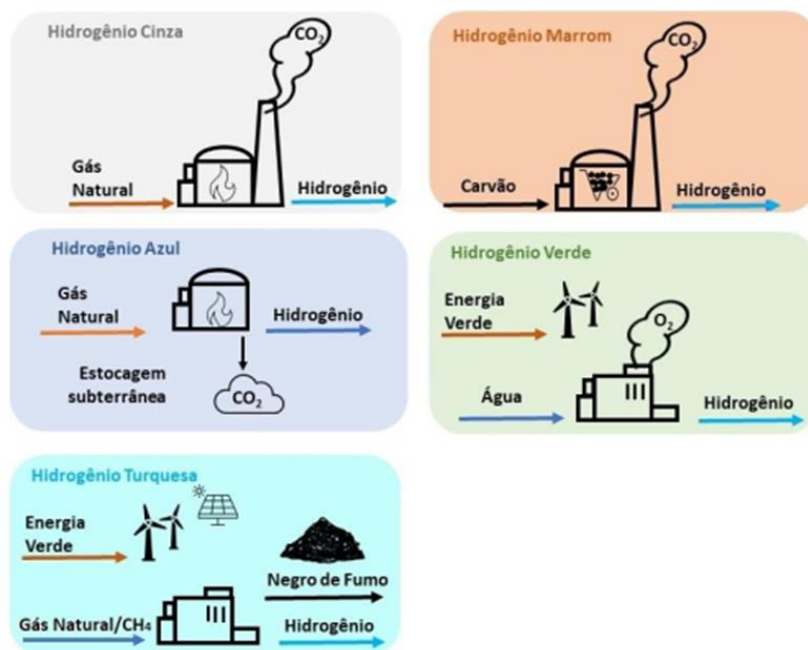
Atualmente existem diversas rotas para produção de hidrogênio, tais como a produção do H₂ a partir da água, por meio da eletrólise, na qual utiliza energia elétrica para separar as moléculas de H₂ das moléculas de oxigênio (O); produção de H₂ a partir de combustíveis fósseis por meio da reforma a vapor (processo que utiliza gás natural, uma das formas mais baratas de produção de H₂, entretanto apresenta liberação de CO₂ para a atmosfera) e gaseificação (reação de carvão na presença de vapor de água e oxigênio); e produção do H₂ a partir da biomassa (EPE, 2022b). O H₂ é classificado de acordo com a matéria prima e a forma de produção. A tabela 5 e figura 11 apresentam a classificação do H₂ de acordo com a sua rota de produção.

Tabela 5 - Classificação do Hidrogênio de acordo com a rota de produção.

Cor	Descrição	Método de Obtenção	Processo
	Preto		Produzido a partir de carvão mineral (Antracito).
	Marrom	Gasificação	Produzido a partir de carvão mineral (Hulha). $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$
	Cinza	Reforma a vapor	Produzido a partir do gás natural. $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$
	Azul	Reforma a vapor e gasificação	Produzido a partir do gás natural (e eventualmente a partir de outros combustíveis fósseis). $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$
	Turquesa	Pirolise	Produzido a partir do craqueamento térmico do metano, sem a produção de CO ₂ . $\text{CH}_4 \rightarrow \text{CO} + 2\text{H}_2$
	Verde	Eletrólise	Produzido a partir da eletrólise da água energia de fontes renováveis. $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H} + \text{O}_2$
	Musgo		Produzido por biomassa ou biocombustíveis através de reformas catalíticas, gaseificação ou biodigestão anaeróbia
	Rosa	Eletrólise	Produzido com fonte de energia nuclear. $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H} + \text{O}_2$
	Amarelo	Eletrólise	Produzido com energia de rede elétrica com diversas fontes. $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H} + \text{O}_2$
	Branco		Extração de hidrogênio natural ou geológico

Fonte: Adaptada (EPE, 2022b), (MOULD et al., 2022).

Figura 11- Classificação do H₂ com base em sua rota de produção



Fonte: (EPE, 2022).

Atualmente, a principal maneira de obter H₂ é por meio da reforma do gás natural, a qual denomina-se hidrogênio cinza, visto que o hidrogênio é obtido através de combustíveis fósseis e, portanto, há emissões associadas a esse processo produtivos. (ABIOGAS, 2021).

A segunda rota para obtenção de hidrogênio é quando há a reforma do gás natural em H₂, associado a tecnologias de estocagem de carbonos, obtendo assim o Hidrogênio Azul (ABIOGAS, 2021). A terceira rota para obtenção de hidrogênio, ocorre por meio da eletrólise da água, utilizando energias de fonte renovável, a qual é denominada como Hidrogênio Verde (ABIOGAS, 2021), esta última está associada há uma emissão zero, o que do ponto de vista ambiental é uma alternativa viável.

Contudo, a produção de H₂ a partir da pirólise do gás natural também pode ser considerada uma alternativa de emissão próxima de zero, pois consiste na quebra das moléculas de metano em um reator, através de reação endotérmica. A energia térmica requerida para realizar essa reação pode ser obtida a partir de fontes renováveis (eólica, solar, etc.) e assim o processo não apresenta emissão de CO₂ direta durante o processo de produção do H₂, e assim essa rota recebe o nome de H₂ turquesa (EPE, 2022b). Contudo, as emissões indiretas nesta rota de produção de H₂ estão associadas a obtenção de gás natural o qual é considerado um combustível fóssil (EPE, 2022b). Entretanto, gás natural pode ser substituído pelo biometano, obtido pela purificação do biogás de aterros

sanitários, visto que apresenta características semelhantes ao gás natural. De acordo com ABiogás (2021), o processo de produção de hidrogênio a partir do biometano é mais eficiente, mais barato e consome menos água e eletricidade do que a rota de eletrólise.

Diversos países como, Austrália, Canadá, França, Holanda, Portugal e Alemanha tem investido na construção de plantas de produção de H₂ verde no Brasil, em diferentes localidades como, Ceará, Pernambuco, Espírito Santo, Minas Gerais, Rio Grande do Norte, Rio de Janeiro e São Paulo (IPEA, 2022). Alguns estudos avaliaram a aplicação do H₂ obtido a partir do biogás como fonte de energia. Nadaleti et al. (2021) avaliaram a geração de eletricidade e abastecimento da frota de ônibus por meio do biogás e hidrogênio obtidos pela CoDA entre a FORSU e o resíduo da indústria de vinho (RIV). No referido estudo, os autores consideraram a RMV para obter hidrogênio a partir do CH₄ gerado na CoDA e obtiveram um maior rendimento energético no cenário de CoDA entre a FORSU e o RIV.

Vidal-Barrero et al. (2022) avaliaram a rentabilidade da produção de H₂, via reforma combinada de biogás e reação de deslocamento de água-gás, para um AS, que produz 700 m³/h de biogás, localizado no município de Sevilha na Espanha. Os autores consideraram 2 cenários. No Cenário 1, o uso de energia já disponível na planta, como fonte para o processo, e o cenário 2, consideraram a energia para o processo, proveniente de energia solar. Para a análise econômica, foram calculados o Valor Presente Líquido (VPL) e o Custo Nivelado de Energia (LCOE). O VPL para o cenário 1 variou de -10.000 k€ (-5.500 k R\$) a 15.000 k€ (82.650 k R\$), enquanto que no cenário 2, o VPL variou entre -25.000 k€ (-137.500 k R\$) e aproximadamente 100.000 k€ (551.000 k R\$). Com base no LCOE, os autores obtiveram, que para a planta obter rentabilidade, é necessário que a LCOE seja de 2,9 a 5,7 €/kg de H₂ (15,98 a 31,41 R\$/kg de H₂).

Machammer et al. (2016) analisaram dois métodos para obtenção do H₂: RMV e gaseificação do carvão, do ponto de vista econômico e do ponto de vista ambiental para plantas de larga escala de produção de H₂. Os autores obtiveram que os custos para produção do H₂ via RMV é de 2000 €/toneladas de H₂ (10,4 R\$/kg), enquanto o custo via pirólise é de 2.500 €/t de H₂ (13,00 R\$/kg). Contudo, a reforma via pirólise possui uma emissão de CO₂ aproximadamente 5 TCO₂/tH₂, enquanto que a RMV emite aproximadamente 10 TCO₂/tH₂. Hajizade et al. (2022), investigaram a produção de H₂ a partir da biomassa através da integração da DA pisirofílica por meio da reforma do CH₄ a seco, e por meio de uma análise do Custo Nivelado de Energia (LCOE) obtiveram um resultado de 1,39 USD/kg de H₂ (7,39 R\$/kg de H₂).

Swartbooi et al. (2021) analisaram o processo catalítico do metano para a produção de H₂ turquesa a partir de biogás, por meio de uma análise do VPL e fluxo de caixa descontado, e obtiveram que em um cenário em que o VPL= 0 o custo do H₂ é de 13,89 USD/kg e para produzir H₂ a 3 USD/kg (15,60 R\$/kg H₂) seria necessária uma planta de 412 m³/h de biogás.

3.8 Tecnologias para a reforma do biometano em hidrogênio

A tabela 6 apresenta um resumo dos principais processos de reforma do biometano em hidrogênio. Tais tecnologias para reforma são melhores definidas nas seções posteriores.

Tabela 6 - Resumo dos processos para obtenção do H₂

Tipo de reforma	Descrição	Equação global	Gasto de energia
Reforma a vapor	Ocorre por reforma catalítica do metano em alta temperatura (700°C a 1000°C) e alta pressão (aproximadamente 16 bar). Após estas reações, converter o monóxido de carbono e vapor de água liberados nos processos em H ₂ , a qual utiliza dois reatores: i. Reator de alta temperatura, operando a 350° e 16bar; e ii. Reator de baixa temperatura, o qual opera a 210° e 16 bar. Assim, os subprodutos desta reação serão H ₂ e CO ₂ (equação 3) (PHAN et al., 2022).	$CH_4 + H_2O \rightarrow CO_2 + 4H_2$	$\Delta_g H^0 = 165 \text{ kJ/mol}$
Reforma por oxidação parcial	Ar ou O ₂ é injetado e reage parcialmente com as moléculas de CH ₄ , a uma temperatura entre 700°C a 900°C, e com pressão atmosférica (KUMAR; KUMAR; PAL, 2022)	$CH_4 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CO + 2H_2$	$\Delta_g H^0 = -35,6 \text{ kJ/mol}$
Reforma Autothermal	As moléculas de CH ₄ reagem parcialmente com vapor de água e com oxigênio, obtendo assim H ₂ e CO (KUMAR; KUMAR; PAL, 2022).	$CH_4 + \frac{1}{2}H_2O_{(vapor)} + \frac{1}{4}O_2 \rightarrow CO + \frac{5}{2}H_2$	$\Delta_g H^0 = 0 \text{ kJ/mol}$
Reforma a seco	A reação ocorre a partir da interação entre as moléculas de CH ₄ e CO ₂ , a uma temperatura inferior a 640°C. Essa reação, portanto, gera CO e H ₂ , uma mistura chamada Syngas (KUMAR; KUMAR; PAL, 2022).	$CH_4 + CO_2 \rightarrow 2CO + 2H_2$	$\Delta_g H^0 = 247 \text{ kJ/mol}$
Reforma por oxidação a seco	O CH ₄ reage parcialmente com CO ₂ e O ₂ , produzindo H ₂ e CO. Esta interação contribui para minimizar o consumo total de energia pelas reações, aumenta o potencial de conversão de CH ₄	$CH_4 + \frac{1}{2}CO_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow \frac{3}{2}CO + 2H_2$	$\Delta_g H^0 = 123,5 \text{ kJ/mol}$

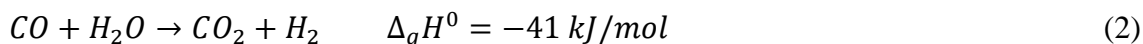
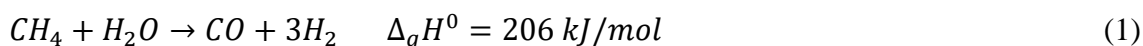
	e maior rendimento dos produtos em baixas temperaturas, maior estabilidade do catalisador (KUMAR; KUMAR; PAL, 2022).		
Pirólise do Metano	O processo de pirólise consiste na quebra do CH ₄ por meio de uma reação endotérmica. Os produtos finais desta reação é o H ₂ e o carbono sólido. A equação 8 apresenta a reação química que ocorrem em processos de pirólise (MACHHAMMER et al., 2016).	$CH_4 \rightarrow C + 2H_2$	$\Delta_g H^0 = +38 \text{ kJ/mol}_{H_2}$

3.8.1 Reforma a vapor

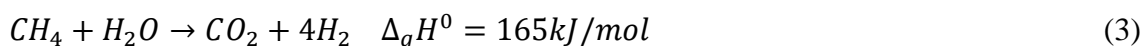
Usualmente, a reforma do CH₄ em hidrogênio pode ocorrer a partir de diferentes reações. Reações de reforma a vapor, reforma a seco, ou tri-reforma (TRM), a qual se dá pela combinação da reforma a vapor, a seco e da oxidação parcial do CH₄ (MINH et al., 2018)(PHAN et al., 2022). Na reforma a vapor (RMV), a reação ocorre a partir da interação entre as moléculas de CH₄ e moléculas de água (H₂O), gerando moléculas de monóxido de Carbono (CO) e H₂ (equação 1).

Estas reações ocorrem por reforma catalítica do metano em alta temperatura (700°C a 1000°C) e alta pressão (aproximadamente 16 bar). Após estas reações, converter o monóxido de carbono e vapor de água liberados nos processos em H₂, a qual utiliza dois reatores: i. Reator de alta temperatura, operando a 350° e 16bar; e ii. Reator de baixa temperatura, o qual opera a 210° e 16 bar. Assim, os subprodutos desta reação serão H₂ e CO₂ (equação 3) (PHAN et al., 2022).

Na troca de reator, todo o CO gerado na primeira reação interage com o vapor de água, gás água-vapor (GAV) e produz CO₂ e H₂ (equação 2). A maior parte das reformas de H₂ ocorrem por meio da reforma a vapor (DAGLE, 2017).

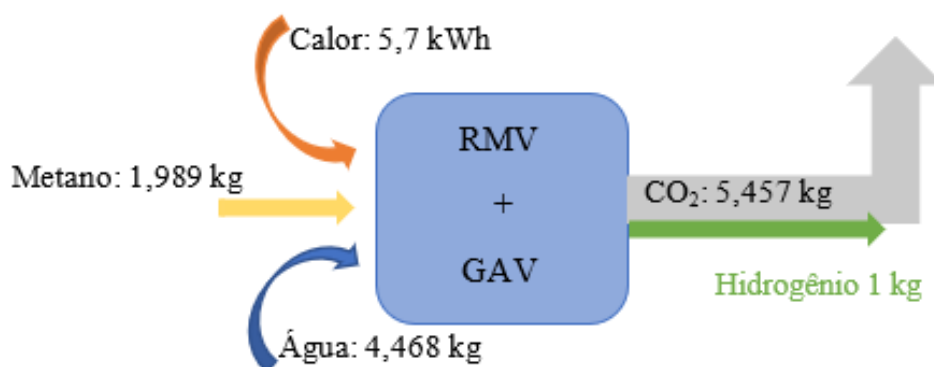


A reação global (equação 3), portanto, ocorre por meio da combinação entre RMV (equação 1) e GAV (equação 2) (DAGLE, 2017).



A RMV é um dos principais processos utilizado para obtenção de H₂ a partir de gás natural ou CH₄, por ser considerado um procedimento economicamente viável, quando comparado com outras tecnologias. Entretanto, há desvantagens, associadas principalmente do ponto de vista ambiental, as quais estão principalmente relacionadas ao consumo de água e às emissões de CO₂. A figura 12 apresenta o balanço energético para a obtenção de 1 kg de H₂ a partir de CH₄, utilizando a RMV e GAS.

Figura 12 - Balanço energético para a produção de 1 kg de H₂ a partir do CH₄, via RMV mais GAV.

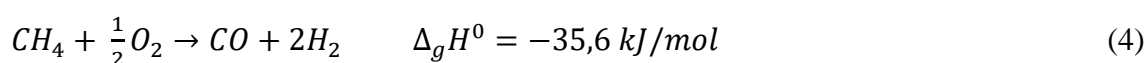


Fonte: Adaptada Nota técnica para produção de H₂ Turquesa (EPE, 2022b).

Como demonstrado na figura 6, durante o processo de reforma do CH₄, o CO₂ representa 85% do produto gerado durante a reforma, enquanto 15% representa a quantidade de H₂. Este processo possui uma pegada de carbono de aproximadamente 10 tCO₂/tH₂ produzido, um valor maior do que outros processos como a pirólise por exemplo, a qual possui um valor de aproximadamente entre 3 a 5 tCO₂/tH₂ (MACHHAMMER et al., 2016). Além disso o consumo de água no processo de reforma a vapor pode aumentar a demanda energética para a produção de H₂. Energeticamente, a entalpia da reação para produção de H₂ por reforma a vapor é de $\Delta_g H^0 = 41$ kJ/mol de H₂, entretanto se a evaporação da água for considerada neste processo, o valor de entalpia da reforma a vapor atinge um valor de 63 kJ/mol de H₂ (EPE, 2022b).

3.8.2 Reforma por Oxidação Parcial

A reforma do CH₄ através da Oxidação Parcial (POR) é um processo que visa reduzir os gastos energéticos obtidos pelas reações no processo de RMV, durante a produção de H₂. Assim, ar ou O₂ é injetado para reagir parcialmente com as moléculas de CH₄, a uma temperatura entre 700°C a 900°C, e com pressão atmosférica (KUMAR; KUMAR; PAL, 2022). A equação 4, descreve a reação química que ocorre entre as moléculas de CH₄ e as moléculas de O₂ no processo de POR.



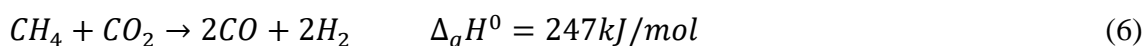
3.8.3 Reforma “Autothermal”

O processo de reforma autothermal (ATR) combina os processos de SRM e POR, com objetivo de reduzir as desvantagens das reações endotérmicas que ocorrem pela SRM e a baixa produção de H₂, obtido pela POR. Assim, as moléculas de CH₄ reagem parcialmente com vapor de água e com oxigênio, obtendo assim H₂ e CO (KUMAR; KUMAR; PAL, 2022). A equação 5 apresenta as reações químicas que ocorrem entre CH₄, H₂O e O₂, em processos de ATR.



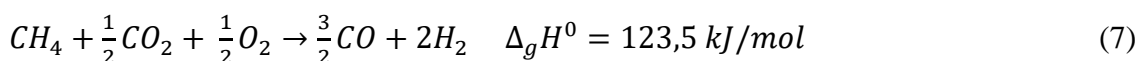
3.8.4 Reforma a seco

Nos processos de reforma a seco (DR), a reação ocorre a partir da interação entre as moléculas de CH₄ e CO₂, a uma temperatura inferior a 640°C. Essa reação, portanto, gera CO e H₂, uma mistura chamada Syngas (KUMAR; KUMAR; PAL, 2022). A equação 6 apresenta as reações químicas que ocorrem entre CH₄ e CO₂, durante a DR.



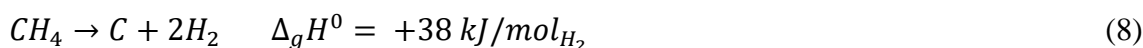
3.8.5 Reforma de Oxidação a seco

A técnica de reforma de oxidação a seco (DRS) combina os processos de DR e POR, com a finalidade de controlar a deposição do CO na superfície do catalisador. Assim, o CH₄ reage parcialmente com CO₂ e O₂, produzindo H₂ e CO. Esta interação contribui para minimizar o consumo total de energia pelas reações, aumenta o potencial de conversão de CH₄ e maior rendimento dos produtos em baixas temperaturas, maior estabilidade do catalisador (KUMAR; KUMAR; PAL, 2022). A equação 7 apresenta as interações químicas entre CH₄, CO₂ e O₂, em processos de DRS.



3.8.6 Pirólise do Metano

O processo de pirólise consiste na quebra do CH₄ por meio de uma reação endotérmica. Os produtos finais desta reação é o H₂ e o carbono sólido. A equação 8 apresenta a reação química que ocorrem em processos de pirólise (MACHHAMMER et al., 2016).



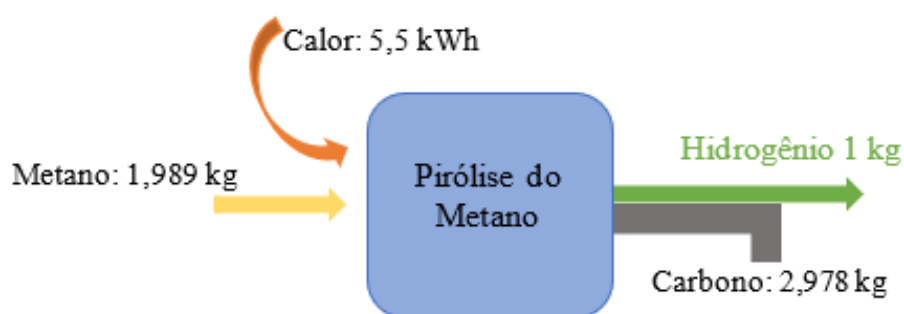
O H₂ produzido a partir da reforma por pirólise é classificado como H₂ turquesa. Embora esse procedimento ainda não seja algo maduro no mercado, esse processo pode

apresentar vantagens sobre a RMV, a qual é um método convencional, atualmente. Do ponto de vista ambiental, esse método é viável, visto que as emissões de CO₂ estão associadas ao ciclo de vida de obtenção da matéria prima. Além disso, a fonte de energia térmica deve ser de origem renovável, minimizando os impactos ambientais associados (EPE, 2022b).

De acordo com Machhammer et al. (2016), a pegada de carbono do processo de pirólise varia de 3 a 5 tCO₂/tH₂, enquanto no processo de RMV varia aproximadamente de 10 a 13 TCO₂/tH₂. Do ponto de vista econômico, os custos associados ao processo de pirólise são próximos aos custos associados a RMV. De acordo com Machhammer et al. (2016), os custos para produzir H₂ a partir da pirólise variam entre 2000 a 3000 €/ tH₂, enquanto que os custos da RMV variam de 1500 a 2500 €/ tH₂.

Energeticamente, a pirólise pode ser mais favorável, pois as reações ocorrem com pressão próxima da pressão atmosférica, o que reduz os esforços mecânicos e portanto, há redução de custos, além disso, a venda do carbono produzido durante a reforma, para processos industriais como fabricação de pneu por exemplo, pode contribuir para o aumento da receita, melhorando a viabilidade econômica (EPE, 2022b). A figura 13 apresenta um fluxograma esquemático do balanço energético para a produção de 1 kg de H₂ a partir da reforma do metano via pirólise.

Figura 13– Balanço energético para a produção de 1 kg de H₂, via reforma pirólise do CH₄



Fonte: Adaptada Nota Técnica do Hidrogênio Turquesa (EPE, 2022b).

3.9 Produção de H₂ a partir da reforma do biogás

A quantidade de H₂ produzida a partir do CH₄ depende de alguns fatores, tais como a tecnologia utilizada no processo de reforma e a concentração de CH₄ presente no biogás. De acordo com a ABIOGAS (2021), é possível gerar 1 kg de H₂ a partir de 4 a 5 m³ de

biometano produzido por meio do biogás. De acordo com Nadaleti et al. (2021), em casos em que a concentração de CH₄ é de 75% no biogás é possível gerar 1 Nm³ de H₂ com 0,348 kg.h⁻¹ de CH₄. Ademais, a partir de trabalhos presente na literatura, nota-se que em média, 1 kg de CH₄ tem o potencial de gerar 0,21 kg de H₂ (HAJIZADEH; MOHAMADI-BAGHMOLAEI; SAADY, 2022)(MICHAUT, 2021)(SWARTBOOI; KAPANJIKAKOMA, 2022). A tabela 6 apresenta a relação entre biogás e seu respectivo potencial de produção de H₂, bem como o tipo de reforma adotado e os subprodutos obtidos pelas reações químicas da reforma do biometano em H₂.

Tabela 7 - Conversão do biogás em H₂ a partir de diferentes processos de reforma encontrados na literatura.

Conversão do biogás em H ₂				
Biogás	Hidrogênio	Tipo de Reforma	Subproduto	Fonte
1kg	0,17 kg	Integração entre digestão Anaeróbica e reforma a seco	0,35 kg de CO ₂	Hajizade et al., (2022)
1 m ³ /h	0,48 m ³ /h	Decomposição Catalítica	Syngas (CO e H ₂) e Nanofibras de Carbono	Pinilla, Llobet e Suelves (2017)
0,348 kg/h	1 Nm ³ /h	Reforma a vapor		Nadaleti et al., 2021
1 kg	0,25 kg	Pirólise	0,75kg de Carbono sólido	Michaut (2021)
1 kg	0,22 kg	Pirólise	0,65 kg de Carbono	Swartbooi et al. (2022)
4 a 5 m ³ de biometano	1 kg de H ₂	-	-	Abiogas (2021)

Fonte: De autoria própria (2022).

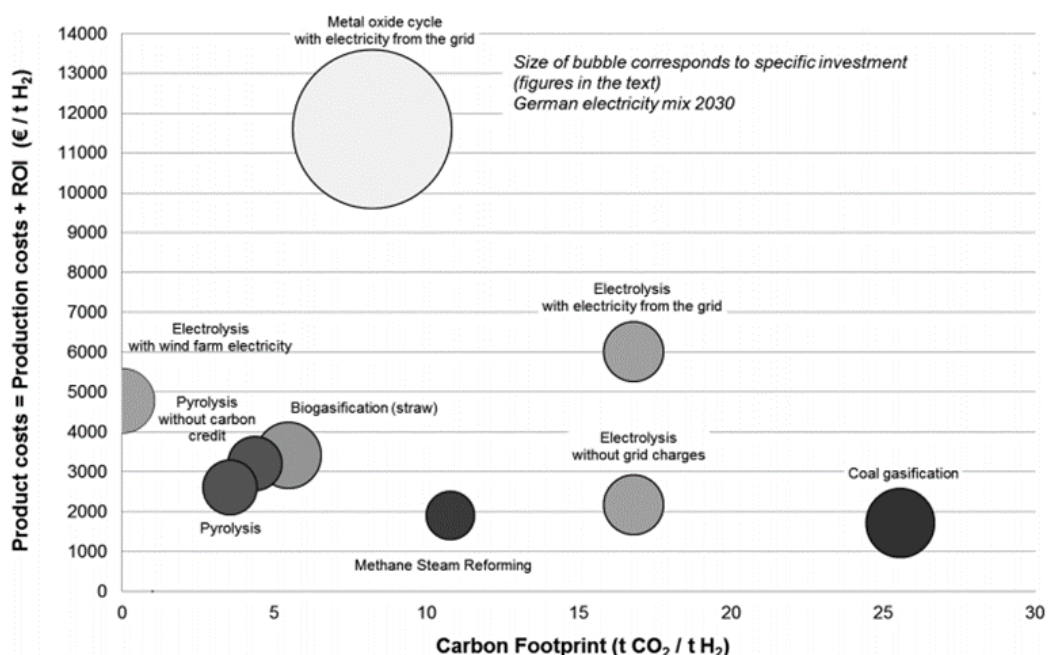
3.10 Custos associados a produção de H₂

A partir da tabela 4 nota-se uma variação pequena na produção de H₂ dependendo do processo de reforma. Entretanto, os impactos ambientais e os custos para a produção de H₂ podem variar significativamente dependendo da escolha do processo. Por se tratar de um mercado que ainda apresenta baixa competitividade, os custos associados a produção de H₂verde a partir da eletrólise, ainda são relativamente altos principalmente quando este processo utiliza energia elétrica a partir de FR (MACHHAMMER et al., 2016). Outros processos como o da RMV podem ser mais econômicos, por ser uma

tecnologia mais madura no mercado. De acordo com a Agência Internacional de energia (IEIA), o custo para a produção de H₂ a partir da RMV (processo convencional) é de 2,08US\$/kg de H₂.

De acordo com Machhammer et al. (2016) o custo para a produção do H₂ a partir da RMV varia entre 1500 €/tH₂ e 2500 €/tH₂, enquanto que processos que ainda estão em fase experimental, como a eletrólise que utiliza eletricidade da rede por exemplo, apresenta um custo na produção entre 5500 a 6500 €/tH₂. Os processos mais econômicos ainda continuam sendo os que utilizam FNR na escala produtiva. A RMV a partir de gás natural, ou gaseificação do carvão apresentam custos baixos, por se tratarem de fontes não renováveis (EPE, 2022). A gaseificação do carvão por exemplo, apresenta um custo de 1000 a 2000 €/tH₂, sobretudo, esses processos apresentam maiores impactos ambientais, com alta emissão de CO₂ (MACHHAMMER et al., 2016). A figura 14 apresenta a comparação de diferentes métodos de produção do H₂, com seus custos associados e sua pegada de carbono.

Figura 14– Comparação de custos e emissões de CO₂ entre as diferentes tecnologias de produção de H₂



Fonte: Machhammer et al. (2016).

O processo de gaseificação do carvão possui uma pegada de carbono próximo de 25 tCO₂/t H₂, aproximadamente 2,5 vezes maior que a RMV e 5 vezes maior que a reforma por pirólise. A escolha do processo de reforma do CH₄ deve atender tanto processo

econômicos quanto aqueles que apresentam o menor impacto ambiental, para atender os tratados celebrados pelas COPs.

3.11 Potencial de biogás e hidrogênio a partir dos Aterros Sanitários

3.11.1 Potencial de biogás

De acordo com ABIOGÁS (2022), atualmente, as principais plantas de geração de biogás no Brasil são os AS, sendo responsável pela produção de 3,8 bilhões de Nm³/ano. Além disso o país tem um potencial de gerar 170.912 GWh/ ano de energia elétrica, e do total de diesel consumido no país, é possível substituir 40,8 bilhões de litros por biometano.

A região sudeste do Brasil é a região na qual apresenta o maior potencial da produção de biogás, com um potencial de produzir 77.668 GWh/ ano de energia elétrica e a quantidade de diesel que poderia ser substituída pelo biometano, na região é cerca de 18,2 bilhões de litros (ABIOGÁS, 2022).

Em nível estadual, São Paulo é o estado em que apresenta o maior potencial de geração de energia a partir do biometano e biogás, tendo capacidade de gerar 54.133 GWh/ ano de energia elétrica e potencial de substituir 12,5 bilhões de litros de diesel por biometano. Enquanto que o estado de Minas Gerais (Segundo estado com maior potencial de geração de energia a partir de biogás e biometano), possui um potencial de gerar 19.841 GWh/ano de energia elétrica e substituir 4,7 bilhões de litros de diesel por biometano. Dentre os substratos utilizados para a produção de biogás e biometano no Brasil, os RSU são os que apresentam a menor contribuição em relação aos resíduos agrícolas, sendo responsável por 2,2 bilhões de Nm³/ano (ABIOGÁS, 2022).

A partir da ampla disponibilidade de biomassa, de acordo com ABIOGÁS (2021), o Brasil apresenta um potencial de produzir 24 mil toneladas de H₂ por dia, a partir do biometano gerado, e devido ao fato do biometano ser equivalente à composição do gás natural, este apresenta-se como uma alternativa eficiente para a produção de H₂ no país.

Com relação ao mercado do H₂ no Brasil, ainda há restrições ao seu uso como vetor energético, sendo sua aplicação destinada a síntese de produtos tais como óleo bruto, agentes redutores, hidrogenação de gordura e hidrocarbonetos. O uso do H₂ como fertilizantes, como a produção de amônia também é uma alternativa interessante para o país, uma vez que a agricultura desempenha um importante papel na economia, está é uma possibilidade para descarbonização na produção de fertilizantes (KRAMER, 2021).

3.12 Desafios para a produção e uso

De acordo com a EPE (2021b), os principais desafios associados ao uso de H₂ como fonte de energia no Brasil está relacionado com as condições de segurança e regulação do mercado. Uma das principais dificuldades associado a implantação do aproveitamento energético do H₂ é alcançar os níveis de competitividade com outras fontes, tendo em vista que por ser um mercado ainda pouco explorado apresenta custos de produção mais elevados do que as fontes não renováveis (BNDES, 2022).

Em suma, os custos finais do H₂ estão associados a toda escala produtiva, uma vez que o seu armazenamento e transporte são elevados financeiramente. Por se tratar de um elemento leve e, portanto, dependente de altas pressões para armazená-lo no estado gasoso, ou criogenia no estado líquido, e também por possuir uma densidade volumétrica baixa, a necessidade de espaço para estocagem necessária é maior, além de se tratar de um gás altamente explosivo apresenta riscos de segurança (EPE, 2021b).

A densidade do H₂ é cerca de um terço da densidade do gás natural, o que faz com que maiores volumes necessitam ser deslocados por gasodutos, caminhões e navios, para suprir a demanda pelo gás natural ou de outros combustíveis fósseis (BNDES, 2022). Assim, os custos associados a todas as cadeias produtivas são elevadas, quando comparados ao de fontes consolidadas no mercado.

3.13 Armazenamento do hidrogênio

De acordo com Züttel (2004) o armazenamento do hidrogênio está basicamente relacionado com redução do volume do gás, tendo em vista que 1kg de H₂ em temperatura ambiente e pressão atmosférica, possui um volume de 11 m³. Dessa forma, alguns critérios para o armazenamento de H₂ devem ser seguidos, tais como por exemplo, comprimir o hidrogênio, ou ainda reduzir a temperatura, abaixo da temperatura crítica, ou ainda reduzir a interação do H₂ com outros compostos. O segundo critério para o armazenamento do H₂, deve ser o princípio de reversibilidade da captação e liberação do gás.

Alguns métodos para o armazenamento de H₂ aplicados, de acordo com Züttel (2004) podem ser em cilindros de gás de alta pressão, hidrogênio líquido em tanques criogênicos, absorvidos em locais intersticial em um metal hospedeiro, compostos complexos, metais e complexos junto com a água:

- Cilindros de gás de alta pressão: é a forma mais comum, são capazes de suportar uma pressão de até 80MPa, e assim o H₂ pode atingir uma densidade volumétrica de 36kg.m⁻³ (ZÜTTEL, 2004).

- Hidrogênio Líquido: nesse tipo de armazenamento, o H₂ é armazenado em tanques criogênicos, a uma temperatura de 21,2 K (-251,95°C) e pressão ambiente. O líquido só pode ser armazenado em sistemas abertos, devido a temperatura crítica do H₂, de 33 K (-240,15 °C). Assim, a densidade volumétrica do H₂ líquido é de 70,8 kg.m⁻³ (ZÜTTEL, 2004).
- Fissorção de H₂: absorvidos em locais intersticial em um metal hospedeiro. O adsorvente atrai as moléculas do gás, essa interação também é conhecida como interação de Van der Wall (ZÜTTEL, 2004).
- Metalhidretos: metais e complexos interagem com hidrogênio e formam principalmente compostos sólidos de metal-hidrogênio (ZÜTTEL, 2004).

O armazenamento de H₂ em superfícies, como em tubulações ou tanques, ainda é um desafio por ter uma capacidade limitada, sendo capaz de fornecer energia somente por horas ou dias. O armazenamento do H₂ é importante para garantir a disponibilidade do recurso, assim como de qualquer fonte de energia, e assim quanto maior a capacidade de armazenamento, pode reduzir impactos relacionados há intermitência das fontes de energia renovável e outros desafios enfrentados por essas fontes. Um método que pode ser aplicado para o armazenamento em larga escala do H₂ é o armazenamento subsuperficial, em cavernas salinas, reservatórios de hidrocarbonetos e ou aquíferos salinos profundos (HEINEMANN et al., 2021). Essa é uma alternativa interessante para o armazenamento do H₂, visto que por se tratar de um gás com propriedades específicas, precisa ser comprimido para ocupar menor volume possível (TARKOWSKI; ULIASZ-MISIAK, 2022).

3.14 Aplicações do hidrogênio

3.14.1 Aplicações no setor energético

De acordo com Filippov e Yaroslavtsev (2021) o H₂ não é utilizado para a geração de energia elétrica por motivos econômicos. Dessa forma, faz necessário estudos e desenvolvimento para amadurecimento tecnológico, para gerar energia elétrica a partir dessa fonte, mas a demanda pode crescer até 2050. A intermitências das fontes de energia como a hídrica, eólica e solar tem sido um incentivo para a busca de novas alternativas no mercado. De acordo com a ANA (2021), desde 2012 o Brasil enfrentado desafios com relação a escassez hídrica, devido a redução do regime pluvial, houve uma redução nas

vazões afluentes, o que acarretou em baixos níveis dos reservatórios das hidrelétricas e conseqüentemente no acionamento de fontes fósseis. Assim, a necessidade de diversificação da matriz energética é uma necessidade, para garantir independência de fontes intermitentes ou fontes poluentes.

Para o setor de transportes, o H₂ se apresenta com um alto potencial para abastecimento veicular, e substituição de combustíveis fósseis como o diesel, uma vez que é um transportador de energia de baixo carbono. De acordo com Rivard, Trudeau e Zaghbi (2019), veículos a hidrogênio podem ser abastecidos em 10 minutos e podem criar um mercado competitivo com os carros elétricos.

3.14.2. Aplicação do H₂ para produção de NH₃ como fertilizante

Um dos principais desafios relacionados ao mercado do H₂ é com relação ao seu armazenamento e transporte, contudo a possibilidade de convertê-lo em outros compostos como a NH₃ pode se tornar uma solução viável, uma vez que a amônia se liquefaz a -33°C e com uma pressão ambiente (MACFARLANE et al, 2020). A NH₃ é uma importante matéria prima para a produção de nitrogênio (N₂), o qual junto com o fósforo e potássio são essenciais para a agricultura, uma vez que garante a fertilidade de plantas tais como o milho, soja, café, entre outros.

De acordo com a Secretaria Especial de Assuntos Estratégicos (BRASIL, 2020). O setor agrícola é um dos principais responsáveis para a economia do Brasil, o que torna responsável por 8% do consumo total de fertilizantes no mundo, ficando atrás da China, Índia e Estados Unidos. Contudo, 80% do total de fertilizantes produzidos no país vem de importação de outros países. Do total de H₂ produzido no mundo, 96% é destinado para a produção de fertilizantes e refino de petróleo (EPE, 2021b).

Atualmente a principal forma de obtenção de NH₃ ocorre por meio do processo Haber-Boch, o qual consiste na interação química entre H₂ obtido no ar e N₂ dentro de um reator, na proporção 3:1, através de uma reação exotérmica (-92kJ/Mol), como demonstrado na equação 9. Essa reação ocorre em catalisador à base de ferro com temperatura e pressão variando de 450 a 600°C e 100 a 250 bar (NOSHERWANI; COSTA NETO, 2021).



O H₂ utilizado para a obtenção NH₃ é obtido principalmente através da RVM, utilizando gás natural ou através da gaseificação do carvão. Contudo este é um processo

poluente, uma vez que possui alto potencial na emissão de GEEs (EPE, 2021b) (KRAMER, 2021).

Assim, a busca por estratégias econômicas de substituição do H₂ cinza, por um H₂ com menor pegada de carbono para a produção de NH₃ sustentável tem sido estudado ao redor do mundo com o objetivo de contribuir com a descarbonização do processo produtivo de NH₃. Bouaboula et al. (2023) estudaram a produção de NH₃, no qual os autores denominaram de NH₃ verde, a partir de uma usina de FR de energia em escala piloto, para um cenário em que os autores avaliaram um sistema fotovoltaico com uma potência de 6MW acoplado a uma bateria com capacidade de 11 MWh, o custo nivelado da amônia (LCOA) foi de 774 USD/TNH₃. De acordo com os autores, até 2030 o NH₃ deverá ser competitiva com outros combustíveis fósseis convencionais.

Kakavand et al. (2023) realizaram um estudo técnico e econômico para o potencial de plantas sustentáveis na produção de H₂ e NH₃ no Irã. Os autores consideraram que o H₂ destinado a obtenção de NH₃ foi obtido a partir da eletrólise da água. De acordo com os autores, o LCOA obtido para o Irã, utilizando o H₂ verde foi entre 580 a 640 USD/TNH₃.

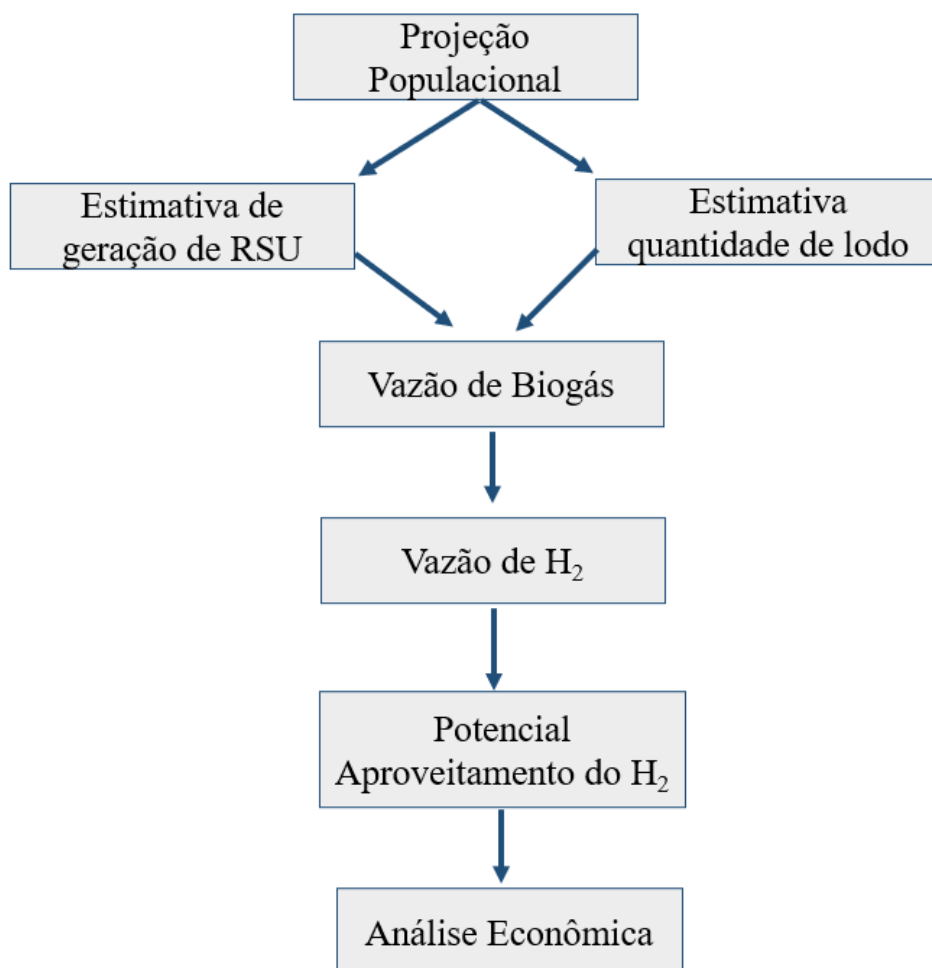
Arnaiz Del Pozo e Cloete (2023) avaliaram as perspectivas da obtenção de NH₃ a partir H₂ e N₂ obtidos pela RMV do gás natural, com captura de CO₂, e para um segundo cenário em que o H₂ foi obtido a partir de eletrolisadores utilizando energia eólica e solar. De acordo com os autores, o cenário de RMV do gás natural obteve um resultado de LCOA de 332,1 €/TNH₃. Noshervani e Costa Neto (2021) realizaram uma estimativa preliminar de custo de planta de NH₃ com capacidade de 300 toneladas por dia, comparando o processo de obtenção de NH₃ por meio da energia eólica e compara com o processo convencional de RMV e Haber-Bosh. Os autores concluíram que para o sistema convencional o LCOA foi de 798 USD/TNH₃, enquanto que no processo no qual utilizou-se energia eólica para alimentar um eletrolisadores o LCOA variou de 917 USD/TNH₃ a 1.323 USD/TNH₃.

A partir dos estudos mencionados nota-se que fontes convencionais para a obtenção de NH₃ ainda apresentam custos mais elevados, além disso, o uso da NH₃ obtida a partir do H₂ produzido de forma mais sustentável, pode contribuir também com uma agricultura verde, contudo ocorre uma elevação dos custos de fertilizantes, assim estudos devem ser realizados para que haja o aprimoramento das tecnologias, para que no futuro se tornem viáveis, competindo com FNR.

4 METODOLOGIA

A metodologia deste trabalho está descrita no fluxograma apresentado pela figura 15.

Figura 15 - Representação esquemática das etapas metodológicas adotadas neste estudo.

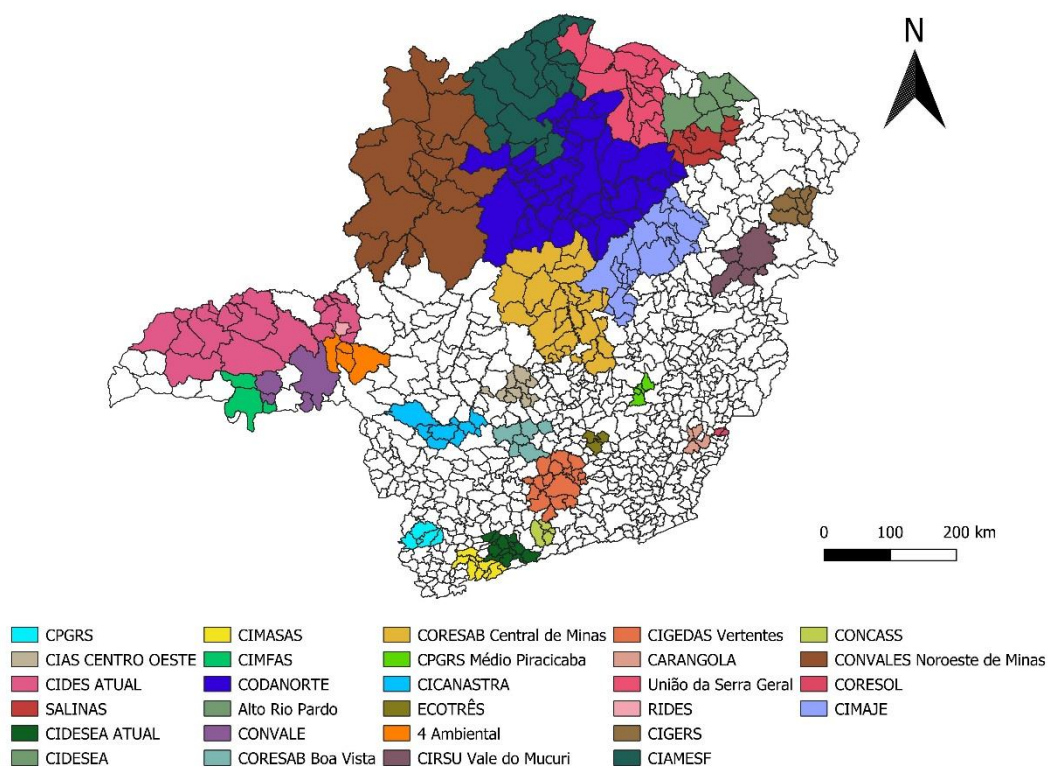


Fonte: Autoria Própria (2023).

Neste estudo foi aplicado uma análise de viabilidade econômica para o aproveitamento energético a partir da co-digestão entre RSU e lodo de ETE, em aterros sanitários de 28 consórcios do estado de Minas Gerais: *Alto Rio Pardo, CIAS Centro Oeste, CIDES, CONVALE, 4 Ambiental, CIMASAS, CODANORTE, ECOTRES, CARANGOLA-CD, CIMFAS, CONCASS e Salinas*, para período de 20 anos de projeto. Os 28 consórcios de AS do estado de Minas Gerais estão apresentados na figura 16 e suas respectivas informações na tabela no Anexo I (FUNASA, 2018).

Figura 16 - Consórcios de Aterro Sanitário do Estado de Minas Gerais - Brasil

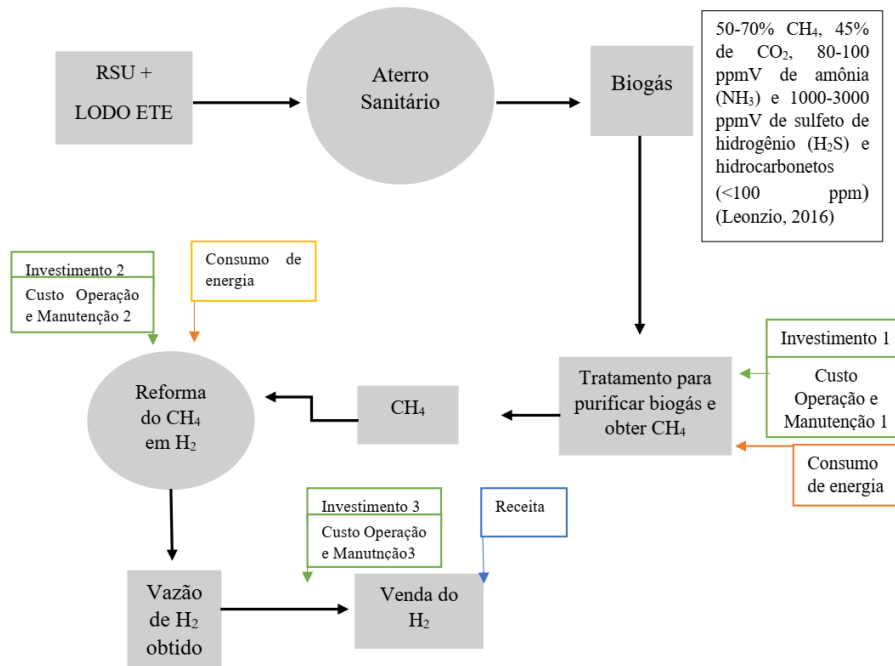
Consórcios do Estado de Minas Gerais



Fonte: Autoria Própria (2023). Dados: FUNASA (2018).

A figura 17 apresenta os passos adotados na metodologia.

Figura 17– Fluxograma das etapas da metodologia



Fonte: Autoria própria (2022).

As etapas para a aplicação do estudo de viabilidade econômica estão descritas nas seções a seguir.

4.1 Projeção populacional

A projeção populacional foi realizada para cada município integrante de todos os consórcios do estado de Minas Gerais. Os modelos empregados para as projeções populacionais foi o de crescimento logístico e o geométrico, apresentado por Barros (2012) e Von Sperling (2005). O modelo do crescimento logístico foi escolhido pois permite identificar a população de saturação, e o instante em que o número de habitantes dos municípios começam a decrescer. As equações de 10 a 13 foram utilizadas para este cálculo.

$$P_s = \frac{2P_0 \cdot P_1 \cdot P_2 - (P_1)^2 \cdot (P_0 + P_2)}{P_0 \cdot P_2 - (P_1)^2} \quad (10)$$

$$C = \frac{(P_s - P_0)}{P_0} \quad (11)$$

$$a = \frac{1}{t_2 - t_1} \times \ln \left[\frac{P_0 \cdot (P_s - P_1)}{P_1 \cdot (P_s - P_0)} \right] \quad (12)$$

$$P_t = \frac{P_s}{1 + C \cdot e^{-K_1(t-t_0)}} \quad (13)$$

Em que P_t é a população no tempo t , correspondente ao ano de interesse, P_s é a população de saturação, C é uma constante, K_1 é uma constante de proporcionalidade, t_0 é o ano inicial, P_0 é a população no tempo inicial, correspondente a t_0 , P_1 é a população correspondente a t_1 , P_2 é a população correspondente a t_2 .

Para os Municípios Estrela do Sul, Guarinhatã, Ipiaçú, Fruta de Leite, Rubelita, Botumirim, Campo Azul, Claro dos Poções, Grão Mongol, Guaraciana, Ibiricatu, Itacambira, Patis de Minas, Juramento, Pedras de Maria da Cruz, Ponto Chique, São João da Lagoa, Ubaí, Varzelândia, Berizal, Indaiabira, Ninheira Aiuruoca, Unaí, Inimutaba, Santa Juliana,, Monte Alegre de Minas, Santa Vitória, Diamantina, Couto Magalhães, São Roque de Minas, São Gonçalo do Pará, Cachoeira Dourada, Poté, Piracajuba, Taboairas, Nova ponte e Vazante, o modelo matemático escolhido foi o geométrico, uma vez que os dados populacionais disponibilizados nos censos demográficos não atenderam as condições para se utilizar o modelo taxa decrescente populacional e crescimento logístico. As equações de 14 a 16 foram utilizadas para determinar a projeção populacional por meio do modelo geométrico.

$$\frac{dP}{dt} = K_G \cdot P \quad (14)$$

$$P_t = P_0 \cdot e^{K_G \cdot (t-t_0)} \quad (15)$$

$$K_G = \frac{\ln P_2 - \ln P_0}{t_2 - t_0} \quad (16)$$

Onde:

$\frac{dP}{dt}$: corresponde a taxa de crescimento populacional em função do tempo.

K_G : coeficiente de regressão.

P_0 , P_1 e P_2 : população nos anos t_0 , t_1 e t_2 .

P_t : população estimada no ano t .

4.2 Estimativa de RS

4.2.1 Estimativa de RSU

A estimativa de RSU foi determinada a partir da equação 17, conforme apresentado por Barros (2012).

$$R_t = \frac{(P_t \cdot I_g) \cdot 365}{1000} \quad (17)$$

Em que R_t é a quantidade de RSU total anual estimada para cada município, P_t é a população (habitantes) total final de cada município, I_g é o índice de geração per capta

de cada município (kg/habitante/dia), obtido pelo sistema nacional de informação de saneamento (SNIS, 2020). A quantidade final de RSU para cada consórcio foi obtida por meio do somatório de Rt (t/ano) de cada município integrante de cada consórcio.

4.2.2 Estimativa de lodo de ETE

A quantidade potencial de lodo residual (Δx) gerado nos municípios de cada consórcio, foi determinada com base na demanda química de oxigênio (DQO) e no valor de vazão média ($Q_{méd}$), conforme apresentado por Nuvolari (2011). O sistema de tratamento de efluentes considerado neste estudo foi o UASB. Para determinar o potencial de lodo gerado por cada município dos consórcios do estado de Minas Gerais, foram utilizadas as equações de 18 a 23.

$$Q_{méd} = P_t \cdot R \cdot Q_{pc} \quad (18)$$

Em que $Q_{méd}$ (L/dia) é determinada com base na população estimada de cada município, R é o coeficiente de retorno, adotado 0,8 (VON SPERLING, 2005) e Q_{pc} é a vazão per capita, adotada 160 L.hab.d⁻¹ e P_t é a população atendida (VON SPERLING, 2005)

A vazão máxima ($Q_{máx}$) e mínima ($Q_{mín}$) geradas pelos municípios foi determinada pela equação 19 e 20, conforme apresentado por Von Sperling (2005).

$$Q_{máx} = 1 + \left[\frac{14}{(4 + \sqrt{P_t})} \right] \cdot Q_{méd} \quad (19)$$

$$Q_{mín} = 0,5 \cdot Q_{méd} \quad (20)$$

A DQO (kg/m³) foi estimada a partir da equação 13, considerando que a relação DBO/DQO é de 0,5 (NUVOLARI, 2011). A demanda bioquímica de oxigênio (DBO) foi estimada a partir da equação 21.

$$DBO = \frac{P_t \cdot pc}{1000} \quad (21)$$

Em que pc corresponde a produção per capita, adotada 50gDBO₅/hab.d (VON SPERLING, 2005).

$$DQO = \frac{DBO}{0,5} \quad (22)$$

A produção de lodo (Δx) (kg_{ssv}/dia) foi estimada a partir da equação 23 (NUVOLARI, 2011).

$$\Delta x = 0,15 \cdot DQO \cdot Q_{méd} \quad (23)$$

4.3 Estimativa da Vazão de CH₄

A massa de resíduo total (M_t) (t/ano) de RSU e lodo de ETE foi determinada a partir da equação 24.

$$M_t = R_t + \Delta x \quad (24)$$

A vazão de metano que é possível gerar a partir da CoDA de M_t foi determinada utilizando o software Landfill Gas Emission (LandGem®), esse programa foi desenvolvido pela Agencia de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (USEPA), é uma ferramenta que permite estimar a quantidade de gás total que é gerada em um aterro sanitário, incluindo o CH₄, CO₂, compostos orgânico não metanos e outros poluentes atmosféricos (USEPA, 2005). Esse modelo estima a quantidade de metano gerada no aterro com base na equação 25 (BARROS, 2012)

$$Q_{CH_4} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=0,1}^1 k \cdot L_0 \cdot \left(\frac{M_t}{10}\right) \cdot e^{-kt_{i,j}} \quad (25)$$

Em que Q_{CH_4} (t/dia) é a vazão de metano, k é a taxa de geração de metano (ano⁻¹), L_0 capacidade potencial de geração de metano (m³CH₄/tRSU).

A concentração de CH₄ assumida na mistura de biogás dos ASs foi de 60%. Os valores de L_0 e k adotados neste estudo foram 225 m³/tRSU e 0,06/ano, respectivamente considerando que estes valores são representativos para a CoDA entre RSU e lodo, para o município de Itajubá/MG, conforma apresentado por Barros et al. (2014). M_t é a massa total de resíduos no enésimo ano, $t_{i,j}$ corresponde a idade da j-ésima seção da quantidade de resíduo aceita no enésimo ano. A eficiência de coleta e o percentual de CH₄ adotada foram ambas de 70% (BARROS, 2012).

4.4. Estimativa de H₂ a partir da reforma de CH₄

A capacidade de produção de H₂ foi determinada com base em dois processos: i) o processo de Reforma a Vapor, por ser um processo comumente adotado para a obtenção de H₂ a partir do CH₄; e ii) por um processo de reforma via pirólise do CH₄, por ser um processo com emissão de CO₂ nula. Em média, 1 kg de CH₄ tem o potencial de gerar 0,21 kg de H₂ (pelo processo de reforma a vapor, enquanto que via pirólise, o potencial é de que 1 kg de CH₄ tem a capacidade de gera 0,25 kg de H₂ (HAJIZADEH; MOHAMADI-BAGHMOLAEI; SAADY, 2022)(MICHAUT, 2021) (SWARTBOOI; KAPANJIKAKOMA, 2022) (EPE, 2022b). A relação entre CH₄ e H₂ nos processos de reforma a vapor e via pirólise foi apresentado nas equações 26 e 27.

$$Q_{H_2RMV} = 0,21xQ_{CH_4} \quad (26)$$

$$Q_{H_2Pirólise} = 0,25xQ_{CH_4} \quad (27)$$

Em que Q_{H_2RMV} (t/dia) é a vazão do H₂ obtida a partir da reforma a vapor do CH₄, e $Q_{H_2Pirólise}$ (t/dia) é a vazão do H₂ obtido a partir da reforma via pirólise do CH₄.

4.5. Estimativa do potencial energético a partir do H₂

A partir da quantidade de H₂ o potencial energético foi determinado conforme as equações 28 e 29, apresentadas por Nadaleti et al. (2021).

$$H_{EE} = H_{CE} \cdot \eta_1 \cdot C_E \quad (28)$$

$$H_{CE} = Q_{H_2} \cdot LCP_{H_2} \cdot \eta_2 \quad (29)$$

Em que, H_{EE} é a produção de eletricidade usando H₂ (kWh/ano), H_{CE} é a produção de energia química a partir de H₂ em MJ/dia, η_1 : eficiência de hidrogênio em se transformar em energia elétrica através de uma célula combustível (70%), C_E : Fator de conversão, de MJ para kWh (0,2778). Q_{H_2} corresponde a vazão média de hidrogênio em m³/dia e LCP_{H_2} é o poder calorífico inferior do H₂ (10,8 MJ/m³), η_2 corresponde a eficiência energética do hidrogênio para a produção de energia química (50%) (SILVA, 2008).

4.6. Estimativa do potencial NH₃ a partir do H₂

A capacidade de produção teórica de NH₃ para os 28 consórcios de Minas Gerais a partir do H₂ foi determinado a partir de uma relação de fluxo de massa entre NH₃ e H₂, conforme apresentado por Kakavand et al. (2023). De acordo com os autores, 5,632 kg de NH₃ são gerados a partir de 1kg de H₂. Assim, a equação 30 apresenta a vazão de NH₃ em função da vazão de H₂ produzida em cada consórcio.

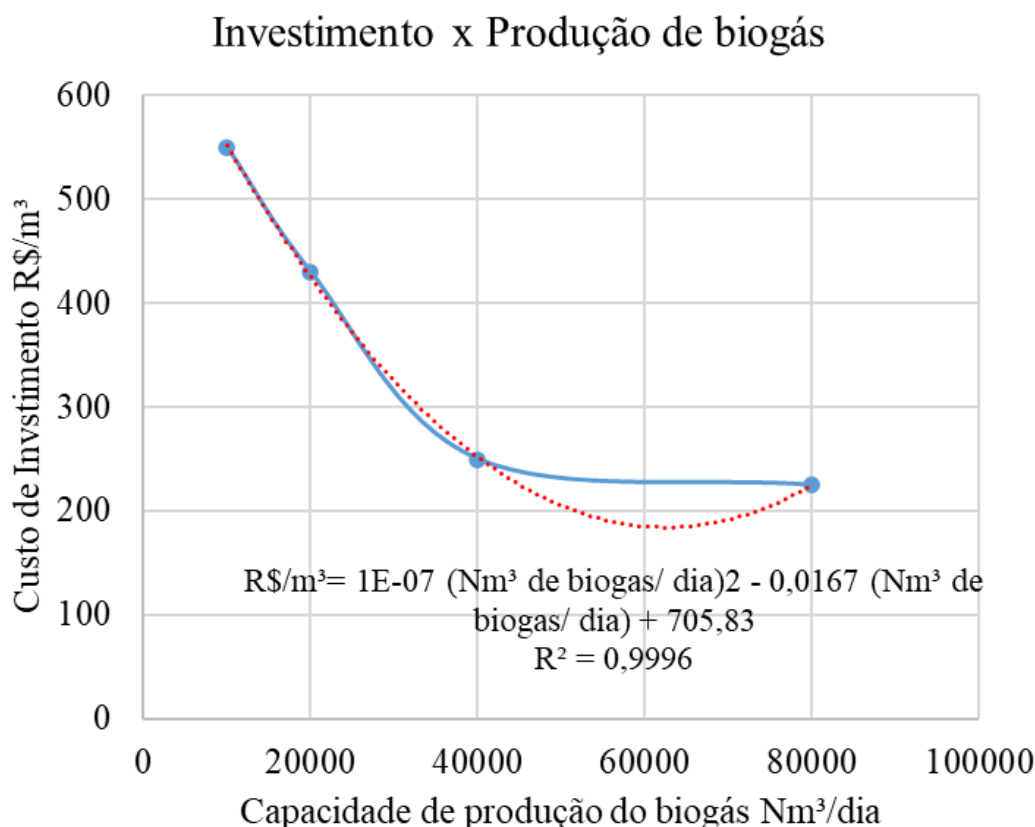
$$Q_{NH_3} = 5,632 \times Q_{H_2} \quad (30)$$

4.7 Análise econômica

4.7.1 Custos no tratamento do biogás

O custo de investimento para a purificação do biogás foi determinado com base capacidade média de produção de biogás, para cada consórcio. De acordo com a EPE, a purificação do biogás em biometano, apresenta um custo médio de investimento de 431 R\$/m³ e os custos operacionais e manutenção de projeto, para a produção de metano a partir do biogás de 17% a 21% dos custos totais do investimento (EPE, 2018). A figura 18 foi adaptada de EPE (2018) e apresenta os custos de investimento para transformar o biogás em biometano em função da capacidade de produção de biogás.

Figura 18– Custo do investimento para a reforma do biogás em biometano em função da capacidade instalada de biogás



Fonte: Adaptada de EPE (2018).

A partir da equação apresentada na figura 9, estimou-se os custos de investimento inicial variável para a purificação do biogás em biometano. De acordo com EPE (2018), o custo fixo para a produção de biometano a partir do biogás é de 99 R\$/m³. Dessa forma, o custo do investimento total para reforma do biogás em biometano é dado pela equação 31. Para custos de operação e manutenção, considerou-se um cenário conservador de 21% do custo de investimento.

$$C_{invest} = C_{variável} + C_{fixo} \quad (31)$$

Em que C_{invest} corresponde ao custo final de investimento, $C_{variável}$ é o custo de investimento em função da capacidade de produção de biogás e C_{fixo} é o custo fixo para a produção de biometano a partir de biogás, o qual corresponde a 99R\$/m³.

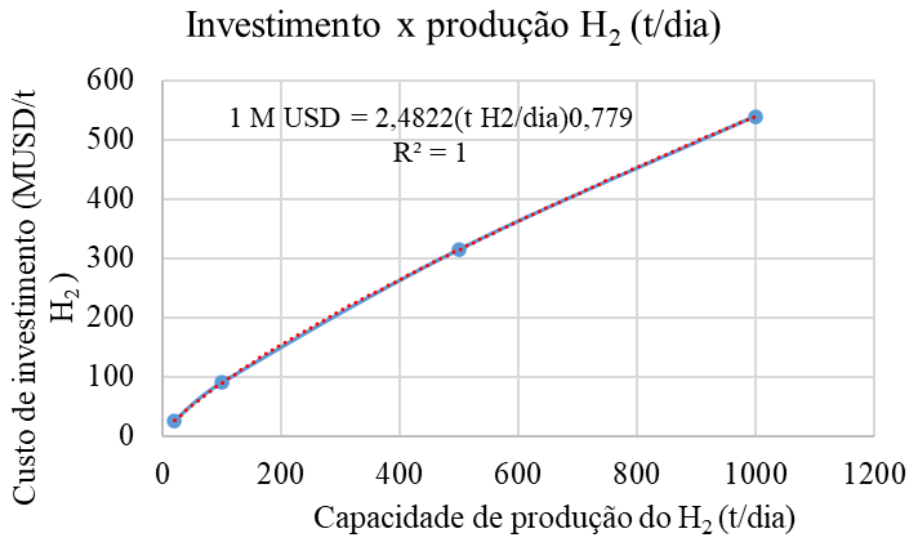
4.7.2 Custo para a reforma do CH₄ em H₂ via reforma a vapor

4.7.2.1 Custo para a produção de H₂

Os custos de investimentos para a produção de H₂ via reforma a vapor do CH₄, foram determinados em função da capacidade de produção da planta. Para determinar os custos, utilizou-se dados obtidos pela nota técnica do Hidrogênio Azul, para os cenários

de produção de hidrogênio de 20, 100, 500 e 1000 t/dia. Para estes cenários, o custo de investimento inicial (CAPEX) é de 25,6 MMUSD; 89,7 MMUSD; 314,2 MMUSD; 539,1MMUSD, respectivamente. Para a conversão de dólar em reais, considerou-se a cotação média entre o período de 03 de novembro de 2021 a 03 de novembro de 2022 (1USD = 5,16R\$) (BCB, 2022a). A figura 19 apresenta CAPEX para a produção de H₂ em função da capacidade da planta em toneladas por dia (EPE, 2022c).

Figura 19– CAPEX para a produção de H₂ em função da capacidade da planta em toneladas por dia.



Fonte: Autoria própria. Adaptado EPE (2022c).

Para determinas o custo de operação e manutenção (OPEX) da planta, foi assumido que o OPEX corresponde a 4,7% do CAPEX. Os custos associados a energia gasta no processo foram em função da produção de H₂, assumindo um consumo de energia no processo de 5,7 kWh/kgH₂ (EPE, 2022c). A equação 32 corresponde aos custos de energia associado ao processo de reforma a vapor para a produção de H₂.

$$C_{\text{energia}} = (T \cdot CE) \cdot Q_{H_2} \cdot 1000 \cdot 365$$

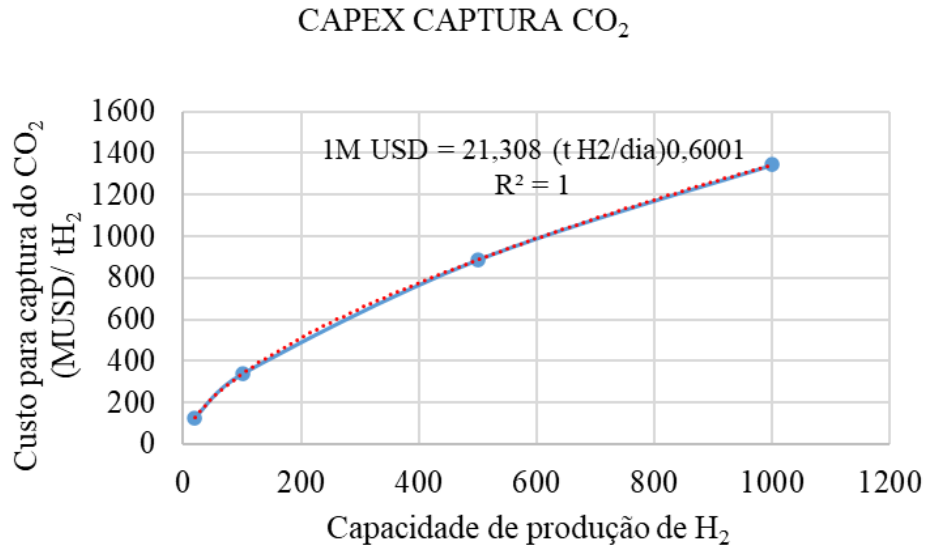
Em que C_{energia} corresponde ao custo de energia de cada planta (R\$/ano), T é a tarifa de a tarifa de energia (assumido 0,60 R\$/kWh), CE corresponde ao consumo de energia (5,7 kWh/kgH₂) e Q_{H_2} corresponde a vazão de Hidrogênio produzida por cada planta (tH₂/dia).

4.7.2.2 Custo para a captura do CO₂

O CO₂ é um subproduto gerado durante o processo de reforma a vapor do CH₄ para gerar H₂. Neste processo, é necessário a captura do CO₂, e, portanto, o custo desta etapa está associado a produção do H₂. O custo de investimento para a captura do CO₂ foi determinado em função da capacidade de produção de H₂. Os dados para a obtenção da

equação que fornece os valores de custo estão apresentados na figura 20. Esses parâmetros foram obtidos a partir da nota técnica de produção de Hidrogênio Azul (EPE, 2022c).

Figura 20– Custos para a captura de CO₂ durante o processo de reforma a vapor do CH₄



Fonte: Autoria própria. Adaptada de (EPE, 2022c).

Os OPEX da etapa de captura do CO₂ envolvem os custos de manutenção do sistema, os custos com produtos químicos e catalizador e o custo de abandono. Assim o OPEX para a captura do CO₂ foi determinado conforma a equação 33, 34, 35 e 36 (EPE, 2022c).

$$OPEX_{capturaCO_2} = C_{manutenção} + C_{produtos\ químicos} + C_{abandono} \quad (33)$$

$$C_{manutenção} = 2\%CAPEX \quad (34)$$

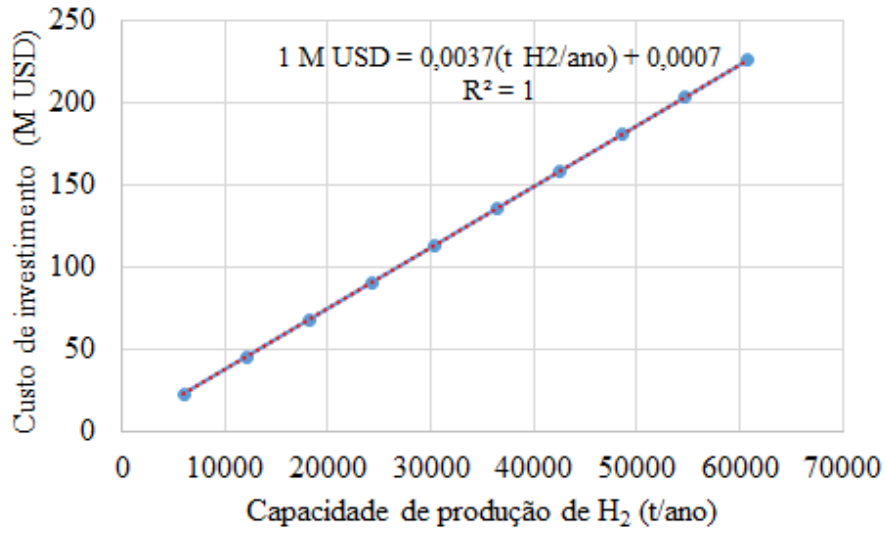
$$C_{produtos\ químicos} = 1\%CAPEX \quad (35)$$

$$C_{abandono} = 5\%CAPEX \quad (36)$$

4.7.3 Custos para a reforma do CH₄ em H₂ via pirólise

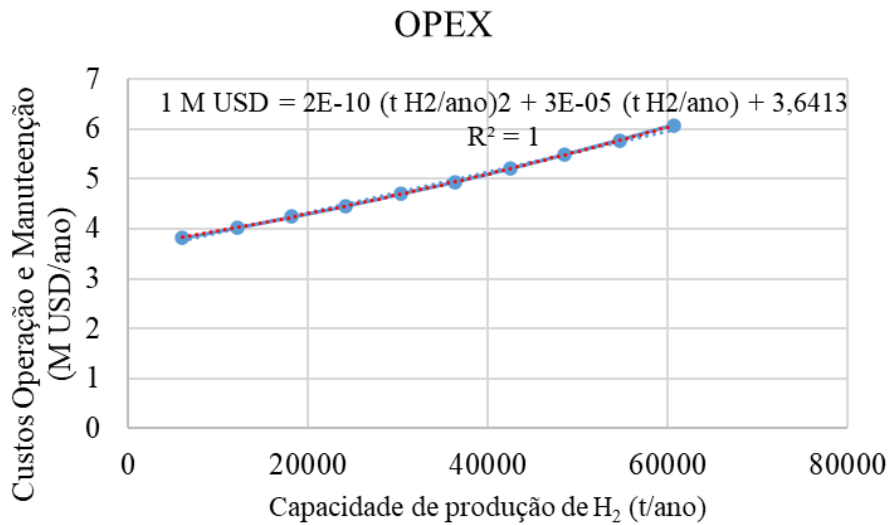
Os custos para produção de H₂ via pirólise do CH₄ foram determinados em função da capacidade de produção do H₂ em toneladas por ano. Os parâmetros base, utilizados para determinar o custo inicial de investimento, custo de operação e manutenção e o custo de eletricidade utilizada no processo estão apresentados nas figuras 21, 22 e 23, e são baseados na nota técnica para a produção de Hidrogênio Turquesa (EPE, 2022b).

Figura 21– Custo de investimento inicial em função da produção de H₂ via pirólise.



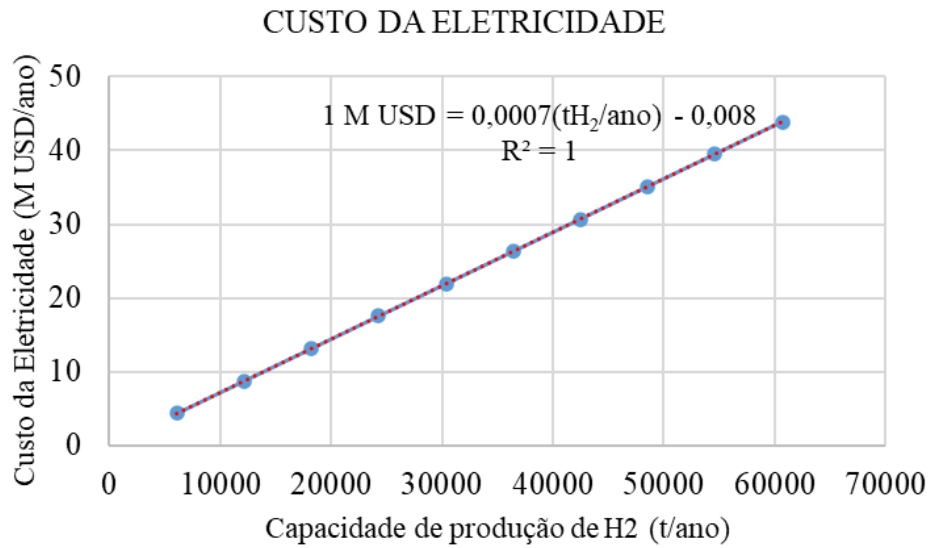
Fonte: Autoria própria. Adaptada de (EPE, 2022b).

Figura 22– Custos de operação e manutenção em função da capacidade de produção de H₂



Fonte: Autoria própria. Adaptada de (EPE, 2022b).

Figura 23– Custo pela eletricidade demandada no processo em função da capacidade de produção de H₂.



Fonte: Autoria própria. Adaptada de (EPE, 2022b).

4.7.4. Custo para produção de Amônia a partir do H₂

De acordo com (KREMER, 2021) o custo de investimento na produção de NH₃ verde, ou seja, com baixa emissão de CO₂ é de 1,05 USD/kg H₂. Assim, o custo para a produção de NH₃ neste estudo foi estimado a partir da equação 37.

$$C_{NH_3} = 1,05 \times fcm \times Q_{H_2} \quad (37)$$

Onde:

C_{NH_3} corresponde ao Custo de investimento na produção de NH₃ (R\$/ano).

fcm corresponde ao fator de conversão de moeda (1USD= 5,15 R\$). Cotação média entre os períodos de março de 2022 a novembro de 2022 (BCB, 2022).

Q_{H_2} corresponde a capacidade de H₂ produzido por cada aterro.

O CO&M da planta foi considerado como sendo 2% de C_{NH_3} (KREMER, 2021).

4.7.5 Análise do Custo Nivelado

Para a análise da viabilidade econômica, este estudo baseou-se no método do custo nivelado de energia (LCOE) (BARROS et al., 2014). Este modelo matemático determina o custo nivelado para a venda de energia, e foi adaptado para determinar o custo nivelado do H₂ (LCOH) (equação 38), a precificação do H₂ como combustível (equação 39) e o custo nivelado da Amônia (LCOA) (equação 40). O LCOH e o LCOA foram determinados em função da capacidade de produção de H₂ e sua respectiva capacidade de

produção de NH₃, obtido a partir da reforma do biometano potencial dos 28 consórcios de aterros sanitários de Minas Gerais.

$$LCOH \left(\frac{R\$}{kg} \right) = \frac{\sum_{t=0}^m \frac{C_{H_2} n}{(1+i)^n}}{\sum_{t=0}^m \frac{Q_{H_2} n}{(1+i)^n}} \quad (38)$$

$$P_{combustívelH_2} \left(\frac{R\$}{MJ} \right) = \frac{LCOH}{LCP_{H_2}} \quad (39)$$

$$LCOA \left(\frac{R\$}{kg} \right) = \frac{\sum_{t=0}^m \frac{C_{NH_3} n}{(1+i)^n}}{\sum_{t=0}^m \frac{Q_{NH_3} n}{(1+i)^n}} \quad (40)$$

Em que $LCOH$ corresponde ao custo nivelado do H₂ (R\$/kg), obtido para cada consórcio, $C_{H_2} n$ é a soma dos custos associados à produção do H₂ (soma dos CAPEX e OPEX referentes à purificação do biometano e reforma do biometano em H₂), n corresponde ao período de 20 anos da análise e i é a taxa de juros (adotada 12% - média da SELIC entre dias 03/11/2021 a 03/11/2022) (BCB, 2022b). $Q_{H_2} n$ é a vazão de H₂ gerada no período de análise, $C_{NH_3} n$ é a soma dos custos associados à produção de NH₃ (soma dos CAPEX e OPEX referentes à purificação do biometano, reforma do biometano em H₂, e reforma do H₂ em NH₃). Q_{NH_3} é a vazão de amônia gerado a partir do H₂. $P_{combustívelH_2} \left(\frac{R\$}{MJ} \right)$ corresponde a precificação do combustível gerado a partir do H₂, dado em (R\$/MJ), e LCP_{H_2} corresponde ao poder calorífico inferior do H₂ (Adotado 119,93 MJ/kg).

4.7.6 Valor presente líquido e TIR

O valor presente líquido (VPL) (equação 41), o qual é possível determinar o valor presente para pagamentos futuros, e a Taxa Interna de Retorno (equação 42) (BARROS et al., 2014).

$$VPL = \sum_{t=0}^m \frac{(Q_{H_2} n \cdot T) - C_{O\&M} - I}{(1+i)^n} \quad (41)$$

$$TIR \Rightarrow VPL = 0 \quad (42)$$

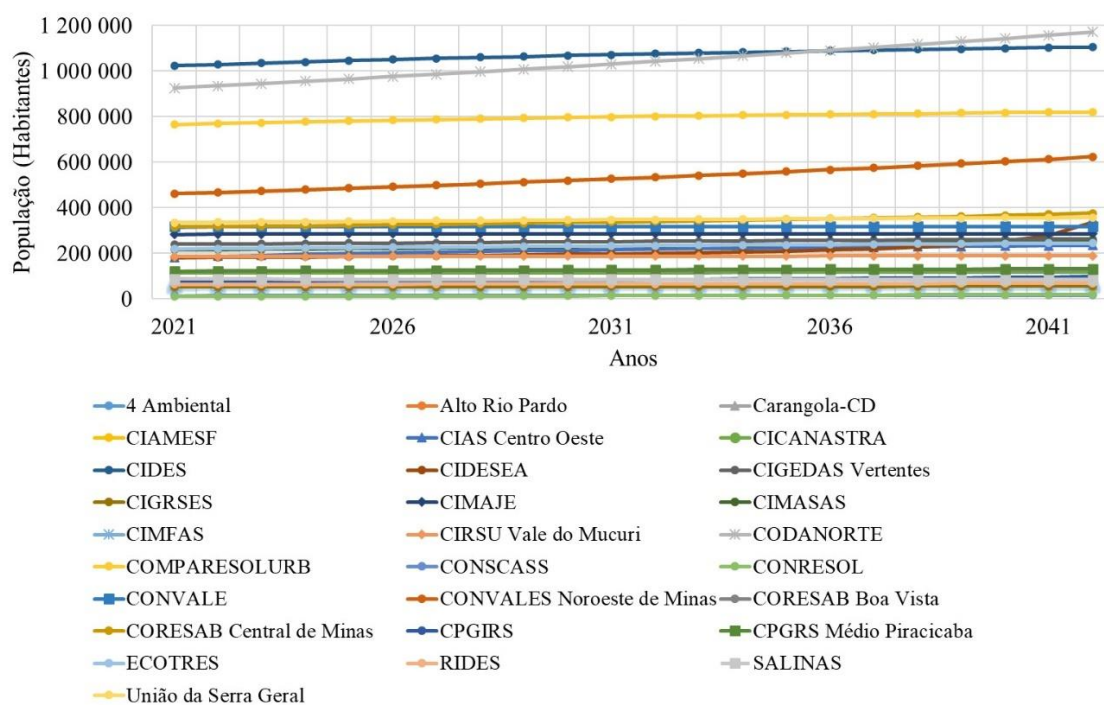
$C_{O\&M}$ corresponde ao custo de operação e manutenção (soma do OPEX referente à purificação do biometano e OPEX referente à reforma do biometano em H₂), I é o investimento no projeto (soma dos CAPEX para purificação do biogás e CAPEX para a reforma do biometano em H₂), T é o preço da venda do H₂. Se $VPL > 0$: investimento é viável, se $VPL = 0$: o investimento é indiferente e se $VPL < 0$: o investimento é inviável. A condição que se aplica a TIR, para determinar a viabilidade do projeto é definida como: Se a $TIR > i$ o projeto é viável, se $TIR < i$ o projeto é inviável.

5 RESULTADOS

5.1 Projeção populacional

A figura 24 apresenta os resultados obtidos para a projeção populacional para os 28 consórcios do estado de Minas Gerais: *4 Ambiental*, *CIAMESF*, *CIDES*, *CIGRSES*, *Alto Rio Pardo*, *CIAS Centro Oeste*, *CONVALE*, *4 Ambiental*, *CIMASAS*, *CODANORTE*, *ECOTRES*, *CARANGOLA-CD*, *CIMFAS*, *COMPARESOLURB*, *CORESAB Central de Minas*, *ECOTRÊS*, *União da Serra Geral*, *CIDEESEA*, *CIMAJE*, *CIRSU Vale do Mucuri*, *CONCASS*, *CONVALE Noroeste de Minas*, *CPGIRS*, *RIDES*, *CICANASTRA*, *CIGEDAS Vertentes*, *CORESOL*, *CORESAB Boa Vista*, *CPGRS Médio Piracicaba e Salinas*, no decorrer de 20 anos.

Figura 24– Resultado da projeção populacional para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais, para período de 20 anos de projeto.



Fonte: Autoria própria (2023).

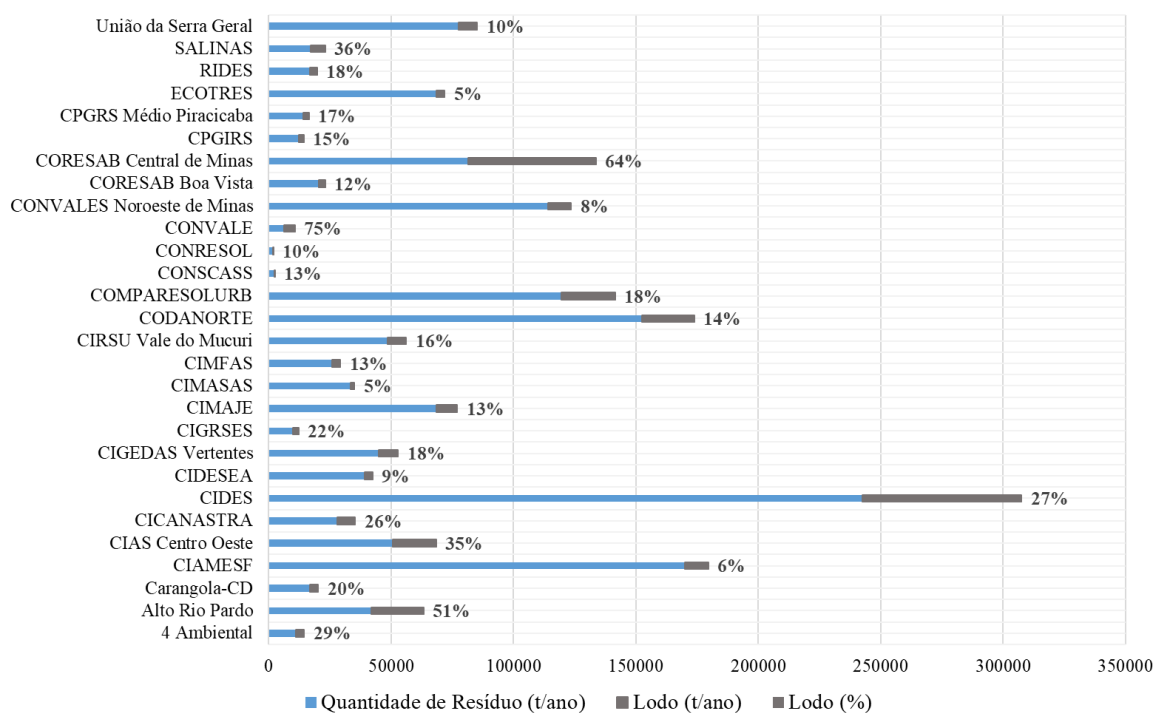
Os resultados de projeção populacional demonstram que dentre os 28 consórcios analisados, *COMPARESOLURB*, *CODANORTE* e *CIDES* são os maiores consórcios em termo de população, os quais apresentaram uma média populacional de 796.503, 1.046.499 e 1.072.686 habitantes, respectivamente. Os menores consórcios são *CORESSOL* (14.732 habitantes), *CONCAS* (16.866 habitantes), *CIGRSES* (44.194 habitantes) *Carangola* (56.790 habitantes), *4 Ambiental* (63.937 habitantes), *RIDES* (66.204 habitantes), *Alto Rio Pardo* (68.003 habitantes), *CIMFAS* (85.367 habitantes),

CPGIRS (85.876 habitantes) e *Salinas* (86.079 habitantes), todos com população menor que 100.000 habitantes. Os consórcios *CIAMESF*, *CICANASTRA*, *CONVALE*, *ECOTRES*, *CIAS Centro Oeste*, *CIDEESEA*, *CIGEDAS Vertentes*, *CIMASAS*, *CIRSU Vale do Mucuri*, *CORESAB Boa Vista*, *CPGRS Médio Piracicaba* e *União da Serra Geral* são consórcios médios, com população entre 124.622 a 538.573 habitantes, correspondente a *CORESAB Boa Vista* e *CIAMESF*, respectivamente. Sales et al. (2022) também obtiveram em seu estudo que dentre os consórcios do estado de Minas Gérias, somente os consórcios *COMPARESOLURB*, *CODANORTE* e *CIDES*, apresentaram população maior que 700.000 habitantes.

5.2 Estimativa de RSU e lodo de ETE

Dentre os consórcios analisados, o *CIDES*, *CIAMESF* e *CODANORTE* foram os que apresentaram a maior produção de RSU e Lodo de ETE, com produção média de aproximadamente 119.470, 150.000 e 250.000 t/ano, respectivamente. Esse resultado é esperado, visto que a população contribuinte nestes consórcios é superior ao dos demais consórcios. A figura 25 apresenta os resultados obtidos a partir da estimativa de RSU e lodo de ETE para cada consórcio analisado.

Figura 25– Resultado da produção total de resíduos sólidos urbanos e lodo de ETE produzido pelos 28 consórcios do Estado de Minas Gerais.



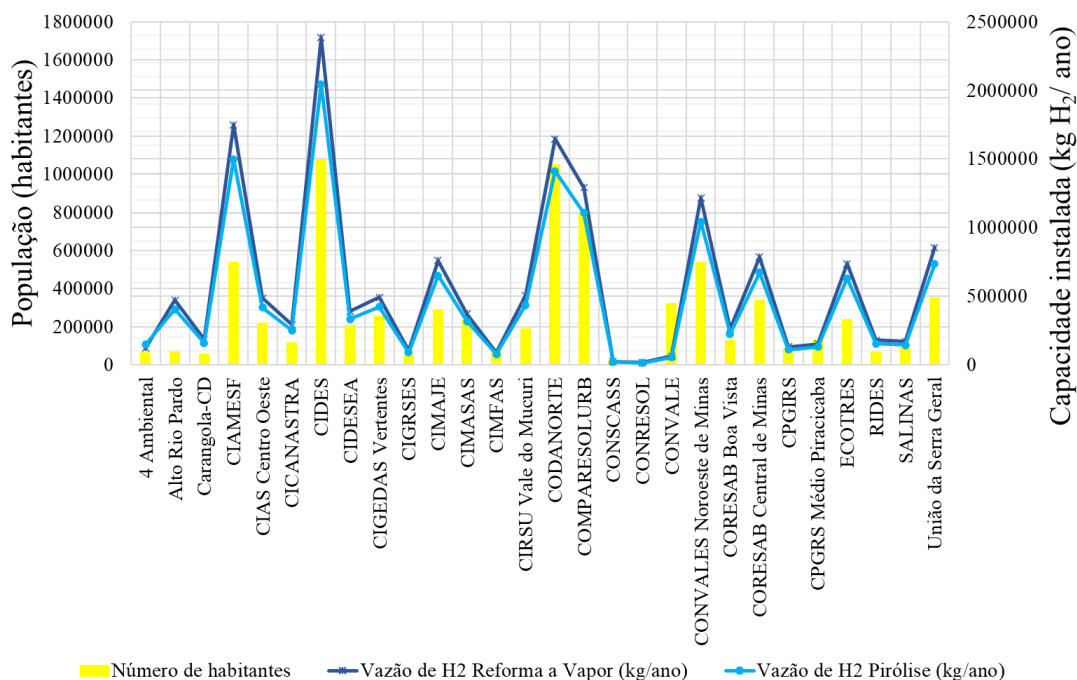
Fonte: Autoria própria (2023).

Os resíduos sólidos orgânicos são responsáveis pelo maior percentual do total de RSU de cada consórcio. A quantidade de lodo contribui com um percentual que variou de 5%, para o consórcio CIMASAS, a 64% para o consórcio *CORESAB* Central Minas.

5.3 Vazão de CH₄

Para os consórcios analisados, a estimativa de vazão de CH₄, após a purificação do biogás, obtida variou de 85.167,35 a 11.477.613,58 kg/ano, sendo a menor vazão obtida pelo consórcio *CORESSOL* e a maior vazão obtida pelo consórcio *CIDES*. Esse resultado se justifica, visto que o maior consórcio em termos de população e de produção de resíduos é *CIDES*, enquanto que o menor é o *CORESSOL*. A figura 26 apresenta os resultados obtidos para a vazão de CH₄ após a purificação do biogás, para os 28 consórcios.

Figura 27– Produção de hidrogênio gerada a partir da reforma a vapor do CH₄, para os 28 consórcios do Estado de Minas Gérias.



Fonte: Autoria Própria (2023).

Os consórcios que obtiveram a maior produção de H₂ foram o *CIDES* com 1.716.651,77 kg H₂/ano e *CODANORTE* com capacidade de produzir aproximadamente 1.185.546,69 kg H₂/ano por meio da reforma a vapor. Através da reforma por Pirólise, a estimativa é de que estes consórcios tenham a capacidade de produzir aproximadamente 2.043.633,00 kg H₂/ano e 1.411.365,00 kg H₂/ano, respectivamente.

Em contra partida, os consórcios menores, como *CORESSOL* e *CONCASS*, obtiveram capacidades de produção igual a 12.738,08 kg H₂/ano, 18.101,13 kg H₂/ano, para a reforma a vapor. Estes consórcios também obtiveram os menores resultados de capacidade de produção de H₂ a partir da reforma via pirólise com valores iguais a 15.164,00 kg H₂/ano e 21.549,00 kg H₂/ano, respectivamente. Assim, os consórcios que apresentam maior população contribuinte para a produção de resíduos, apresentam maiores capacidades para a produção de H₂.

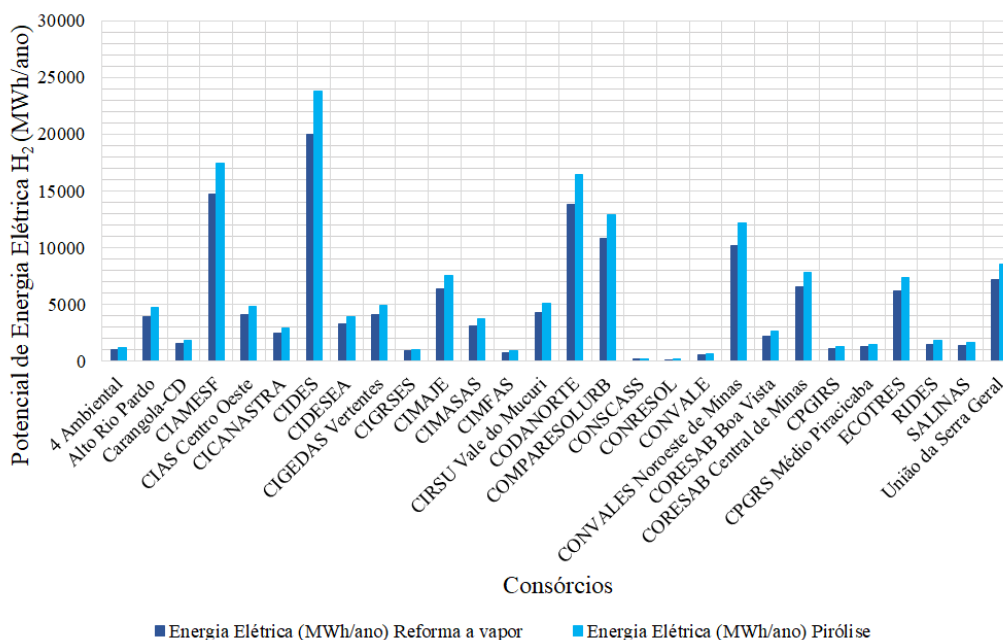
5.5 Potencial Energético do H₂

5.5.1. Potencial Elétrico do H₂

Os resultados para potencial elétrico do H₂ gerado a partir da reforma a vapor variou entre 1,30 MWh/ano e 176,43 MWh/ano, enquanto que para reforma via pirólise,

os resultados variaram entre 1,55 MWh/ano a 210,04 MWh/ano. A figura 28 apresenta os resultados de potencial elétrico do H₂ a partir da reforma a vapor e via pirólise do CH₄, para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais.

Figura 28– Resultado do potencial elétrico do H₂ obtido via reforma a vapor e via pirólise do CH₄ para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais.



Fonte: Autoria Própria (2022).

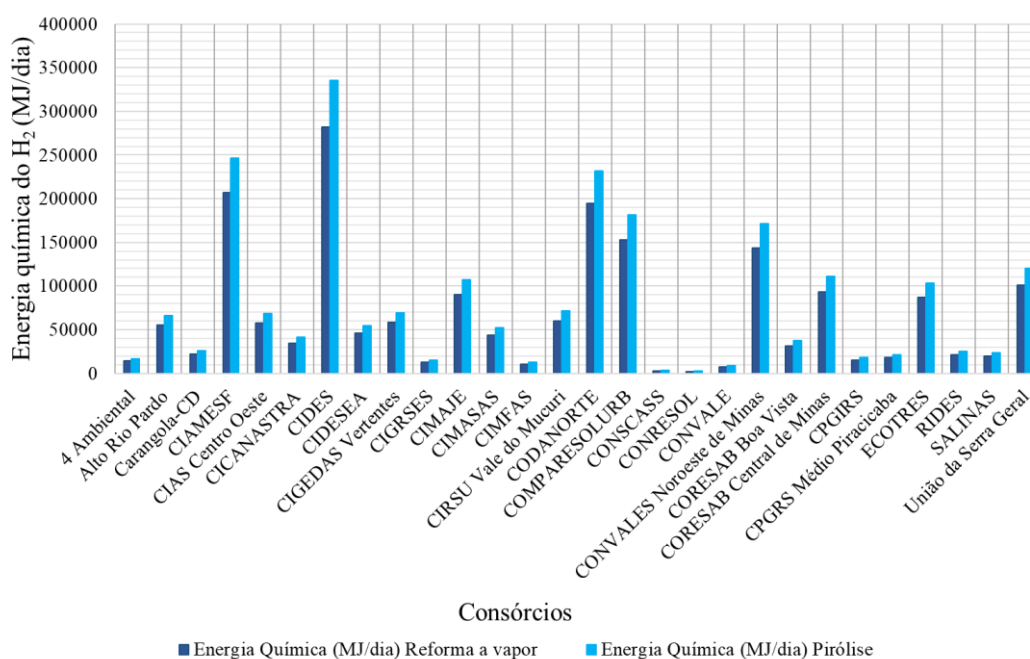
Dentre os consórcios analisados, o *CIDES* foi o que obteve o maior potencial elétrico, para ambos processos, com um resultado de 20.017,52 MWh/ano via reforma a vapor e 23.830,38 MWh/ano via reforma a pirólise. O *CIAMESF* foi o segundo consórcio com maior potencial elétrico, com 14.686,06 MWh/ano a partir do processo de reforma a vapor e 17.483,41 MWh/ano no processo de reforma via pirólise, seguido do *CODANORTE* com um potencial elétrico de 13.824,41 MWh/ano via reforma a vapor e 16.457,63 MWh/ano via pirólise.

Os consórcios que apresentaram o menor potencial elétrico foi o *CORESOL*, 148,53 MWh/ano via reforma a vapor e 176,82 MWh/ano via reforma pirólise, seguido pelo *CONCASS* 211,07 MWh/ano via reforma a vapor e 251,27 MWh/ano via reforma pirólise. Esses resultados se justificam, pois os consórcios *CIDES* e *CODANORTE* são os maiores produtores de H₂, enquanto que os demais (*CORESOL* e *CONCASS*) apresentam as menores capacidades de produção de H₂.

5.5.2. Potencial Energia química do H₂

O resultado do potencial de energia química a partir da capacidade de H₂ gerado pelos consórcios variou de 2.973,79 MJ/dia a 282.024,72 MJ/dia a partir do processo de reforma a vapor do CH₄. A partir do processo via pirólise do CH₄ para obtenção de H₂, o resultado de energia química variou de 3.540,2 MJ/dia a 335.743,7 MJ/dia. A figura 29 apresenta os resultados de energia química (MJ/dia) do H₂, obtido a partir dos processos de reforma a vapor e pirólise do CH₄ para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais.

Figura 29 - resultados de energia química (MJ/dia) do H₂, obtido a partir dos processos de reforma a vapor e pirólise do CH₄ para os consórcios 28 Consórcios dos Estado de Minas.



Fonte: Autoria Própria (2023).

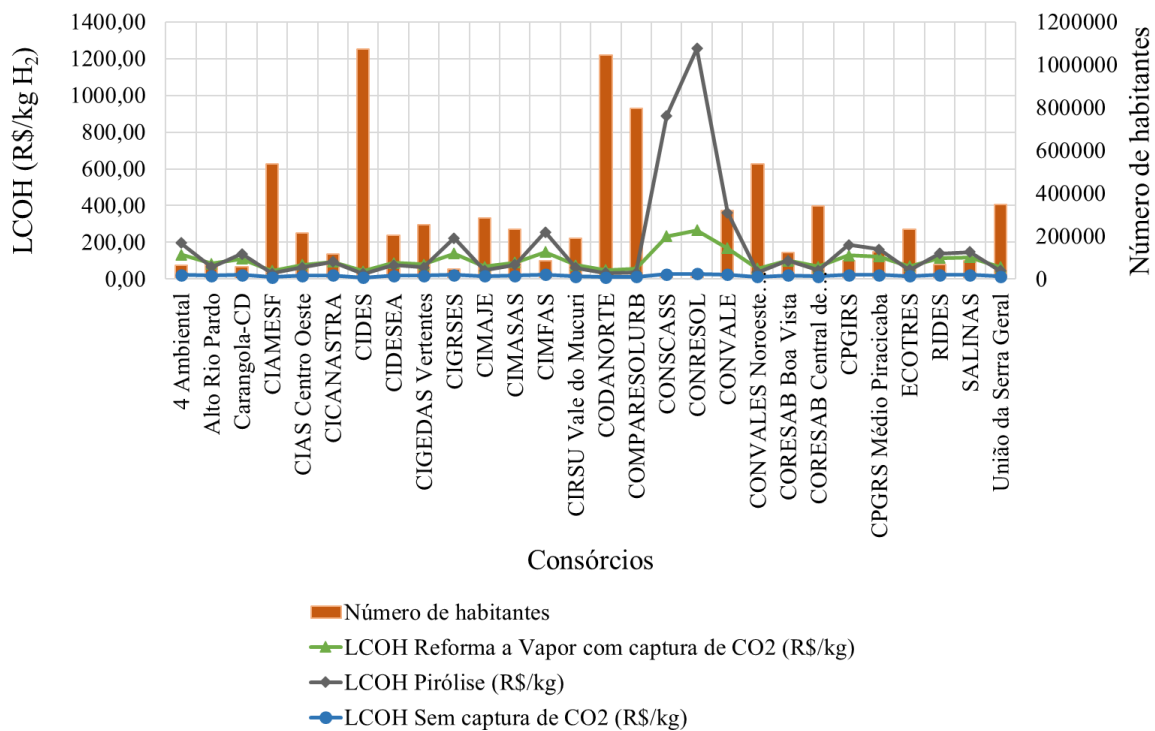
Dentre os consórcios analisados, o *CIDES* foi o que apresentou o maior potencial de energia química (282.024,72 MJ/dia para o processo de reforma a vapor e 335.743,7 MJ/dia para o processo de reforma via pirólise), seguido pelo *CIAMESF* com 206.910,44 MJ/dia no processo de reforma a vapor e 224.632,00 MJ/dia no processo via pirólise. Os menores resultado obtidos foram para os consórcios *CORESSOL* e *CONSCASS*, para os quais obteve-se um resultado de 2.092,71 MJ/dia e 2.973,79 MJ/dia no processo de reforma a vapor, e 2.492,30 MJ/dia e 3.540,20 MJ/dia, no processo via pirólise, respectivamente.

5.5.3 Análise Econômica do H₂

5.5.3.1. LCOH

De acordo com as figuras 30, foi possível observar que para atingir a rentabilidade do projeto para estes consórcios, os valores de venda do H₂ devem variar entre 9,44 R\$/kg a 28,55 R\$/kg para a reforma a vapor em um cenário em que não há captura de CO₂; 42,88 R\$/kg a 266,20 R\$/kg em um cenário que há captura de CO₂; e 28,17 R\$/kg a 1.255,83 R\$/kg em um cenário de reforma via pirólise. A figura 30 apresenta os resultados do custo nivelado do hidrogênio para os processos de reforma a vapor com e sem captura de CO₂, e um processo de reforma via pirólise.

Figura 30 – Resultado do custo nivelado de hidrogênio para reformas via a vapor e pirólise do CH₄ para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais.



Fonte: Autoria Própria (2022).

Dentre os consórcios analisados o *CIDES* foi o consórcio que obteve os melhores resultados do LCOH, para todos os cenários, sendo 9,44 R\$/kg em um processo de reforma a vapor sem captura de CO₂, 42,88 R\$/kg para processos de reforma a vapor com captura de CO₂ e 28,17 R\$/kg em processo de reforma via pirólise. Para os três processos de reforma, todos os consórcios obtiveram custo de produção de H₂ consideravelmente superior ao custo de produção de H₂ a partir de combustíveis fósseis, o qual corresponde atualmente a 1,9 €/kg (9,88 R\$/kg)(VIDAL-BARRERO et al., 2022). Os processos de reforma a vapor que não há a captura do CO₂ foi o cenário com os menores valores de

LCOH, e o mais próximo do valor obtido ao utilizar combustíveis fósseis, contudo este cenário é o mais poluente, devido as emissões de CO₂.

No estudo de Vidal-Barrero et al. (2022) sobre a viabilidade da combinação entre reforma a vapor e reação por deslocamento água-gás para produção de H₂ a partir do biogás de aterro, os autores encontraram que o custo de produção do hidrogênio deve estar entre 2,9 a 5,7 €/kg (15,08 a 29,64 R\$/kg) para atingir rentabilidade, a partir de plantas de biogás com capacidade de 700 m³ CH₄/h. A capacidade da planta de biogás obtidos pelo consórcio CIDES foi um valor de 1.963,92 m³CH₄/h do valor superior obtido por Vidal-Barrero et al. (2021), visto que nesta análise foi considerada uma codigestão entre lodo de ETE e o RSU.

Para plantas de produção de H₂ de larga escala, os custos podem variar de acordo com o processo adotado. Segundo Machhammer et al. (2016), uma planta considerada larga escala é capaz de produzir 1000 t/ano de H₂, neste caso, o custo para produção do H₂ a partir da reforma a vapor do CH₄ é de aproximadamente 2000 €/t H₂ (10,40R\$/kg), enquanto que a reforma via pirólise apresenta um valor próximo de 2.500 €/t H₂ (13,00 R\$/kg). Além disso, de acordo com Yukesh Kannah et al. (2021), o custo do H₂ pode variar de 0,8 a 4 USD/kg (4,15 a 20,8R\$/kg) para diferentes regiões do globo e essa variação de preço pode ser impulsionada pelos custos de tecnologias e matéria prima. A partir da análise de custos da produção do H₂ a partir da *Dark fermentation* de resíduos alimentares, Dinesh; Chauhan; Chakma (2018) obtiveram um custo de produção de H₂ igual a 3,20 USD/kg (16,61 R\$/kg de H₂).

Na maioria dos consórcios analisados, o valor de LCOH da reforma a vapor do CH₄ com captura de CO₂, se aproxima do resultado do LCOH obtido via pirólise, contudo os valores obtidos na pirólise ainda são maiores. De acordo com os resultados obtidos, a venda do H₂ obtido a partir do processo via pirólise foi em média 94% mais caro, quando comparado com a reforma a vapor com captura de CO₂, em contrapartida os custos associados à captura do CO₂ durante o processo de produção do H₂ elevaram o preço do H₂ em uma média de 94% a mais. Os custos associados à captura do CO₂ são relativamente caros, e é o responsável pelo elevado custo da reforma via vapor quando se deseja obter o H₂ Azul, no qual espera-se a produção de H₂ com menores impactos ambientais.

Da mesma forma o objetivo da produção do H₂ via pirólise, o qual é nomeado H₂ Turquesa, também é reduzir as emissões de CO₂ durante o processo e por tanto, os valores para a venda do H₂ Azul e Turquesa se assemelham e são relativamente altos, quando

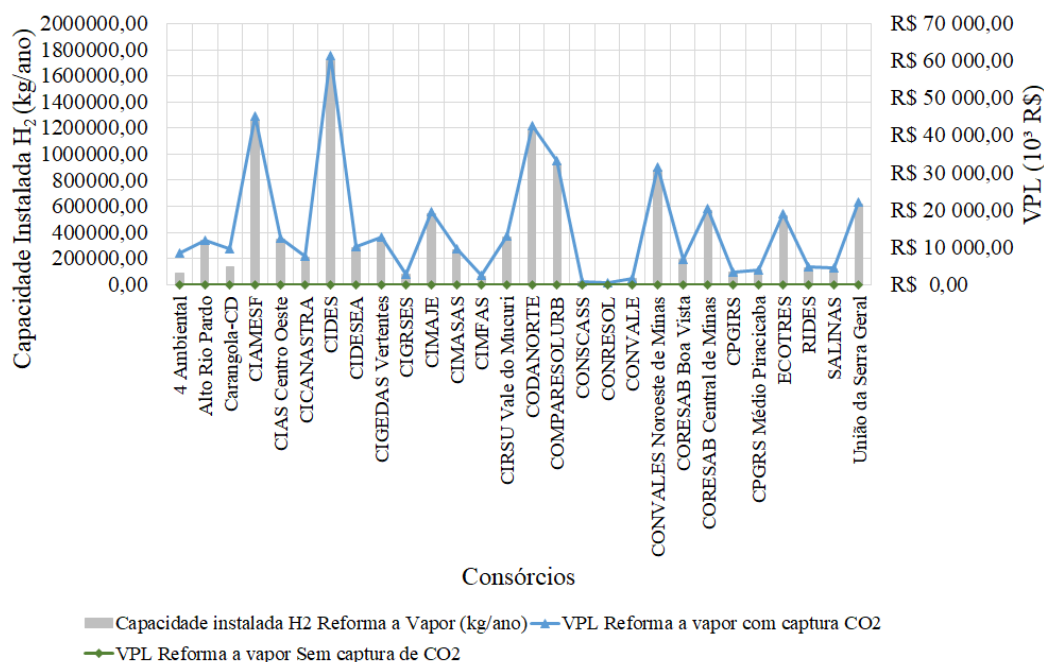
comparados com os valores obtidos pela reforma a vapor em um cenário que não há captura de CO₂.

Os custos associados aos processos de reforma tendem a aumentar ainda mais quando a capacidade de produção de H₂ diminui. O *CORESSOL* é o consórcio que possui a menor capacidade de produção de H₂, com cerca de 12.738,08 kg H₂/ano via reforma a vapor e 15.164,00 kg H₂/ano via pirólise. Conseqüentemente foi o consórcio que obteve os maiores valores de LCOH para todos os cenários. Para este consórcio, o LCOH foi de 28,55 R\$/kg para a reforma a vapor sem captura de CO₂, 266,20 R\$/kg para processos de reforma a vapor com captura de CO₂, e 1.255,33 R\$/kg para processos de reforma via pirólise. Isso se justifica porque, à medida que a capacidade de produção de H₂ diminui, as receitas obtidas pela venda do produto também diminuem.

5.5.3.2 VPL e TIR com a venda do H₂

A figura 31 apresenta os resultados de VPL obtidos para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais, comparando os processos de reforma a vapor com e sem a captura do CO₂, considerando na receita a venda do H₂ (LCOH) obtidos neste estudo.

Figura 311 – Resultado do valor presente líquido para reformas via a vapor e pirólise para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais, comparando os processos de RMV com captura de CO₂, RMV com captura de CO₂ sem captura de CO₂

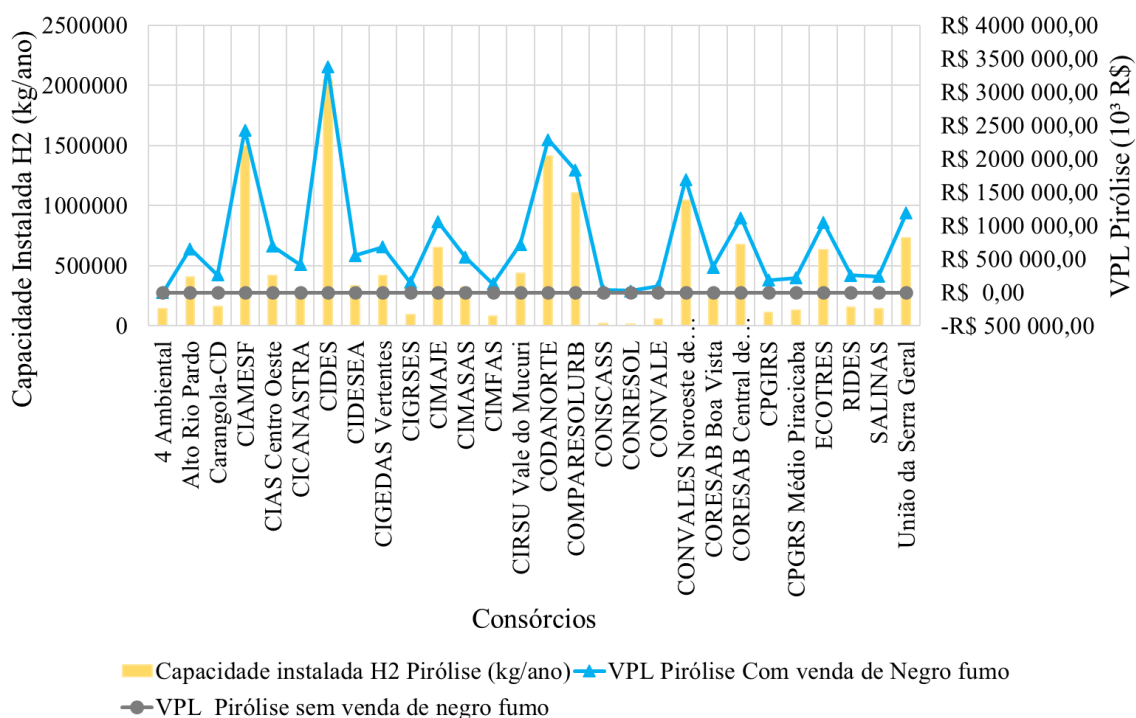


Fonte: Autoria Própria (2023).

Os resultados de VPL obtidos no processo de reforma a vapor comprovaram viabilidade a partir do LCOH obtidos para cada um dos consórcios analisados neste estudo. No processo de reforma a vapor em que não há a captura de CO₂ o VPL foi igual a R\$0,00 para todos os consórcios, esse resultado justifica-se, uma vez que o LCOH foi incorporado a receita da planta. Contudo, em um cenário em que se considerou a captura do CO₂ e a sua respectiva venda, obteve-se VPL maior que R\$0,00 para todos os consórcios. O *CIDES*, *CIAMESF* e *CODANORTE* foram os consórcios que apresentaram os melhores resultados de VPL, neste cenário os valores obtidos foram R\$61.581,98; R\$45.180,27 e R\$42.529,48, respectivamente. O consórcio com o menor resultado do VPL foi o *CORESSOL*, R\$456,96.

A figura 32 apresenta os resultados de VPL obtidos para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais, comparando o processo via pirólise com e sem venda do negro fumo, considerando na receita a venda do H₂ (LCOH) obtidos neste estudo.

Figura 322 - Resultado do valor presente líquido para reformas via a vapor e pirólise para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais, comparando o processo de reforma a vapor em que há venda do negro fumo com o cenário em que não há a venda do negro fumo.



Fonte: Autoria Própria (2022).

O processo de reforma via pirólise foi o cenário em que se obteve os melhores resultados de VPL, visto que também foi o cenário em que a venda do H₂ foi a de maiores valores, quando comparado com o processo de reforma a vapor. Para todos os consórcios, o VPL foi igual a R\$0,00 em um cenário sem a venda do negro fumo. Ao considerar a venda do negro fumo, o VPL aumentou significativamente, e variou entre R\$25.121,33 a R\$3.385.485,30 *CIDES*, foi o consórcio que apresentou o melhor resultado do VPL.

O *CIAMESF* obteve o segundo melhor resultado do VPL: R\$2.434.142,79 seguido pelo consórcio *CODANORTE*, o qual obteve um VPL de R\$2.291.328,06. A tabela 8 apresenta o resumo de diferentes resultados de viabilidade econômica de trabalhos encontrados na literatura.

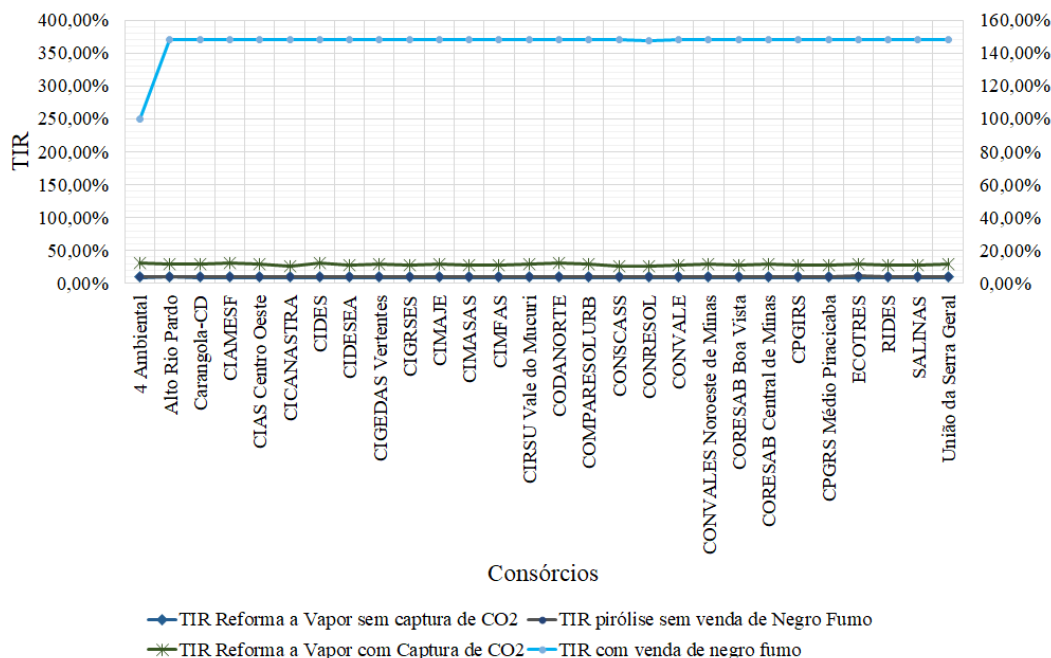
Tabela 8 - Resumo de trabalhos que analisaram a viabilidade econômica do H₂ gerado a partir do biogás, disponível na literatura

Trabalho	Análise	Tipo de Reforma	Capacidade instalada	Método de Análise	Principais resultados
Vidal Barreiro et al. 2022	Analisou a viabilidade para produção do H ₂ a partir de uma planta de biogás de aterro	Reforma combinada vapor e reação de deslocamento água-gás	700 m ³ CH ₄ /h	VPL e custos	Preços de venda do H ₂ gerado a partir do biogás deve ser de 2,9 a 5,7 €/kg (15,08 a 29,64 R\$/kg) para atingir rentabilidade. Consideravelmente superior ao custo do H ₂ produzido atualmente por combustíveis fósseis, de 1,9 €/kg (9,88 R\$/kg)
Machamer et al. (2016)	Comparou e analisou dois métodos para obtenção do H ₂ : reforma a vapor do CH ₄ e gaseificação do carvão, do ponto de vista econômico e do ponto de vista ambiental para plantas de larga escala de produção de H ₂	Reforma a vapor do CH ₄ e gaseificação do carvão	10.000 t H ₂ /ano	Análise de Custos do H ₂	Custos para produção do H ₂ via reforma vapor do metano: 2000 €/toneladas de H ₂ (10,4 R\$/kg); Custo via pirólise: 2.500 €/t de H ₂ (13,00 R\$/kg)
Dinesh et al. (2018)	Artigo de revisão sobre o aproveitamento de resíduos alimentares como matéria prima para a produção de H ₂	Dark Fermentation		Análise de Custo do produto	Custo do Produto: 3,20 \$/kg de H ₂ (16,61 R\$/kg de H ₂)
Hajizade et al., 2022	Investigou a produção de H ₂ a partir da biomassa através da integração da DA pisirofílica	Processos de reforma de metano e a seco	45,5 kg/h	LCOE	1,39 USD/kg de H ₂
Swartbooi et al 2021	Realizou uma análise econômica para a produção de H ₂ turquesa a partir de biogás	Processo catalítico do metano	Produção de Biogás 500 m ³ /dia	VPL Fluxo de Caixa Descontado	Cenário 1 VPL= 0 – 13,89 USD/kg Cenário 2 VPL= - 11,19MUSD – 3USD/kg VPL=0 Para produzir H ₂ a 3 USD/kg seria necessária uma planta de 412m ³ /h de biogás

Fonte: Aatoria Própria (2023).

A figura 33 apresenta os resultados da TIR para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais, comparando os cenários de reforma a vapor com e sem captura de CO₂ e o processo de pirólise com e sem venda de negro fumo.

Figura 33- Resultado da TIR para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais.



Fonte: Autoria Própria (2023).

De acordo com a figura 33, é possível observar que o resultado da TIR comprova a viabilidade para todos os consórcios a partir da tarifa do H₂ obtido no cálculo do LCOH. O resultado da TIR no processo de reforma a vapor com captura de CO₂ foi próximo de 10% a 12%, em um processo de reforma a vapor com captura de CO₂. No processo de reforma a vapor sem a captura do CO₂ os resultados econômicos foram aproximadamente 10%, para todos os consórcios.

Os maiores valores da TIR foram para o processo de reforma via pirólise, e isso se justifica uma vez que Pirólise ainda é um processo caro apesar do baixo potencial de CO₂, e por seus custos de instalação e operação serem maiores do que a reforma a vapor, os valores de venda do H₂ foram maiores, influenciando em maiores receitas. Os valores da TIR obtidas para esse processo foram próximos de 140% para a maioria dos consórcios analisados.

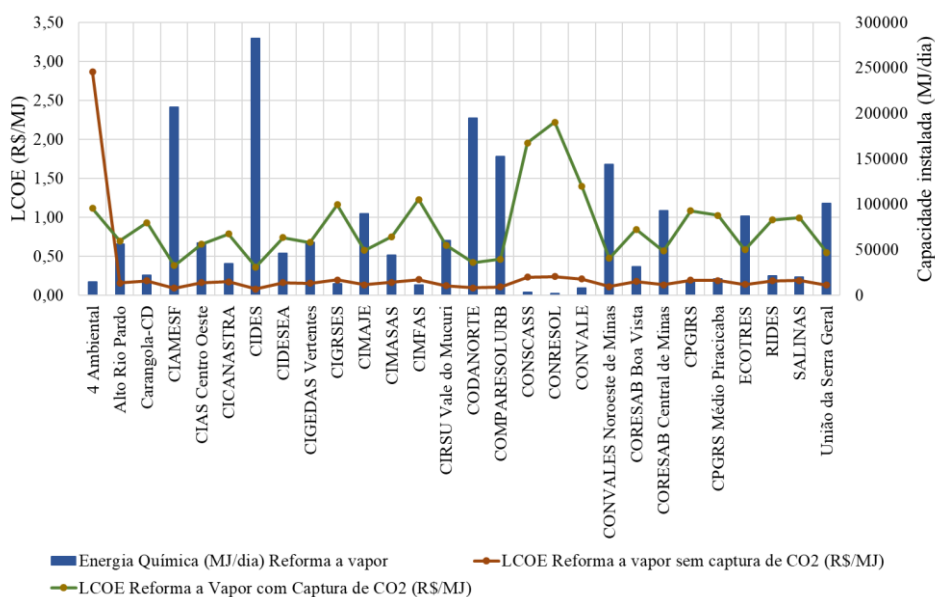
. Swartbooi; Kapanji-kakoma (2022) obtiveram em sua análise que para um VPL igual a zero, a venda do H₂ deve ser igual a 13,89 USD/kg (72 R\$/kg), para uma planta de biogás de até 500m³/dia. O *CORESSOL* foi o consórcio que obteve os piores resultados

econômicos e apresentou uma capacidade de produção média de biogás 349,75 m³/dia, enquanto que o CIDES foi o consórcio que obteve resultados mais otimistas, apresentou uma capacidade média de produção de biogás de 47.134,21 m³/dia. Embora todos os consórcios tenham obtido a viabilidade a partir dos resultados do LCOH determinado neste estudo, esses valores extrapolam a realidade, o que torna o mercado do H₂ azul e turquesa pouco competitivo com fontes fósseis, contudo a venda do H₂ para o mercado de combustíveis e produção de amônia pode ser uma opção viável para consórcios maiores como o *CIDES*.

5.5.3.3 Preço de venda do H₂ como combustível

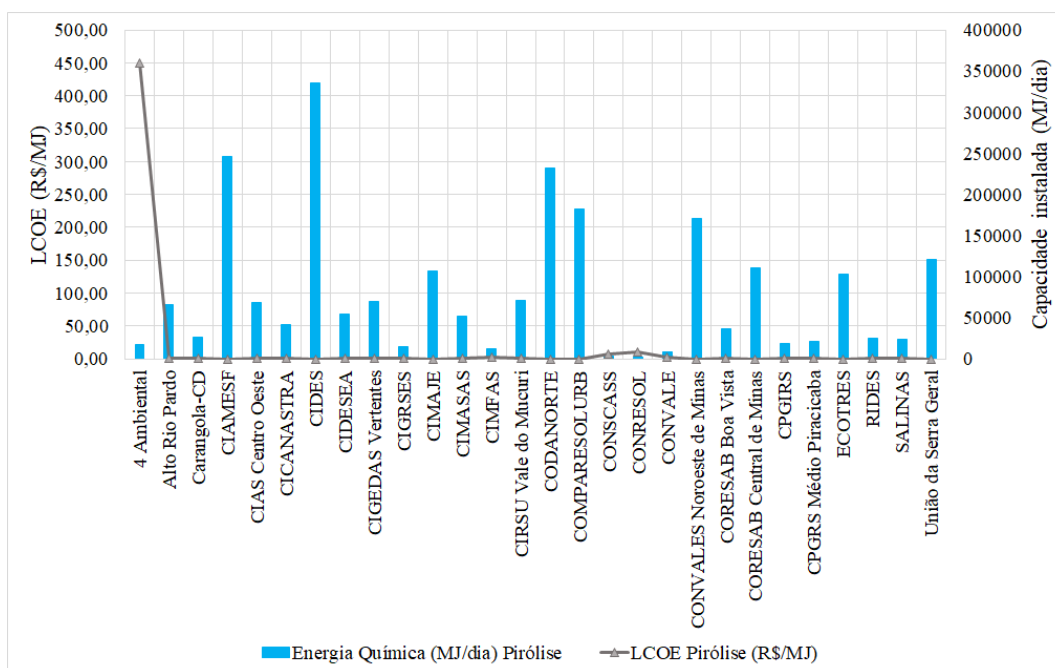
A figura 34 e 35 apresentam os resultados obtidos para a venda do H₂ como combustível para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais, a partir do potencial de energia química obtido nos processos de reforma a vapor e no processo de pirólise.

Figura 34 - Venda do H₂ como energia química (R\$/MJ) a partir da capacidade instalada do processo de reforma a vapor com e sem captura de CO₂ para os 28 consórcios.



Fonte: Autoria Própria (2023).

Figura 335 - Venda do H₂ como energia química (R\$/MJ) a partir da capacidade instalada do processo de pirólise para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais.



Fonte: Autoria própria (2023).

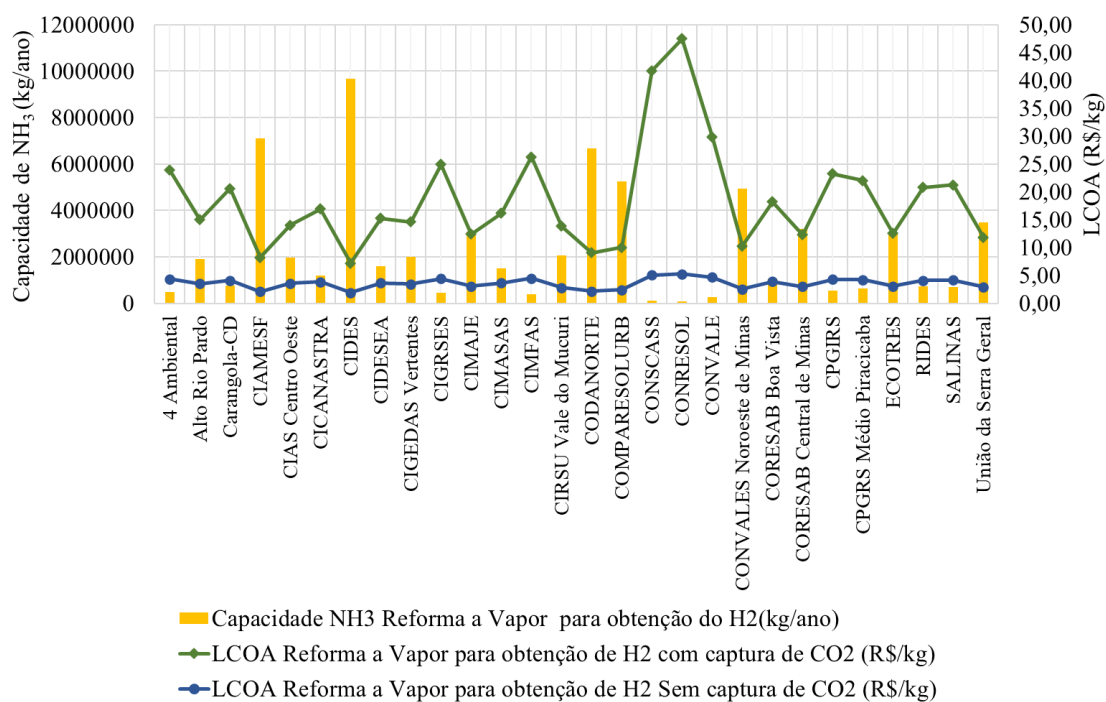
Os resultados obtidos para venda de energia química no processo de reforma a vapor com captura do CO₂ variaram de 0,36 R\$/MJ para o consórcio *CIDES* a 2,22 R\$/MJ para o consórcio *CORESSOL*. O cenário em que não se considerou a captura do CO₂ resultou em valores de 0,08 R\$/MJ para o *CIDES* a 0,24 R\$/MJ para o *CORESSOL*. O processo de reforma via pirólise foi o que obteve os seguintes valores: 0,23 R\$/MJ para o *CIDES*, e 10,57 R\$/MJ para o *CORESSOL*.

Dentre os cenários, o processo de reforma a vapor sem captura do CO₂ é o mais viável, do ponto de vista econômico, uma vez que os seus resultados se aproximam dos valores de venda de energia de fontes fósseis como a gasolina e diesel. Considerando que o preço médio de venda da Gasolina no Brasil é de 5,21 R\$/L e que 1 litro de gasolina possui 27,9 MJ, assim o preço da gasolina em R\$/MJ é de 0,18 R\$/MJ. O preço médio do diesel no Brasil é de 5,16 R\$/L (ANP, 2023) e 1 L de diesel possui 36 MJ, assim o assim o preço do diesel em R\$/MJ é de 0,14 R\$/MJ (ANP, 2023) (FOURJON, 2015). Os consórcios que mais se aproximaram destes valores foram o *CIDES*, o *CODANORTE* e *CIAMESF* 0,23 R\$/MJ. Assim identificou-se um potencial para o uso energético do H₂ para estes consórcios, a partir da reforma a vapor sem captura do CO₂, contudo esse cenário pode contribuir com emissões de GEEs.

5.6 Capacidade de produção de NH₃ e LCOA

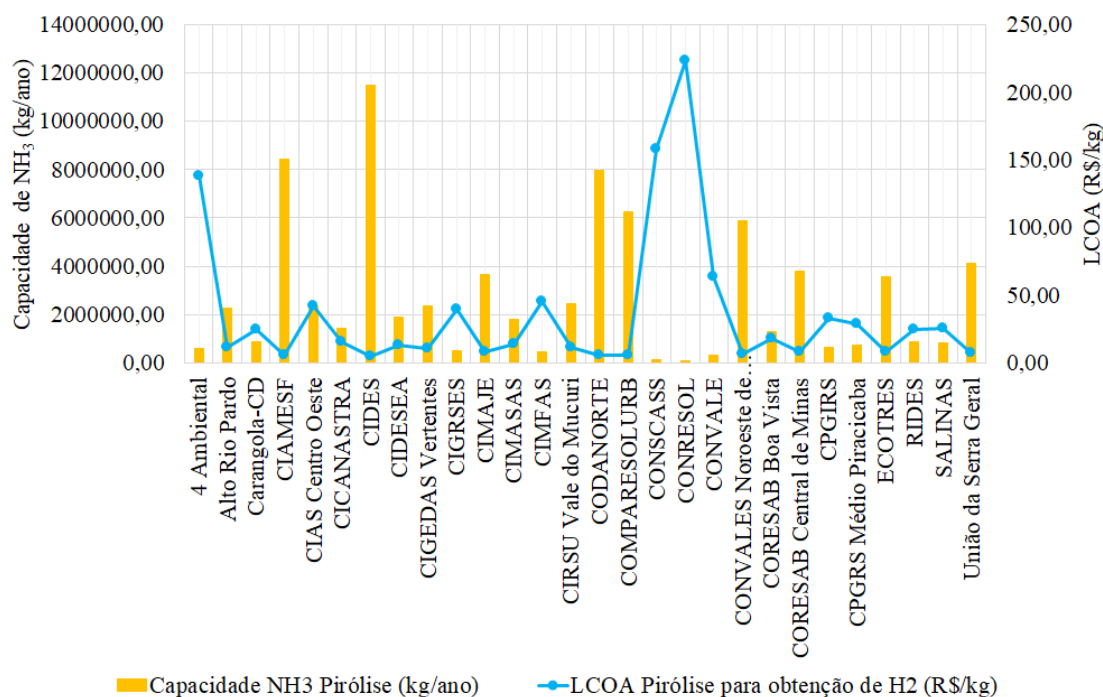
As figuras 36 e 37 apresentam os resultados da capacidade de produção de NH₃ e seu respectivo LCOA para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerias, para os processos de reforma a vapor com e sem captura do CO₂ e o processo via pirólise.

Figura 346 - Resultado da capacidade de produção de NH₃ (kg/ano) produzido a partir do H₂ obtido no processo de reforma a vapor do CH₄ e LCOA (R\$/kg) para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerias.



Fonte: Autoria Própria (2023).

Figura 37- Resultado da capacidade de produção de NH₃ (kg/ano) a partir do H₂ obtido na reforma do CH₄ via pirólise e LCOA (R\$/kg) para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais.



Fonte: Autoria Própria (2023).

O *CIDES* foi o consórcio que obteve a maior capacidade de produção de NH₃ a partir do H₂ produzido pela reforma do CH₄. Para o processo de reforma a vapor, a capacidade de produção de NH₃ do *CIDES* foi 9.668.183,00kg/ano e no processo de reforma via pirólise, a capacidade foi de 11.509.741,39 kg/ano. Os resultados do LCOA obtidos para este consórcio foram: 16,96 R\$/kgNH₃ no processo de reforma vapor com captura de CO₂, 3,84 R\$/kgNH₃ no processo de reforma a vapor sem captura de CO₂ e 15,83 R\$/ kgNH₃ no processo de reforma via pirólise.

O consórcio que obteve a menor capacidade de produção de NH₃ foi o *CORESSOL*. Para o processo de reforma a vapor, este consórcio apresentou uma capacidade de produção de NH₃ de 71.741,00 kg/ano, assim, para este cenário resultou em um LCOA para o processo em que há a captura de CO₂ de 47,47 R\$/ kgNH₃ e em um processo que não há a captura de CO₂ de 5,28 R\$/ kgNH₃. O resultado da capacidade de produção de NH₃ a partir do H₂ obtido pela pirólise do CH₄ foi de 85.405,76 kg/ano, resultando em um LCOA de 223,10 R\$/ kgNH₃.

O processo de reforma a vapor sem captura do CO₂ para obtenção do H₂ foi cenário que se mostrou mais viável do ponto de vista econômico. O estudo de Bouaboula et al. (2023) obteve um resultado de LCOA a partir da produção da amônia verde de 774

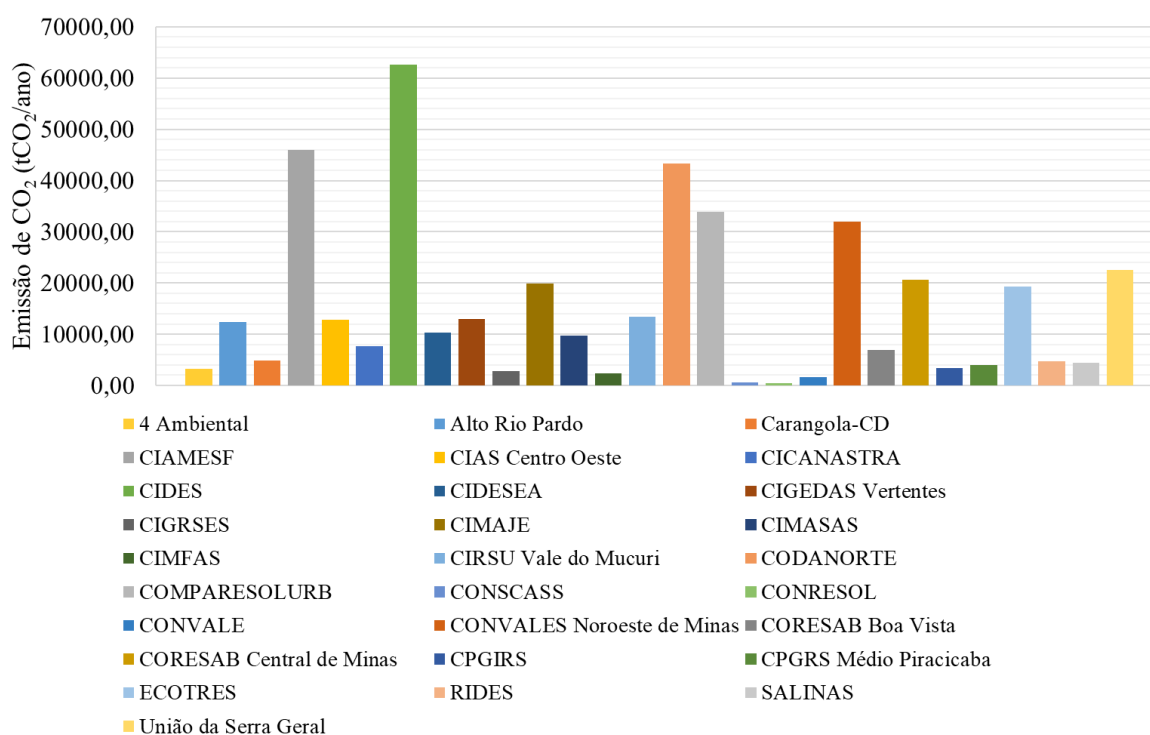
USD/T NH₃ (aproximadamente 3,91 R\$/kg NH₃) e que até o ano de 2050, esse valor deve ser reduzido para 250 USD/T NH₃ (1,26 R\$/kg NH₃), resultando em valores próximos ao LCOA obtido para a produção de NH₃ de origem de fonte fóssil. Ali Kakavanda et al. (2022) obteve um resultado de LCOA semelhante para a produção de NH₃ verde os autores obtiveram uma variação do LCOA de 580 USD/ T NH₃ (2,93 R\$/kgNH₃) a 641 USD/T NH₃ (3,26 R\$/kg).

Ao comparar os resultados obtidos neste trabalho com os valores com o preço médio no mercado atual da amônia, o qual se utiliza de fontes não renováveis como o gás natural e carvão, pode-se observar que há uma competição considerável. O mercado da amônia apresenta algumas flutuações devido ao preço do gás natural ou carvão, o qual varia de uma região para outra. No ano de 2021 o preço da amônia nos Estados Unidos da América foi de 1.177 USD/ T NH₃ (5,95 R\$/kgNH₃), no mesmo ano, o valor da amônia foi de 934 USD/ T NH₃ (4,72 R\$/kgNH₃) na Alemanha, 702 USD/ T NH₃ (3,55 R\$/kgNH₃) na China e 362 USD/ T NH₃(1,83 R\$/kgNH₃) na Índia. No ano de 2022, os valores da amônia para os EUA foi de 1.150 USD/ TNH₃ (5,82 R\$/kgNH₃) e 1.602 USD/ TNH₃ (8,11 R\$/kgNH₃). Já em março de 2023, o valor da amônia diminuiu para 940 USD/ T NH₃ (4,75 R\$/kgNH₃) nos EUA e 793 USD/ T NH₃ (4,01 R\$/kgNH₃) na Europa (SPGlobal, 2023). Assim todos os consórcios obtiveram valores de LCOA próximo ao obtido pelo mercado da amônia utilizando fontes fósseis, contudo esse processo comparado com a reforma a vapor com captura do CO₂ e a pirólise é o mais poluente, em termos de emissões de GEEs.

5.7 Potencial de emissão de CO₂ no processo de reforma a vapor

Comparando os três cenários de reforma do CH₄ para produção do H₂, a reforma a vapor sem captura do CO₂ é o que mais se aproxima da viabilidade econômica, isto ocorre porque os custos associados a captura do CO₂ elevam os custos do projeto. Contudo, o cenário em que não há captura de CO₂ pode apresentar um alto impacto ambiental, devido as emissões de CO₂, as quais podem contribuir com impactos associados as mudanças climáticas. A figura 38 apresenta os resultados de emissão de CO₂ para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais, em um cenário em que há reforma a vapor do CH₄ para obtenção de H₂ que não há captura de CO₂.

Figura 358– Potencial de emissão de CO₂ pelos consórcios para os 28 consórcios do Estado de Minas Gerais, pelo processo de reforma a vapor sem captura de CO₂.



Fonte: Autoria Própria (2023).

O potencial de emissões de CO₂ variou entre os valores de 464,76 tCO₂/ano a 62.633,34 tCO₂/ano. A partir da figura 38, observa-se que o consórcio *CIDES* foi o consórcio que apresentou o maior potencial de emissão de CO₂, com um valor de 62.633,34 tCO₂/ano, enquanto que o *CORESSOL* foi o que obteve o menor potencial de emissão, com aproximadamente 464,76 tCO₂/ano. Isso ocorre pois o *CIDES* é o consórcio com maior produção de H₂, e conseqüentemente a quantidade de CO₂ gerada durante o processo de reforma a vapor também será maior, enquanto que o *CORESSOL* é o consórcio que apresentou a menor produção de H₂ e, portanto, terá uma menor geração de CO₂.

Ao comparar os resultados obtidos nesta análise com os dados de emissões de outros setores no Brasil, foi possível observar que, embora do ponto de vista ambiental o processo de reforma a vapor foi o menos favorável, devido ao potencial de emissões, ainda assim as emissões geradas no processo foram baixas. No ano de 2020, o setor de energia foi responsável por 393,7 milhões de tCO_{2eq}, sendo o subsetor de transportes responsável pela maior parte das emissões (185,4 milhões tCO_{2eq}), enquanto que o subsetor de energia elétrica emitiu 46,2 milhões de tCO_{2eq}. O setor agrícola emitiu 577 milhões de tCO_{2eq}, e o subsetor que mais contribuiu com a emissão foi o de fermentação

entérica (373 milhões tCO_{2eq}). Já o setor de disposição final de resíduos foi responsável pela emissão de 59,2 milhões de tCO_{2eq} (PONTEZA et al., 2021)

A diferença de valores de emissão entre os resultados obtidos nessa análise e os dados dos setores brasileiros pode-se justificar uma vez que, os inventários de emissões dos setores consideraram a contribuição de todos os GEEs, enquanto que neste processo de reforma a vapor, a emissão considerada foi somente a de CO₂, uma vez que o objetivo foi identificar o potencial de produção de CO₂ gerado pelo processo. Assim uma análise mais complexa da emissão de outros GEEs poderá ser inserida na análise, afim de identificar o verdadeiro potencial de aquecimento global associado ao processo de reforma a vapor.

6 CONCLUSÃO

O objetivo deste estudo foi avaliar o potencial de hidrogênio obtido a partir do biogás gerado nos consórcios de ASs de Minas Gerais, e a viabilidade econômica do aproveitamento deste H₂. O aproveitamento energético do H₂ tem potencial de se tornar promissor para garantir uma maior disponibilidade de energia na matriz energética global. Atualmente, a produção de H₂ é realizada a partir de fontes fósseis, o que pode provocar impactos ambientais, tais como uma alta emissão de CO₂. A produção do H₂ pode ocorrer a partir de diversas fontes de substrato, e também por meio de diferentes processos. Esta pesquisa avaliou a viabilidade econômica para produção do H₂ a partir da reforma do biogás gerado pela CoDA entre a FORSU e lodo de ETE para 28 consórcios do estado de Minas Gerais, por meio do processo de reforma a vapor, para a obtenção de H₂ azul e por meio da reforma via pirólise, para a obtenção de H₂ turquesa.

A inserção do lodo de ETE na FORSU tem o potencial de aumentar a de geração de CH₄. A reforma a vapor do CH₄ é um processo comumente adotado, e apresenta um menor custo para a obtenção do H₂, quando comparado com a pirólise. Para plantas com capacidade de 1.716.651 kg H₂/ano, o LCOH pode chegar a 42,88 R\$/kgH₂ no processo de reforma a vapor.

Durante os processos de reforma a vapor, os impactos podem ser minimizados quando há captura de CO₂. Contudo a etapa de captura do CO₂ eleva os preços da obtenção de H₂ em até 85% a mais do preço obtido pela reforma sem captura de CO₂. A pirólise é um processo ainda em estudo, portanto os custos de investimento são maiores o que eleva o LCOH, comparado com o processo de RMV que há a captura de CO₂.

O *CIDES* foi o consórcio que apresentou o melhor valor de venda do H₂ como combustível, com um resultado de 0,36 R\$/MJ, o qual compete com fontes fósseis. O LCOA obtido para a obtenção de NH₃ foi de 7,22 R\$/kgNH₃ no processo de reforma a vapor com captura de CO₂, 1,88 R\$/kgNH₃ no processo de reforma a vapor sem captura de CO₂ e 5,21 R\$/ kgNH₃ no processo de reforma via pirólise. A RVM sem captura do CO₂ foi o cenário o qual obteve-se os melhores resultados, contudo é o mais poluente devido ao potencial de emissões de CO₂. As tecnologias de geração e armazenamento de H₂ sustentável necessitam de pesquisas para se tornarem maduras e assim reduzir os custos para se tornar competitivas com fontes fósseis.

Como trabalhos futuros, sugere-se que seja feita análise do ciclo de vida para a obtenção do H₂ a partir da reforma do biogás e também avaliar a capacidade de obtenção do hidrogênio a partir da monodigestão da FORSU e sua respectiva viabilidade econômica no processo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVES, H. J. et al. Overview of hydrogen production technologies from biogas and the applications in fuel cells. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 38, n. 13, p. 5215–5225, 2013.

AGENCIA NACIONAL DE ÁGUA E SANEAMENTO BÁSICO. ANA. Atuação da ANA em Situações de Escassez Hídrica, o momento atual e perspectivas. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEL. ANP. Levantamento de Preço de Combustíveis. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/levantamento-de-precos-de-combustiveis-ultimas-semanas-pesquisadas>>. Acesso em: 05 de abril de 2023.

ARNAIZ DEL POZO, C.; CLOETE, S. Techno-economic assessment of blue and green ammonia as energy carriers in a low-carbon future. **Energy Conversion and Management**, v. 255, n. February, p. 115312, 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE BIOGÁS E BIOMETANO. Panorama de Biogás no Brasil. **ABIOGÁS**. p. 21, 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE EMPRESAS DE LIMPEZA PÚBLICA E RESÍDUOS ESPECIAIS, ABRELPE. Panorama dos Resíduos Sólidos no Brazil 2021. **ABRELPE**, p. 54, 2021.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. BCB. Conversor de Moedas. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/conversao>>. Acesso em: 03 de novembro de 2022a.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. BCB. Taxa Selic. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>> Acesso em: 03 de novembro de 2022b.

BARROS, R. M. Tratado Sobre Resíduos Sólidos: Gestão, Uso e Sustentabilidade. 1ª ed. Rio de Janeiro: **Interciência**; Minas Gerais: **Acta**, 2012. p.374. ISBN: 978-85-7193-295-1.

BARROS, R.M et al. A potencial of the biogas generating and energy recovering from municipal solid waste. *Renew Energy Focus* 25. 4-16, 2018.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. BNDES. Hidrogênio de Baixo Carbono: Oportunidade para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa. Rio de Janeiro: **BNDES**, 2022. p. 113.

BORSCHIVER, S. ; SILVA, A.L.R.DA; Mapeamento Tecnológico para Purificação do

Biogás e Seu Aproveitamento: Panorama Mundial e Iniciativas Nacionais, p. 8757-876.
In: Anais do XX Congresso Brasileiro de Engenharia Química - COBEQ 2014.

BOUABOULA, H. et al. Addressing sustainable energy intermittence for green ammonia production. **Energy Reports**, v. 9, p. 4507–4517, 2023.

BRASIL. Decreto-lei nº 9.578, de 22 de novembro de 2018. Consolida atos normativos editados pelo Poder Executivo federal que dispões sobre o Fundo Nacional sobre Mudanças Climáticas, de que trata a Lei 12.114, de 9 de dezembro de 2009 e a Política Nacional Sobre a Mudança do Clima, de 29 de dezembro de 2009. **Diário oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, ano 155, n. 225, de 23 de novembro de 2018.

BRASIL. Decreto-Lei nº 11.003 de 21 de março de 2022. Institui a Estratégia Federal de Incentivo ao Uso Sustentável de Biogás e Biometano. **Diário oficial da União**: Seção 1, n. 55, p.1, de 21 de março de 2022.

BRASIL. Lei nº 12.187 de 29 de dezembro de 2009. Institui a Política Nacional sobre a Mudança do Clima - PNMC e dá outras providências. **Diário oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, ano 146, n. 248, p.1-80, 29 de dez. de 2009.

BRASIL. Produção nacional de fertilizantes: Estudo estratégico. **Secretaria Especial de Assuntos Estratégicos**, p. 26, 2020.

COMPANIA DE ENERGIA DE MINAS GERAIS. CEMIG. Valores de tarifas e serviços. Disponível em: < <https://www.cemig.com.br/atendimento/valores-de-tarifas-e-servicos/> > Acesso em: 10 de outubro de 2022.

CONVENÇÃO QUADRO DAS NAÇÕES UNIDAS SOBRE MUDANÇAS CLIMÁTICAS, UNFCCC. Acordo de Paris (COP 21), 2015. Disponível em: < <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>>. Acesso em: mar. de 2022.

CONVENÇÃO QUADRO DAS NAÇÕES UNIDAS SOBRE MUDANÇAS CLIMÁTICAS, UNFCCC. Relatório Conferência de Mudança Climática de Glasgow (COP 26), 2021. Disponível em: <<https://unfccc.int/documents?f%5B0%5D=conference%3A4301&f%5B1%5D=conference%3A4301&f%5B2%5D=conference%3A4301&f%5B3%5D=conference%3A4301>>. Acesso em: mar. de 2022.

CHIU, S. L. H.; LO, I. M. C. Reviewing the anaerobic digestion and co-digestion process of food waste from the perspectives on biogas production performance and environmental impacts. **Environmental Science and Pollution Research**, v. 23, n. 24, p. 24435–24450, 2016.

CIBIOGÁS. Panorama do biogás no Brasil - 2021. **Centro Internacional de Energias Renováveis - Biogás (Brasil)**, p. 1–21, 2022.

DAGLE, R. et al. Opportunities for Development of Natural Gas Conversion Technologies for Co-Production of Hydrogen and. p. 1-73. 2017.

DE BRITO, R. C. et al. Municipal solid waste management and economic feasibility for electricity generation from landfill gas and anaerobic reactors in a Brazilian state. **Environmental Technology and Innovation**, v. 22, p. 101453, 2021.

DINESH, G. K.; CHAUHAN, R.; CHAKMA, S. Influence and strategies for enhanced biohydrogen production from food waste. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 92, n. May 2017, p. 807–822, 2018.

DUMBRAVA, I. D.; CORMOS, C. C. Techno-economical evaluations of decarbonized hydrogen production based on direct biogas conversion using thermo-chemical looping cycles. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, n. 45, p. 23149–23163, 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. Estudo sobre a Economicidade do Aproveitamento dos Resíduos Sólidos Urbanos em Aterro Para Produção de Biometano. **EPE**, p. 1–20, 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. Balanço de Energia Nacional (BEN) 2021 Relatório Síntese. p. 1–73, 2021a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. Bases para consolidação da estratégia brasileira do hidrogênio. p. 1–34, 2021b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. Balanço de Energia Nacional (BEN) 2021: Relatório Síntese. Ano base 2020. p. 1–292, 2022a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. Hidrogênio Turquesa: Produção a partir da pirólise do gás natural. p. 1-59, 2022b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. Hidrogênio Azul: Produção de hidrogênio a partir da reforma do gás natural com CUCCS. p. 1-86, 2022c.

FERREIRA, R. T. Infográfico captação de biogás em um aterro sanitário. 2009. Disponível em: <<https://www.flickr.com/photos/ricardoterencio/3930329276>>. Acesso em: 05 de abril de 2023.

FIGUEIREDO, G. DE; CLAUDIA, A.; ANA, S. Hidrogênio Azul : Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS. 2022.

FREITAS, F. F. et al. The Brazilian market of distributed biogas generation: Overview, technological development and case study. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 101, n. June 2018, p. 146–157, 2019.

FUNDAÇÃO NACIONAL DE SANEAMENTO AMBIENTAL, FUNASA). Consórcios

Intermunicipais de Saneamento. Disponível em: < <http://cisaneamento.lucashappy.com/sobre>>. Acesso em: abr. de 2022.

GARCILASSO et al. Tecnologias de Produção e Uso de Biogás e Biometano: Part. I Biogás; Part. II Biometano. São Paulo: **IEE-USP**, 2018, p. 218. ISBN: 978-85-86923-53-1.

HAJIZADEH, A.; MOHAMADI-BAGHMOLAEI, M.; SAADY, N. M. C. Hydrogen production from biomass through integration of anaerobic digestion and biogas dry reforming. **Applied Energy**, v. 309, n. December 2021, p. 118442, 2022.

HEINEMANN, N. et al. Enabling large-scale hydrogen storage in porous media-the scientific challenges. **Energy and Environmental Science**, v. 14, n. 2, p. 853–864, 2021.

KAKAVAND, A. et al. Techno-economic assessment of green hydrogen and ammonia production from wind and solar energy in Iran. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 48, n. 38, p. 14170–14191, 2023.

KRAMER, K. Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro. **German Brazilian Energy Paternship**. p. 114, 2021.

KUNZ et al. Fundamentos da Digestão Anaeróbia, Purificação do Biogás, Uso e Tratamento. 1ª edição. Concórdia: Sbera: **Embrapa Suínos e Aves**. 2019, p. 229. ISBN: 978-985-93823-01-5. KUMAR, R.; KUMAR, A.; PAL, A. ScienceDirect Overview of hydrogen production from biogas reforming : Technological advancement. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 47, n. 82, p. 34831–34855, 2022.

LEONZIO, G. Upgrading of biogas to bio-methane with chemical absorption process: Simulation and environmental impact. **Journal of Cleaner Production**, v. 131, p. 364–375, 2016.

MACFARLANE, D. R. et al. A Roadmap to the Ammonia Economy. **Joule**, v. 4, n. 6, p. 1186–1205, 2020.

MACHHAMMER, O. et al. Financial and Ecological Evaluation of Hydrogen Production Processes on Large Scale. n. 6, p. 1185–1193, 2016.

MELISSA CRISTINA PINTO PIRES MATHIAS; JOÃO FELIPPE CURY MARINHO MATHIAS. Biogas in Brazil: A Governmental Agenda. **Journal of Energy and Power Engineering**, v. 9, n. 1, p. 1–15, 2015.

MICHAUT, C. 2021. "Turquoise hydrogen" a viable solution without CO₂. A review by Institute Polytechnique of Paris. Disponível em:< <https://www.polytechnique-insights.com/en/columns/energy/turquoise-hydrogen-a-viable-solution-without-co2/>> Acesso em: 10 de outubro de 2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. MME. H₂ Brasil: Expansão do Hidrogênio verde. Disponível em: < <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/h2-brasil#:~:text=Nesse%20contexto%2C%20surge%2C%20em%202021,estufa%20na%20atmosfera%20e%20para>> Acesso em: 03 de outubro de 2022.

MINH, D. P. et al. **Hydrogen production from biogas reforming: An overview of steam reforming, dry reforming, dual reforming, and tri-reforming of methane.** [s.l: s.n.].

MONI SILVA, A. P. et al. Characterization and evaluation of the life cycle of energy use from drying bed sludge. **Energy**, v. 263, n. October 2022, 2023.

MOULD, K. et al. ScienceDirect A comparative analysis of biogas and hydrogen , and the impact of the certificates and blockchain new paradigms. **International Journal of Hydrogen Energy**, n. xxxx, 2022.

NADALETI, W. C. et al. A pioneering study of biomethane and hydrogen production from the wine industry in Brazil: Pollutant emissions, electricity generation and urban bus fleet supply. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, n. 36, p. 19180–19201, 2021.

NOGUEIRA NAKASHIMA, R.; OLIVEIRA JUNIOR, S. Multi-objective optimization of biogas systems producing hydrogen and electricity with solid oxide fuel cells. **International Journal of Hydrogen Energy**, n. xxxx, 2021.

NOSHERWANI, S. A.; NETO, R. C. Techno-economic assessment of commercial ammonia synthesis methods in coastal areas of Germany. **Journal of Energy Storage**, v. 34, n. October 2020, p. 102201, 2021.

NUVOLARI, A. Esgoto sanitário: coleta, transporte, tratamento e reúso agrícola. São Paulo: **BLUCHER**, 2. ed. rev. atualizada e ampl. P. 549, 2011.

PANIGRAHI, S.; DUBEY, B. K. A critical review on operating parameters and strategies to improve the biogas yield from anaerobic digestion of organic fraction of municipal solid waste. **Renewable Energy**, v. 143, p. 779–797, 2019.

PHAN, T. S. et al. ScienceDirect Hydrogen production from biogas : Process optimization using ASPEN Plus ®. **International Journal of Hydrogen Energy**, n. xxxx, p. 1–13, 2022.

PAINEL ITERGOVERNAMENTAL SOBRE MUDANÇAS CLIMÁTICAS, IPCC. Aquecimento Global 1,5°C. Disponível em: < <https://www.ipcc.ch/sr15/download/#full>>. Acesso em: mar de 2022.

PANIGRAHI, S.; DUBEY, B. K. A critical review on operating parameters and strategies

to improve the biogas yield from anaerobic digestion of organic fraction of municipal solid waste. **Renewable Energy**, v. 143, p. 779–797, 2019.

POTENZA, R. F. . et al. Análise das emissões brasileiras de e suas implicações para as metas climáticas do Brasil 1970 – 2020 gases de efeito estufa. **Revista Brasileira de Ecoturismo**, v. 14, n. 5, p. 630–645, 2021.

RIVARD, E.; TRUDEAU, M.; ZAGHIB, K. Hydrogen storage for mobility: A review. **Materials**, v. 12, n. 12, 2019.

SALES SILVA, S. T. et al. Technical and economic evaluation of using biomethane from sanitary landfills for supplying vehicles in the Southeastern region of Brazil. **Renewable Energy**, v. 196, p. 1142–1157, 2022.

SANTOS, I. F. S. DOS et al. Combined use of biogas from sanitary landfill and wastewater treatment plants for distributed energy generation in Brazil. **Resources, Conservation and Recycling**, v. 136, n. January, p. 376–388, 2018.

SILVA DOS SANTOS, I. F. et al. Assessment of potential biogas production from multiple organic wastes in Brazil: Impact on energy generation, use, and emissions abatement. **Resources, Conservation and Recycling**, v. 131, n. May 2017, p. 54–63, 2018.

SILVA, E. P. Etanol e Hidrogenio: Uma parceria de futuro para o Brasil. **Cienc. Cult.** [online]. vol. 60, n.3, p. 51-51. 2008. ISSN 0009-6725

SPGLOBAL COMMODITY INSIGHTS. Energy transition. Interactive: Ammonia Price Chart. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/051023-interactive-ammonia-price-chart-natural-gas-feedstock-europe-usgc-black-sea>> Acesso em: 05 de abril de 2023.

SWARTBOOI, A.; KAPANJI-KAKOMA, K. K. From Biogas to Hydrogen : A Techno-Economic Study on the Production of Turquoise Hydrogen and Solid Carbons. 2022.

TARKOWSKI, R.; ULIASZ-MISIAK, B. Towards underground hydrogen storage: A review of barriers. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 162, n. November 2021, p. 112451, 2022.

TYAGI, V. K. et al. Anaerobic co-digestion of organic fraction of municipal solid waste (OFMSW): Progress and challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 93, n. April, p. 380–399, 2018.

UNITED STATE ENVIRONMENTAL AGENCY, USEPA. Landfill Gas Emission (LANDGEM). Softwares and Manuals. Disponível em <<https://www.epa.gov/catc/clean-air-technology-center-products#software>> Acesso em: abr. 2022.

VIDAL-BARRERO, F. et al. Hydrogen production from landfill biogas: Profitability analysis of a real case study. **Fuel**, v. 324, n. February, 2022.

VON SPERLING, M. **Introdução à qualidade das águas e ao tratamento de esgotos**. Belo Horizonte: **DESA/UFMG**, 3. ed. revisada, Volume 1, p.452, 2005.

YUKESH KANNAH, R. et al. Techno-economic assessment of various hydrogen production methods – A review. **Bioresource Technology**, v. 319, n. September 2020, p. 124175, 2021.

ZAMRIN, M. HASMADY, AKHIAR, S. A Comprehensive Review on Anaerobic Digestion of Organic Fraction of Municipal Solid Waste. **Renewable and Energy Review**. v.137, 2021.

ZÜTTEL, A. Hydrogen storage methods. **Naturwissenschaften**, v. 91, n. 4, p. 157–172, 2004.

APÊNDICE

Tabela 9 - Dados dos consórcios do estado de Minas Gerais

Sigla	Nome	Municípios integrantes
CIAS centro oeste Sede: Pitangui	Consórcio Intermunicipal de aterro do centro-oeste	Araújos; Conceição do Pará; Igaratinga; Leandro Ferreira; Moema; Nova Serrana; Onça do Pitangui; Perdigão, Pitangui; São Gonçalo do Pará
CIDES Sede: Uberlândia	Consórcio Público Intermunicipal de Desenvolvimento Ambiental Sustentável do Triângulo Mineiro	Araporã; Cachoeira Dourada; Campina Verde; Canápolis; Capinópolis; Cascalho Rico; Centralina; Douradoquara; Estrela do Sul; Grupiara; Gurinhatã; Indianópolis; Ipiacu; Iraí de Minas; Ituiutaba; Monte Alegre de Minas; Monte Carmelo; Prata; Santa Vitória; Tupaciguara; Uberlândia
Sede: Salinas	Consórcio Intermunicipal para Gestão de Resíduos Sólidos do Entorno de Salinas	Curral de Dentro; Fruta de Leite; Novorizonte; Padre Carvalho; Salinas; Santa Cruz de Salinas; Rubelita.
CIDEESEA (Ex-CIMISA) Sede: São Loureço	Consórcio Intermunicipal para o Desenvolvimento Ambiental Sustentável	Carmo de Minas; Cristina; Dom Viçoso; Itamonte; Itanhandu; Jesuânia; Lambari; Maria da Fé, Olímpio Noronha; Pouso Alto; São Lourenço; São Sebastião do Rio Verde; Soledade de Minas; Virgínia
CIMASAS Sede: Itajubá	Consórcio Intermunicipal dos Municípios da microrregião do Alto Sapucaí para Aterro Sanitário	Brasópolis; Cachoeira de Minas; Delfim Moreira; Itajubá; Maria da Fé; Marmelópolis; Piranguçu; Piranguinho; Santa Rita do Sapucaí; São José do Alegre; Wenceslau Braz
CIMFAS Sede: Frutal	Consórcio Intermunicipal dos Municípios da Microrregião de Frutal para Aterros Sanitários	Comendador Gomes; Frutal; Planura
CODANORTE Sede: Montes Claros	Consórcio Intermunicipal de Desenvolvimento Ambiental Sustentável do Norte de Minas	Bocaiúva; Botumirim; Buritizeiro; Campo Azul; Capitão Enéas; Claros dos Poções; Coração de Jesus; Cristália; Enegeheiro Navarro; Francisco Dumont; Francisco Sá; Glaucilândia; Grão Mogol; Guaraciama; Ibiaí; Ibiracatu, Itacambira; Japonvar; Jequitaiá; Josenópolis; Juramento; Lagos dos Patos; Lontra; Mirabela; Montes Claros; Olhos D'água; Padre Carvalho; Patis; Pedras de Maria da Cruz; Pirapora; Ponto Chique; São

		João da Lagoa; São João da Ponte; São João do Pacuí; São Romão; Ubaí; Várzea da Palma; Varzelândia; Verdelândia
Sede: Rio Pardo de Minas	Consórcio Intermunicipal para Gestão de Resíduos Sólidos da Região do Alto Rio Pardo	Berizal; Indaiabira; Ninheira; Rio Pardo de Minas; São João do Paraíso; Taiobeiras.
CONVALE Sede: Uberaba	Consórcio Intermunicipal de Desenvolvimento Regional do Vale do Rio Grande	Água Comprida; Campo Florido; Pirajuba; Uberaba;
CORESAB Boa Vista Sede: Cláudio	Consórcio Regional de Saneamento Básico Central de Minas	Carmo da Mata; Cláudio; Itaguara; Itapecerica; Oliveira; São Francisco de Paula
CORESAB Central de Minas Sede: Curvelo	Consórcio Regional de Saneamento Básico Central de Minas	Araçaí; Augusto de Lima; Baldim; Buenópolis; Caetanópolis; Congonhas do Norte; Cordisburgo; Corinto; Curvelo; Datas; Felixlândia; Funilândia; Gouveia; Inimutaba; Jaboticatubas; Joaquim Felício; Lassance; Monjolos; Morro da Garça; Paraopeba; Presidente Juscelino; Santo Hipólito; Santana Pirapama; Santana do Riacho; Três Marias.
CPGRS Médio Piracicaba Sede: João Molevade	Consórcio Público de Gestão de Resíduos Sólidos	Bela Vista de Minas; João Monlevade; Nova Era; Rio Piracicaba
CICANASTRA Sede: Piumhi	Consórcio Intermunicipal DA Serra da Canastra, Alto São Francisco e Médio Rio Grande	Arcos, Capitólio, Córrego Fundo, Doresópolis, Pains, Pimenta, Piumhi, São Roque de Minas, Vargem Bonita
ECOTRES Sede: Conselheiro Lafaiate	Consórcio Público Intermunicipal de Tratamento de Resíduos Sólidos Urbanos	Congonhas, Concelheiro Lafaiate e Ouro Branco
4 AMBIENTAL Sede: Santa Juliana	Consórcio Intermunicipal para o Desenvolvimento Ambiental	Nova Ponte; Pedrinópolis; Perdizes; Santa Juliana
CIRSU Vale do Mucuri Sede: Teófilo Otoni	Consórcio Intermunicipal de Resíduos Sólidos Urbanos	Frei Gaspar; Itambacuri; Ouro Verde de Minas; Poté; Teófilo Otoni.
CIGEDAS Vertentes Sede: São João Del Reis	Consórcio Intermunicipal de Gestão e Desenvolvimento Ambiental Sustentável das Vertentes	Barroso; Carrancas; Conceição da Barra de Minas; Coronel Xavier Chaves; Dores de Campos; Ibituruna; Itutinga; Lagoa Dourada; Madre de Deus de Minas; Nazareno; Piedade do Rio Grande; Prados; Resende

		Costa; Ritópolis; Santa Cruz de Minas; São João Del Rei; São Tiago; São Vicente de Minas; Tiradentes
CD* CARANGOLA Sede: Divino	Consórcio Intermunicipal de do Alto e Médio Carangola para a Gestão de Resíduos Sólidos	Divino; Fervedouro; Pedra Bonita; Santa Margarida.
UNIÃO DA SERRA GERAL Sede: Janaúba	Consórcio Intermunicipal de Desenvolvimento Sustentável da Microrregião da Serra Geral de Minas	Catuti; Espinosa; Gameleiras; Jaíba; Janaúba; Manga; Mamonas; Matias Cardoso; Mato Verde; Monte Azul; Nova Porteira; Pai Pedro; Porteirinha; Riacho dos Machados; Serranópolis de Minas; Verdelândia.
RIDES Sede: Monte Carmelo	Consórcio Intermunicipal da Região Integrada de Desenvolvimento Sustentável	Cascalho Rico; Dourodoquara; Estrela do Sul; Grupiára; Indianópolis; Iraí de Minas; Monte Carmelo; Romaria
CIGRSES Sede: Águas formosas	Consórcio Intermunicipal para Gestão Integrada dos Resíduos Sólidos	Águas Formosas; Bertópolis; Crisólita; Fronteira dos Vales; Machacalis; Santa Helena de Minas; Umburatiba.
CIAMESF Sede: Itacarambi	Consórcio Intermunicipal de Desenvolvimento Socioeconômico da Microrregião do Alto Médio São Francisco	Bonito de Minas; Brasília de Minas; Chapada Gaúcha; Cônego Marinho; Icaraí de Minas; Itacarambi; Januária; Juvenília; Luislândia; Manga; Matias Cardoso; Miravânia; Montalvânia; Pedras de Maria da Cruz; Pintópolis; São Francisco; São João das Missões; São Romão; Ubaí
CONCASS Sede: Seritinga	Consórcio Intermunicipal para Gestão dos Resíduos Sólidos Urbanos	Aiuruoca; Carvalhos; Seritinga; Serranos
CONVALES Noroeste de Minas Sede: Arinos	Consórcio Intermunicipal de Saúde e Desenvolvimento dos Vales do Noroeste de Minas	Arinos; Bonfinópolis de Minas; Brasilândia de Minas; Buritizal; Cabeceira Grande; Chapada Gaúcha; Dom Bosco; Formoso; Guarda-Mor; João Pinheiro; Lagoa Grande; Natalândia; Paracatu; Pintópolis; Riachinho; Santa Fé de Minas; Unaí; Uruana de Minas; Urucuia; Vazante
CPGIRS Sede: Andradas	Consórcio Público para Gestão Integrada de Resíduos Sólidos e Iluminação Pública	Andradas; Caldas; Ibitiúra de Minas; Ipuíuna; Santa Rita de Caldas
CONRESOL Sede: Alto Jequitibá	Consórcio Intermunicipal para Gestão de Resíduos Sólidos Urbanos	Alto Jequitibá; Alto Caparaó
CIMAJE Sede: Diamantina	Consórcio Multifinalitário do Alto Jequitinhona	Alvorada de Minas; Abgelândia; Aricanduva; Capelina; Carbonita; Chapada do Norte; Couto de Magalhães de Minas; Datas; Diamantina;

		Felício dos Santos; Gouveia; Itamarandiba; José Gonçalves de Minas; Leme do Prado; Minas Novas; Presidente Kubitschek; Santo Antônio do Itambé; São Gonçalo do Rio Preto; Senador Modestino Gonçalves; Serro; Turmalina; Veredinha.
COMPARESOLURB Sede: Betim	Consórcio Médio Paraopebano de Resíduos Sólidos Urbanos	Betim; Brumadinho; Ibirité; Itatiaiuçu; Juatuba; Mário Campos; Mateus Leme; São Joaqui de Bicas; Sarzedo.

Tabela 10 - Resultados obtidos para H2 o Estado de Minas Gerais.

Consórcios	Número de Município	Número de habitantes	Quantidade de Resíduo (t/ano)	Vazão de CH4 (kg/ano)	Vazão de H2 Reforma a Vapor (kg/ano)	LCOH Reforma a Vapor com captura de CO2 (R\$/kg)	LCOH Sem captura de CO2 (R\$/kg)	Vazão de H2 Pirólise (kg/ano)	LCOH Pirólise (R\$/kg)
4 Ambiental	4	63937	11240	584095,85	87614,38	133,31	23,28	146024	195,66
Alto Rio Pardo	6	68003	42048	2268620,44	339306,71	83,42	18,63	403937	65,57
Carangola-CD	4	56790	16966	893 552,09	133644,31	111,43	22,02	159100	136,84
CIAMESF	19	538573	170124	8 420 673,55	1259439,87	45,19	10,75	1499333	31,67
CIAS Centro Oeste	10	215959	50771	2 347 809,62	351150,66	77,97	19,00	418036	63,85
CICANASTRA	9	115117	29229	1 412 508,02	211262,07	94,33	20,45	251502	93,54
CIDES	21	1072686	242514	11 477 613,58	1716651,77	42,88	9,44	2043633	28,17
CIDSEEA	14	206026	39085	1 878 700,89	280988,31	88,28	19,31	334510	75,04
CIGEDAS Vertentes	19	252230	44803	2 370 067,89	354479,72	81,11	18,27	422000	63,59
CIGRSES	7	47194	10049	516 964,85	77319,96	139,16	23,62	92048	222,68
CIMAJE	22	286146	68425	3 655 325,02	546709,48	68,83	15,98	650845	47,97
CIMASAS	11	232260	33372	1 789 047,13	267579,22	89,84	19,52	318547	77,85
CIMFAS	3	85367	25915	442 856,13	66235,87	146,96	24,05	78852	256,76
CIRSU Vale do Mucuri	5	188762	48507	2 445 499,73	365761,70	76,76	14,70	435431	62,05

				7 926 620,28	1185546,69	49,88	11,11	1411365	32,45
CODANORTE	39	1046499	152554	6 214 357,08	929451,67	55,39	12,65	1106490	35,94
COMPARESOLURB	9	796503	119470	121 025,01	18101,13	234,03	27,54	21549	889,03
CONSCASS	4	16866	2299	85 167,37	12738,08	266,20	28,55	15164	1255,33
CONRESOL	2	14732	1674	307 375,75	45972,72	167,26	25,02	54729	361,56
CONVALE	4	318596	6150	5 856 910,80	875990,14	56,80	13,04	1042845	37,14
CONVALES Noroeste de Minas	20	538573	114091	1 275 311,02	190742,17	101,34	20,82	227074	101,56
CORESAB Boa Vista	6	124622	21451	3 787 484,55	566475,95	67,88	15,77	674376	46,80
CORESAB Central de Minas	26	339886	81460	632 523,38	94603,50	129,64	23,05	112623	185,47
CPGIRS	5	85876	12432	736 754,46	110192,84	122,88	22,61	131182	161,91
CPGRS Médio Piracicaba	4	127366	14047	3 543 655,50	530007,61	69,67	16,16	630961	48,71
ECOTRES	3	233996	68553	872 121,26	130439,01	115,83	22,09	155285	139,73
RIDES	8	66204	16757	813 276,02	121637,81	118,70	22,31	144807	148,47
SALINAS	7	86079	16999	4 119 771,62	616174,54	65,65	15,27	733541	44,72
União da Serra Geral	16	347973	77663	893 552,09	87614,38	133,31	23,28	146024	195,66

Fonte: Autoria Própria

Tabela 11 - Potencial Energético

Consórcios	Energia Química (MJ/dia) Reforma a vapor	Energia Elétrica (MWh/ano) Reforma a vapor	Energia Química (MJ/dia) Pirólise	Energia Elétrica (MWh/ano) Pirólise	LCOE Reforma a vapor sem captura de CO2 (R\$/MJ)	LCOE Reforma a Vapor com Captura de CO2 (R\$/MJ)	LCOE Pirólise (R\$/MJ)
4 Ambiental	14352,24035	1018,69188	17086,0	1212,728429	2,87	1,11	0,00
Alto Rio Pardo	55743,9092	3956,585613	66361,8	4710,220967	0,16	0,70	0,55
Carangola-CD	21956,11299	1558,398792	26138,2	1855,236657	0,18	0,93	1,14
CIAMESF	206910,4434	14686,06876	246322,0	17483,41519	0,09	0,38	0,26
CIAS Centro Oeste	57689,7236	4094,695433	68678,2	4874,63742	0,16	0,65	0,53
CICANASTRA	34707,75333	2463,483445	41318,8	2932,718387	0,17	0,79	0,78
CIDES	282024,7216	20017,52248	335743,7	23830,38391	0,08	0,36	0,23
CIDSEEA	46162,91469	3276,546743	54955,9	3900,650884	0,16	0,74	0,63
CIGEDAS Vertentes	58236,64768	4133,514956	69329,3	4920,851138	0,15	0,68	0,53
CIGRSES	12702,71622	901,6121217	15122,3	1073,347764	0,20	1,16	1,86
CIMAJE	89817,62763	6375,066592	106925,7	7589,36499	0,13	0,57	0,40
CIMASAS	43959,96749	3120,186177	52333,3	3714,507353	0,16	0,75	0,65

CIMFAS	10881,73742	772,3628704	12954,4	919,4796076	0,20	1,23	2,14
CIRSU Vale do Mucuri	60090,1376	4265,071778	71535,9	5077,466402	0,12	0,64	0,52
CODANORTE	194770,7042	13824,41556	231869,9	16457,63758	0,09	0,42	0,27
COMPARESOLURB	152697,4499	10838,14433	181782,7	12902,55278	0,11	0,46	0,30
CONSCASS	2973,792914	211,0735761	3540,2	251,2780668	0,23	1,95	7,41
CONRESOL	2092,70879	148,5360752	2491,3	176,828661	0,24	2,22	10,47
CONVALE	7552,75131	536,0784272	8991,4	638,1886038	0,21	1,39	3,01
CONVALES Noroeste de Minas	143914,3796	10214,74044	171326,6	12160,40529	0,11	0,47	0,31
CORESAB Boa Vista	31336,58686	2224,205129	37305,5	2647,863248	0,17	0,85	0,85
CORESAB Central de Minas	93065,01472	6605,559309	110791,7	7863,761082	0,13	0,57	0,39
CPGIRS	15542,18812	1103,151874	18502,6	1313,276041	0,19	1,08	1,55
CPGRS Médio Piracicaba	18103,32516	1284,936003	21551,6	1529,685717	0,19	1,02	1,35
ECOTRES	87073,7153	6180,309457	103659,2	7357,511259	0,13	0,58	0,41
RIDES	21429,52041	1521,022357	25511,3	1810,740901	0,18	0,97	1,17
SALINAS	19983,59177	1418,393378	23790,0	1688,563545	0,19	0,99	1,24
União da Serra Geral	101229,8799	7185,084295	120511,8	8553,671779	0,13	0,55	0,37

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 12 - Resultados de capacidade da Amônia e LCOA

Consórcios	LCOA Reforma a Vapor para obtenção de H ₂ com captura de CO ₂ (R\$/kg)	LCOA Reforma a Vapor para obtenção de H ₂ Sem captura de CO ₂ (R\$/kg)	LCOA Pirólise para obtenção de H ₂ (R\$/kg)	Capacidade NH ₃ Reforma a Vapor para obtenção do H ₂ (kg/ano)	Capacidade NH ₃ Pirólise (kg/ano)
4 Ambiental	23,88	4,34	138,40	492013,8988	585730,83
Alto Rio Pardo	15,00	3,52	11,60	1910975	2274970,70
Carangola-CD	20,60	4,12	24,50	752685	896053,30
CIAMESF	8,23	2,12	5,83	7093165	8444244,47
CIAS Centro Oeste	14,05	3,58	42,10	1977680	2354381,54
CICANASTRA	16,96	3,84	15,83	1189828	1416461,87
CIDES	7,22	1,88	5,21	9668183	11509741,39

CIDSEEA	15,27	3,64	13,53	1582526	1883959,70
CIGEDAS Vertentes	14,61	3,45	10,88	1996430	2376702,12
CIGRSES	24,92	4,40	39,75	435466	518411,92
CIMAJE	12,43	3,05	8,10	3079068	3665556,91
CIMASAS	16,16	3,67	14,03	1507006	1794054,98
CIMFAS	26,30	4,48	45,25	373040	444095,76
CIRSU Vale do Mucuri	13,84	2,82	11,23	2059970	2452345,10
CODANORTE	9,07	2,18	5,34	6676999	7948808,26
COMPARESOLURB	10,04	2,45	5,95	5234672	6231752,13
CONSCASS	41,76	5,10	158,06	101946	121363,78
CONRESOL	47,47	5,28	223,10	71741	85405,76
CONVALE	29,91	4,65	63,90	258918	308236,15
CONVALES Noroeste de Minas	10,29	2,52	6,17	4933576	5873305,30
CORESAB Boa Vista	18,20	3,91	18,24	1074260	1278880,83
CORESAB Central de Minas	12,26	3,01	7,89	3190393	3798086,37
CPGIRS	23,23	4,30	33,14	532807	634293,92
CPGRS Médio Piracicaba	22,03	4,22	28,96	620606	738816,76
ECOTRES	12,58	3,08	8,23	2985003	3553574,80

RIDES	20,77	4,13	24,42	734632	874562,47
SALINAS	21,28	4,17	25,98	685064	815552,52
União da Serra Geral	11,86	2,92	7,52	3470295	4131303,57

Fonte: Autoria Própria.