

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

TIAGO ALEXANDRE COLZANI

**DEFINIÇÃO DE UM MODELO TÉCNICO PARA COMERCIALIZAÇÃO DE
BIOMETANO E ENERGIA ELÉTRICA EM PEQUENAS E MÉDIAS
PROPRIEDADES RURAIS**

CURITIBA

2022

TIAGO ALEXANDRE COLZANI

**DEFINIÇÃO DE UM MODELO TÉCNICO PARA COMERCIALIZAÇÃO DE
BIOMETANO E ENERGIA ELÉTRICA EM PEQUENAS E MÉDIAS
PROPRIEDADES RURAIS**

Monografia apresentada como requisito parcial à obtenção do título de Especialista, Curso de Especialização em Eficiência Energética e Geração Distribuída, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. André Bellin Mariano

CURITIBA

2022

Colzani, Tiago Alexandre
ABCD Definição de um modelo técnico para comercialização de biometano e
energia elétrica em pequenas e médias propriedades
/ Tiago Alexandre Colzani. – Curitiba, 2022.
XX f.: il. (algumas color.); 29 cm.

Orientador: André Bellin Mariano.

Monografia (Especialização em Eficiência Energética e Geração
Distribuída) – Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia.

1. Biometano. 2. Energia Elétrica. I. Título.

CDD XXX.X

CDU YYY.YYY.YY



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA -
40001016317E1

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Monografia de Especialização de TIAGO ALEXANDRE COLZANI intitulada: DEFINIÇÃO DE UM MODELO TÉCNICO PARA COMERCIALIZAÇÃO DE BIOMETANO E ENERGIA ELÉTRICA EM PEQUENAS E MÉDIAS PROPRIEDADES RURAIS, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de especialista está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 18 de fevereiro de 2022.

Andre Bellin Mariano

Presidente da Banca Examinadora

Prof. Dr. ANDRÉ BELLIN MARIANO
Docente do Depto. de Eng. Elétrica
Matrícula UFPR 205111

Vilson Roiz Gonçalves Rebelo da Silva

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Prof. Dr. Vilson Roiz Gonçalves Rebelo da Silva
PROFESSOR DO DEPTO. DE ENG. ELÉTRICA
Matrícula UFPR 70904

Dedico este estudo à minha família que sempre me apoiou na constante busca do conhecimento e evolução profissional.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu professor orientador Dr. André Bellin Mariano por todo apoio, ensinamentos, direcionamento e compreensão neste momento complexo em que vivemos. Também agradeço à minha esposa Juliana pelo tempo dedicado a mim, apoiando e incentivando a execução deste trabalho. Por fim agradeço ao meu amigo Paulo H. Reis pela inspiração, longas conversas, compartilhamento de conhecimentos e pela parceria ao longo deste curso.

RESUMO

O sul do Brasil possui uma expressiva quantidade de propriedades rurais de pequeno e médio porte que geram resíduos orgânicos com alto potencial energético a partir do biogás. Com 853.314 estabelecimentos essa região é responsável pela produção de mais de 65% dos suínos do Brasil, que se tiver sua produção total de biometano convertida resulta em uma capacidade de geração de até 170 mil GWh/ano de energia elétrica, ou de substituição de, por exemplo, 40,8 bilhões de litros de diesel. Desta forma torna-se importante definir um modelo para uso local ou por meio da coleta, transporte e tratamento de biogás, proveniente de biodigestores destas propriedades, e a sua posterior monetização via geração e comercialização de energia elétrica, biogás e biometano. Este estudo foi realizado através da busca e definição de um kit tecnológico que permita a implantação de projetos economicamente viáveis pra este modelo de negócio. Desta forma, através do levantamento e análises dos equipamentos disponíveis no mercado percebeu-se existem modelos economicamente viáveis de geração e monetização de energia proveniente de biogás gerado, em propriedades rurais de pequeno e médio porte, através da geração de energia elétrica e uso compartilhado via autoconsumo remoto, de forma independente ou em associações. Ao mesmo tempo verificam-se desafios ligados à constante mudança de legislação e às incertezas da abertura do mercado de comercialização de gases em pequenas quantidades, diferente do que acontece no mercado de energia elétrica.

Palavras-chave: Biogás, Biometano, Energia Elétrica

ABSTRACT

The south of Brazil has an expressive amount of small and medium-sized rural properties that generate organic waste with high energy potential from biogas. With 853,314 establishments, this region is responsible of more than 65% swine production in Brazil, which, if its total production of biomethane is converted results in a generation capacity of up to 170,000 GWh/year of electricity, or replacement of, for example, 40.8 billion diesel liters. In this way, it is important to define a model for local use or through the collection, transport and treatment of biogas from this properties biodigesters, and its subsequent monetization via generation and commercialization of electric energy, biogas and biomethane. This study presents a search and definition of a technological kit available that allows the implementation of economically viable projects for this business model. In this way, through the survey and analysis of the equipment available on the market, it was noticed that there are economically viable models of generation and monetization of energy from biogas generated, in small and medium-sized rural properties, through the generation of electric energy and shared use via remote self-consumption, independently or in associations. At the same time, there are challenges linked to the constant change of legislation and the uncertainties of opening the market for the sale of gases in small quantities, different from what happens in the electricity market.

Keywords: Biogas, Biomethane, Energy

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – MÉTODOS DE PURIFICAÇÃO E TRATAMENTO DE BIOGÁS.....	19
FIGURA 2 – LAVAGEM COM ÁGUA	21
FIGURA 3 – COMPRESSOR TIPO PARAFUSO	23
FIGURA 4 – COMPRESSOR TIPO PISTÃO	23
FIGURA 5 – MODELO ESQUEMÁTICO DE COMPRESSOR DE PALHETAS	24
FIGURA 6 - COMPRESSOR GALILEO NX45	26
FIGURA 7 - SEMI REBOQUE SRV 80 - NEOGÁS	27
FIGURA 8 - MÓDULOS GALILEO	27
FIGURA 9 - ESTAÇÃO DE TRATAMENTO, COMPRESSÃO E ARMAZENAMENTO - MICROBOX-BIO GALILEO	28
FIGURA 10 - ROTAS DE USO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DE GTW	29
FIGURA 11 - GRUPO GERADOR A BIOGÁS - ENERMAC	31
FIGURA 12 - GRUPO GERADOR GERMEK - SIMILAR	31
FIGURA 13 - ESTAÇÃO DE RECARGA EVLINK	37
FIGURA 15 - METAS E ESTRATÉGIAS	41
FIGURA 15 - CENÁRIO 01	43
FIGURA 16 - CENÁRIO 02	44
FIGURA 17 - CENÁRIO 03	44
FIGURA 18 - CENÁRIO 04	45

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - REQUISITOS DE TEOR DE H ₂ S	17
TABELA 2 - ESPECIFICAÇÃO DO BIOMETANO DE PRODUTOS E RESÍDUOS AGROSSILVOPASTORIS E COMERCIAIS	17
TABELA 3 - MODELOS DE CARRETAS DE TRANSPORTE	26
TABELA 4 - DADOS E CÁLCULOS - CENÁRIO 03.....	52
TABELA 5 - DRE SIMPLIFICADO - CENÁRIO 03.....	54
TABELA 6 - ANÁLISE DE VIABILIDADE DE INVESTIMENTO – CENÁRIO 03	54
TABELA 7 - DADOS E CÁLCULOS - CENÁRIO 04.....	56
TABELA 8 - DRE SIMPLIFICADO - CENÁRIO 04.....	58
TABELA 9 - ANÁLISE DE VIABILIDADE DE INVESTIMENTO - CENÁRIO 04	59
TABELA 10 - ANÁLISE COMPARATIVA DE CENÁRIOS	60

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	16
2.1	BIOGÁS E BIOMETANO	16
2.1.1	Requisitos de qualidade	16
2.2	SISTEMAS DE TRATAMENTO E TRANSPORTE DE GASES EM PEQUENO VOLUME	18
2.2.1	Sistemas de tratamento	18
2.2.2	Sistemas de compressão	22
2.2.3	Veículos e sistemas de armazenamento e transporte de gases ...	24
2.3	SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DE BIOGÁS E BIOMETANO	29
2.3.1	Grupos Geradores	30
2.4	MERCADO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	32
2.4.1	Consumo intramuros	33
2.4.2	Aquisição e comercialização da energia no mercado livre e mercado regulado/cativo	33
2.4.3	Geração distribuída	34
2.4.4	Estações de recarga de veículos elétricos	36
2.5	MERCADO DE TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS	37
3	DESAFIOS	38
4	OBJETIVO GERAL E ESPECÍFICOS	39
4.1	OBJETIVO GERAL	39
4.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	40
5	METODOLOGIA	41
5.1	DIMENSIONAMENTO DE SOLUÇÃO OPERACIONAL PARA A COLETA, TRATAMENTO, TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO	41

5.2	SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE BIOGÁS E BIOMETANO.....	42
5.3	MODELO DE AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO E COMPARAÇÃO DE SOLUÇÕES	42
5.4	DETALHAMENTOS DOS CENÁRIOS	43
5.5	EQUAÇÕES	45
5.5.1	Produção de Biogás	46
5.5.2	Remuneração ao produtor do biogás.....	46
5.5.3	Número de geradores.....	46
5.5.4	Horas de operação dos geradores por semana	46
5.5.5	Horas teóricas de operação por dia	47
5.5.6	Geração bruta de energia	47
5.5.7	Indisponibilidade de geração e/ou perda de produção.....	47
5.5.8	Geração líquida de energia	48
5.5.9	Investimento em geração	48
5.5.10	Custos de operação e manutenção (O&M).....	48
5.5.11	Tributos trabalhistas	48
5.5.12	Receita proveniente de produção de energia	49
5.5.13	Receita/despesa de conveniência	49
5.5.14	Custos de uso do sistema de transmissão e distribuição.....	49
5.5.15	Consumo de energia das estações de carregamento de veículos	50
5.5.16	Quantidade de estações de carregamento de veículos elétricos ..	50
5.5.17	Custos de operação e manutenção das estações de carregamento de veículos	50
6	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	51
6.1	CENÁRIO 01 – COMPRESSÃO, TRATAMENTO, TRANSPORTE E VENDA DE BIOGÁS:.....	51

6.2	CENÁRIO 02 - COMPRESSÃO, TRATAMENTO, TRANSPORTE E GERAÇÃO DE ENERGIA EM CENTRAL DE PROCESSAMENTO:	52
6.3	CENÁRIO 03 – CONSUMO REMOTO ATRAVÉS DE ASSOCIAÇÃO: .	52
6.4	CENÁRIO 04 – CONSUMO REMOTO ATRAVÉS DE UMA EMPRESA DE OPERAÇÃO DE ESTAÇÕES DE CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS:.....	56
7	CONCLUSÕES	61
7.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	61
8	REFERÊNCIAS.....	62

1 INTRODUÇÃO

O sul do Brasil possui uma expressiva quantidade de propriedades rurais de pequeno e médio porte e microempresas que geram resíduos orgânicos com alto potencial energético (Por exemplo: Fezes e urina animal, restos de abate, palha de milho, folhas, outras biomassas, etc.).

De acordo com o Censo Agropecuário, Florestal e Agrícola do IBGE os três estados que compõem esta região possuem 853.314 estabelecimentos rurais com uma área média de 50 ha, segundo este mesmo censo “no Brasil cerca de 70% dos estabelecimentos tem área entre 1 e 50 ha”, ou seja, em torno de 600 mil destes estabelecimentos enquadram-se no escopo deste estudo. Muitas destas propriedades e empresas, inclusive, sem soluções para o correto despejo de resíduos oriundos da criação de animais (IBGE, 2017).

O potencial de biogás disponível no Brasil é estimado em torno de 44,1 Nm³/ano, sendo que 48% tem como origem a cana de açúcar, 32% a produção a partir de outras atividades rurais, 15% a partir de proteínas animais e 5% com origem no saneamento básico (D'Aquino, et al., 2021). Este potencial poderia representar uma produção de até 170 mil GWh/ano de energia elétrica, ou substituir por exemplo 40,8 bilhões de litros de diesel neste mesmo período (Associação Brasileira de Biogás, 2021).

Observa-se também um interesse nacional na descentralização da matriz energética a partir da Geração Distribuída, inclusive com a publicação, por iniciativa da agência reguladora ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, de diversas resoluções e manuais fomentando o aumento da geração distribuída no país, a exemplo da Resolução Normativa nº 687/2015 que revisou a Resolução Normativa nº 482/2012.

As políticas atuais demonstram que o Brasil segue a tendência global com o comprometimento com energias renováveis e trabalha para a manutenção de sua já histórica matriz com menor participação de recursos não renováveis frente à média mundial (Freitas, et al., 2019). Também deve-se considerar a necessidade mundial de maior cuidado com emissões de gases geradores de efeito estufa e seus impactos ambientais, legais e econômicos.

A geração de biogás através de biodigestores é uma tecnologia disponível no mercado, porém o uso em propriedades de pequeno porte ainda parece restrito, uma vez que 95% da geração de energia a partir de biogás é proveniente de resíduos urbanos sólidos, de acordo com os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (ANEEL, 2017).

A disponibilidade de matéria para a geração de biogás e a implantação destes sistemas pode viabilizar o aproveitamento de inúmeras oportunidades de negócio, uma vez que além do expressivo número de propriedades nessa região que não aproveitam o potencial energético e econômico da biomassa, gerando passivos ambientais e/ou custos de tratamento de resíduos, como dejetos animais, restos de abate, etc., estas propriedades menores em geral não dispõem de conhecimento difundido para a aplicação de modelos técnicos e econômicos que permitam a transformação deste passivo ambiental e do potencial da biomassa em um ativo energético e comercialmente viável.

A produção de biocombustíveis tem o potencial de desenvolver novas oportunidades de mercado para produtos agrícolas e como consequência, novas opções de renda para os agricultores. Vislumbra-se que a agricultura não terá apenas um papel na produção de alimentos, mas também no fornecimento de energia, contribuindo assim para a multifuncionalidade do setor agrícola (Rutz, et al., 2007).

Encontrar um modelo economicamente viável para o uso do biogás e a melhor composição entre as opções estudadas, além de maximizar os resultados financeiros, contribuirá para a sustentabilidade da matriz energética nacional e para o desenvolvimento do conhecimento para a academia.

Sendo assim há uma oportunidade de contribuir com a sociedade apontando um modelo exequível técnico e economicamente para o uso de biogás destas propriedades, ampliando as possibilidades de investimentos e contribuindo para a diversificação das fontes de rendas agrícolas e até de pequenas empresas geradoras de resíduos de biomassa.

Com base em um modelo viável, a formação e desenvolvimento do conhecimento proporcionará ao autor a capacidade de buscar parcerias entre

indústria, sistema financeiro e produtores rurais para a implantação de projetos dessa natureza, criando uma empresa apta a implantar e/ou operar tais sistemas.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 BIOGÁS E BIOMETANO

O biogás é um biocombustível obtido a partir da decomposição de materiais orgânicos, que podem ser de origem animal ou vegetal, por decomposição anaeróbica, uma vez que é feita em ambientes com baixo teor de oxigênio, e sua composição tem como principal elemento do metano, gás combustível que pode ser utilizado para geração de energia térmica, elétrica, como combustível veicular, entre outros (CIBiogás, et al., 2019).

Conforme estudos e testes laboratoriais o biogás proveniente de biodigestores possui em torno de 55% de metano, 32% de dióxido de carbono (CO_2) e o restante de outros gases (Sistema de Compresión de Biogás y Biometano, 2013).

Considerando que apenas no metano é um gás combustível torna-se necessário o tratamento do biogás para obtenção apenas do combustível, este tratamento resulta em um gás com aproximadamente 95% a 100% de metano e é chamado de biometano (Rutz, et al., 2007).

2.1.1 Requisitos de qualidade

Ainda de acordo com Rutz & Janssen em geral o biometano deve conter mais que 80% de metano, porém para uso em veículos o padrão deverá atender 97% (+ ou - 2%) de metano.

O biogás também pode conter teores elevados de H_2S , gás altamente tóxico e que se combinado com água pode gerar enxofre elementar causando graves problemas de corrosão, desta forma é necessário no processo de tratamento do biogás que o sulfeto de hidrogênio seja retirado através de processos como por exemplo a redução com óxido de ferro e hidrodesulfurização (Khan, et al., 2021).

A Tabela 1 abaixo apresenta os requisitos técnicos de aceitação de teor

de H₂S listados a partir das formas mais comuns de uso do biogás recomendados internacionalmente.

Tabela 1 - Requisitos de teor de H₂S

Uso - Tecnologia	H₂S
Caldeira	<1000 ppm
Motor Estacionário	< 200 – 1000 ppm*
Fogão de Cozinha	<10 ppm
Combustível Veicular	<5 ppm
Rede Pública de Gás Natural	<4 ppm
Biometano Líquido	<4 ppmv

*dependendo do tamanho do motor

Fonte: Adaptado (Khan, et al., 2021), (Sun, et al., 2015)

No Brasil a ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis editou a RESOLUÇÃO ANP Nº 8, posteriormente atualizada por diversas resoluções, que se aplica ao Biometano oriundo de produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais destinado ao uso veicular (GNV) e às instalações residenciais e comerciais e tem como objetivo estabelecer a especificação do biometano no Brasil (ANP, 2015).

A Tabela 2 apresenta um resumo das principais características do biometano destinado à comercialização no Brasil, conforme definido pela ANP:

Tabela 2 - Especificação do biometano de produtos e resíduos agrossilvopastoris e comerciais

Característica	Unidade	Limite
		*Centro-Oeste, Sudeste e Sul
Poder calorífico Superior	kJ/m³	35.000 a 43.000
Poder calorífico Superior	kWh/m³	9,72 a 11,94
Metano, mín.	% mol.	90
Oxigênio, máx.	% mol.	0,8
CO₂, máx.	% mol.	3
CO₂ + O₂ + N₂, máx.	% mol.	10
Enxofre Total, máx.	mg/m³	70
Gás Sulfídrico (H₂S), máx	mg/m³	10
Ponto de Orvalho de hidrocarbonetos	°C	0

Fonte: Adaptado (ANP, 2015)

2.2 SISTEMAS DE TRATAMENTO E TRANSPORTE DE GASES EM PEQUENO VOLUME

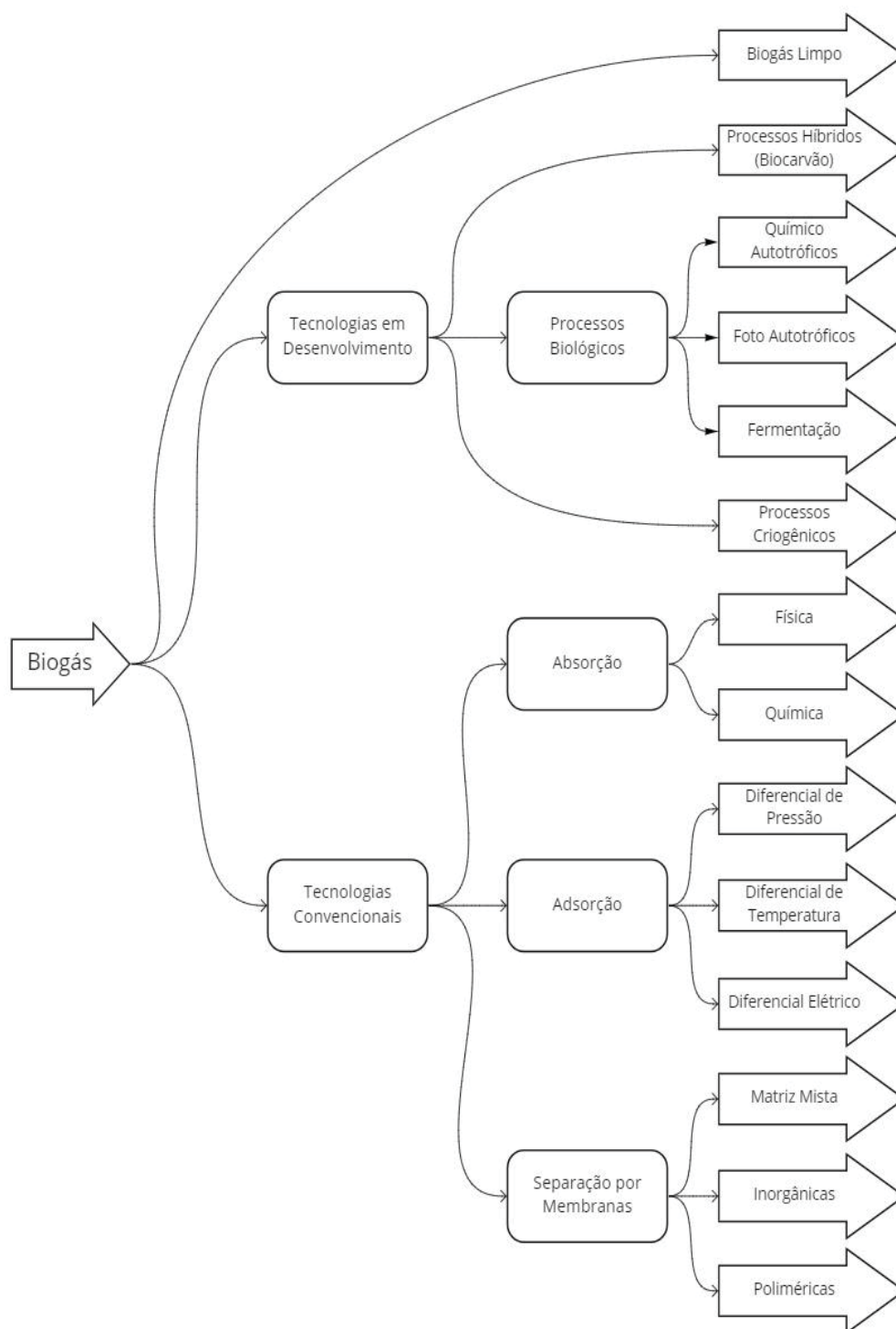
2.2.1 Sistemas de tratamento

O biogás é uma combinação basicamente de metano (55 % - 80%) e dióxido de carbono, sabendo que o metano é o combustível a ser utilizado como combustível e possui valor comercial relevante torna-se necessária a separação do metano, neste caso chamado de biometano em função da sua origem, a biodigestão, com o objetivo de aumentar a sua concentração para índices em torno de 95% a 100% de metano. Destaca-se que o biometano obtido a partir do biogás possui composição química idêntica ao gás natural (Rutz, et al., 2007).

As principais formas de tratamento e purificação de biogás são a lavagem com água, absorção física e química, adsorção, filtração com membranas, métodos criogênicos, métodos biológicos, entre outros processos (Khan, et al., 2021).

A Figura 1 abaixo apresenta uma revisão dos principais métodos de tratamento e purificação de biogás e na sequência são detalhados os métodos mais consolidados atualmente, uma vez que este trabalho se propõe a definir um modelo simples e de pequena escala que utilize tecnologias disponíveis e consolidadas no mercado fornecedor.

Figura 1 – Métodos de Purificação e Tratamento de Biogás



Fonte: Adaptado de (Khan, et al., 2021)

a) Lavagem com água

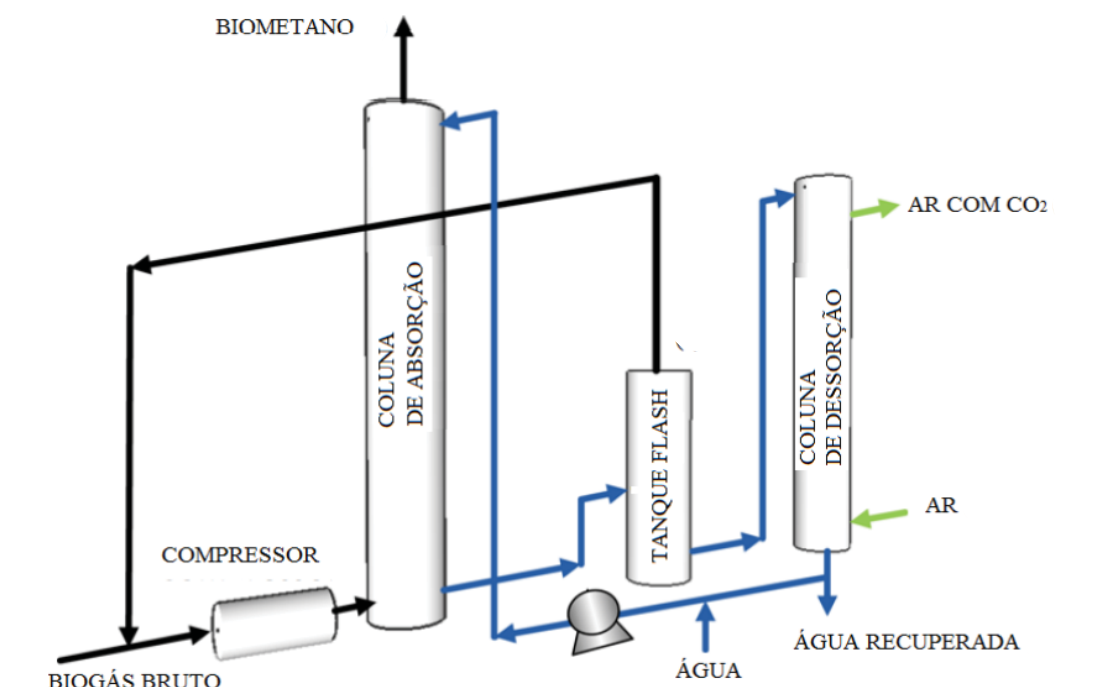
Processo de absorção física onde a água é utilizada para separar o dióxido de carbono do gás, processo baseia-se na diferença de solubilidade do dióxido de carbono e metano na água e no controle dos parâmetros do processo

no purificador, como pressão e temperatura, que são determinados para maximizar essa diferença na solubilidade. Atualmente a maioria dos purificadores de água são operados a uma pressão em torno de 6 a 8 bar (Hoyer, et al., 2016).

Este processo é consolidado mundialmente e capaz de lidar com as diversas impurezas que compõem o biogás bruto, tais como H_2S , Amônia e outros contaminantes, que normalmente são expelidos pelo purificador de água e nenhum pós tratamento torna-se necessário. Importante ressaltar que em alguns casos o tratamento do ar removedor é necessário para cumprir requisitos ambientais legais.

A Figura 2 abaixo apresenta o processo simplificado de lavagem, que consiste basicamente em injetar o biogás em uma coluna de absorção com água, baixas temperaturas e alta pressão. O gás puro é retirado pelo topo e a água rica em impurezas que sai pela base da coluna é tratada através de um processo de dessorção com ar que libera o CO_2 e demais impurezas para a atmosfera, a água tratada pode ser reutilizada no processo. Em alguns casos pode ser inserida uma etapa de retirada adicional de gases, flash, que leva metano residual novamente para o início do processo, aumentando a eficácia do sistema (Coelho, et al., 2018).

Figura 2 – Lavagem com água



Fonte: Adaptado de (Veiga, 2016)

b) Absorção física

A absorção física possui o mesmo princípio da lavagem com água apresentada no item anterior, a principal diferença consiste na troca da água por diferentes solventes orgânicos, tais como metanol e éteres dimetílicos de polietilenoglicol. Como o CO_2 tem maior solubilidade em solventes orgânicos os sistemas de tratamento podem ser mais compactos e uma parte do trabalho de bombeamento pode ser evitado (Sun, et al., 2015).

c) Absorção Química

Da mesma forma a absorção física segue o mesmo princípio, porém os solventes utilizados são solventes inorgânicos e aminas (Khan, et al., 2021).

d) Adsorção

O principal método de adsorção é a separação por diferencial de pressão, tecnologia muito versátil de separação e tratamento de gases e de biogás, desenvolvida desde os anos de 1960 tornou-se um dos processos mais utilizados em ambientes industriais obtendo boa eficiência com baixo custo de investimento de capital (Patterson, et al., 2011).

O processo é baseado na capacidade de suspensão de diversos elementos em diferentes condições de pressão que pelo diferencial de tamanho molecular em relação ao CO_2 permite que este entre na matriz de um material absorvente enquanto o metano não acessa esta matriz, mas passa através dos espaços intersticiais moleculares.

e) Separação por membranas

O princípio da permeabilidade seletiva serve como conceito básico deste processo, onde membranas com diferentes graus de permissividade a nível molecular separam os gases, principalmente CO_2 e H_2S , do metano.

As membranas em geral são de materiais inorgânicos, poliméricos e compostos e foram largamente estudadas ao longo dos últimos anos. Este método mostra-se muito adequado aos pequenos sistemas uma vez que requer baixo investimento e o processo requer nível reduzido de consumo energético, sendo a sua principal alavanca a evolução da engenharia de materiais adequados à correta separação dos gases (Basu, et al., 2010).

2.2.2 Sistemas de compressão

Os compressores são equipamentos com o objetivo de aumentar a pressão de um fluido gasoso (ar, gás natural, metano, biogás, etc.) através da conversão de energia mecânica em energia pneumática com a compressão de um gás em um reservatório de maior pressão (Souza, et al., 2012).

Existem diversos tipos de compressores e os principais são divididos pelo seu modo de operação, que são os compressores de deslocamento positivo (pistão e de parafuso) e os compressores de palhetas (ou turbocompressores).

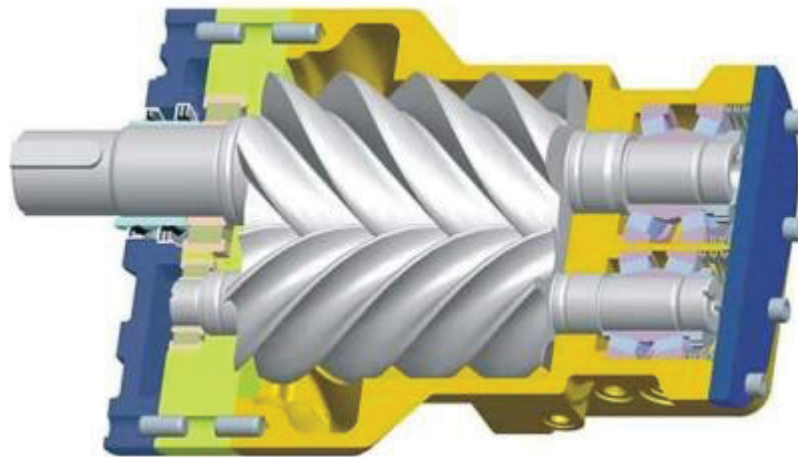
a) Compressores de deslocamento positivo:

Consistem em equipamentos que deslocam uma quantidade fixa de ar em um ambiente confinado, normalmente são a pistão rotativo ou parafuso. O princípio de funcionamento pode ser comparado a uma seringa, onde a medida que o êmbolo se move o volume é deslocado e a pressão aumenta até que haja energia suficiente para manter a compressão, após isto o volume é deslocado para um recipiente de armazenamento, normalmente um cilindro (Forsthoffer,

2005).

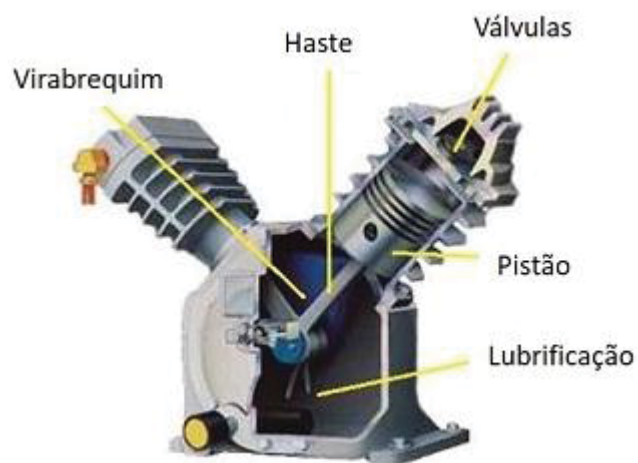
A Figura 3 abaixo apresenta um modelo de funcionamento de um compressor de deslocamento positivo do tipo parafuso e a Figura 4 apresenta o de um compressor do tipo pistão.

Figura 3 – Compressor tipo parafuso



Fonte: (Loja Schulz, 2021)

Figura 4 – Compressor tipo pistão



Fonte: (MTI Brasil, 2021)

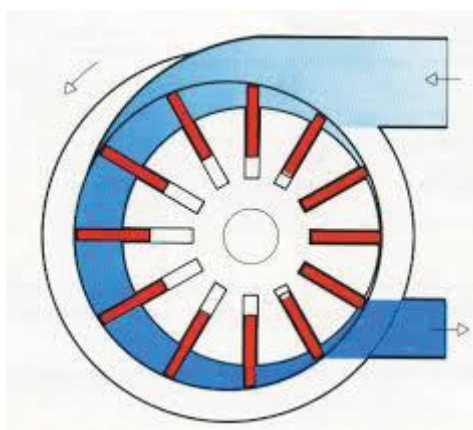
b) Compressores de palhetas, ou turbocompressores:

Deslocam grandes quantidades de ar através de turbinas providas de palhetas, ou lâminas que aumentam a velocidade do gás.

Os sistemas de compressão podem ser alimentados através de diversas fontes de energia mecânica, por exemplo motores elétricos, motores a combustíveis como gás, biogás, diesel e gasolina, e até sistemas a partir de fontes alternativas como turbinas hidráulicas.

A Figura 5 abaixo apresenta um modelo esquemático de um compressor de palhetas.

Figura 5 – Modelo esquemático de compressor de palhetas



Fonte: Informação Pública

2.2.3 Veículos e sistemas de armazenamento e transporte de gases

O armazenamento de gás natural e conseqüentemente do biogás e do biometano é um desafio mundial, uma vez que a sua produção normalmente se dá em regiões remotas, por exemplo com as propriedades escopo deste estudo que são rurais e naturalmente localizadas fora de grandes centros urbanos consumidores (Odumugbo, 2010). Para se ter uma ideia o metano, principal componente do biometano, possui uma densidade de energia de 0,11% da gasolina em condições normais de pressão e temperatura (Feroldi, 2017).

Isso reforça ainda mais a necessidade de soluções adequadas de armazenamento, transporte e também uso do biogás no local da produção, uma vez que propriedades rurais não costumam possuir estrutura para escoamento de gás através de malhas dutos e sistemas integrados.

A tecnologia conhecida como gasoduto virtual, que pode ser GNC (Gás Natural Comprimido) e GNL (Gás Natural Liquefeito) é uma solução de

transporte de gases tendo como origem e destino regiões desprovidas de uma malha de gasoduto, que inclusive permite estimular o desenvolvimento de novos mercados fornecedores e consumidores deste tipo de combustível (Bendezú, 2009). Estas tecnologias também podem ser utilizadas para compressão, armazenamento e transporte de biometano.

Existem outras tecnologias para armazenamento e transporte de metano, como por exemplo HGN (Hidrato de Gás Natural), porém não serão objeto deste estudo uma vez que se propõe o desenvolvimento de uma tecnologia simples e consolidada no mercado, mantendo-se assim o foco na tecnologia de gás comprimido.

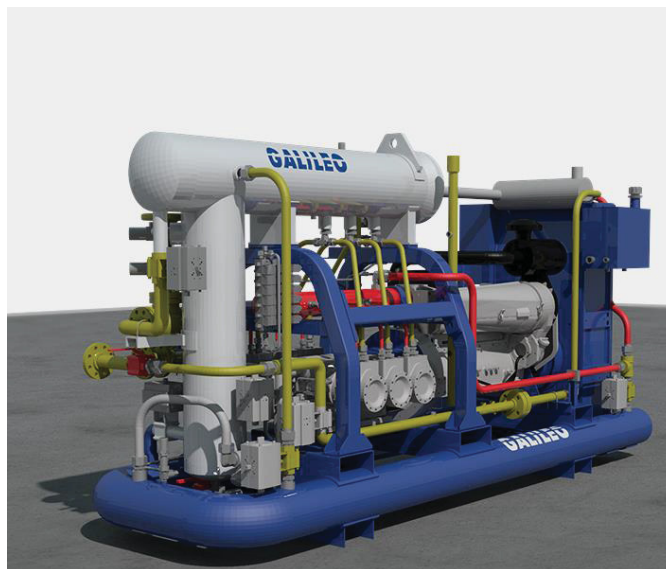
Outra forma de transporte desta energia é através da GTW (*Gas to Wire*, que em português pode-se entender como Gás via cabos elétricos), modelo que será abordado no próximo capítulo deste estudo.

As etapas para transporte e uso do gás comprimido basicamente são (i) Compressão, (ii) Transporte e (iii) Descompressão. Quando comprimido o biometano pode ocupar um volume em torno de 268 vezes menor do que o ocupado em condições de pressão atmosférica (ANP - Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis, 2021).

Existem tecnologias já consolidadas no mercado de compressão de gás natural e/ou biometano que podem inclusive ser montadas e transportadas em *skids*, facilitando a sua instalação em locais mais remotos. A exemplo de solução disponível existe a empresa Galileo Technologies, que possui em seu portfólio o compressor da linha NX 45, o Nanoil que segundo a empresa é o menor pacote de compressão da família Galileo. Sua versatilidade de resposta para operações de baixa potência em compressão de cabeça de poço vem acompanhada da configuração plug-and-play que facilita o transporte, a conexão e a entrada em funcionamento (Galileo Technologies, 2021). Este modelo apresenta configurações adequadas ao volume de produção e dimensões que podem ser adaptadas em um caminhão de compressão e transporte, com comprimento de 3,50 m, largura de 1,10 m, altura de 1,80, peso de 2,2 ton e capacidade de compressão de 50 até 600 m³/h. A Figura 6 apresenta o projeto do compressor NX45 da empresa Galileo, uma solução viável e disponível no mercado

fornecedor.

Figura 6 - Compressor Galileo NX45



Fonte: (Galileo Technologies, 2021)

Após a compressão o transporte do gás pode ser realizado através de caminhões com carrocerias adaptadas para este transporte. A Tabela 3 abaixo apresenta alguns modelos disponíveis no mercado e suas especificações.

Tabela 3 - Modelos de Carretas de Transporte

Empresa	NEO gás			Galileo		Fiba
Modelo	Tubulão	SRI 128	SRV 80	1300	1500	Super Jumbo
Capacidade do Módulo (m ³)	-	-	-	1300	1500	-
Capacidade Operacional (m ³)	4750	5120	3200	4900	5700	4096
Pressão de Armazenamento (bar)	220	250	250	250	200	165

Fonte: Adaptado (Bendezú, 2009)

Como pode ser verificado na Figura 7 abaixo o modelo GNC SRV 80 da empresa NEOgás, apresenta dimensões adequadas 8,1 m de comprimento, 2,4 m de largura e 3,8 m de altura, com peso total de 16 ton, disponibilidade no mercado nacional e especificações de pressão máxima que se adequam ao padrão de compressão utilizado no Brasil, em torno de 220 bar, e 3200 m³ de

capacidade de carga.

Figura 7 - Semi Reboque SRV 80 - NEOgás



Fonte: (NEOgás, 2021)

A empresa Galileo também possui um modelo modular muito adequado às operações de menor porte, Figura 8, esta solução pode ser integrada em caminhões de tamanho variável e inclusive com liberação espaço para a instalação do módulo de compressão. Cada módulo possui capacidade de 1500 m³ a até 250 bar.

Figura 8 - Módulos Galileo



Fonte: (Galileo Technologies, 2021)

Para a descompressão e uso do gás são necessárias estações de redução e controle de pressão, também com tecnologia disponível da NEOgás e Galileo. Estes equipamentos garantem até 97% de descarga dos cilindros de transporte e a entrega do gás dentro das especificações requeridas de pressão

e vazão (NEOgás, 2021).

Também está disponível no mercado uma solução integrada de coleta, tratamento de biogás e compressão do biometano, trata-se da Microbox-Bio da Galileo, Figura 9. Segundo a fabricante o Microbox-Bio é um pacote de compressão de biometano com planta integrada de acondicionamento de biogás. Sua tecnologia plug-and-play e sua configuração intrinsecamente segura permite processar até 500 metros cúbicos normais por hora (Nm^3/h) de biogás. Assim, é possível monetizar recursos que até agora não tinham valor ou causavam impactos no meio ambiente, bem como fornecer biometano comprimido (Bio-GNC) como combustível limpo para o transporte, a geração elétrica e em todo tipo de indústrias. Outra característica importante dessa solução é a capacidade de operar com variadas condições de pressão de entrada dentro do range de 0,10 bar e 60 bar, o que se adaptada muito bem a situações onde a fonte de biogás são balões de armazenamento conectados a biodigestores (Galileo Technologies, 2021).

Figura 9 - Estação de Tratamento, Compressão e Armazenamento - Microbox-Bio Galileo



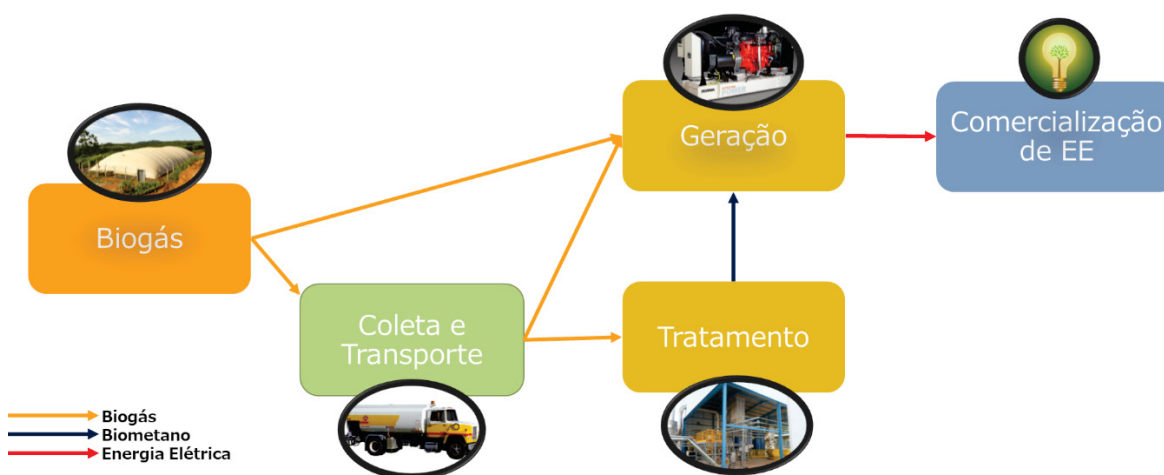
Fonte: (Galileo Technologies, 2021)

2.3 SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DE BIOGÁS E BIOMETANO

Uma tecnologia que apresenta bom potencial de ser uma solução para o transporte da energia proveniente do biogás, biometano e gás natural é a GTW (*Gas To Wire*), poderia ser entendido em português como “gás via cabos elétricos”. Esta tecnologia consiste basicamente na conversão do gás em energia elétrica através de grupos geradores e o transporte e distribuição da energia através de redes de transmissão e distribuição públicas e privadas (Orisaremi, et al., 2021).

A Figura 10 abaixo apresenta o modelo GTW aplicado ao tipo de caso desse estudo, com geração a partir de atividades rurais e distribuição através da rede pública de energia. Observa-se as possíveis rotas do modelo GTW seja ele através da geração a partir de biogás e biometano no local da geração do gás ou através de um modelo de central geradora, para contemplar casos de propriedades que não comportem um sistema de geração independente, o gasoduto virtual, abordado no item 2.2.3 deste trabalho. As cores das setas indicam a forma em que a energia se encontra conforme detalhado na legenda.

Figura 10 - Rotas de uso e comercialização de energia elétrica através de GTW



Fonte: Autor

As tecnologias necessárias para cobrir estas rotas foram abordadas em capítulos anteriores e compreendem os sistemas de coleta, transporte e tratamento de biogás. Nos próximos capítulos serão abordados os sistemas de

geração e normas, requisitos e oportunidades do mercado brasileiro de comercialização de energia elétrica.

2.3.1 Grupos Geradores

O uso do biogás para combustão direta e em motores são as suas principais formas de aplicação. No caso do uso em motores de combustão interna (máquinas primárias), estes fazem a combustão do biogás gerando energia mecânica em um eixo que é acoplado a geradores elétricos que podem alimentar de energia elétrica as próprias propriedades rurais ou até redes públicas de energia na geração distribuída (Souza, 2016).

Além de motor a combustão interna e gerador elétrico normalmente são instalados sistemas de transformação, segurança, controle e monitoramento de energia elétrica, estes conjuntos costumam ser denominados no mercado de “Grupo Gerador”.

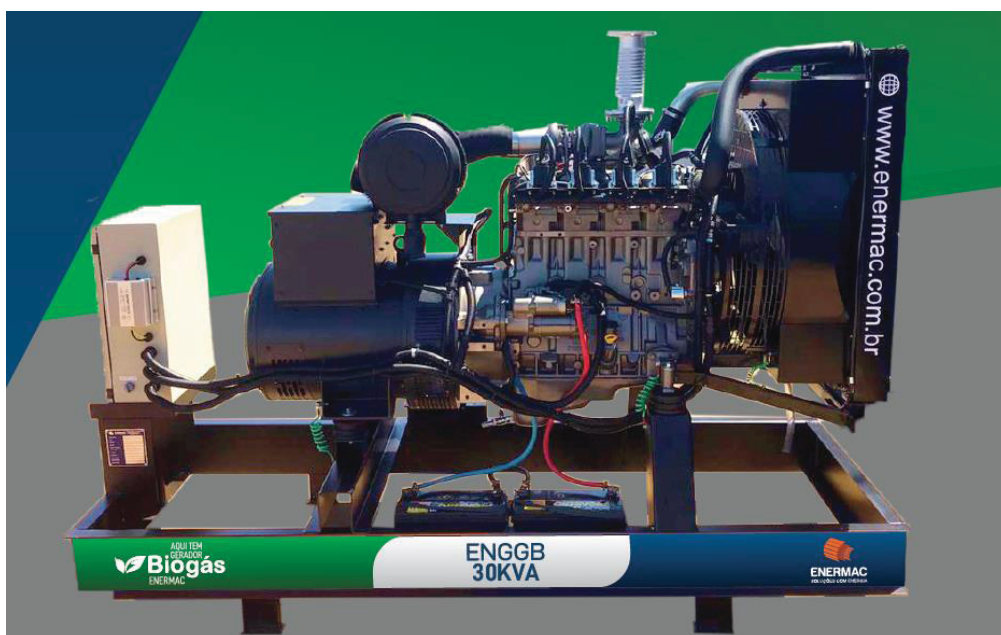
Existe um mercado relativamente desenvolvido de grupos geradores à biogás, seja no exterior e até no Brasil, com fabricantes mundialmente conhecidos, como por exemplo a Caterpillar, que possui uma linha exclusiva de grupos geradores a biogás de até 2 MW de potência. Nos próximos itens serão apresentados alguns sistemas disponíveis e que apresentam especificações que atendem ao cenário de estudo proposto neste trabalho, de menor capacidade.

- Enermac - ENGGB 30KVA - 60Hz, (ENERMAC, 2021):

Grupo gerador com 20kW de capacidade de geração, Figura 1 abaixo, dimensões bastante adequadas para alocações de pequeno porte (Altura: 1,35m; Largura: 0,85m; Comprimento: 1,85m; Peso 570kg), pode ser alimentado com biogás e biometano.

Além da produção de energia elétrica este equipamento descarrega 0,17kg/s de gás de escape à 526° C, que pode ser utilizado para cogeração, aquecimento, caldeiras, entre outros. Em regime contínuo o consumo estimado é de 14m³/h de biogás e quando alimentado por biometano 9m³/h.

Figura 11 - Grupo Gerador a Biogás - Enermac



Fonte: (ENERMAC, 2021)

- Germek – GKG 50, (Germek, 2021)

Equipamento similar ao Enermac com capacidade de geração de 35kW, consumo médio de 20m³/h de biogás, a Figura 12 apresenta um modelo similar da fabricante Germek.

Figura 12 - Grupo Gerador Germek - Similar



Fonte: (Germek, 2021)

2.4 MERCADO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL publicou em 20/12/2021 a Resolução Normativa nº 1.000/2021 (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021), neste capítulo chamada apenas de “resolução”, que consolida as principais regras para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, agregando os atos normativos relativo a este serviço público (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022).

Em 06/01/2022 foi sancionada a Lei 14.300 que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS), (Brasil, 2022). Importantes mudanças foram trazidas por esta nova legislação, como benefícios e remuneração das distribuidoras pelo transporte de energia de geração distribuída, possibilidade de aquisição de energia de micro e minigeradores e cronograma de longo prazo para aplicação de novas taxas de distribuição de energia na geração distribuída, conforme abaixo:

- i. 15% (quinze por cento) a partir de 2023;
- ii. 30% (trinta por cento) a partir de 2024;
- iii. 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;
- iv. 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;
- v. 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;
- vi. 90% (noventa por cento) a partir de 2028;
- vii. 100% a partir de 2029.

Destaca-se, além de toda a legislação consolidada nesta resolução, os 11 módulos do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017).

Os principais aspectos analisados em relação à legislação vigente serão abordados em dois cenários: (i) Geração e consumo dentro da mesma propriedade (aqui abordado como “Consumo Intramuros”) e; (ii) Geração e comercialização da energia utilizando a rede pública de distribuição, seguindo a lógica do GTW, detalhado no item 2.3 deste trabalho.

2.4.1 Consumo intramuros

A nova resolução revogou a Resolução Aneel Nº 493/2012 que estabelecia procedimentos e condições para Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI) e o Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI). A resolução regulamenta os serviços públicos de distribuição de energia elétrica, inclusive para fornecimento pelas distribuidoras às comunidades e locais remotos. Ou seja, em um caso de um sistema de uso privado e sem acesso à rede pública de distribuição em uma mesma propriedade deverá haver o cumprimento das normas técnicas da engenharia elétrica, sem necessidade de solicitação de acesso às distribuidoras concessionárias.

2.4.2 Aquisição e comercialização da energia no mercado livre e mercado regulado/cativo

As regras para aquisição de energia elétrica, previstas na resolução e demais legislações, contemplam em geral três modelos amplos de compra e venda de energia: (i) Compra direta com as distribuidoras locais observadas as tarifas homologadas pela ANEEL, modelo previsto para os clientes do “grupo b”; (ii) opção de compra da energia, total ou parcial, nos seguintes ambientes: a) Ambiente de Contratação Regulada - ACR: com a celebração do Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER com a distribuidora local; ou b) Ambiente de Contratação Livre - ACL: com a celebração do Contrato de Compra de Energia no Ambiente de Contratação Livre – CCEAL, com o agente vendedor. Estes modelos podem ser adotados pelos clientes do “grupo a” e demais grupos (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021).

Quando a aquisição é feita de forma direta com as distribuidoras a aquisição é denominada de mercado regulado e/ou cativo, já nos demais modelos trata-se do ACL – Ambiente de Contratação Livre e/ou mercado livre de energia. Para enquadramento no mercado livre a resolução define o cronograma, apresentado abaixo, que reduz as faixas mínimas de demanda ao longo do tempo e facilita o acesso de mais consumidores a este mercado (Valor mínimo de demanda contratada para acesso ao ACL):

- I - a partir de 1º de julho de 2019: 2.500 kW;
- II - a partir de 1º de janeiro de 2020: 2.000 kW;
- III - a partir de 1º de janeiro de 2021: 1.500 kW;
- IV - a partir de 1º de janeiro de 2022: 1.000 kW; e
- V - a partir de 1º de janeiro de 2023: 500 kW.

Para a comercialização de energia serão abordadas as oportunidades verificadas nas legislações considerando o perfil de propriedade e modelo de negócio que se propõe neste trabalho, portanto não será considerado o modelo de geração e comercialização previsto para grandes geradores, apenas modelos de pequeno porte.

2.4.3 Geração distribuída

Regulamentada desde 2012 conforme Resolução 482/2012 da ANEEL, depois atualizada pela Resolução 687/2015 da ANEEL e agora complementadas em 2021 e 2022 pela Resolução 1.000/2021 da ANEEL e pela Lei 14.300/2022, a geração distribuída é uma realidade no Brasil.

O modelo de geração distribuída já consolidado teve algumas alterações importantes nestas novas legislação e regulamentação. Abaixo são apresentados alguns aspectos da legislação que são importantes conceitos aos modelos de negócio avaliados neste trabalho, (Brasil, 2022) e (ANEEL, 2017), que se adequam ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), que conforme a legislação é o “sistema no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema”:

- a) Enquadramento: Estes sistemas são divididos basicamente em Micro e Minigeração distribuída.
 - (i) microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

- (ii) minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW, menor ou igual a 5 MW para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

b) Critérios de acesso:

Podem aderir ao SCEE os consumidores de energia, pessoas físicas ou jurídicas, e suas respectivas unidades consumidoras (i) com microgeração ou minigeração distribuída com geração local ou remota; (ii) integrantes de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras; (iii) com geração compartilhada ou integrantes de geração compartilhada; e (iv) caracterizados como autoconsumo remoto. Não poderão aderir os consumidores livres que tenham exercido a opção de compra de energia elétrica.

c) Modalidades de consumo/geração:

- (i) Autoconsumo local: modalidade de microgeração ou minigeração distribuída eletricamente junto à carga no qual o excedente de energia elétrica gerado por unidade consumidora de titularidade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora;
- (ii) Autoconsumo remoto: modalidade caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras em endereços distintos, desde que na área de abrangência de uma mesma

distribuidora;

- (iii) Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: conjunto de unidades consumidoras localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sem separação por vias públicas, passagem aérea ou subterrânea ou por propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento, em que as instalações para atendimento das áreas de uso comum, por meio das quais se conecta a microgeração ou minigeração distribuída, constituam uma unidade consumidora distinta, com a utilização da energia elétrica de forma independente, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento;
- (iv) Geração compartilhada: modalidade caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil, instituída para esse fim, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

2.4.4 Estações de recarga de veículos elétricos

Conforme Artigo 554 da Resolução 1.000/2021: “Art. 554. É permitida a recarga de veículos elétricos que não sejam do titular da unidade consumidora em que se encontra a estação de recarga, inclusive para fins de exploração comercial a preços livremente negociados”, esta possibilidade de comercialização livre de energia trazida pela resolução será estudada neste trabalho como um dos modelos que junto com a legislação da geração distribuída poderia permitir a monetização dos créditos obtidos em uma geração a partir do biogás, monetizando a energia através de autoconsumo remoto em unidades de recarga de veículos que prestam este serviço.

Existem diversas opções de tecnologia de recarga disponível no mercado, um exemplo é a EVlink Parking da fabricante Schneider Electric, Figura 13, este

tipo de equipamento é capaz de operar em áreas externas como pontos comerciais, estacionamentos privados, estações de carregamento compartilhado, vias públicas ou qualquer local que precise de gerenciamento de carga e cobrança, com alta disponibilidade no mercado pode inclusive ser adquirida em lojas online (Schneider Electric, 2021). Com duas saídas de carregamento rápido com potência individual de 22kW é uma solução interessante a modelo de monetização da energia proveniente de biogás, com transporte da energia utilizando a GTW, conforme proposto neste trabalho.

Figura 13 - Estação de Recarga EVLink



Fonte: (Schneider Electric, 2021)

2.5 MERCADO DE TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS

Em 8 de abril de 2021 foi sancionada a Lei nº 14.134 que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Em seguida em 2 de junho de 2021 o Decreto nº 10.712 regulamentou a referida Lei que juntos formam a chamada “Nova Lei do Gás” (Brasil, 2021). O Art. 4º, determina que “a atividade de transporte de gás natural será exercida em regime de autorização, abrangidas a construção, a ampliação, a operação e a manutenção das instalações”, esta mudança é relevante uma vez que até então

o modelo de concessão era utilizado para a construção e operação de gasodutos, forma muito mais complexa e que limita a ampliação em massa da rede de transporte e distribuição.

Esta nova legislação moderniza a legislação antiga com o objetivo de fomentar o crescimento da rede de transporte e distribuição de gás natural no país, aos moldes da já consolidada rede de transmissão e distribuição de energia elétrica (Governo do Brasil, 2021). Embora o modelo do mercado de energia elétrica seja um exemplo o mercado de gás ainda não está estruturado neste nível e ainda será necessária uma grande evolução e coordenação por parte da ANP, órgão que ficou responsável por acompanhar o funcionamento do mercado de gás natural e regular a organização e o funcionamento do mercado atacadista de gás natural.

De acordo com a legislação caberá ainda à ANP, elaborar diagnóstico sobre as condições de concorrência de gás natural e da concentração na oferta de gás natural no país e adotar as providências necessárias à criação de estímulos para ampliação da concorrência.

Um dos principais dispositivos da regulamentação é o Art. 4º que determina que “[...] o biometano e outros gases intercambiáveis com o gás natural terão tratamento regulatório equivalente ao gás natural, desde que atendidas as especificações estabelecidas pela ANP”, permitindo assim que em o biometano, enquadrado nos requisitos técnicos da ANP, seja transportado e comercializado através da rede nacional de gasodutos, beneficiando-se da regulação ligada ao gás natural.

Além disto a comercialização e distribuição de gás no varejo é de responsabilidade regulatória dos estados, o que, junto com as limitações apresentadas acima, torna ainda mais complexa a capilarização deste mercado aos níveis da rede de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

3 DESAFIOS

Tendo em vista as informações apresentadas na revisão bibliográfica, alguns desafios que envolvem este trabalho podem ser destacados.

- A legislação voltada à geração distribuída ainda está muito direcionada para o consumo próprio, o que faz necessária a estruturação de associações ou consórcios entre empresas e investidores, que acaba requerendo, para cada caso real analisado, estudos tributários aprofundados, dada a complexa legislação brasileira ligada a este aspecto, inclusive considerando legislações específicas de estados e municípios.
- Embora já consolidada desde 2012 a legislação do mercado de geração distribuída está em constante mudança e também questionamento por parte de todos os envolvidos, o que pode trazer incertezas e riscos para estruturação de negócios de longo prazo. A exemplo disso tem-se a nova lei e regulação deste mercado, publicada em dezembro de 2021 e janeiro de 2022, abordada no item 2.4 deste estudo.
- Os desafios ligados ao transporte de biogás, em função das suas condições físico-químicas que dificultam a liquefação e transporte em massa, trazem uma direta dependência destes modelos de negócio aos preços da energia no mercado, que em cenários de forte baixa nos preços podem não se mostrarem resilientes.
- A legislação do mercado de gás, embora tenha sido modernizada, ainda traz diversos desafios para que o transporte, distribuição e comercialização tenham uma capilaridade similar ao mercado de energia elétrica.

4 OBJETIVO GERAL E ESPECÍFICOS

4.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho consiste em definir um modelo para uso local ou através da coleta, transporte e tratamento de biogás, proveniente de biodigestores em pequenas e médias propriedades rurais no sul do Brasil, e a sua posterior monetização via geração e comercialização de energia elétrica e via comercialização de gás (Biogás e Biometano).

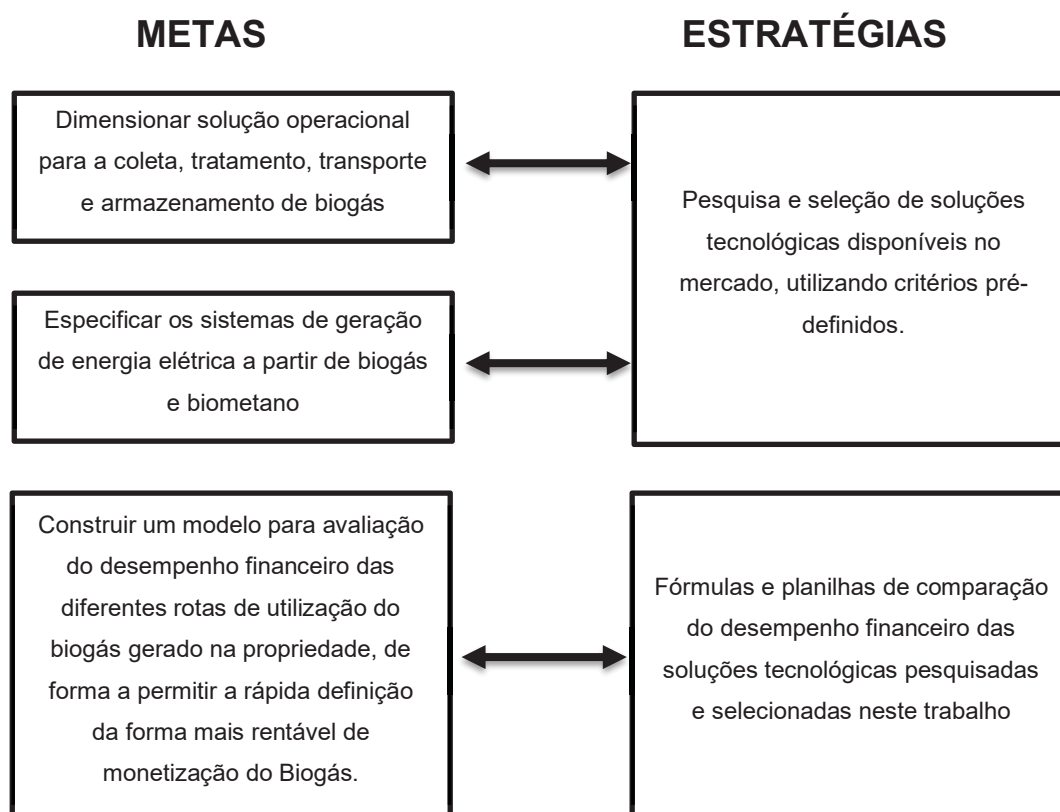
4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

A fim de atingir o objetivo geral, foram definidos os seguintes objetivos específicos a serem executados sequencialmente ou em paralelo:

- a) Dimensionar solução operacional para a coleta, tratamento, transporte e armazenamento de biogás;
- b) Especificar os sistemas de geração de energia elétrica a partir de biogás e biometano;
- c) Construir um modelo para avaliação do desempenho financeiro das diferentes rotas de utilização do biogás gerado na propriedade, de forma a permitir a rápida definição do modelo mais rentável de monetização de acordo com os cenários abaixo:
 - i. Transporte de biogás e tratamento e transporte de biometano para a sua comercialização;
 - ii. Geração centralizada de energia a partir de biogás e biometano transportados de propriedade rurais;
 - ii. Cenários de geração de energia elétrica e modelos de monetização utilizando o conceito da GTW.

A Figura 14, relaciona os objetivos específicos estabelecidos com as respectivas estratégias para se alcançar o objetivo geral.

Figura 14 - Metas e Estratégias



Fonte: Autor

5 METODOLOGIA

Para o desenvolvimento deste trabalho desenvolvimento foram utilizadas pesquisa bibliográfica acadêmica, pesquisa e seleção de tecnologias e equipamentos disponíveis no mercado fornecedor, coleta e avaliação de propostas comerciais de equipamentos e uso de modelo de análise de viabilidade econômica, conforme detalhado nos próximos itens seguindo as metas e estratégias resumidas na Figura 14 acima.

5.1 DIMENSIONAMENTO DE SOLUÇÃO OPERACIONAL PARA A COLETA, TRATAMENTO, TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO

Seguindo os objetivos e o escopo definido para este trabalho o dimensionamento dos sistemas foi realizado através de pesquisa de mercado, onde foram selecionadas soluções tecnológicas que atendessem pequenas e médias operações, com foco em soluções consolidadas no mercado, com menor custo de aquisição, operação e manutenção (OeM), e de simplicidade de

operação e manutenção uma vez que tratam-se de propriedades de pequeno e médio porte em meios rurais, onde o acesso a técnicos altamente qualificados é menor e normalmente estes serviços de OeM são realizados por pessoas da propriedade rural onde o sistema está instalado.

Abaixo são listados os principais critérios utilizados para a seleção e ao lado a preferência adotada:

- I. Capacidade operacional; (Pequenos sistemas)
- II. Custo de aquisição e instalação; (Baixo)
- III. Disponibilidade no mercado nacional; (Alta, evitando equipamentos complexos e importados)
- IV. Custo e complexidade de operação e manutenção; (Baixo custo mensal e com menor complexidade)
- V. Tipo e nível de consolidação da tecnologia no mercado; (Tecnologias simples e consolidadas na literatura)

5.2 SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE BIOGÁS E BIOMETANO

Os sistemas de geração foram selecionados a partir de pesquisa de soluções disponíveis no mercado, seguindo os critérios listados no item anterior. Destaca-se que para este caso considerou-se também a qualidade da energia gerada de forma a atender parâmetros de conexão com a rede pública.

5.3 MODELO DE AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO E COMPARAÇÃO DE SOLUÇÕES

Para a avaliação e comparação de soluções foi criada uma planilha de simulação de cenários. Inicialmente foram definidos os dados de entrada necessários para a realização dos cálculos, automaticamente já gerando uma lista de checagem de todos os dados que devem ser obtidos na visita à propriedade que se deseja realizar a simulação. Isso garantirá que na aplicação prática deste trabalho apenas uma visita seja necessária na propriedade e dependendo da instrução do proprietário ele mesmo poderia informar os dados ao avaliador.

Com todos os dados de entrada foram geradas as fórmulas de cálculo e simulação baseados nas tecnologias e soluções selecionadas conforme itens 5.2 e 5.3 acima. A seleção das soluções já foi direcionada para os tipos de propriedades objeto deste trabalho, portanto nesta etapa dos cálculos a variável final que define a seleção do modelo é o resultado financeiro, que pode ser expresso em lucro líquido, retorno sobre o capital investido, tempo de retorno (*Pay Back*), entre outros.

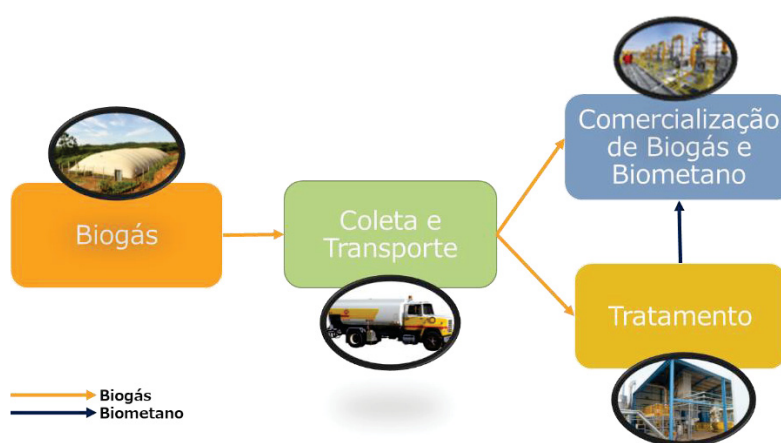
Cabe destacar que para cenários onde envolve-se estruturação de uma empresa foram estimados custos relacionados à esta operação.

5.4 DETALHAMENTOS DOS CENÁRIOS

Os cenários que serão detalhados nos itens abaixo foram definidos a partir de análises dos aspectos citados no item 5.1, valores obtidos nos custos de investimentos necessários para implantação do modelo, desafios técnicos de instalação, comissionamento e operação das tecnologias estudadas e por fim de restrições legais e/ou tributárias.

- CENÁRIO 01 - Compressão, tratamento, transporte e venda de biogás ou biometano, conforme ilustrado na Figura 15 abaixo:

Figura 15 - Cenário 01



Fonte: Autor

- CENÁRIO 02 – Compressão, tratamento transporte e geração de energia elétrica em central de geração:

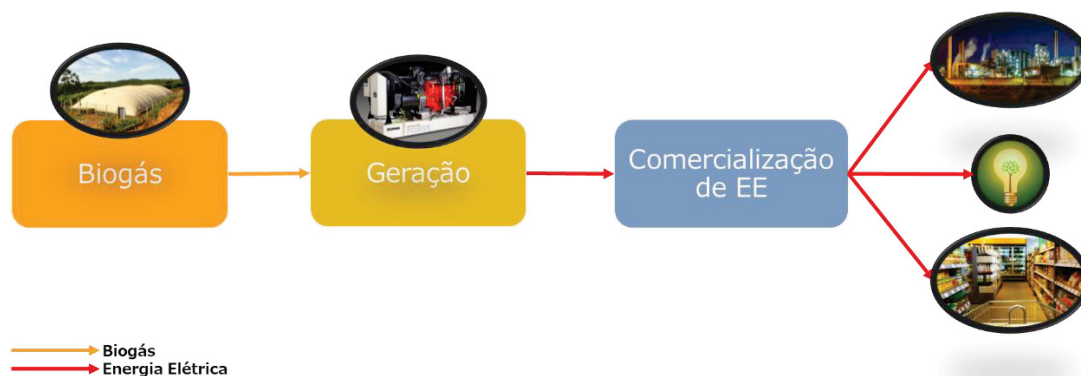
Figura 16 - Cenário 02



Fonte: Autor

- CENÁRIO 03 – Geração de energia elétrica e monetização a partir da estruturação de uma associação com consumidores interessados em investimento e uso de energia através do consumo remoto, conforme ilustrado na Figura 17 abaixo:

Figura 17 - Cenário 03



Fonte: Autor

Neste cenário possíveis empresas como pequenas e médias indústrias, supermercados, padarias e outros comércios com alto consumo de energia elétrica ou até consumidores residenciais em condomínios poderiam participar do investimento obtendo energia gerada de forma ambientalmente sustentável e a custos inferiores aos de mercado.

- CENÁRIO 04 – Geração de energia elétrica e monetização a partir de uma empresa de operação de estações de carregamento de veículos elétricos com consumo remoto:

Figura 18 - Cenário 04



Fonte: Autor

Como referência para a remuneração do Biogás obtido pelas propriedades utilizou-se o caso da cidade de Entre Rios do Oeste, quem em 2020 remunerava com sucesso criadores de suínos ao valor de R\$ 0,28/m³ de biogás, , com um ágio de aproximadamente 25%, de forma a reestabelecer a inflação do período, IPCA de aproximadamente 15%, e 10% a título de contingência e custos não previstos, chegando a uma remuneração de R\$ 0,35/m³ (Prefeitura de Entre Rios do Oeste, 2020). Em relação à vida útil foi adotado o período de 5 anos em função das estimativas apresentadas pelos fabricantes dos geradores estarem em torno de 20.000 horas a 50.000 horas, de acordo com o cumprimento dos planos de manutenção.

5.5 EQUAÇÕES

Para definição das equações a serem utilizadas foram considerados os conceitos abordados na bibliografia e também conceitos desenvolvidos a partir da definição dos cenários detalhados nos cenários detalhados acima. As fontes dos dados considerados para os cálculos são apresentadas nas tabelas apresentadas no capítulo Resultados e Discussão. Abaixo são apresentadas as equações utilizadas neste trabalho.

5.5.1 Produção de Biogás

Equação 1

$$B = A \cdot A1,$$

Onde:

B = Produção de biogás em m³/semana;

A = Número de animais na propriedade;

A1 = Produção de biogás semanal por animal em m³/animal.

5.5.2 Remuneração ao produtor do biogás

Equação 2

$$D = B \cdot C$$

Onde:

D = Remuneração ao produtor do biogás em R\$/semana;

B = Produção de biogás em m³/semana;

C = Custo do m³ de biogás em R\$/m³.

5.5.3 Número de geradores

Equação 3

$$F = G / (24 \cdot 7)$$

Onde:

F = Número de geradores em unidade;

G = Horas de operação em horas/semana (definido na equação abaixo).

5.5.4 Horas de operação dos geradores por semana

Equação 4

$$G = B / E$$

Onde:

G = Horas de operação dos geradores por semana em horas/semana;

B = Produção de biogás em m³/semana;

E = Consumo do gerador em m³/hora.

5.5.5 Horas teóricas de operação por dia

Equação 5

$$H = G/(F*7)$$

Onde:

H = Horas teóricas de operação por dia em horas/dia;

G = Horas de operação dos geradores por semana em horas/semana;

F = Número de geradores em unidade;

5.5.6 Geração bruta de energia

Equação 6

$$K = G*J$$

Onde,

K = Geração bruta de energia em kWh/semana;

G = Horas de operação dos geradores por semana em horas/semana;

J = Potência do gerador em kW.

5.5.7 Indisponibilidade de geração e/ou perda de produção

Equação 7

$$L = K*I$$

Onde,

L = Indisponibilidade de geração e/ou perda de produção em kWh/semana;

K = Geração bruta de energia em kWh/semana;

I = Indisponibilidade média em %;

5.5.8 Geração líquida de energia

Equação 8

$$M = K - L$$

Onde,

M = Geração líquida de energia em kWh/semana;

K = Geração bruta de energia em kWh/semana;

L = Indisponibilidade de geração e/ou perda de produção em kWh/semana.

5.5.9 Investimento em geração

Equação 9

$$N = 25000 * F$$

Onde,

N = Investimento em geração em reais;

F = Número de geradores em unidade.

5.5.10 Custos de operação e manutenção (O&M)

Equação 10

$$O = N * (0,15/56)$$

Onde,

O = Custos de operação e manutenção em reais/semana;

N = Investimento em geração em reais.

5.5.11 Tributos trabalhistas

Equação 11

$$S = 0,75 * R$$

Onde,

S = Custos dos tributos trabalhistas em reais por semana;

R = Custo de mão de obra em reais por semana.

5.5.12 Receita proveniente de produção de energia

Equação 12

$$i = (M - X) * V$$

Onde,

i = Receita proveniente de produção de energia em reais/semana;

M = Geração líquida de energia em kWh/semana;

X = Consumo mínimo em kWh;

V = Preço Energia Elétrica em R\$/kWh.

5.5.13 Receita/despesa de conveniência

Equação 13

$$ii = i * Y$$

Onde,

ii = Receita/despesa de conveniência em reais/semana;

i = Receita proveniente de produção de energia em reais/semana;

Y = Taxa de conveniência em %.

5.5.14 Custos de uso do sistema de transmissão e distribuição

Equação 14

$$iii = -i * VI * 0,15$$

Onde,

iii = Custos de uso do sistema de transmissão e distribuição em reais/semana

i = Receita proveniente de produção de energia em reais/semana;

VI = Custo proporcional em percentual.

Destaca-se que o deflator varia conforme cada ano previsto na legislação até atingir o custo total em 2029 (Brasil, 2022).

5.5.15 Consumo de energia das estações de carregamento de veículos

Equação 15

$$E4 = E1 * E2 * E3 * 7$$

Onde,

E4 = Consumo de energia das estações de carregamento de veículos em kW/semana;

E1 = Hora de uso por bico de carregamento em h/dia;

E2 = Potência de cada bico de carregamento em kW;

E3 = Quantidade de bicos por estação em unidade.

5.5.16 Quantidade de estações de carregamento de veículos elétricos

Equação 16

$$E5 = (M - X) / E4$$

Onde,

E5 = Quantidade de estações de carregamento de veículos elétricos em unidade;

M = Geração líquida de energia em kWh/semana;

X = Consumo mínimo em kWh;

E4 = Consumo de energia das estações de carregamento de veículos em kW/semana.

5.5.17 Custos de operação e manutenção das estações de carregamento de veículos

Equação 17

$$E8 = E7 * 0,05 / 52$$

Onde,

E8 = Custos de operação e manutenção das estações de carregamento de veículos em reais por semana;

E7 = Investimento em estações de carregamento de veículos elétricos em reais.

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Após análise das soluções técnicas disponíveis, desafios de instalação, comissionamento e operação das tecnologias estudadas e por fim de restrições legais e/ou tributárias, foram descartados dois cenários que não apresentaram adequação técnica nem compatibilidade com o tamanho de propriedades médias rurais conforme detalhado abaixo:

6.1 CENÁRIO 01 – COMPRESSÃO, TRATAMENTO, TRANSPORTE E VENDA DE BIOGÁS:

Este cenário foi descartado baseando-se em três principais aspectos: (i) capacidade e custo dos sistemas de transporte de gás pressurizado, uma vez que os menores sistemas disponíveis e consolidados no mercado possuem capacidade de transporte, em uma única viagem, de volumes acima de 3000 metros cúbicos, que representam mais de 28 dias de produção de biogás de uma propriedade com 1000 animais, resultando em uma necessidade de se criar uma rede de propriedades de no mínimo 20 fazendas para que o caminhão seja utilizado por 5 viagens por semana, que adicionada ao alto custo de aquisição de cada reboque com carreta, hoje superando valores de R\$ 700 mil e inviabilizam os investimentos; (ii) não disponibilidade de sistemas de compressão de pequeno porte que pudessem ser facilmente transportados entre várias propriedades, uma vez que os sistemas identificados nas pesquisas de mercado são projetados para instalação e operação em local fixo, trazendo limitações técnicas ao projeto; e (iii) limitações legais envolvendo a comercialização de gases em pequenas quantidades, comparadas ao mercado de gás natural, uma vez que, conforme detalhado no item 2.5 deste estudo, a atual capilaridade do mercado de gás e maturidade da legislação não é suficiente para permitir o fácil acesso a pontos de entrega e venda de gás.

6.2 CENÁRIO 02 - COMPRESSÃO, TRATAMENTO, TRANSPORTE E GERAÇÃO DE ENERGIA EM CENTRAL DE PROCESSAMENTO:

Neste caso as limitações que levaram ao cenário não ser compatível com objetivo deste estudo são as mesmas citadas nos itens (i) e (ii) do Cenário 01 acima.

6.3 CENÁRIO 03 – CONSUMO REMOTO ATRAVÉS DE ASSOCIAÇÃO:

Este cenário demonstrou boa atratividade com VPL (Valor Presente Líquido) de R\$180.863,23, TIR (Taxa Interna de Retorno) de 111% e *Payback* de 1 ano na simulação de implantação no ano de 2023 seguindo as regras previstas na Lei 14.300 que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Para uma simulação do ano de 2029, que marca o último aumento de participação nos custos de transmissão e distribuição, previsto na referida legislação também se observa um resultado positivo, porém bem inferior, com VPL de R\$18.848,41, TIR de 21% e *Payback* de 3 anos.

Abaixo são detalhados os resultados obtidos em simulação de propriedades com aproximadamente 3000 animais (1 Gerador), pois este é o tamanho que projeta a melhor utilização do sistema de geração, pode-se observar detalhadamente quais as variáveis envolvidas e estimadas neste projeto bem como concluir que o investimento, dentro dos riscos e ponderações apresentadas neste trabalho, é recomendável.

A Tabela 4 abaixo apresenta o resumo dos principais dados da propriedade, produção de biogás, informações de custos diretos e indiretos, investimentos e dimensionamento da solução técnica.

Tabela 4 - Dados e Cálculos - Cenário 03

Dados e Cálculos				
Produção de Biometano		Equação		Fonte
(A) Número de Animais	3000	Animais	-	Simulação
(A1) Produção de Biometano por animal	0,7420	m ³ /animal	-	(Reis, 2022)
(B) Produção de Biometano	2226	m ³ /semana	1	Autor
(C) Custo m ³ de Biometano	0,35	R\$/m ³	-	(Prefeitura de Entre Rios do Oeste, 2020)
(D) Remuneração do Biometano	R\$ 779,10	R\$/semana	2	Autor

Geração e Rede Elétrica				
(E) Consumo	14,00	m ³ /h	-	(ENERMAC, 2021)
(F) Geradores	1,00	Geradores	3	Autor
(G) Horas de Operação	159,00	h/semana	4	Autor
(H) Horas Teóricas de op. por dia	22,71	h/dia	5	Autor
(I) Indisponibilidade média	5%	%	-	Estimado
(J) Potência do Gerador	20	kW	-	(ENERMAC, 2021)
(K) Geração Bruta	3.180,00	kWh/seman a	6	Autor
(L) Indisponibilidade	159,00	kWh/seman a	7	Autor
(M) Geração Líquida	3.021,00	kWh/seman a	8	Autor
(N) Investimento Geração	R\$ 25.000,00	R\$	9	(ENERMAC, 2021)
(O) O&M	R\$ 66,96	R\$/semana	10	(ENERMAC, 2021)
(P) Conexão com a rede	R\$ 2.000,00	R\$	-	(Eletrobras, 2022)
Custos Administrativos				
(Q) Investimento	R\$ 10.000,00	R\$	-	Estimado
(R) Mão de Obra	R\$ 150,00	R\$/semana	-	Estimado
(S) Tributos Trabalhistas	R\$ 112,50	R\$/semana	11	(Guia Trabalhista, 2022)
(T) Gerais	R\$ 100,00	R\$/semana	-	Estimado
(U) Tributos	R\$ 164,11	R\$/semana	-	(RFB - Receita Federal do Brasil, 2022)
Dados Gerais				
(V) Preço Energia Elétrica	R\$ 0,85514 TE = 36,49% (VI) TUSD = 25,26%	R\$/kWh	-	(COPEL, 2022)
(X) Consumo Mínimo	100	kWh	-	(COPEL, 2022)
(Y) Taxa de Conveniência	-10%	%	-	Item 6.3

Fonte: Autor, com base na revisão bibliográfica

O DRE (Demonstrativos de Resultados) foi simulado considerando os dois casos limitantes da nova legislação implantação em 2023 e em 2029, sendo que os casos intermediários tem resultados variando no período, a Tabela 5 abaixo apresenta os DRE destes anos e pode-se observa que o resultado líquido é positivo nos dois casos.

Tabela 5 - DRE Simplificado - Cenário 03

DRE Simplificado - Sem Inflação						
Descrição	2023		2029		Equação	Fonte
(i) Receita Energia	R\$	129.888,92	R\$	129.888,92	12	Autor
(ii) Receita Conveniência	-R\$	12.988,89	-R\$	12.988,89	13	Autor
(iii) Custo TUSD	-R\$	4.920,98	-R\$	32.806,57	14	(Brasil, 2022)
(iv) Receita Líquida	R\$	111.979,05	R\$	84.093,47	Somatório	Autor
(v) Custo Biogás	-R\$	40.513,20	-R\$	40.513,20	2	Autor
(vi) O&M Geração	-R\$	3.482,14	-R\$	3.482,14	10	Autor
(vii) Lucro Bruto	R\$	67.983,70	R\$	40.098,12	Somatório	Autor
(viii) Despesas Vendas	-R\$	5.200,00	-R\$	5.200,00	Tabela 4	Autor
(ix)Despesas Adm	-R\$	13.650,00	-R\$	13.650,00	Tabela 4	Autor
(x) Resultado Antes Impostos	R\$	49.133,70	R\$	21.248,12	Somatório	Autor
(xi) Impostos	-R\$	8.533,70	-R\$	8.533,70	-	(RFB - Receita Federal do Brasil, 2022)
(xii) Resultado Líquido	R\$	40.600,00	R\$	12.714,42	Somatório	Autor

Fonte: Autor

*Para anualizar os resultados semanais todos os cálculos foram multiplicados por 52 semanas

** Dados de origem obtidos na Tabela 4

Considerando a vida útil de 5 anos definida para o projeto, foi realizada simulação sob a ótica de um investidor, nos dois cenários o investimento mostrou-se resiliente, porém destaca-se que algumas variáveis sensíveis como preço da energia no mercado, aumento da carga tributária em caso de uma não qualificação do empreendimento como empresa de pequeno porte, aumento relevante de custos de manutenção poderiam piorar os cenários avaliados, portanto cabe ao investidor sopesar os riscos envolvidos e inerentes ao negócio. A Tabela 6 abaixo apresenta os dados de mercado considerados e os resultados para o investidor para os anos de 2023 e 2029.

Tabela 6 - Análise de Viabilidade de Investimento – Cenário 03

Dados – Investidor			Equação*	Fonte
TMA a.a.	4,00%	%	-	Simulação
Inflação a.a.	8,00%	%	-	Simulação
Ótica Investidor - 2023				
(1) Investimento	R\$ 37.000,00	R\$	Tabela 4	Autor
Remun. Capital	4,00%	% a.m.	-	Simulação

VPL	R\$ 180.863,23	R\$	Valor Presente Líquido	Autor
TIR	111,06%	% a.a.	Taxa interna de Retorno	Autor
Payback descontado	1	anos	Payback	Autor
Ótica Investidor – 2029				
(1) Investimento	R\$ 37.000,00	R\$	Tabela 4	Autor
Remun. Capital	4,00%	% a.a.	-	Simulação
VPL	R\$ 18.848,41	R\$	Valor Presente Líquido	Autor
TIR a.a.	21,25%	% a.a.	Taxa interna de Retorno	Autor
Payback descontado	3	anos	Payback	Autor

Fonte: Autor

** Dados de origem obtidos também na Tabela 4

Outro aspecto relevante que pode ser observado é o impacto financeiro negativo da nova legislação de remuneração de uso das redes e estruturas de transmissão e distribuição. Naturalmente novos modelos, tecnologias e até legislações estarão disponíveis em 2029 e poderão alterar este resultado.

Cabe destacar que o modelo simulado acima utilizou uma importante variável denominada “Percentual de Conveniência”, este valor trata-se de um ágio ou deságio no resultado da receita do negócio em função da variação do preço da energia em relação ao preço comercializado pela respectiva distribuidora local. Neste caso utilizou-se o valor de deságio de 10%, uma vez que para atrair negócios consumidores de energia o valor de custo da energia deve ser um atrativo em relação ao preço que estes negócios remuneram a distribuidora. Claro que além do valor pode ser utilizados todo o apelo da sustentabilidade ambiental, uma vez que além de gerar energia este modelo de negócio reduz emissão de metano, efluentes e outros poluentes na natureza.

Em uma avaliação de sensibilidade, em um valor de 37% de deságio no valor de custo da energia, em relação aos preços de mercado, um investidor manteria o limite mínimo de taxa de atratividade definida. Isto demonstra uma situação hipotética onde o próprio investidor utilizará a energia, obtendo o benefício concentrado na redução do custo da energia. Considerando que o valor de energia costuma ser relevante em muito negócios uma redução de 37% parece bastante atrativa no mercado atual.

6.4 CENÁRIO 04 – CONSUMO REMOTO ATRAVÉS DE UMA EMPRESA DE OPERAÇÃO DE ESTAÇÕES DE CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS:

As simulações para este cenário demonstraram que ele não se apresenta resiliente em um modelo de apenas um gerador, muito em função dos investimentos necessários, portanto o caso adotado nos resultados apresentados abaixo é de duas propriedades com 3000 animais.

Observou-se resultado positivo, porém sem uma expressiva atratividade com VPL (Valor Presente Líquido) de R\$ R\$ 259.551,70, TIR (Taxa Interna de Retorno) de 33,41% e *Payback* de 3 anos na simulação de implantação no ano de 2023 seguindo as regras previstas na Lei 14.300 que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Para uma simulação do ano de 2029, que marca o último aumento de participação nos custos de transmissão e distribuição, previsto na referida legislação o resultado já não apresenta viabilidade financeira com VPL de -R\$41.310,49, TIR de -2,88% e *Payback* de 6 anos, superior à vida útil do projeto.

Abaixo são detalhados os resultados obtidos em simulação de duas propriedades com aproximadamente 3000 animais (2 Geradores), onde pode-se observar detalhadamente quais as variáveis envolvidas e estimadas neste projeto bem como concluir que o investimento, dentro dos riscos e ponderações apresentadas neste trabalho, é recomendável para a simulação do ano de 2023 e não recomendável na simulação do ano de 2029.

A Tabela 7 abaixo apresenta o resumo dos principais dados da propriedade, produção de biogás, informações de custos diretos e indiretos, investimentos e dimensionamento da solução técnica seja da geração de energia quanto da empresa de estações de recarregamento de veículos.

Tabela 7 - Dados e Cálculos - Cenário 04

Dados e Cálculos*			Equação	Fonte
Produção de Biometano				
(A) Número de Animais	6000	Animais	-	Simulação
(A1) Produção de Biometano por animal	4452	m ³ /semana	-	(Reis, 2022)
(B) Produção de Biometano	R\$ 1.558,20	R\$/semana	1	Autor

(D) Remuneração do Biometano	R\$ 779,10	R\$/semana	-	Autor
Geração e Rede Elétrica				
(E) Consumo	14	m³/h	-	(ENERMAC, 2021)
(F) Geradores	2	Geradores	3	Autor
(G) Horas de Operação	318	h/semana	4	Autor
(H) Horas Teóricas de op. por dia	22,7	h/dia	5	Autor
(I) Indisponibilidade média	5%	%	-	Estimado
(J) Potência do Gerador	20	kWh	-	(ENERMAC, 2021)
(K) Geração Bruta	6360	kWh/semana	6	Autor
(L) Indisponibilidade	318	kWh/semana	7	Autor
(M) Geração Líquida	6042	kWh/semana	8	Autor
(N) Investimento Geração	R\$ 50.000,00	R\$	9	(ENERMAC, 2021)
(O) O&M	R\$ 133,93	R\$/semana	10	(ENERMAC, 2021)
(P) Conexão com a Rede	R\$ 12.000,00	R\$	-	(Eletroastro, 2022)
Estação de Carregamento				
(E1) Horas uso/bico	4	h/dia	-	Estimado
(E2) Potência bico	22	kW	-	(Schneider Electric, 2021)
(E3) Bico/Estação	2	Bico/Estação	-	(Schneider Electric, 2021)
(E4) Cons/Estação	1232	kWh/semana	15	(Schneider Electric, 2021)
(E5) Estações	5	Estação	16	
(E6) Custo Estação	R\$ 30.000,00	R\$	-	(Schneider Electric, 2021)
(E7) Investimento	R\$ 150.000,00	R\$	Tabela 7	
(E8) O&M	R\$ 144,23	R\$/semana	17	(Schneider Electric, 2021)
Administrativos				
(Q) Investimento	R\$ 20.000,00	R\$	-	Estimado
(R) Mão de Obra	R\$ 500,00	R\$/semana	-	Estimado
(S) Tributos Trabalhistas	R\$ 375,00	R\$/semana	11	(Guia Trabalhista, 2022)
(T) Gerais	R\$ 100,00	R\$/semana	-	Estimado
(U) Tributos	R\$ 408,02	R\$/semana	-	(RFB - Receita Federal do Brasil, 2022)
Dados Gerais				
(V) Preço Energia Elétrica	R\$ 0,85514 TE = 36,49%	R\$/kWh	-	(COPEL, 2022)

(VI) TUSD = 25,26%				
(X) Consumo Mínimo	100	kWh	-	(COPEL, 2022)
(Y) Taxa de Conveniência	-10%	%	-	Item 6.3

Fonte: Autor, com base na revisão bibliográfica

O DRE (Demonstrativos de Resultados) foi simulado considerando os dois casos limitantes da nova legislação implantação em 2023 e em 2029, sendo que os casos intermediários tem resultados variando no período, a Tabela 8 abaixo apresenta os DRE destes anos e pode-se observa que o resultado líquido é positivo nos dois casos, isso não quer dizer que na visão de um investidor o resultado seja atrativo, o que será apresentado no próximo item.

Tabela 8 - DRE Simplificado - Cenário 04

DRE Simplificado - Sem Inflação				
Descrição	2023	2029	Equação	Fonte
(i) Receita Energia	R\$ 264.224,58	R\$ 264.224,58	12	Autor
(ii) Receita Conveniência	R\$ 26.422,46	R\$ 26.422,46	13	Autor
(iii) Custo TUSD	-R\$ 10.010,44	-R\$ 66.736,26	14	(Brasil, 2022)
(iv) Receita Líquida	R\$ 280.636,60	R\$ 223.910,78	Somatório	Autor
(v) Custo Biogás	-R\$ 81.026,40	-R\$ 81.026,40	2	Autor
(vi) O&M Geração	-R\$ 6.964,29	-R\$ 6.964,29	10	Autor
(vii) Lucro Bruto	R\$ 185.145,91	R\$ 128.420,09	Somatório	Autor
(viii) Despesas Vendas	-R\$ 10.400,00	-R\$ 10.400,00	Tabela 4	Autor
(ix) Despesas Adm	-R\$ 51.740,00	-R\$ 51.740,00	Tabela 4	Autor
(x) Resultado Antes Impostos	R\$ 120.405,91	R\$ 63.680,09	Somatório	Autor
(xi) Impostos	-R\$ 21.217,23	-R\$ 21.217,23	-	(RFB - Receita Federal do Brasil, 2022)
(xii) Resultado Líquido	R\$ 99.188,68	R\$ 42.462,86	Somatório	Autor

Fonte: Autor

*Para anualizar os resultados semanais todos os cálculos foram multiplicados por 52 semanas

** Dados de origem obtidos também na Tabela 7

Considerando a vida útil de 5 anos definida para o projeto, foi realizada simulação sob a ótica de um investidor, no ano de 2023 o investimento mostrou-se resiliente, já para a simulação de 2029 o resultado não é satisfatório. Destaca-se que, além das variáveis sensíveis já apresentadas no cenário 03, todas as

dúvidas sobre a evolução e uso em massa dos carros elétricos recaem sobre o caso, desta forma torna-se ainda mais importante os riscos envolvidos e inerentes ao negócio sejam avaliados, sendo que quando coloca-se na análise estas incertezas no curto prazo e a inviabilidade econômica do longo prazo, parece que o atual momento não é favorável para este modelo. A Tabela 9 abaixo apresenta os dados de mercado considerados e os resultados para o investidor para os anos de 2023 e 2029.

Tabela 9 - Análise de Viabilidade de Investimento - Cenário 04

Dados - Investidor			Equação	Fonte
TMA a.a.	4,00%	%	-	Simulação
Inflação a.a.	8,00%	%	-	Simulação
Ótica Investidor - 2023				
(1) Investimento	R\$ 232.000,00	R\$	Tabela 7	Autor
Remun. Capital	4,00%	% a.m.	-	Simulação
VPL	R\$259.551,70	R\$	Valor Presente Líquido	Autor
TIR	33,41%	% a.a.	Taxa interna de Retorno	Autor
Payback descontado	3	ano	Payback	Autor
Ótica Investidor - 2029				
(1) Investimento	R\$ 232.000,00	R\$	Tabela 7	Autor
Remun. Capital	4,00%	% a.m.	-	Simulação
VPL	-R\$41.310,49	R\$	Valor Presente Líquido	Autor
TIR a.a.	-2,88%	% a.a.	Taxa interna de Retorno	Autor
Payback descontado	6	ano	Payback	Autor

Fonte: Autor

Novamente o impacto financeiro da nova legislação é grande, inclusive inviabilizando o negócio no longo prazo. Mas este mercado de veículos elétricos ainda está em desenvolvimento e em momento posterior as tecnologias, conveniência e modelos de negócios podem mudar a tornar o investimento atrativo.

Para este cenário utilizou-se o valor de conveniência com ágio de 10%, uma vez que a localização das estações de carregamento poderia permitir essa remuneração quando se analisa um cenário de consumo em massa deste produto, da mesma forma ainda há que se considerar o apelo ambientalmente sustentável que pode alavancar este potencial ágio.

A Tabela 10 apresenta o resumo das simulações dos quatro cenários classificados a partir das conclusões abordadas neste capítulo.

Tabela 10 - Análise comparativa de cenários

	Cenário 01	Cenário 02	Cenário 03	Cenário 04
Soluções Técnicas Disponíveis	Limitado, uma vez que não foram identificados sistemas de compressão adequados para este cenário	Limitado, uma vez que não foram identificados sistemas de compressão adequados para este cenário	Alta Disponibilidade	Média Disponibilidade, com poucos sistemas de carregamento de veículos e por ser uma tecnologia nova
Adequação ao modelo de negócio proposto (Pequenas e Médias Propriedades)	Inadequado, sistemas disponíveis tem maior porte	Inadequado, sistemas disponíveis tem maior porte	Adequado	Intermediário, necessita pelo menos duas propriedades para ser viável
Mercado Consumidor	Difícil acesso/pouca capilaridade, uma vez que o mercado de gás acabou de ser legalmente aberto no Brasil	Difícil acesso/pouca capilaridade, uma vez que o mercado de gás acabou de ser legalmente aberto no Brasil	Alta Disponibilidade, uma vez que o mercado de energia elétrica é consolidado no Brasil	Baixo no curto prazo, com poucos veículos elétricos e incerto no futuro
Viabilidade legal	Requer amadurecimento, legislação foi criada em 2020	Requer amadurecimento, legislação foi criada em 2020	Possível	Possível
VPL (2023)	Não Avaliado	Não Avaliado	R\$ 180.863,23	R\$259.551,70
TIR (2023)	Não Avaliado	Não Avaliado	111,06%	33,41%
Payback (2023)	Não Avaliado	Não Avaliado	1	3
VPL (2029)	Não Avaliado	Não Avaliado	R\$ 18.848,41	-R\$41.310,49
TIR (2029)	Não Avaliado	Não Avaliado	21,25%	-2,88%
Payback (2029)	Não Avaliado	Não Avaliado	3	6
Avaliação Final	Inviável/Requer evolução geral de legislação e tecnologia	Inviável/Requer evolução geral de legislação e tecnologia	Viável, considerar especificidades e riscos tributários por estado, após 2029 baixo VPL	Não recomendado, curto prazo: limitação de mercado consumidor, longo prazo: inviabilidade financeira

Fonte: Autor

7 CONCLUSÕES

A partir dos resultados apresentados pode-se concluir que existem no mercado soluções técnicas que atendem aos modelos propostos, seja para compressão, tratamento, coleta e transporte de biogás e biometano, como também para geração de energia elétrica como meio para a sua monetização.

No âmbito operacional e legal a comercialização de biogás e biometano em pequenas quantidades ainda apresenta limitações quando comparadas ao mercado de gás natural, uma vez que a atual capilaridade do mercado de gás e maturidade da legislação não é suficiente para permitir o fácil acesso a pontos de entrega e venda de gás. Por outro lado, a geração e uso do conceito de GTW para a monetização de biogás e biometano apresenta cenários favoráveis.

Foi possível criar um modelo de comparação rápida para avaliação do desempenho financeiro de diferentes rotas de utilização do biogás gerado na propriedade, que apresentaram viabilidade econômica mínima, de forma a permitir a definição da forma mais rentável de monetização do Biogás. Dos quatro cenários simulados um apresentou plena atratividade econômica, um foi viável, mas apresenta muitos riscos e incertezas, não sendo recomendado neste momento e dois mostraram-se inviáveis.

7.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para a continuação deste trabalho apresentam-se as seguintes sugestões:

1. Desenvolver modelos tributários mais atrativos para os cenários considerados viáveis neste trabalho, a fim de melhorar os seus resultados;
2. Realizar análise de mercado para implantação de estações de carregamento de veículos;
3. Promover estudo integrado do modelo de negócio, desde a construção dos biodigestores até a estruturação das empresas necessárias para a monetização desta fonte de energia;
4. Avaliar ganhos adicionais que possuem potencial de melhorar os

resultados do negócio, tais como venda de créditos de carbono, fertilizantes, cogeração e aproveitamento da energia térmica dos geradores, entre outros.

8 REFERÊNCIAS

- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. 2022.** *Conheça a Resolução 1.000, que reúne os direitos e deveres do consumidor de energia elétrica.* [Online] 09 de Janeiro de 2022. http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/23277064.
- ANEEL. 2017.** PRODIST. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.* [Online] 10 de Outubro de 2017. <http://www.aneel.gov.br/prodist>.
- ANEEL. 2021.** *Resolução Normativa nº 1.000/2021.* s.l. : DOU - Diário Oficial da União, 2021.
- ANEEL. 2017.** *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.* 2017.
- ANP - Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis. 2021.** Glossário. ANP. [Online] Outubro de 2021. www.anp.gov.br.
- ANP. 2015.** Resolução ANP Nº 8. *Resolução ANP Nº 8.* s.l., Brasil : DOU - Diário Oficial da União, 30 de Janeiro de 2015.
- Associação Brasileira de Biogás. 2021.** ABBiogás. [Online] 15 de Novembro de 2021. <https://abiogas.org.br/mapa-brasil/>.
- Basu, Subhankar, et al. 2010.** Membrane-based technologies for biogas separations. *Chemical Society Reviews.* 2010, pp. 750–768.
- Bendezú, Marko Antonio López. 2009.** Avaliação Técnico-Econômico das Alternativas Tecnológicas de Transporte de Gás Natural. Rio de Janeiro, RJ, Brasil : PUC, Fevereiro de 2009.
- Brasil. 2021.** Lei nº 14.134. Brasília, DF, Brasil : DOU - Diário Oficial da União, 8 de Abril de 2021.
- Brasil. 2022.** *LEI Nº 14.300.* Brasília : DOU - Diário Oficial da União, 2022.

- CALZA, LANA F., et al. 2015.** *AVALIAÇÃO DOS CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO DE BIODIGESTORES E DA ENERGIA*. 2015. pp. 990-997.
- CIBiogás e Terão, Bruno. 2019.** O que é Biogás? *Centro Internacional de Energias Renováveis - Biogás - CIBiogás*. [Online] 25 de Julho de 2019. <https://cibiogas.org/>.
- Coelho, Suani Teixeira , et al. 2018.** *Tecnologias de produção e uso de biogás e biometano : Part. I Biogás; Part. II Biometano*. São Paulo : IEE-USP, 2018.
- COPEL. 2022.** Tarifas. [Online] COPEL, 2022. <https://www.copel.com/>.
- D'Aquino, Camila A., Santos, Samantha C. e Sauer, Ildo L. 2021.** Biogas as an alternative source of decentralized bioelectricity for large waste producers: An assessment framework at the University of São Paulo. *Energy*. 2021, p. 239.
- Eletrorastro. 2022.** Loja - Eletrorastro. [Online] 2022. [Citado em: 10 de Janeiro de 2022.] <https://www.eletrorastro.com.br/>.
- ENERMAC. 2021.** Grupo Gerador ENGGB 30KVA - 60Hz. [Online] 8 de 11 de 2021. www.enermac.com.br.
- Feroldi, Michael. 2017.** *ARMAZENAMENTO DE BIOGÁS PURIFICADO (BIOMETANO) NA FORMA ADSORVIDA UTILIZANDO CARVÃO ATIVADO*. Cascavel : UNIOESTE, 2017.
- Forsthoffer, W.E. Bill. 2005.** *Forsthoffer's Rotating Equipment Handbooks*. s.l. : Elsevier, 2005.
- Freitas, F. F., et al. 2019.** The Brazilian market of distributed biogas generation: Overview, technological development and case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews - 101 - Elsevier*. 2019, pp. 146-157.
- Galileo Technologies. 2021.** Galileo Technologies. [Online] Novembro de 2021. <https://www.galileoar.com/pt/compressao-de-gas-natural/pacote-de-compressao-nanoil/>.
- Germek. 2021.** Grupo Gerador a Biogás. [Online] 8 de Novembro de 2021. www.germek.com.br.
- Governo do Brasil. 2021.** GOV.BR. [Online] 7 de Junho de 2021. <https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2021/06/regulamentacao-da-nova-lei-do-gas-busca-atrair-mais-investimentos-ao-pais>.
- Guia Trabalhista. 2022.** Guia Trabalhista. [Online] 2022. <http://www.guiatrabalhista.com.br/tematicas/custostrabalhistas.htm>.

Hoyer, Kerstin, et al. 2016. Biogas Upgrading - Technical Review. Estocolmo : Energiforsk, 2016.

IBGE. 2017. *Censo Agropecuário, Florestal e Agrícola*. s.l. : IBGE, 2017.

Khan, Muhammad Usman, et al. 2021. Current status of biogas upgrading for direct biomethane use: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* - 149 - Elsevier. 2021, p. 111.

Loja Schulz. 2021. *Loja Schulz*. [Online] 07 de Outubro de 2021. <https://www.lojaschulz.com.br/conteudo/como-funcionam-os-compressores-de-ar-de-parafuso.html>.

MTI Brasil. 2021. MTI Brasil. *MTI Brasil*. [Online] 07 de Outubro de 2021. <https://www.mtibrasil.com.br/artigos/compressor-de-ar-parafuso-vs-pistao.php>.

NEOgás. 2021. [Online] Novembro de 2021. <https://neogas.com.br/pt-br/produtos-e-servicos/semirreboque-veicular>.

Odumugbo, Charles Asekame. 2010. *Natural gas utilisation in Nigeria: Challenges and opportunities*. 2010. pp. 310-316.

Orisaremi, Kelvin K., Chan, Felix T.S. e Chung, Nick S.H. 2021. Potential reductions in global gas flaring for determining the optimal sizing of gas-to-wire (GTW) process: An inverse DEA approach. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* - 93. 2021.

Patterson, Tim, et al. 2011. An evaluation of the policy and techno-economic factors affecting the potential for biogas upgrading for transport fuel use in the UK. *Energy Policy* 39. 2011, pp. 1806–1816.

Prefeitura de Entre Rios do Oeste. 2020. *Época Negócios. Época Negócios*. [Online] 23 de Fevereiro de 2020. <https://epocanegocios.globo.com/Empresa/noticia/2020/02/empresario-utiliza-dejetos-de-suinos-para-producao-de-biogas.html>.

Reis, Paulo Henrique. 2022. *ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO E OPERAÇÃO DE SISTEMA DE BIODIGESTOR DE LAGOA COBERTA EM ÁREA RURAL PARA GERAÇÃO DE VALOR E ENERGIA ELÉTRICA*. Curitiba : UFPR, 2022.

RFB - Receita Federal do Brasil. 2022. RFB. [Online] 2022. <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br>.

Rutz, Dominik e Janssen, Rainer. 2007. *BioFuel Technology Handbook*. München - Germany : WIP Renewable Energies, 2007.

Schneider Electric. 2021. *Schneider Electric*. [Online] 16 de Dezembro de 2021. <https://www.se.com/br/pt/product/EVF2S22P44R/carregador-veicular-evlink-parking-2x22-kw-t2s-rfid-com-pedestal/>.

Sistema de Compresión de Biogás y Biometano. **Souza, José e Schaeffer, Lírío. 2013.** 6, s.l. : Centro de Información Tecnológica - Chile (CIT), 2013, Información Tecnológica, Vol. 24, pp. 3-8.

Souza, José de , et al. 2012. Planta para compressão e tratamento de biometano. *3º Congresso Internacional de Tecnologias para o Meio Ambiente - Bento Gonçalves - RS.* 25 a 27 de Abril de 2012.

Souza, Samuel Nelson Melegari de. 2016. *MANUAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DO BIOGÁS NO MEIO RURAL.* Cascavel - PR : UNIOESTE, 2016.

Sun, Qie, et al. 2015. *Selection of appropriate biogas upgrading technology-a review of biogas cleaning, upgrading and utilisation.* 2015. pp. 521-532.

Veiga, Ana Paula Beber. 2016. *Contribuição à avaliação das barreiras e oportunidades regulatórias, econômicas e tecnológicas do uso de biometano produzido a partir de gás de aterro no Brasil.* São Paulo : Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo - USP, 2016.