



Análise de Viabilidade de um Sistema Híbrido alimentado por Biogás e Energia Solar

Yasmim Aparecida de Oliveira Chaves

Dissertação apresentada á Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Bragança para a
obtenção do grau de mestre em Engenharia Industrial ramo Engenharia Mecânica

Orientadores

Professor PhD. Manuel Teixeira Brás César

Professor PhD. Ronney Arismel Mancebo Boley

Professor PhD. Jonni Guiller Ferreira Madeira

Novembro de 2020

Yasmim Aparecida de Oliveira Chaves

Análise de Viabilidade de um Sistema Híbrido alimentado por
Biogás e Energia Solar

Dissertação apresentada ao programa de Dupla
Diplomação entre Centro Federal de Educação
Tecnológica Celso Suckow da Fonseca campus Angra dos
Reis e o Instituto Politécnico de Bragança, como requisito
para a obtenção do título de Mestre em Engenharia
Industrial ramo Engenharia Mecânica.

Orientadores: PhD. Manuel Teixeira Brás César
PhD. Ronney Arismel Mancebo Boloy
PhD. Jonni Guiller Ferreira Madeira

Bragança
Novembro de 2020

Agradecimentos

Inicio agradecendo aos principais responsáveis por essa conquista: meus pais, Lidia e Luciano. Foram eles que estiveram comigo durante cada momento desta caminhada (mesmo que de longe), que me deram todo o suporte necessário para subir cada pequeno degrau que me trouxe até aqui e, principalmente, me fizeram acreditar que não existe nada que eu não fosse capaz, com trabalho e dedicação eu podia TUDO.

Agradeço também as minhas irmãs, Bianca e Mariah, minhas principais incentivadoras e inspiração. Nós três sempre.

Agradeço ao meu namorado e amigo, Eduardo Marques. Meu parceiro de vida e de Dupla Diplomação, que lidou com os meus surtos e me fez enxergar que ia ser possível, mesmo quando parecia não ser.

Não poderia deixar de agradecer também a parceria CEFET – IPB, responsável pelo programa de Dupla Diplomação no qual fui bolsista. Sou grata pela oportunidade e por todo o apoio durante os últimos 3 anos.

Um agradecimento especial aos meus orientadores, professor Ronney Boloy, professor Jonni Guillier e professor Bráz Cesar, por acreditarem no meu trabalho e me apoiarem durante esse percurso. Agradeço ao professor Luis Hernandez e a Universidade de Valladolid – Campus Duque de Sória por me apresentar o TRNSYS e me auxiliar durante a elaboração da análise energética do sistema. Agradeço também ao professor Marcus Val Springer pela disponibilidade e suporte na elaboração da análise econômica do sistema.

Agradeço também aos meus amigos, Madalena, Vitor, Gonçalo, Rita, Cathlen, Arison, Amadeu e Carolina, que foram minha família em Bragança. E aos meus companheiros de Dupla Diplomação, Camila, Wislley, Juliana, Clara, Samuel, Filipe, Glauco, Sabrina e Andrews, pela parceria.

Agradeço também ao LNEG e o meu orientador científico, João Cardoso, por me apoiar no desenvolvimento deste trabalho e me permitir dedicar meu tempo a finalização do mesmo.

Por fim, agradeço a todos que de forma direta ou indireta contribuíram para este trabalho.

Resumo

CHAVES, Yasmim. ANÁLISE DE VIABILIDADE DE UM SISTEMA HÍBRIDO ALIMENTADO POR BIOGÁS E ENERGIA SOLAR. Dissertação – Programa de Dupla Diplomação, Centro Federal Tecnológico Celso Suckow da Fonseca, Campus Angra dos Reis -RJ, Instituto Politécnico de Bragança, Bragança, 2020.

Este presente trabalho estudou a viabilidade de um sistema híbrido alimentado por energia solar fotovoltaica e biogás, onde foram avaliados aspectos energéticos, econômicos e ambientais da planta. O sistema foi modelado a partir do software TRNSYS 16, sendo composto por um conjunto motor de combustão interna – gerador elétrico (CMCIG) para queima do biogás e 650 módulos fotovoltaicos de tecnologia cristalina (Mono C-Si). Ambos os subsistemas geram como produto final, eletricidade. O substrato utilizado para a produção de biogás é a manipueira, afluyente agroindustrial proveniente do processamento da mandioca. A localização selecionada para a implementação do sistema teórico foi a cidade de Belterra – Pará, Brasil. A potência total instalada é de cerca de 115 kW, sendo 72% de responsabilidade do subsistema de biogás e 28% das placas solar PV. Para a análise econômica foram avaliados 5 diferentes indicadores: payback (2,77 anos), payback descontado (3,57 anos), VPL (US\$ 141.322,78), IR (2,28) e TIR (34,19%) e o custo de produção de eletricidade após a amortização da planta foi de 0,12 US\$/kW. E a eficiência ecológica da planta foi de 94,9 %. Por fim, foi possível concluir que o HRES solar PV – biogás proposto é viável dos pontos de vista analisados, podendo ser considerado como uma tecnologia eficiente que atende, de forma inovadora, às demandas energéticas da região por meio de recursos de energia renováveis disponíveis localmente.

Palavras-chave: Sistema Híbrido, biogás, energia solar, fotovoltaico, viabilidade;

Abstract

CHAVES, Yasmim. VIABILITY ANALYSIS OF A HYBRID SYSTEM POWERED BY BIOGAS AND SOLAR ENERGY. Dissertation – Double Degree Program, Centro Federal Tecnológico Celso Suckow da Fonseca, Campus Angra dos Reis -RJ, Instituto Politécnico de Bragança, Bragança, 2020.

This present project studied the feasibility of a hybrid system powered by photovoltaic solar energy and biogas, where energy, economic and environmental aspects of the plant will be evaluated. The system was modeled by the TRNSYS 16 software, consisting of an internal combustion engine - electric generator (CMCIG) powered by biogas and a set of 650 crystalline technology photovoltaic modules (Mono C-Si). Both subsystems generate electricity as a final product. The substrate used to produce biogas is manipueira, an agro-industrial affluent from the processing of cassava. The location selected for the implementation of the theoretical system was the city of Belterra - Pará, Brazil. The total installed power is about 115 kW, with 72% being the responsibility of the biogas subsystem and 28% of the PV solar panels. For the economic analysis, 5 different indicators were evaluated: payback (2.77 years), discounted payback (3.57 years), VPL (US\$ 141.322,78), IR (2.28) and TIR (34.19%) and the cost of producing electricity after the amortized plant was 0.12 US\$/kW. And the ecological efficiency of the plant was 94.9%. Finally, it was possible to conclude that the proposed HRES solar PV - biogas is viable from the analyzed points of view, and can be considered as an efficient technology that meets, in an innovative way, the energy demands of the region through locally available renewable energy resources.

Keywords: Hybrid system, biogas, solar energy, photovoltaic;

Índice

1. Introdução	1
1.1 Motivação	2
1.2 Objetivos	3
1.3 Estrutura	4
2. Revisão da Literatura	5
2.1 Sistema Híbrido de Energia Renovável (HRES)	5
2.1.1 Configurações de HRES	5
2.1.1 HRES solar PV – biogás	7
2.2 Biogás	8
2.2.1 Manipueira	9
2.2.2 Biodigestores	12
2.2.3 Tecnologia de conversão de biogás	13
2.3 Energia Solar Fotovoltaica	13
2.3.2 Células Fotovoltaicas	15
2.4 TRNSYS (Transient System Simulation Tool)	17
2.5 Web of Science - Busca Bibliográfica	18
3. Metodologia	20
3.1 Critério de seleção da localidade	21
3.2 Análise energética	24
3.2.1 Simulação da planta HRES solar PV – biogás (TRNSYS 16)	25
3.2.2 Descrição dos componentes	26
3.2.3 Eficiência energética de um HRES	35
3.3 Análise econômica	37

3.3.1	Considerações iniciais	37
3.3.2	Investimento inicial	39
3.3.3	Custo de produção eletricidade no HRES solar PV – biogás	41
3.3.4	Custos de operação e manutenção	43
3.3.5	Amortização dos equipamentos	43
3.3.6	Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	44
3.3.7	Indicadores adotados na avaliação do projeto	45
3.3.7.1	Payback e Payback descontato	45
3.3.7.2	Valor Presente Líquido (VPL).....	45
3.3.7.3	Índice de rentabilidade (IR)	46
3.3.7.4	Taxa Interna de Retorno (TIR)	47
3.4	Análise ecológica	47
3.4.1	Eficiência ecológica da planta.....	47
3.4.2	Indicador de poluente	48
3.4.3	Análise da emissão dos gases de exaustão	49
4.	Resultados e discussões	51
4.1	Análise energética.....	51
4.2	Análise econômica	54
4.2.1	Indicadores adotados na avaliação do projeto.....	56
4.3	Análise ecológica	57
5.	Conclusão	60
5.1	Sugestões de trabalhos futuros.....	61
	Referencial Teórico.....	62
	ANEXOS.....	76

Lista de Figuras

Figura 1. Percentagens mundial da capacidade instalada de diferentes fontes de energia renovável em 2017.....	3
Figura 2 - O fluxograma de configurações de sistemas híbridos de energia renovável ...	6
Figura 3 - Processo de produção de biogás	8
Figura 4 - Exemplo biorrefinaria CHP (calor e energia combinados) para o tratamento e recuperação de recursos de águas residuais de mandioca	11
Figura 5 - Crescimento da produção mundial das principais culturas alimentares, 1980-2015	12
Figura 6 - Geração de energia solar fotovoltaica no cenário de desenvolvimento sustentável, 2000 – 2019	14
Figura 7 - Sistema típico de energia solar fotovoltaica	14
Figura 8 - Célula solar fotovoltaica, módulo, painel e matriz solar	15
Figura 9 - Participação das tecnologias na produção mundial de módulos PV em 2017	16
Figura 10 - Representação esquemática de TRNSYS.	18
Figura 11 - Resultado da pesquisa no Web ofScience referente aos anos de publicações, sendo as as palavras-chave utilizadas: “biogas”, “solar”, “photovoltaic” e “hybrid”. ...	19
Figura 12 – Publicações que envolvem o uso do software TRNSYS para avaliar HRES em diversos países.	19
Figura 13 - Esquema de metodologia aplicada neste estudo.	20
Figura 14 - Mapa de Radiação Solar média anual para o território do Brasil (kWh/m ² por dia).....	21
Figura 15 - Localização geográfica do município de Belterra– PA	23
Figura 16 - Planta esquemática do HRES solar PV - biogás estudada.....	24
Figura 17 - Planta HRES sola PV - biogás simulada no TRNSYS.	25
Figura 18 - Curvas típicas de eficiência de combustível e consumo de combustível para DEGS.....	28
Figura 19 - Parâmetros de potência máxima (Curva IV).....	30
Figura 20 - Circuito equivalente de "quatro parâmetros" para módulos cristalinos.....	31

Figura 21 - Eficiência energética da planta HRES solar PV - biogás (Entradas e saídas).	36
Figura 22 - Percentual de geração de energia a partir do biogás e de painéis PV no HRES proposto.	52
Figura 23 - Diagrama de Sankey para o subsistema de biogás.	53
Figura 24 - Diagrama de Sankey para o subsistema solar PV.....	53
Figura 25 - Investimento Total do HRES solar PV - biogás.	54
Figura 26 - Custo de produção de eletricidade do HRES solar PV - biogás.	55
Figura 27 - Valores de Eficiência Ecológica (ϵ) para diferentes combustíveis em um MCI e os resultados obtidos neste presente trabalho.	58

Lista de Tabelas

Tabela 1. Acesso a eletricidade no mundo (por região) em 2018.[7].....	1
Tabela 2 - Composição média do biogás [27][21][28][29].	8
Tabela 3 - Caracterização química da manipueira[27].	10
Tabela 4 - Comparação de tecnologia disponível para conversão de energia [43].	13
Tabela 5 - Comparação entre tecnologias de módulos PV[60].	17
Tabela 6 - Energia potencial da manipueira resultando do processamento da mandioca no Brasil [75].	22
Tabela 7 - Parâmetros de entrada utilizados para a simulação [28][84].	25
Tabela 8 - Dados de entrada placa fotovoltaica[85][86].	26
Tabela 9 - Quantidade produzida para cada modelo e a quantidade de horas de funcionamento da planta.	38
Tabela 10 - orçamento para um biodigestor com volume de 1.375 m ³ [101].	40
Tabela 11 – Custo do investimento no conjunto de painéis fotovoltaicos (INVPV) segundo autores.	41
Tabela 12 - investimento da planta HRES solar PV – biogás proposta.	41
Tabela 13 – Custos de operação e manutenção da planta HRES solar PV- biogás.....	43
Tabela 14 - Vida útil e taxa de depreciação de cada equipamento de acordo com Anexo III – Taxas de depreciação na Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil N° 1700 [110].	44
Tabela 15 - Fatores de caracterização para cálculo de Π_{GW} e Π_{HT} [119][120].	49
Tabela 16 - Percentagens dos gases de exaustão em um CMCIG.....	50
Tabela 17 - Resultados obtidos na simulação da planta HRES solar PV – biogás no software TRNSYS 16.	51
Tabela 18 - Percentual de geração de energia a partir do biogás e de painéis PV em sistemas híbridos, estando os valores médios em negrito.	52
Tabela 19 - Custo de produção de eletricidade para cada subsistema e para o HRES solar PV-biogás após a amortização do investimento.	55
Tabela 20 - Principais resultados da análise econômica.....	56
Tabela 21 – Valores adotados para o cálculo dos fatores de emissão de poluentes.	57
Tabela 22 - Principais resultados da análise ecológica	58

Lista de Símbolos e Abreviaturas

Abreviaturas e Siglas

CAPEX	Despesas de Capital
CMCIG	Conjunto motor de combustão interna-gerador
DBO	Demanda Biológica de Oxigênio
DEGS	Grupo motor-gerador a Diesel
FAO	Organização das Nações Unidas para Agricultura e Alimentação
FER	Fonte de Energia Renovável
GLP	Gás liquefeito
HRES	Sistema Híbrido de Energia Renovável
IEA	International Energy Agency
IR	Imposto de Renda
MCI	Motor de Combustão Interna
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
PCI	Potência Calorífero Inferior[J/kg]
PV	Painel Fotovoltaico
NO _x	Óxidos de Nitrogênio
SO ₂	Dióxido de Enxofre
CH ₄	Metano
CO ₂	Dióxido de Carbono
MP	Material Particulado
N ₂ O	Óxido Nitroso

Símbolos

\dot{V}_{biogas}	Vazão volumétrica total de biogás utilizada para alimentar o sistema [m ³ /s]
\dot{V}_{comb}	Vazão volumétrica do combustível por DEGS [m ³ /s]

\dot{m}_{biogas}	Vazão mássica de biogás [kg/s]
A_{PV}	Área de cada módulo fotovoltaico [m ²]
CMO_{CMCIG}	Custo de manutenção e operação do CMCIG [$\frac{US\$}{kWh}$]
CMO_{PV}	Custo de manutenção e operação do conjunto de painéis PV [$\frac{US\$}{kWh}$]
CMO_{bio}	Custo de manutenção e operação do biodigestor [$\frac{US\$}{kWh}$]
$C_{el,HRES}$	Custo da eletricidade no HRES solar PV – biogás [$\frac{US\$}{kWh}$]
$C_{el,PV}$	Custo da energia elétrica produzida no sistema solar [$\frac{US\$}{kWh}$]
$C_{el,bio}$	Custo de produção de eletricidade para um sistema a biogás [$\frac{US\$}{kWh}$]
E_{comb}	Energia fornecida pelo combustível [kW]
$E_{entrada}$	Energia de entrada do sistema [kW]
$E_{p,bio}$	Consumo de energia pelo subsistema a biogás [kWh]
$E_{p,PV}$	Consumo de energia pelo subsistema solar fotovoltaico [kWh]
$E_{saída}$	Energia de saída do sistema [kW]
E_{solar}	Energia fornecida pela radiação solar [kW]
FB_{BIO}	Fator de ponderação do subsistema a biogás
FB_{PV}	Fator de ponderação do subsistema solar fotovoltaico
$G_{T,ref}$	Irradiância nas condições de referência [W/m ²]
G_T	Irradiância total no painel fotovoltaico [W/m ²]
$G_{média,Belterra,PA}$	Irradiância média total horizontal em Belterra-PA [$\frac{kJ}{hr\ m^2}$]
H_{PV}	Horas de operação do sistema solar [$\frac{horas}{ano}$]
H_{bio}	Horas de operação do CMCIG [$\frac{horas}{ano}$]
I_0	Corrente de saturação reversa do díodo [A]
$I_{0,ref}$	Corrente de saturação do díodo nas condições de referência [A]
$I_{L,ref}$	Módulo de corrente nas condições de referência [A]
I_L	Corrente do módulo PV [A]
INV_{CMCIG}	Investimento do conjunto MCI-gerador a biogás [US\$]
INV_{PV}	Investimento do conjunto de painéis solares PV [US\$]

INV_T	Investimento total da planta HRES solar PV – biogás [US\$]
INV_{bio}	Investimento do biodigestor e o sistema de remoção de H ₂ S [US\$]
$I_{mp,ref}$	Corrente no ponto de potência máxima ao longo da curva IV nas condições de referência [A]
$I_{sc,ref}$	Corrente de curto-circuito nas condições de referência [A]
N_{DEGS}	Número de DEGS operacionais
$N_{PV\ serie}$	Número de módulos conectados em série
N_{PV}	Número de módulos fotovoltaicos
N_s	Número de células por módulo
P_{CMCIG}	Potência Total gerada pelo CMCIG alimentado com biogás [W]
P_{CMG}	Potência gerada pelo CMG (Conjunto motor-gerador) [kW]
$P_{DEGS,RATED}$	Potência elétrica nominal de cada DEGS [W]
$P_{DEGS,SET}$	Ponto de ajuste de energia para cada DEGS [W]
P_{DEGS}	Potência elétrica produzida por cada DEGS [W]
P_{LOAD}	Potência requerida pela carga [W]
$P_{PV,max}$	Ponto de potência máxima [kW]
P_{PV}	Potência convertida pelos painéis fotovoltaicos [kW]
P_{PV}	Potência PV instalada [kW]
Q_{waste}	Perdas Térmicas Totais [W]
R_{PV}	Receita referente ao sistema solar PV [US\$]
R_{bio}	Receita referente ao sistema de produção de biogás [US\$]
R_s	Resistência do módulo [Ω]
R_{sh}	Resistência de “shunt” do módulo [Ω]
T_a	Temperatura ambiente [°C]
$T_{c,ref}$	Temperatura do módulo nas condições de referência [K]
T_c	Temperatura do módulo [K]
U_L	Coefficiente de perda térmica da matriz [W/m ² K]
$V_{mp,ref}$	Tensão no ponto de potência máxima ao longo da curva IV nas condições de referência [V]
$V_{oc,ref}$	Tensão de circuito aberto nas condições de referência [V]

V_{oc}	Tensão de circuito aberto [V]
η_{HRES}	Eficiência energética de um HRES
η_T	Eficiência energética total do sistema
η_c	Eficiência de conversão de módulo
η_{comb}	Eficiência do combustível
$\eta_{elétrica}$	Eficiência elétrica
μ_{isc}	Coefficiente de temperatura da corrente de curto-circuito [A/K]
μ_{voc}	Coefficiente de temperatura da tensão de circuito aberto [V/K]
ρ_{comb}	Densidade do combustível [kg/m ³]
$P_{down, i}$	Nível de potência de "cal down" para DEGS [W]
$P_{up, i}$	Nível de potência de "cal up" para DEGS [W]
B	Inclinação do painel fotovoltaico [°]
Γ	Parâmetro empírico de ajuste de curva PV
K	Constante de Boltzmann [J/K]
X	Razão de potência
FC	Fluxo de caixa no período t
FCL	Fluxos de Caixa Livre
I	Corrente [A]
IR	Índice de rentabilidade
PMT	Valor das prestações [US\$]
PV	Valor total do investimento [US\$]
TIR	Taxa Interna de Retorno
$TIRM$	Taxa Interna de Retorno Modificada
TMA	Taxa Mínima de Atratividade [%]
V	Tensão [V]
VPL	Valor Presente Líquido [US\$]
f	Fator de anuidade [$\frac{1}{ano}$]
i	Taxa anual de juros [%]
n	Período planejado para a amortização do investimento [ano]
q	Constante de carga de electrón

t	Enésimo período no tempo em que o dinheiro será investido no projeto [ano]
$\tau\alpha$	Ângulo de absorção-transmissão do módulo [°C]
ϵ	Lacuna de banda do semicondutor [eV]
ϵ	Eficiência ecológica da planta [%]
Π	Indicador de poluente [kg/MJ]
$f_{CO_2 eq}$	Fator de emissão de dióxido de carbono equivalente [kg de biogás/kg de CO ₂ equivalente]

1. Introdução

Atualmente, observa-se um cenário onde o crescimento rápido da população e da atividade industrial, resultou em uma estreita relação entre a quantidade e qualidade de energia disponível e o avanço da economia [1][2][3].

Saidi & Omri [2] apontam que o consumo energético nos países desenvolvidos está aumentando em média 1,1% ao ano. Enquanto, nas economias emergentes, o consumo de energia primária cresce a uma taxa média anual de 3,2%. Habachi [4] prevê para 2030 aumentos de 40% e 50% no consumo de energia na Europa e nos EUA, respetivamente, além de duplicar na Índia e triplicar na China.

Paralelamente com esta situação, tem-se o conceito de desenvolvimento sustentável, definido por Estender & Pitta [5] como a forma como as atuais gerações satisfazem as suas necessidades, sem comprometer a capacidade de gerações futuras de satisfazerem as suas próprias necessidades, cada vez mais presente nas políticas públicas e agendas mundiais. Dentro desse contexto, um dos principais Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) é assegurar o acesso confiável, sustentável e a preço acessível de energia para todos [6].

Tabela 1. Acesso a eletricidade no mundo (por região) em 2018.[7]

	Proporção da população com acesso à eletricidade	
	Urbano	Rural
Mundo	96%	79%
Países Desenvolvidos	95%	77%
África	79%	35%
África do Norte	99%	99%
África Subsaariana	74%	26%
Ásia	98%	91%
China	99%	99%
Índia	99%	92%
Indonésia	99%	96%
América Central e do Sul	99%	88%

Tal tema se torna relevante, quando se tem em conta que, segundo a IEA (International Energy Agency) [7], o número de pessoas sem acesso aos serviços básicos de eletricidade era de cerca de 860 milhões em 2018, com destaque para regiões como a África Subsaariana, em que apenas 45% da população têm em acesso eletricidade (Tabela 1). Outro fator relevante é o fato de, proporcionalmente, a maior parte da população sem acesso a eletricidade está em áreas rurais, consideradas com baixa infraestrutura.

Sem disponibilidade de energia, há poucas perspectivas de desenvolvimento da economia do país e das condições de vida da população [1].

Aliando estes fatores Swain & Karimu [8] abordam o fato da energia renovável ter uma forte relação com ODS, sendo considerada, pela IEA [7], como a maneira mais viável economicamente de alcançar o acesso universal à eletricidade, além de desempenhar um papel-chave para garantir a segurança energética e o crescimento sustentável.

Corroborando com tais ideias, Zhao & Lifeng [9] apresentam estimativas de que até 2050, as FERs serão amplamente utilizadas em setores como eletricidade, aquecimento, refrigeração e transportes, representando uma parcela significativa na matriz energética mundial.

1.1 Motivação

Entre as fontes renováveis mais utilizadas, pode-se destacar solar, biomassa, geotérmica, maremotriz, hidrelétrica e eólica [2][10]. Na Figura 1, tem-se os valores, em percentagens, da capacidade mundial instalada de diferentes fontes de energia renovável no ano de 2017, sendo possível perceber que cerca de 94,4% do total da capacidade instalada era de responsabilidade da energia solar, eólica e hidrelétrica.

Aliado a esta informação, as tecnologias de energia solar fotovoltaica, turbinas eólicas e geradores de biogás tiveram a maior taxa de crescimento nos últimos anos quando comparadas as outras FERs [1][2][8][10], no entanto, seu uso ainda se mantém restrito devido as características de intermitência e variabilidade das energias solar e eólica [10], e problemas de operação e controle dos sistemas de biogás [1]. Alberizzi [11] e Baruah [12] afirmam que tais fatores são limitadores na aceitação e confiabilidade das

FERs, apontando os sistemas híbridos de energias renovável (HRESs) como uma perspectiva promissora nesse sentido.

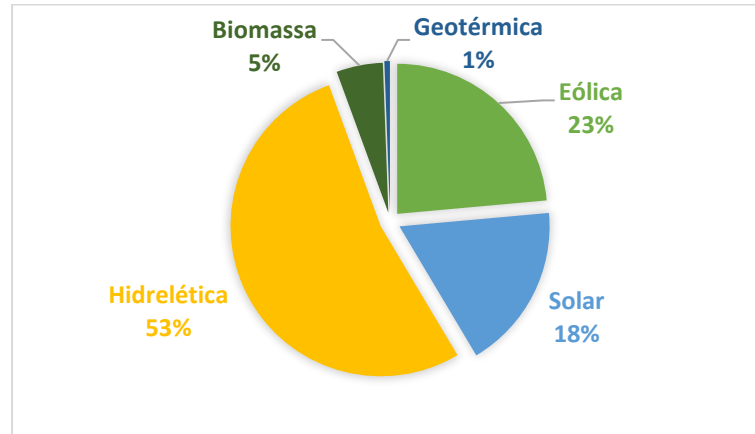


Figura 1. Percentagens mundial da capacidade instalada de diferentes fontes de energia renovável em 2017[10].

Os Sistemas Híbridos de Energia Renovável (HRESs) são sistemas que combinam várias tecnologias e FERs, para assim implementar a solução mais adequada para cada caso, sendo capaz de diminuir problemas de intermitência, reduzir custos, atender às demandas de energia e minimizar as emissões de CO₂ [1][10][11][13][14]. Além disso, os HRESs estão crescendo em um ritmo rápido e, portanto, são considerados um tópico interessante a ser discutido por diversos autores [15][16][17].

Dentre os HRESs mais comumente estudadas, a configuração solar PV-biogás é considerada a mais promissora em termos técnicos e financeiros em comparação com os outros sistemas [1][14], além de está se tornando uma escolha popular para áreas rurais, onde o acesso a eletricidade é escasso [10]. Gou [17] afirma ainda, que a combinação de energia solar e de biogás é a abordagem mais versátil para HRESs.

1.2 Objetivos

Desta forma, este presente trabalho tem como objetivo principal realizar o estudo de viabilidade de um sistema híbrido alimentado por biogás e energia solar fotovoltaica, de forma a avaliar os seguintes critérios:

- Analisar, com auxílio do software *TRNSYS 16*, todos os processos sobre o ponto de vista energético, de modo a permitir a determinação da eficiência global da planta proposta;
- Analisar todos os processos sobre o ponto de vista de financeiro, a fim de determinar a viabilidade econômica da planta proposta a partir de indicadores como: payback, payback descontado, VPL, IR, TIR e TIRM;
- Analisar todos os processos sobre o ponto de vista ecológico, a fim de determinar o quão poluente é o processo proposto durante sua operação.

1.3 Estrutura

Este presente trabalho será composto por 5 capítulos, organizados como descrito nos próximos parágrafos.

O primeiro capítulo é referente a Introdução, onde foi apresentado o contexto geral e enquadramento do tema proposto, bem como a motivação para o estudo e seus principais objetivos.

No segundo capítulo foi apresentado uma breve revisão teórica sobre o assunto, abordando os principais conceitos e informações necessárias para o entendimento deste presente trabalho. Inicialmente será contextualizado sobre os Sistemas Híbridos de Energia Renovável (HRESs), destacando sobre suas principais características e configurações. Em seguida, trataremos sobre as FERs que alimentam o sistema, sendo estas: biogás e energia solar fotovoltaica. Por fim, será apresentado um breve resumo sobre o TRNSYS, programa utilizado durante a análise energética do sistema.

No terceiro capítulo foi apresentado a Metodologia aplicada, sendo esta dividida em três subcapítulos: Análise Energética, Análise Econômica e Análise Ecológica da planta em estudo.

O quarto capítulo contém os resultados encontrados durante as análises, energética, econômica e ecológica, realizadas, bem como as discussões geradas a partir dos mesmos.

No quinto, e último, capítulo são apresentadas as conclusões alcançadas durante a elaboração deste presente trabalho, bem como propostas de trabalhos futuros.

2. Revisão da Literatura

Neste capítulo serão abordados os fundamentos teóricos necessários para o entendimento das informações aqui descritas, dando um parecer geral sobre o tema estudado.

2.1 Sistema Híbrido de Energia Renovável (HRES)

Um sistema Híbrido de Energia Renovável (HRES) é baseado na combinação de duas ou mais fontes de energia renováveis [10][14][17][15]. Segundo Namrata [16] quando várias fontes renováveis são integradas como um único sistema híbrido, os pontos fortes de uma fonte compensam as deficiências de outra, resultando em uma melhor eficiência, maior produção total e custo geral reduzido [1][13].

Originalmente, o foco na utilização de energia renovável híbrida (HRE) foi para geração de energia em áreas rurais e/ou remotas [17], onde os sistemas são autônomos e descentralizados. Porém, atualmente, já temos HRES que trabalham em combinação com a rede para suprir a demanda de energia elétrica de uma determinada região. Tais sistemas são apontados como uma forma prática da produção de eletricidade acompanhar o aumento da demanda, evitando sobrecarga da rede elétrica [1][12][14][15][16][18].

Segundo Nicolau et al. [19] sistemas híbridos bem projetados evitam desperdício de geração e contribuem para redução dos custos do kWh e de projeto, tornando a geração combinada mais competitiva em relação aos sistemas de geração tradicionais. Cada sistema híbrido deve ser adaptado para atender às necessidades de geração de energia e dos recursos energéticos específicos disponíveis no local.

2.1.1 Configurações de HRES

HRESs são delineados por diferentes configurações, que geralmente são determinadas de acordo com a disponibilidade das FERs na região de implementação do sistema. O dimensionamento, a operação e o controle das fontes renováveis em um HRES são essenciais para viabilidade e estabilidade técnico-econômica do projeto [10][15][18].

As configurações mais comuns são painéis fotovoltaicos (PV) acoplados a baterias, turbinas eólicas - baterias e painéis fotovoltaicos - turbinas eólicas. Porém, quando se é implementado um sistema de armazenamento de energia, como baterias, o custo total do projeto é elevado, perdendo a competitividade de mercado e dificultando a implementação do HRES. Além disso, a configuração de energia solar PV e turbinas eólicas, é uma combinação de duas FERs que apresentam problemas de intermitência e por este motivo, não geram confiabilidade [15][16][17].

Devido a estes fatores, outras configurações têm sido estudadas e mostram grande potencial, sendo estas: PV e/ou eólica - hidrogênio, PV e/ou eólica – biomassa, PV – biogás e PV – Eólica – Biogás [1][15][16][17][20].

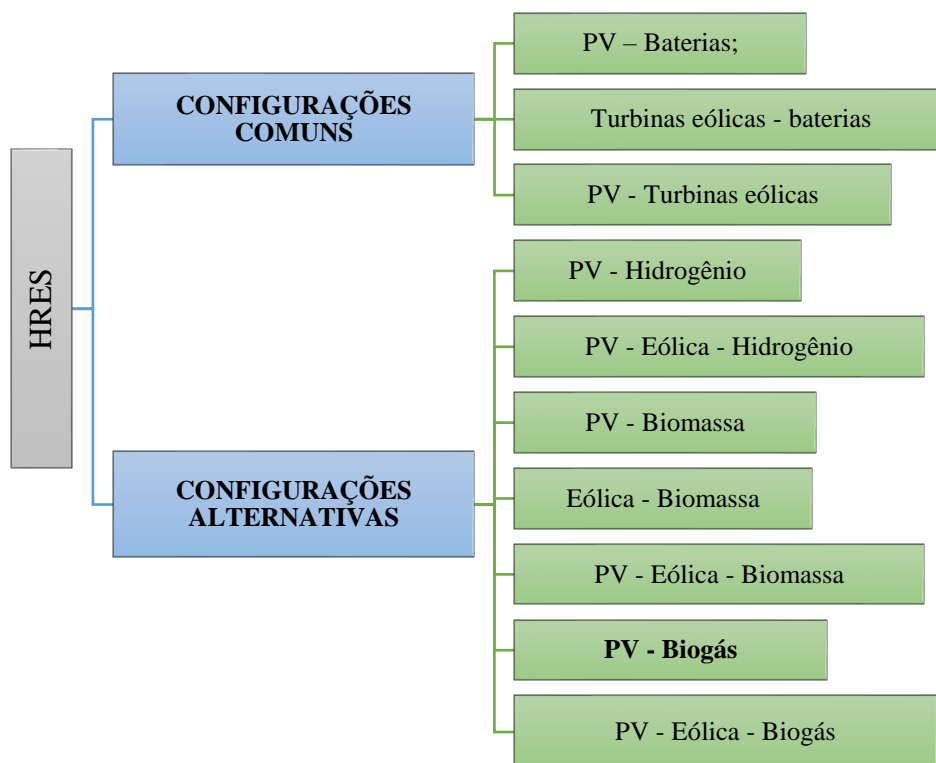


Figura 2 - O fluxograma de configurações de sistemas híbridos de energia renovável[15][16][17].

Através da Figura 2, é possível perceber uma tendência em configurações entre FERs convencionais, como energia solar PV e turbinas eólicas, e fontes alternativas com o biogás. Kapoor [21] e Milanez et al. [22] apontam que devido a estabilidade apresentada pelo biogás, este pode atuar como mecanismo regulador da intermitência de outras FERs quando aplicado em HRES. Além disso, Nixon [20] afirma que a hibridização de energia

solar com biogás combina duas fontes de energia que se complementam, superando suas desvantagens individuais e ganhando destaque quando comparadas as outras configurações.

2.1.1 HRES solar PV – biogás

A configuração energia solar PV e biogás combina FERs versáteis e de fácil acesso, possibilitando diversas formas de implementação do sistema, em diferentes regiões e para diferentes fins de produção energética [14].

Agyenim et al. [14], por exemplo, apresenta um estudo de viabilidade de um HRES solar PV – biogás para garantir o fornecimento de energia às comunidades em Gana, enquanto Nixon [20], estuda a viabilidade de implementar de um HRES solar PV – biogás na Índia. Ambos afirmam que a configuração solar PV e biogás tem um grande futuro, não só devido a possibilidade de garantir suprimento de energia de forma segura e eficiente, como também pela possibilidade de aliar a produção de biogás ao tratamento de resíduos urbanos ou agroindustriais.

Outro estudo recente, de Sigarchian et al. [23], apresenta a simulação de sistemas híbridos de energia, incluindo painéis solares, turbinas eólicas e geradores de biogás, para fornecer eletricidade a uma comunidade rural no Quênia. Os resultados apontam que sistemas fotovoltaicos e geradores de biogás seriam responsável pela maior parte da produção energética, 49% e 32% respectivamente. A análise da simulação também mostra que os motores a biogás podem economizar cerca de 17,0 toneladas de dióxido de carbono por ano quando substituem os motores a diesel.

Strazzabosco et al. [24] realizou um estudo de caso, na Califórnia – EUA, considerando a hibridização solar PV e biogás, sendo o biogás produzido a partir de tratamento de águas residuais. O estudo compilou e examinou dados de 105 usinas de tratamento de águas residuais, representando 78% dos fluxos totais do estado. Em média, o biogás contribuiu com 25–65% para a demanda geral de energia, enquanto o solar forneceu com 8–30%, garantindo em muitos casos, a autossuficiência energética da planta.

2.2 Biogás

A produção e o uso do biogás aumentou rapidamente em muitos países nos últimos 20 anos, contribuindo com mais de 35% da geração de bioenergia a partir de fontes de biomassa e ganhando destaque entre as fontes de energia renovável [12][25][26].

Biogás é uma mistura de gases que resulta da conversão da biomassa em energia secundária [21][27][28], sendo, essencialmente, composto por Metano (CH_4) e Dióxido de carbono (CO_2) (Tabela 2) e apresenta, segundo Chaves et al. [28], Poder Calorífico Inferior (PCI) de aproximadamente 25.000 kJ/kg.

Tabela 2 - Composição média do biogás [27][21][28][29].

Constituinte	Concentração (%)
Metano (CH_4)	50 – 75%
Dióxido de carbono (CO_2)	15 – 50%
Humidade	1 – 5%
Gás sulfídrico (H_2S)	0,1 – 3%
Hidrogênio (H)	< 1%

O principal método de produção do biogás é através da digestão anaeróbica em reatores controlados, chamados biodigestores. Depois disso, o biogás pode ser melhorado por vários métodos (absorção, adsorção, filtração por membrana, separação criogênica), resultando em uma elevação da percentagem de metano e aproximando-o do gás natural [1][14][21][22][27], como mostrado no esquema da Figura 3.

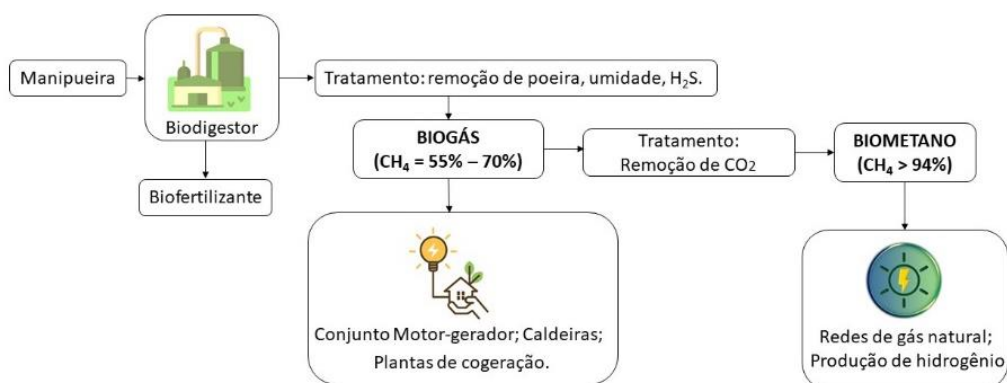


Figura 3 - Processo de produção de biogás[22]

Diferentes tipos de materiais orgânicos podem ser utilizados como matéria-prima para a produção de biogás [30], porém o uso de resíduos ou efluentes têm se tornado cada vez mais popular. Segundo Milanez et al. [22], a produção de biogás é importante tanto para a substituição dos combustíveis fósseis quanto para o tratamento de resíduos, tornando o processo eficaz e lucrativo. De acordo com Chaves et al. [27], se aliarmos o processo de digestão anaeróbica com o ponto de vista de implementação de tecnologias sustentáveis, podemos resolver de forma mais eficiente o tratamento de resíduos e produzir biocombustível de baixo custo e elevado potencial. Temos ainda, Gustafsson [25], que aponta o fato do uso biogás se tornar mais vantajoso quando comparado a outras FERs, por representar uma solução mais abrangente se a sua produção está combinada ao tratamento de resíduos.

Os resíduos mais comumente utilizados para a produção de biogás estão listados abaixo:

- Resíduos urbanos, como lodo de estações de tratamento de águas residuais [24][31].
- Resíduos agrícolas, como a palha de arroz ou milho [29].
- Resíduos agropecuários, como esterco bovino [22][31].
- Resíduos agroindustriais, como a manipueira (água residual do processamento da mandioca) [27][28][32].

Vale citar que, os resíduos agroindustriais representam 3/4 do potencial mundial de matérias-primas disponíveis para a produção de biogás [22] e, nesse contexto, Barana [33] e Chaves et al. [28] dão destaque para manipueira, que se distingue dos demais resíduos, por apresenta um elevado potencial poluidor (25 vezes maior que o esgoto doméstico, por exemplo) e grande potencial energético quando associada a produção de biogás [32].

2.2.1 Manipueira

A manipueira é a água residual oriunda do processo de prensagem da mandioca para produção de farinha seca, apresentando elevado teor de material orgânico e necessitando assim, de tratamento para que possa ser lançada no ambiente externo sem causar danos [33][34]. A poluição gerada por esse efluente está diretamente ligada à sua

elevada carga de DBO (Demanda Biológica de Oxigênio) e também por apresentar em sua composição uma substância de efeito tóxico, o ácido cianídrico [28][27][32].

Tabela 3 - Caracterização química da manipueira[27].

Componentes	Quantidade
Nitrogênio	3,42 kg/m ³
Fósforo	0,70 kg/m ³
Potássio	3,09 kg/m ³
Cálcio	0,19 kg/m ³
Magnésio	0,60 kg/m ³
Sódio	0,46 kg/m ³
Cianeto Livre	0,0425 kg/m ³
DBO	14 – 34
PH	4 – 5

A Tabela 3, apresenta a caracterização química da manipueira. De acordo com Sánchez et al. [35], a toxidade da manipueira a torna um efluente único, sendo considerada como um dos principais agentes poluidor das regiões das fábricas de farinha [28][27][32][33].

As lagoas de estabilização aeróbica são, hoje, o principal processo de tratamento da manipueira, correspondendo, segundo Ubalua [36] a uma custo de cerca de 20 a 50% do custo total de investimento de uma fábrica. Outro fator que inviabiliza a implementação das lagoas é o fato de requerem uma área considerável ao redor das fábricas para sua implementação [35].

Por outro lado, Arrieta & Cantera [37] afirmam que a matéria orgânica presente na manipueira é transformada, durante o processo de digestão anaeróbico, cerca de 70 a 80% em biogás, 20 a 25% em adubo e entre 1 a 5% em novos microrganismos, resolvendo assim, o problema da toxidade e produzindo um biogás com preço competitivo.

Sánchez et al. [35] também afirma que a implementação de uma biorrefinaria de resíduos baseada na biodigestão das águas residuais do processamento da mandioca visa atingir um objetivo duplo. Em primeiro lugar, a mitigação de um problema ambiental já que a digestão anaeróbia neutraliza o potencial poluente do efluente. Em segundo lugar, recursos significativos podem ser recuperados. Entre eles, o biogás produzido através da

decomposição anaeróbica, que é especialmente valioso, pois pode ser usado localmente para o processo de calor e eletricidade (Figura 4).

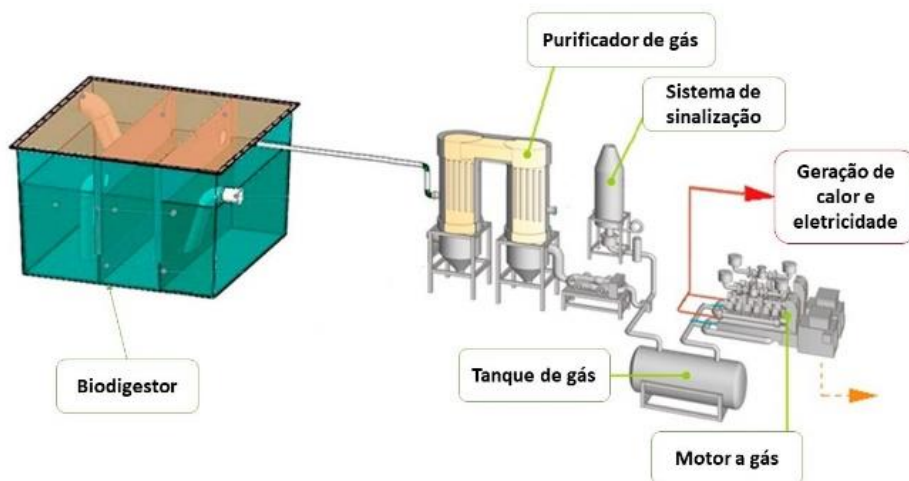


Figura 4 - Exemplo biorrefinaria CHP (calor e energia combinados) para o tratamento e recuperação de recursos de águas residuais de mandioca[35].

Segundo Fioretto [38], a cada 3 quilos de mandioca processada é gerado 1 litro de manipueira e 1 tonelada/dia do resíduo causa uma poluição equivalente a uma população de 230 a 300 habitantes/dia.

De acordo com a Organização das Nações Unidas para Agricultura e Alimentação (FAO) [39], a mandioca é encontrada em mais de 100 países, registrando crescimento da produção de 124 milhões de toneladas em 1980 para 235 milhões de toneladas em 2015, ficando atrás apenas do milho (Figura 5).

Os dados mais recentes da FAO (2018) [40] apontam a Nigéria como maior produtor mundial de mandioca, responsável pelo cultivo de cerca de 59,5 milhões de toneladas. Deste total, apenas 18% são processadas para a produção de farinha. Em seguida, temos a Tailândia com 31,7 milhões de toneladas, utilizando cerca de 75% desse total para produção de farinha e fécula. Em terceiro e quarto lugar, temos a República democrática do Congo (29,9 milhões de toneladas) e Ghana (20,8 milhões de toneladas). O Brasil ocupa o 5º lugar com 17,6 milhões de toneladas de mandioca, processando anualmente cerca de 90% da sua produção e se destacando na industrialização e consumo de farinha de mandioca [28][36][39][41]. Se contabilizarmos a produção total de farinha

de tais países, temos a liberação de cerca de 40 milhões de litros de manipueira diariamente que poderiam ser utilizados como substrato para produção de biogás.

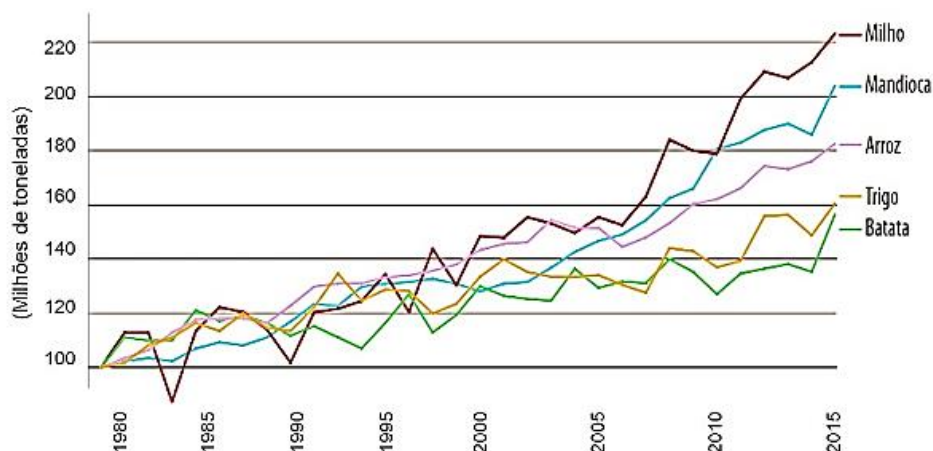


Figura 5 - Crescimento da produção mundial das principais culturas alimentares, 1980-2015 [39].

2.2.2 Biodigestores

Biodigestores consistem basicamente de uma ou mais câmaras, de formato variado onde se processa a fermentação anaeróbica da matéria orgânica, de uma redoma, ou campânula, para armazenamento do biogás produzido e de uma saída para o material digerido. Sua principal função é a manutenção das propriedades fermentativas da biomassa bacteriana [28][27][32]. Os biodigestores anaeróbicos podem ser de fase única ou fase dupla, contínuos ou de batelada, se adequando a sua aplicação e uso.

Segundo Santos [34], o biodigestor correto para o aproveitamento do biogás gerado a partir da manipueira é o de fase dupla. Barana & Cereda [42] corroboram com esta informação quando indicam que o tratamento da manipueira em reator monofásico não é viável, devido à excessiva acidificação do meio, o que leva o biodigestor a um estado instável. A preferência do uso de sistemas com dois estágios se dá, então, pela possibilidade de separar o substrato em diferentes fases, permitindo que as reações não compartilhem necessariamente as mesmas condições, o que resolve o problema da acidificação e leva a uma maior taxa de reação geral e produção de biogás [28][27].

2.2.3 Tecnologia de conversão de biogás

Existem diversas tecnologias para efetuar a conversão energética do biogás. Entende-se por conversão energética o processo que transforma um tipo de energia em outro. No caso do biogás a energia química contida em suas moléculas é convertida em energia mecânica por um processo de combustão controlada. Essa energia mecânica pode ativar um gerador para converter em energia elétrica ou ser aproveitada em forma de energia térmica [27][43]. A Tabela 4 a seguir, apresenta uma comparação entre as tecnologias disponíveis para conversão de biogás, considerando valores de rendimento e emissão de NOx.

As turbinas a gás e os motores de combustão interna (MCI) são as tecnologias mais utilizadas para esse tipo de conversão energética, sendo que segundo Yilmaz & Gumus [44], o uso de combustíveis gasosos como combustíveis alternativos para MCI está aumentando em todo o mundo.

Tabela 4 - Comparação de tecnologia disponível para conversão de energia [43].

	MCI Ciclo Otto	MCI Ciclo Diesel	Turbinas a gás (médio porte)	Microturbinas a Gás (CAPSTONES)
Potência	30kW – 20MW	5 kW – 20MW	500 kW – 150 MW	30 kW – 100 kW
Rendimento	30% a 34%	30% a 35%	20% a 30%	24% a 28%
Emissões de NOx	< 250 ppm	27 ppm	35 a 50 ppm	< 9 ppm

2.3 Energia Solar Fotovoltaica

Entre todas as fontes de energia renováveis, a energia solar é uma das fontes de energia mais abundantes e limpas, sendo considerada como uma alternativa promissora para atender à crescente demanda energética [45][46][47][48]. Atualmente, o uso da tecnologia de painéis fotovoltaicos é a mais aceita entre as fontes renováveis para geração de energia elétrica.

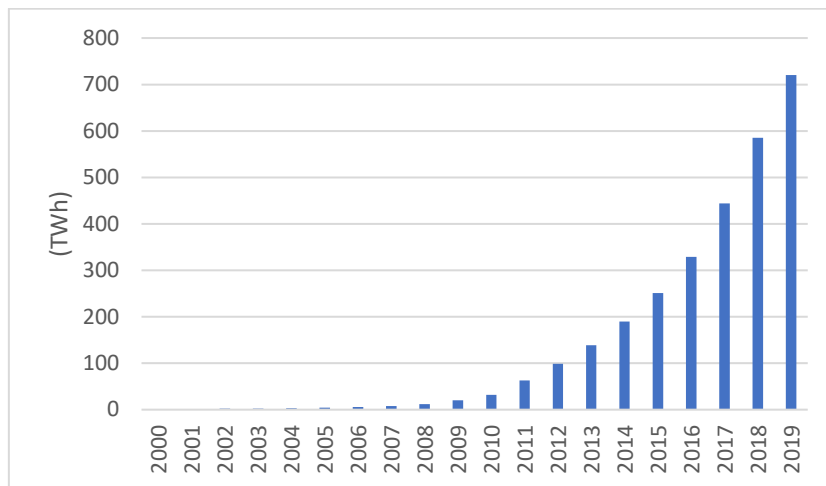


Figura 6 - Geração de energia solar fotovoltaica no cenário de desenvolvimento sustentável, 2000 – 2019 [49].

Nos últimos 10 anos, a energia solar PV apresentou um crescimento substancial, resultando numa melhora significativa da sua capacidade, tanto em soluções técnicas quanto sustentáveis [45][47][50]. Segundo dados da IEA (2020) [49], a geração solar fotovoltaica aumentou 22% em 2019 e representou o segundo maior crescimento absoluto da geração de todas as tecnologias renováveis, um pouco atrás da eólica e à frente da energia hidrelétrica. A Figura 6 mostra evolução da capacidade global de energia PV instalada entre os anos de 2000 e 2019. Como as implantações de energia solar fotovoltaica cresceram rapidamente, os preços dos sistemas solares caíram [48][51][52], tornando-a bastante competitiva no mercado.

Uma planta solar PV típica consiste em quatro elementos básicos: Módulo fotovoltaico, controlador de carga, inversor e bateria (quando necessário) (Figura 7).

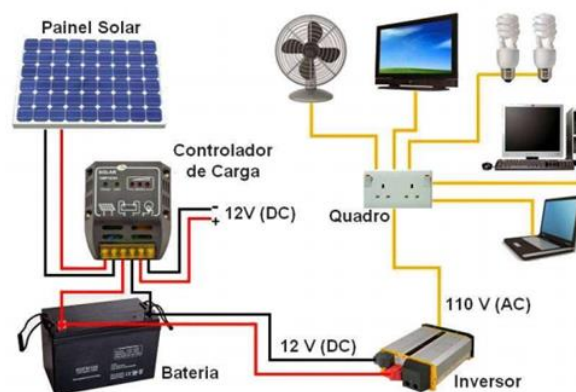


Figura 7 - Sistema típico de energia solar fotovoltaica [53].

O módulo fotovoltaico é constituído por células fotovoltaicas, sendo estas um dispositivo elétrico que converte diretamente a energia dos fótons em eletricidade de corrente contínua (DC) por meio de um fenômeno químico/físico denominado efeito fotovoltaico [53][54][55]. O inversor é responsável por otimizar a energia gerada por painéis solares e transformar, com eficiência, a energia elétrica no formato necessário para injetar na rede [52]. As baterias são utilizadas para armazenar o excedente produzido e o controlador de carga tem a função de evitar que as baterias sejam sobrecarregadas ou descarregadas completamente, aumentando sua vida útil [53].

Entre as principais aplicações de um sistema de energia solar fotovoltaico temos a eletrificação de locais que não dispõem da rede elétrica [56] ou para complementação energética em locais que já são atendidos por eletricidade, através de sistema conectados a rede que permitem gerar eletricidade em paralelo com a rede pública [57][58]. A eletricidade gerada pode ser aproveitada para iluminação ou alimentar equipamentos, por exemplo.

2.3.2 Células Fotovoltaicas

As células PV representam o principal componente dos sistemas fotovoltaicos, sendo responsáveis por gerar eletricidade quando a luz solar é incidente. O seu potencial de geração depende de vários fatores, como a intensidade da luz solar, as condições climáticas locais e o tipo de material fotovoltaico [52][59].

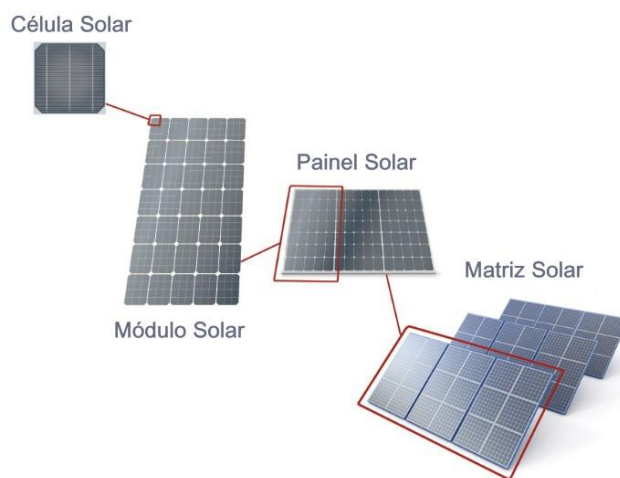


Figura 8 - Célula solar fotovoltaica, módulo, painel e matriz solar [56].

Uma célula solar é uma unidade básica (Figura 8) e cada célula pode produzir uma pequena quantidade de energia dependendo de sua eficiência. Para atender a altos níveis de potência, as células são conectadas em combinações em série/paralelas para que os módulos PV sejam formados, atingindo uma faixa de potência de 3 a 200 Wp.

As conexões em série e paralelas de células solares são feitas para gerar alta potência. Para aumentar a tensão de saída, as células solares são conectadas em série e, para aumentar a corrente de saída, elas são conectadas em paralelo. Para fazer conexões em série e paralelas, assume-se que todos os parâmetros das células solares são idênticos [48][52][59].

As tecnologias de painel PV mais populares podem ser divididas em dois grupos principais, o primeiro sendo tecnologias cristalinas, que inclui monocristalino (Mono C-Si) e policristalino (Poli C-Si) e o segundo, tecnologias de filme fino, que inclui telureto de cádmio (CdTe) e silício de filme fino amorfo [46][60]. A tecnologia PV cristalina tem sido até agora a tecnologia dominante e mais popular [60]. A Figura 9 mostra a participação de cada umas das tecnologias na produção mundial de módulos PV em 2017.

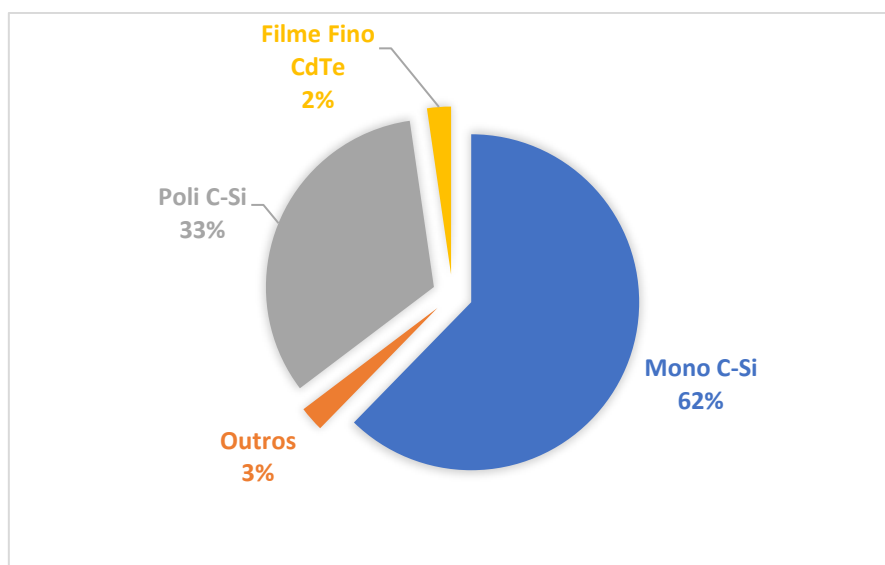


Figura 9 - Participação das tecnologias na produção mundial de módulos PV em 2017 [60].

Devido ao baixo custo, os painéis Poli C-Si ocupam uma grande fatia do mercado, atingindo 62,3% da produção anual [46][60]. Os painéis Mono C-Si são os que apresentam maior eficiência quando comparados aos Poli C-Si e os de filme fino, e por este motivo, de acordo com Thopil et al. [60], 33% da produção mundial era constituída

de painéis mono C-Si em 2017. Entre os módulos de filme fino, os CdTe são os que se destacam, sendo responsáveis por 2,3% da produção total de painéis PV globais em 2017 [54][59][60].

A eficiência das células PV é um dos fatores determinantes para a estabilização da tecnologia [45], sendo um parâmetro importante a ser analisado. A Tabela 6, apresenta uma compilação de dados da literatura de eficiência e as principais características de cada tipo de tecnologia de módulos PV mencionados anteriormente.

Tabela 5 - Comparação entre tecnologias de módulos PV[60].

Tecnologia	Características	Eficiência	Vida Útil	Referência
Mono C-Si	Excelente eficiência de conversão; Alto custo de fabricação;	20 – 26,7%	25 – 30 anos	[60][61]
Poly C-Si	Baixo custo de fabricação; Requer menos energia durante seu processo de fabricação;	17 – 20,3%	20 -25 anos	[1][60][62]
Filme finos	Menos gasto de material para fabricação; Flexibilidade e fácil instalação; Baixa eficiência;	10 – 19,2%	-	[53][60]

2.4 TRNSYS (Transient System Simulation Tool)

O TRNSYS é um programa de simulação de sistemas transientes que está disponível comercialmente desde 1975. A ferramenta é mantida atualmente por uma colaboração internacional dos Estados Unidos (Especialistas em Sistema de Energia Térmica e o Laboratório de Energia Solar da Universidade de Wisconsin), França (Center Scientifiqueet Technique du Bâtiment) e Alemanha (TRANSSOLAR Energie technik) e tem como objetivo simular os setores de eletricidade e calor de um sistema de energia. Seu funcionamento é baseado em analisar o desempenho de todo o sistema de energia

dividindo-o em componentes individuais e é usado principalmente para avaliar sistemas de energia de projeto único, comunidade local ou ilha [63][64].

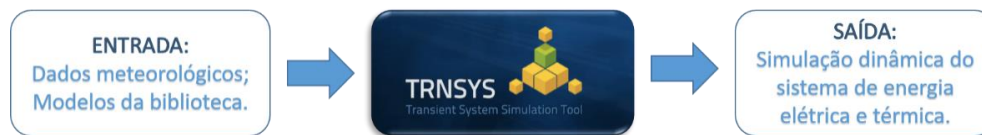


Figura 10 - Representação esquemática de TRNSYS[65].

O TRNSYS tem sido usado extensivamente para simular aplicações de energia solar, edifícios convencionais e até mesmo processos biológicos, sendo que ele pode simular toda geração térmica e renovável, exceto energia nuclear, das ondas, das marés e hidrelétricas [66]. Entre seus principais diferenciais, Azraff et al. [67] e Upadhyay & Sharma [68] apontam o fato do pacote de software TRNSYS ser altamente flexível e possuir uma complexa e grande biblioteca de componentes permitindo ao usuário modelar o sistema rapidamente, com destaque para uma base de dados meteorológicos atualizada e de diversos países e localidades.

2.5 Web of Science - Busca Bibliográfica

De modo a verificar o estado da arte quanto a sistemas híbridos biogás-solar PV, foi realizada uma busca bibliográfica na base de dados *Web of Science*. *Web of Science* é uma plataforma referencial de citações científicas projetada para apoiar pesquisas científicas e acadêmicas. A pesquisa foi realizada no dia 14 de outubro de 2020 e foram feitas 3 buscas com palavras-chaves distintas, depois disso, foi utilizado a ferramenta de combinar os resultados a partir da opção “OR”. Como resposta, foram encontrados um total de 1059 artigos sobre o tema. As palavras-chave utilizadas foram:

- “biogás” AND “solar”;
- “biogás” AND “fotovoltaic”;
- “biogás” AND “solar” AND “híbrido”.

A Figura 8 mostra os resultados dos estudos sobre o tema organizados de acordo com os anos das publicações, sendo estes de 2010 a 2019. Além desta informação, foi possível verificar os principais países que pesquisam sobre o tema, sendo estes: Índia,

China, Alemanha, Estados Unidos e Espanha. O Brasil aparece entre os 20 principais países, na décima sétima posição. Desta forma, é possível perceber a intensificação nos estudos sobre os HRES biogás-solar PV no mundo todo e reforçar a significância e atualidade do tema.

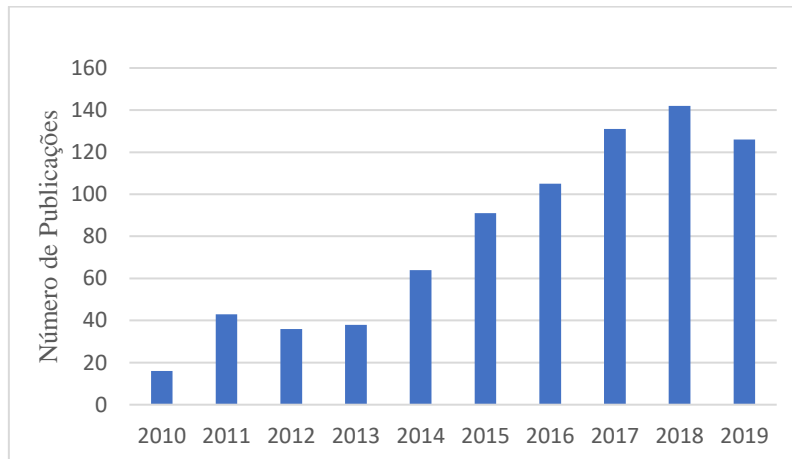


Figura 11 - Resultado da pesquisa no Web ofScience referente aos anos de publicações, sendo as as palavras-chave utilizadas: “biogás”, “solar”, “photovoltaic” e “hybrid”.

Além desta busca, outra foi realizada, incluindo como palavras-chave: “hybrid” AND “renewable energy” AND “TRNSYS”, na tentativa de avaliar o uso do software como ferramenta para avaliar HRES. Para esta busca foram encontrados 466 artigos, sendo destes 100 de autores da Itália, 65 da China e 31 da Espanha. A Figura 11 ilustra como o TRNSYS é utilizado para avaliar HERS no mundo. Segundo Chandel [69], o uso do TRNSYS para avaliar HRES têm se tornado cada vez mais popular, sendo considerado entre as principais ferramentas de simulação híbrida.

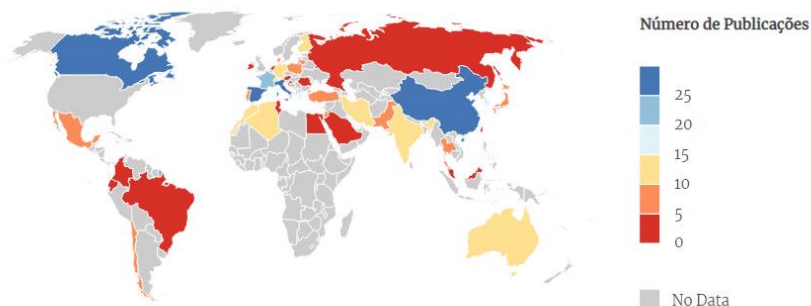


Figura 12 – Publicações que envolvem o uso do software TRNSYS para avaliar HRES em diversos países.

3. Metodologia

O presente estudo propõe a modelagem, simulação e avaliação do potencial de geração de energia elétrica de um sistema híbrido biogás-solar fotovoltaico teórico. A metodologia utilizada é apresentada na Figura 13.

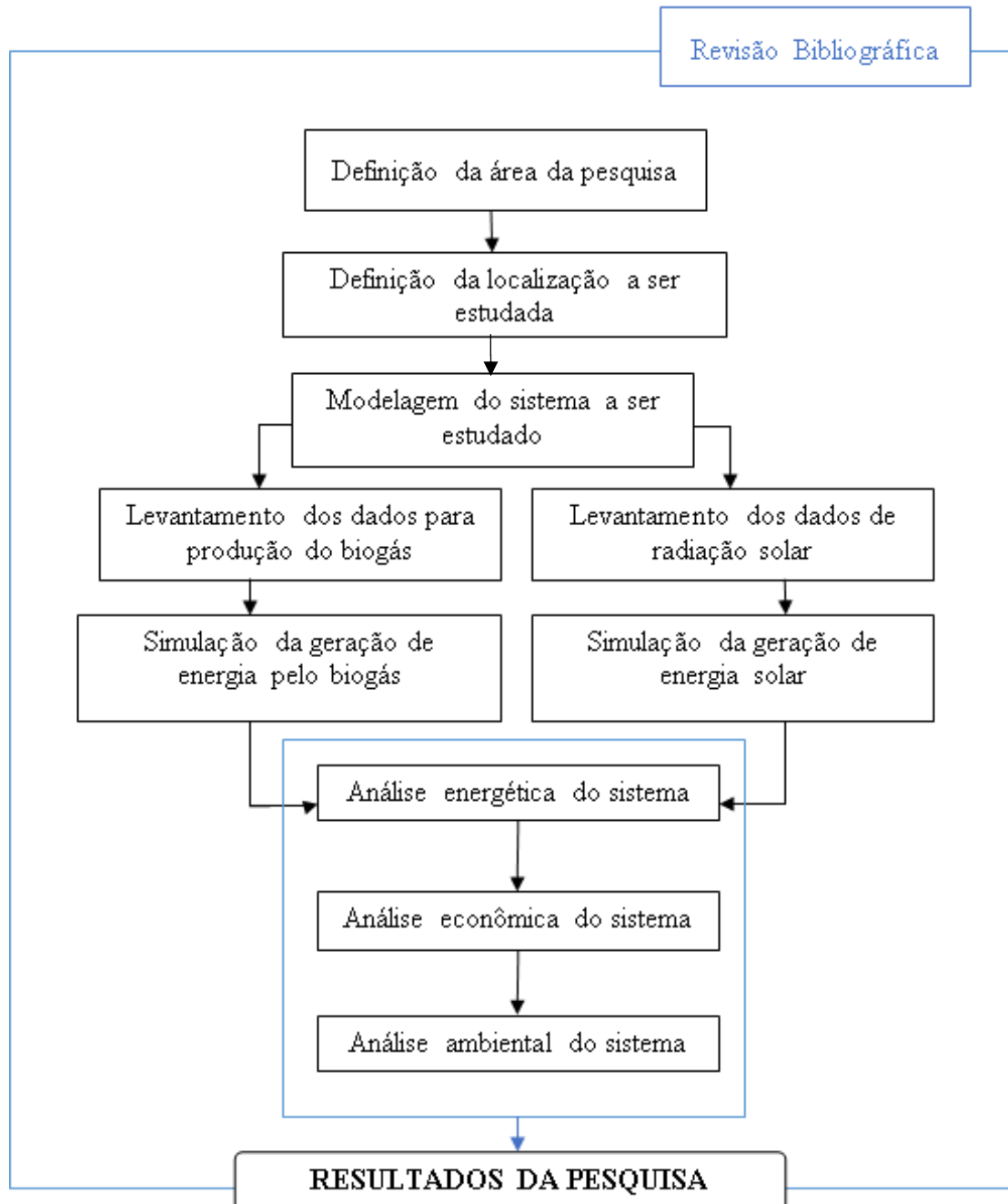


Figura 13 - Esquema de metodologia aplicada neste estudo.

3.1 Critério de seleção da localidade

A planta que se pretende estudar neste trabalho é baseada em um HRES biogás-solar PV, sendo o biogás proveniente do efluente agroindustrial da mandioca, a manipueira. Desta forma, para determinar a localidade que seria implementado o sistema, se tornou necessário identificar quais as regiões que apresentavam disponibilidade das FERs em questão.

Segundo Sach et al. [70], para a energia solar, o critério para seleção se centra na localização geográfica da região, principalmente a latitude, fator diretamente relacionado aos valores de radiação e irradiação solar recebidos. Enquanto que para o biogás, o critério de seleção é focado na disponibilidade de matéria-prima para a sua produção, manipueira, estando então diretamente ligado a localização das fábricas de farinha. O último critério a ser levado em conta, são as localidades em que o software *TRNSYS* apresenta disponibilidade de dados meteorológicos, sendo esta a principal limitação deste trabalho.

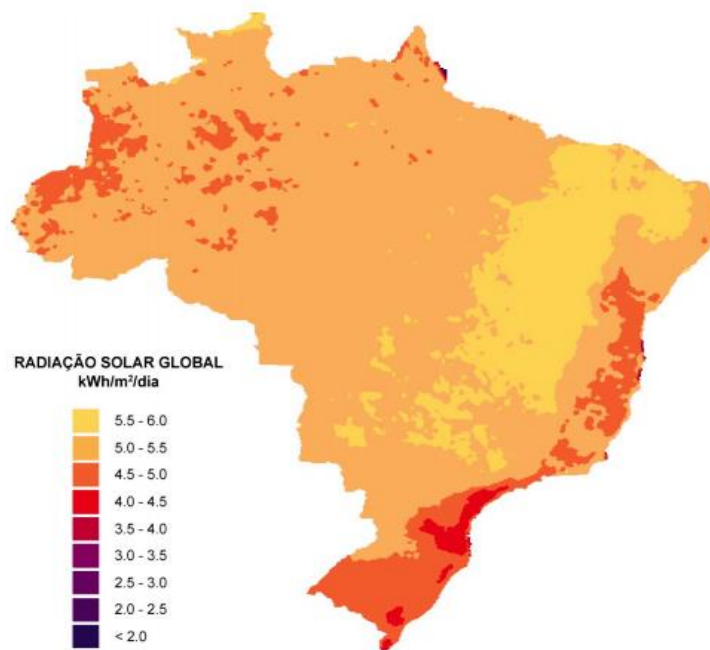


Figura 14 - Mapa de Radiação Solar média anual para o território do Brasil (kWh/m² por dia)[71]

Barbosa et al. [72], afirma que o Brasil é um estudo de caso relevante para a implementação de um HRES biogás-solar PV. Temos também Neto et al. [73], que aponta

que o Brasil tem experimentado fotovoltaicos e digestores como entidades separadas para a produção de energia descentralizada e que os HRES seriam uma opção a ser explorada, com uma atenção particular para a região Norte e Nordeste do Brasil.

Santos et al. [74] aborda o alto potencial de energia solar encontrado no Brasil permitiria alta produtividade para a energia solar PV, principalmente na região Norte e Nordeste (Figura 14), onde os níveis de radiação solar estão entre os mais altos do mundo (6,0 a 6,2kWh/m² por dia).

Aliado a estas informações, temos Ferreira et al. [75], que aponta que o biogás proveniente da digestão anaeróbica da manipueira tem enorme capacidade para aumentar a participação das energias renováveis na matriz elétrica brasileira, além de mitigar o problema da poluição acarretada por este efluente. A Tabela 6 a seguir ilustra a energia potencial da manipueira resultante do processamento da mandioca no Brasil.

Tabela 6 - Energia potencial da manipueira resultando do processamento da mandioca no Brasil [75].

Produção Anual de Farinha (ton)	Produção Anual de Manipueira (ton)	Produção Anual de biogás (m ³)	Potencial de energia (GWh/ano)
519.670,77	171.491,35	703.114,55	1.01

Baseados nos critérios citados, a localidade escolhida para implementar a planta HRES solar PV-biogás proposta neste presente trabalho, foi o município de Belterra - PA. Belterra está situada no oeste paraense, na microrregião do Baixo Amazonas e faz parte do distrito de Santarém (Figura 15) [76].

O Estado do Pará, atualmente, assume o posto de maior produtor brasileiro de mandioca, contribuindo com aproximadamente 21% da produção nacional, sendo, a região Oeste do Pará - Santarém responsável pela produção de 291.060 toneladas de mandioca no ano de 2019 [77][78]. Deste total, cerca de 85% são processados para produção de farinha. Segundo Santos et al. [79], o Estado do Pará possui o maior índice de consumo de farinha por domicílio, sendo esta uma atividade de grande importância econômica para o Estado. Além disso, grande parte das casas de farinha da região processam a mandioca a partir de processos tradicionais, pouco industrializados, não dando um correto tratamento para a manipueira gerada. De acordo com Costa et al. [77],

a utilização de biodigestores nas casas de farinha no estado do Pará ainda é relativamente desconhecida.

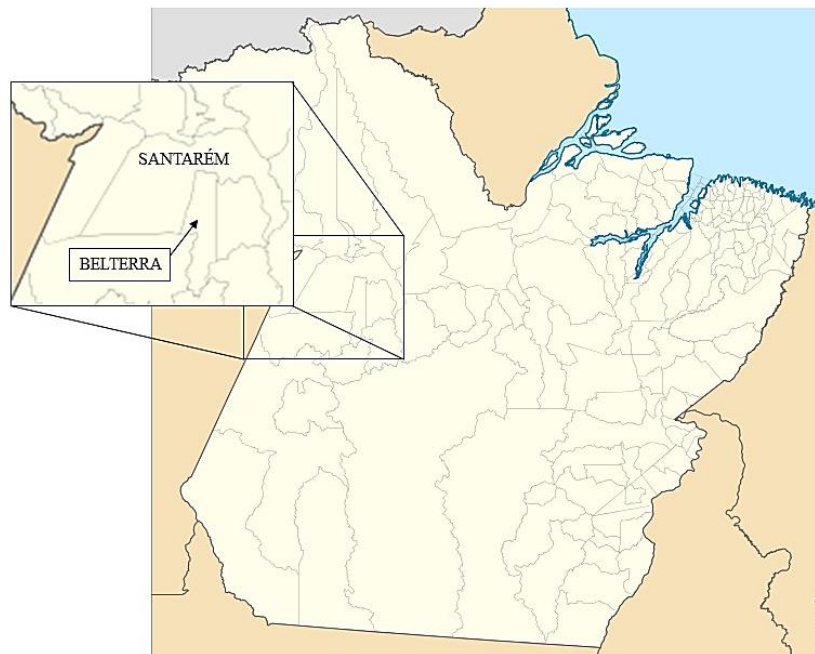


Figura 15 - Localização geográfica do município de Belterra– PA[76].

Aliado a esta informação, temos Funari & Tarifa [80], que apontam a Radiação Global Média de Belterra igual a 5,5 kWh/m² por dia. Destacando que, apesar de outras regiões brasileiras apresentarem maior potencial para geração de energia solar, a diferença entre os índices de radiação registrados nas cinco diferentes regiões brasileiras é pequena e não impede a implementação do sistema.

Outro fator relevante, é que entre os 6 HRES instalados no Brasil, 4 estão localizados no estado do Pará (Joanes, Praia Grande, Tamaruteua e São Tomé) [81]. Segundo Barbosa et al. [81] a implementação de HRES no estado é uma tentativa de diversificação da produção de eletricidade, afim de atender a demanda da população, principalmente da área rurais, onde há predominância de pequenas vilas dispersas e isoladas, baixa densidade demográfica e de renda, infra-estrutura precária, elevada distância dos grandes centros e outros fatores que, somados com o fator econômico, dificultam a tradicional eletrificação destas áreas.

3.2 Análise energética

O estudo de viabilidade realizado neste presente trabalho será baseado em um sistema teórica de um HRES solar PV – Biogás, implementado em uma fábrica de farinha de médio porte no município de Belterra – PA. A modelagem energética do sistema será realizada a partir do software *TRNSYS 16*. A configuração da planta é baseada na proposta por Tamoor et al. [1], Agyenim *et al* [14], Neto et al. [73] e Eziyi & Krothapalli [82] e é ilustrada na Figura 16.

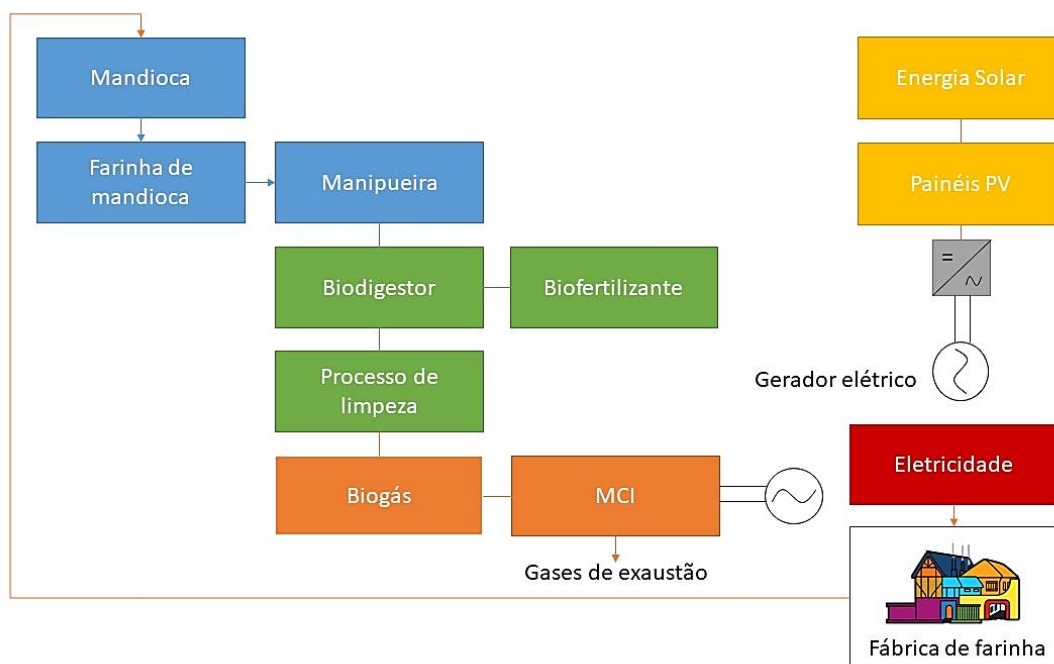


Figura 16 - Planta esquemática do HRES solar PV - biogás estudada.

O sistema inicia com a produção de farinha de mandioca e a liberação da manipueira. Esta é direcionada para um biodigestor e através de um processo de biodigestão anaeróbica controlada produz biogás e um biofertilizante. O biogás passa por um filtro (processo de limpeza) para a remoção de H_2S e é utilizado, como combustível, para alimentar um MCI e, posteriormente, um gerador elétrico, gerando eletricidade. Paralelo a este processo, o sistema também é composto por painéis PV que transformam a energia solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. A eletricidade produzida é vendida para rede e abatida da consumida pela fábrica.

3.2.1 Simulação da planta HRES solar PV – biogás (TRNSYS 16)

A Figura 17 abaixo apresenta a planta do HRES solar PV - biogás que foi modelada e analisada no *TRNSYS 16*.

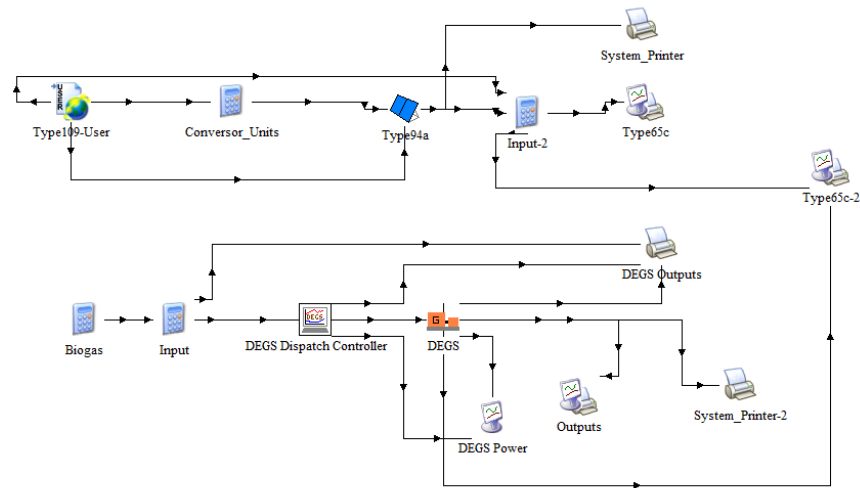


Figura 17 - Planta HRES sola PV - biogás simulada no TRNSYS.

A Tabela 7 a seguir apresenta os *inputs* utilizados durante a modelagem para produção de biogás e geração de energia elétrica. A composição do biogás utilizada foi igual a 81% CH₄ e 19% CO₂ proposta por Lamaison [83] e adotada por Chaves et al. [28]. De acordo com Souza et al. [84], uma fábrica de farinha de médio porte produz entre 400 a 700 toneladas de farinha por dia [84], sendo este fixado em 700 ton/dia para este presente trabalho.

Tabela 7 - Parâmetros de entrada utilizados para a simulação [28][84].

Parâmetros de entrada TRNSYS	Produção de farinha = 700 [ton/dia]
	Manipueira gerada = 231 [m ³ /dia]*
	$\dot{V}_{biogas} = 0,010962$ [m ³ /s]**
Produção de biogás	PCI do biogás = 25000 [kJ/kg]
	$\rho_{comb} = 0,755464$ [kg/m ³]
	$\dot{m}_{biogas} = 0,010475$ [kg/s]
	Tipo de combustível = 4 (biogás)

* Taxa de conversão: 0,33 m³ manipueira/ton de farinha [75]

**Taxa de conversão: 4,1 m³ de biogás/m³ de manipueira [75]

Para a produção de eletricidade solar PV, os dados de entrada utilizados estão listados na Tabela 8 a seguir.

Tabela 8 - Dados de entrada placa fotovoltaica[85][86].

Parâmetros de entrada TRNSYS Energia Solar – Especificações do painel PV	Temperatura de NOCT do módulo = 45 °C
	Temperatura ambiente de NOCT = 20 °C
	$I_{sc,ref} = 6,5 \text{ A}$
	$V_{oc,ref} = 21,6 \text{ V}$
	$V_{mp,ref} = 17 \text{ V}$
	$I_{mp,ref} = 5,9 \text{ A}$
	$\varepsilon = 1,12$
	$\tau\alpha = 0,9$
	$\eta_c = 17\%$
	$A = 0,89 \text{ m}^2$
$\beta = 50^\circ$	
$N_s = 36$	

Além dos inputs utilizados, o arquivo de dados meteorológicos insere informações sobre a variação de temperatura ambiente, total de radiação incidente, radiação difusa e ângulo de incidência da radiação. A simulação foi realizada para um período de tempo igual a 2929 horas, equivalente a 4 meses, sendo estes os meses de maio, junho, julho e agosto, considerando a situação mais desfavorável para a produção de energia solar.

3.2.2 Descrição dos componentes

Durante a simulação realizada no *TRNSYS Simulation Studio 2016* foram utilizados dados da biblioteca designados por *Types*. Na realização de todo este trabalho foram utilizados 7 diferentes *Types*, os principais são descritos em seguida.

Além dos *types* descritos, foram utilizados o Type 65 (Online Plotter), componente gráfico online usado para exibir variáveis de sistema selecionadas durante o progresso da simulação; Type 25 (Printer), componente da impressora é usado para produzir (ou imprimir) variáveis de sistema selecionadas em intervalos de tempo especificados; e o Type da calculadora para realizar conversão de unidades, por exemplo [87].

3.2.2.1 DEGS Dispatch Controller (Type 102)

O *Type 102* calcula o número de grupos geradores de motor diesel (DEGS) que devem operar e a potência que cada DEGS deve fornecer para atender a uma determinada carga. Neste modelo, todos os DEGS são considerados idênticos e o máximo o número de DEGS que podem ser manipulados pelo controlador é limitado a 5 [87]. A potência para cada DEGS é calculada de acordo com a Equação 1 a seguir:

$$P_{DEGS,SET} = \frac{P_{LOAD}}{N_{DEGS}} \quad (1)$$

Onde,

$P_{DEGS,SET}$ = Ponto de ajuste de energia para cada DEGS [W];

P_{LOAD} = Potência requerida pela carga [W];

N_{DEGS} = Número de DEGS operacionais;

Os DEGS são controlados em uma configuração mestre-escravo. $DEGS_i$ só pode ser ligado se $DEGS_{(i-1)}$ estiver *ON*. Para cada DEGS, um nível de potência de "cal up" (potência de carga em que o DEGS correspondente é LIGADO) e "cal down" (potência de carga em que o DEGS correspondente é DESLIGADO) é definido. O controlador simplesmente faz um loop através do DEGS e compara a potência exigida para carregar para $P_{up,i}$ ou $P_{down,i}$ [87][85].

3.2.2.2 Electrical\Diesel Engine (DEGS) – Generic Model (Type 120a)

O *Type 120a* é um modelo matemático genérico de um grupo gerador com motor diesel que pode ser usado para prever o desempenho de qualquer DEGS na faixa de potência de 5-500 kW. O modelo é baseado em uma relação empírica (polinômio de 1ª ordem) para o consumo de combustível expresso em função da saída de energia elétrica (Figura 18). O combustível padrão é diesel (líquido), mas um banco de dados com propriedades de diferentes combustíveis foi incluído, a partir de McCarty [88], no *Type 120* tornam possível calcular o equivalente taxas de fluxo de combustível (líquido ou gás)

para 5 combustíveis alternativos: gás liquefeito (GLP), propano (C₃H₈), biometano e biogás (CH₄>70%), natural gás ou hidrogênio (H₂) [85].

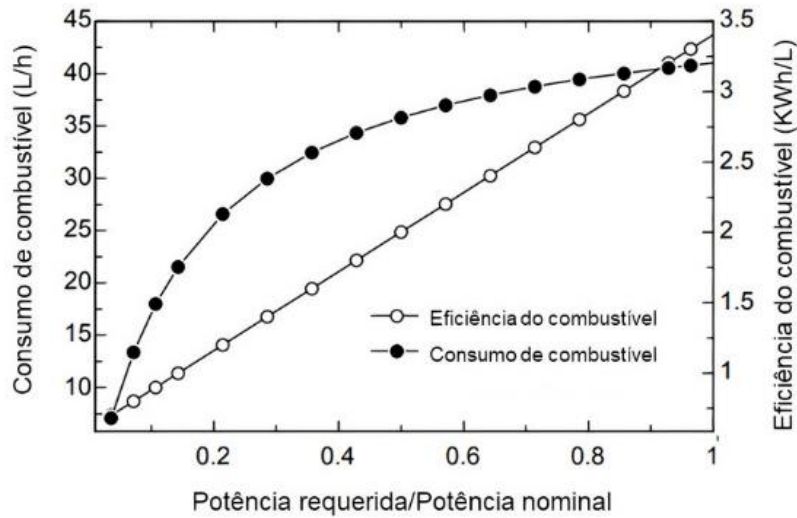


Figura 18 - Curvas típicas de eficiência de combustível e consumo de combustível para DEGS [85].

De acordo com Klein & Beckman [85], a Razão de Potência (X) pode ser calculada da seguinte maneira:

$$X = \frac{P_{DEGS}}{P_{DEGS,RATED}} \quad (2)$$

Sendo,

P_{DEGS} = Potência elétrica produzida por cada DEGS [W];

$P_{DEGS,RATED}$ = Potência elétrica nominal de cada DEGS [W];

A eficiência elétrica ($\eta_{elétrica}$) e a potência Total de saída (P_{total}), podem ser determinada a partir da Equação 3 e Equação 4, respectivamente.

$$\eta_{elétrica} = \frac{P_{DEGS}}{\rho_{comb} \cdot \dot{V}_{comb} \cdot PCI} \quad (3)$$

$$P_{total} = N_{DEGS} \cdot P_{DEGS} \quad (4)$$

Considerando,

ρ_{comb} = Densidade do combustível [kg/m³];

\dot{V}_{comb} = Vazão volumétrica do combustível por DEGS [m³/s];

PCI = Poder Calorífico Inferior[J/kg];

O consumo de combustível é dado como um ajuste de Equação 5 e a eficiência de combustível (η_{comb}) é calculada pela Equação 6:

$$\dot{V}_{comb} = a + b \cdot X \quad (5)$$

$$\eta_{comb} = \frac{N_{DEGS}}{\dot{V}_{comb}} \quad (6)$$

E o consumo total de combustível (\dot{V}_{biogas}) é:

$$\dot{V}_{biogas} = N_{DEGS} \cdot \dot{V}_{comb} \quad (7)$$

Por fim, as Perdas Térmicas Totais (Q_{waste}), podem ser determinadas a partir da Equação 8 abaixo:

$$Q_{waste} = \frac{N_{DEGS} \cdot P_{DEGS} (100 - \eta_{elétrica})}{\eta_{elétrica}} \quad (8)$$

3.2.2.4 Weather Data Reading and Processing (Type 109)

Este componente tem como objetivo principal ler dados meteorológicos em intervalos regulares de um arquivo de dados, convertendo-o em um sistema desejado de unidades e processando os dados de radiação solar para obter radiação de superfície inclinada e ângulo de incidência para um número arbitrário de superfícies [87].

O arquivo de dados carregado no Type 109 foi o “Weather\Meteonorm\Central-South-America\BR-Belterra-822460.tn2” que correspondente as características meteorológicas do município de Belterra – PA, Brasil.

3.2.2.5 Matriz fotovoltaica (Type 94)

Este componente modela o desempenho elétrico de uma matriz fotovoltaica. O Type 94 emprega equações para um modelo empírico de circuito equivalente para prever

a tensão atual características de um único módulo. Os resultados para um único módulo são extrapolados para prever o desempenho de uma matriz. O módulo escolhido foi do tipo tecnologia policristalina. Para este módulo, o Type 94 emprega um circuito equivalente de “quatro parâmetros”, sendo este considerado uma aproximação razoável para módulos cristalinos [87]. Para o modelo, assume-se então, que a inclinação da curva IV é zero na condição de curto-circuito (Equação 9). Para cada ponto na curva IV, o produto corrente-tensão representa a potência gerada para aquela condição de operação (Figura 19).

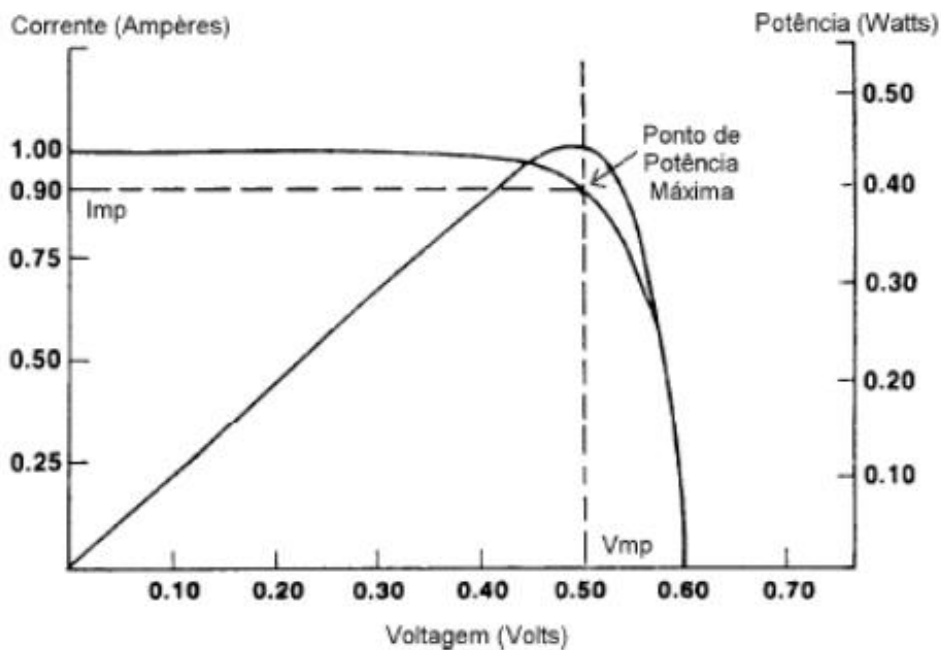


Figura 19 - Parâmetros de potência máxima (Curva IV)[89].

$$\left(\frac{dI}{dV}\right)_{V=0} = 0 \quad (9)$$

O circuito equivalente de quatro parâmetros é mostrado na Figura 20 e os “quatro parâmetros” no modelo são $I_{L,ref}$ (Módulo de corrente nas condições de referência), $I_{o,ref}$ (Corrente de saturação reversa do diodo nas condições de referência), γ (Parâmetro empírico de ajuste de curva PV) e R_s (Resistência da série do módulo).

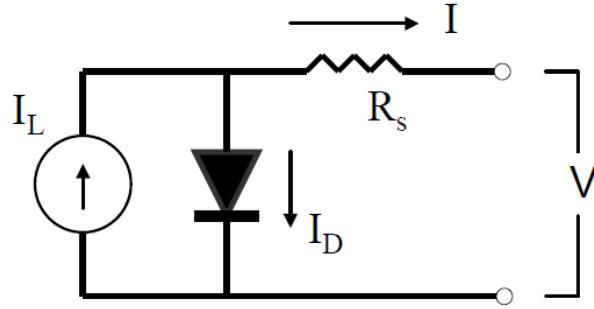


Figura 20 - Circuito equivalente de "quatro parâmetros" para módulos cristalinos[85].

Para determinar o desempenho do módulo PV sob condições de operação, é necessário considerar que as características IV de uma PV mudam tanto com a insolação quanto com a temperatura. O modelo PV emprega essas condições meteorológicas junto com as quatro constantes do módulo para gerar uma curva IV em cada passo de tempo. A Equação 10 mostra como calcular a corrente do circuito (I) (Figura 19):

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q}{\gamma \cdot K \cdot T_c} (V - I \cdot R_s) \right) - 1 \right] \quad (10)$$

Sendo,

I_L = Corrente do módulo PV [A];

I_0 = Corrente de saturação reversa do díodo [A];

q = Constante de carga de elétron;

γ = Parâmetro empírico de ajuste de curva PV;

K = Constante de Boltzmann [J/K];

T_c = Temperatura do módulo [K];

V = Tensão [V];

R_s = Resistência da série do módulo [Ω].

R_s e γ são constantes. A corrente I_L depende linearmente da radiação incidente:

$$I_L = I_{L,ref} \frac{G_T}{G_{T,ref}} \quad (11)$$

Onde,

$I_{L,ref}$ = Módulo de corrente nas condições de referência [A];

G_T = Irradiância total no painel fotovoltaico [W/m²];

$G_{T,ref}$ = Irradiância nas condições de referência [W/m²].

A $G_{T,ref}$ é definida como 1000 W/m² [85]. A corrente de saturação reversa do diodo I_0 é uma quantidade dependente da temperatura:

$$\frac{I_0}{I_{0,ref}} = \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 \quad (12)$$

Considerando,

$I_{0,ref}$ = Corrente de saturação do diodo nas condições de referência [A];

T_c = Temperatura do módulo [K];

$T_{c,ref}$ = Temperatura do módulo nas condições de referência [K].

T_c pode ser encontrada a partir da Equação 13 abaixo [85]:

$$T_c = T_a + \frac{(1 - \eta_c / \tau \alpha)}{(G_T \tau \alpha / U_L)} \quad (13)$$

O Type 94 usa dados de temperatura do NOCT padrão (temperatura nominal da célula operacional) para calcular a temperatura do módulo T_c em cada passo de tempo.

Onde,

T_a = Temperatura ambiente [°C];

η_c = eficiência do módulo (varia com as condições ambientais);

$\tau \alpha$ = ângulo de absorção-transmissão do módulo [°C];

U_L = Coeficiente de perda térmica da matriz [W/m² K].

A Equação 10 fornece a implicação da corrente como uma função da tensão. Uma vez que I_0 e I_L são encontrados na Equação 11 e 12, respectivamente. O método de Newton é, então, empregado para calcular a corrente PV. Além disso, uma rotina de pesquisa

iterativa encontra a corrente (I_{mp}) e a tensão (V_{mp}) no ponto de potência máxima ao longo da curva IV [85].

Os parâmetros para o Type 94 incluem vários valores que devem ser lidos em catálogos de módulos fotovoltaicos. Os valores dos fabricantes são usados para determinar as características do circuito equivalente (Figura 19). Desta forma, as Equação 13, 14 e 15 descrevem a álgebra e algoritmos de cálculo usados para resolver os quatro parâmetros analisados: $I_{L,ref}$, $I_{0,ref}$, γ e R_s . Os três primeiros parâmetros, podem ser isolados algebricamente. O primeiro passo é substituir o corrente e tensão na Equação 10 no circuito aberto, curto-circuito e condição de potência máxima:

$$0 = I_{L,ref} - I_{0,ref} \left[\exp \left(\frac{q}{\gamma \cdot K \cdot T_{c,ref}} V_{oc,ref} \right) - 1 \right] - \frac{V_{oc,ref}}{R_{sh}} \quad (14)$$

$$I_{sc,ref} = I_{L,ref} - I_{0,ref} \left[\exp \left(\frac{q \cdot I_{sc,ref} \cdot R_s}{\gamma \cdot K \cdot T_{c,ref}} V_{oc,ref} \right) - 1 \right] - \frac{I_{sc,ref} \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (15)$$

$$I_{mp,ref} = I_{L,ref} - I_{0,ref} \left[\exp \left(\frac{q}{\gamma \cdot K \cdot T_{c,ref}} (V_{mp,ref} - I_{mp,ref} \cdot R_s) \right) - 1 \right] - \frac{V_{mp,ref} + I_{sc,ref} \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (16)$$

Onde,

$I_{L,ref}$ = Módulo de corrente nas condições de referência [A];

$I_{0,ref}$ = Corrente de saturação do diodo nas condições de referência [A];

$T_{c,ref}$ = Temperatura do módulo nas condições de referência [K];

$V_{oc,ref}$ = Tensão de circuito aberto nas condições de referência [V];

R_{sh} = Resistência de “shunt” do módulo [Ω];

$I_{mp,ref}$ = Corrente no ponto de potência máxima ao longo da curva IV nas condições de referência [A];

$V_{mp,ref}$ = Tensão no ponto de potência máxima ao longo da curva IV nas condições de referência [V];

$I_{sc,ref}$ = Corrente de curto-circuito nas condições de referência [A].

Em cada caso, o termo “-1” pode ser descartado para simplificar a álgebra. Esta aproximação tem pouco influência no lado direito das equações, visto que a magnitude de I_0 é muito pequena, geralmente na ordem de 10^{-6} A. Algum rearranjo então produz as seguintes três expressões que isolam $I_{L,ref}$ (Equação 17), $I_{0,ref}$ (Equação 18) e γ (Equação 19):

$$I_{L,ref} \cong I_{sc,ref} \quad (17)$$

$$I_{0,ref} = \frac{I_{sc,ref}}{\exp\left(\frac{q V_{oc,ref}}{\gamma K T_{c,ref}}\right)} \quad (18)$$

$$\gamma = \frac{q(V_{mp,ref} - V_{oc,ref} + I_{mp,ref} R_s)}{k T_{c,ref} \ln\left(1 - \frac{I_{mp,ref}}{I_{sc,ref}}\right)} \quad (19)$$

Uma equação adicional é necessária para determinar o último parâmetro. A quarta equação é determinada tomando a derivada analítica da tensão em relação a temperatura na condição de circuito aberto de referência. Este valor analítico é combinado com o coeficiente de temperatura do circuito aberto, uma especificação de catálogo.

$$\frac{\partial V_{oc}}{\partial T_c} = \mu_{voc} = \frac{\gamma K}{q} \left[\ln\left(\frac{I_{sc,ref}}{I_{0,ref}}\right) + \frac{T_c \mu_{isc}}{I_{sc,ref}} - \left(3 + \frac{q \varepsilon}{A K T_{c,ref}}\right) \right] \quad (20)$$

Sendo,

$$A = \frac{\gamma}{N_s} \quad (21)$$

V_{oc} = Tensão de circuito aberto [V];

T_c = Temperatura do módulo [K];

μ_{voc} = Coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto [V/K];

μ_{isc} = Coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito [A/K];

ε = Lacuna de banda do semiconductor [eV].

N_s = Número de células por módulo.

O Type 94 usa uma rotina de pesquisa iterativa nessas quatro equações para calcular as características do circuito equivalente. A primeira etapa é definir os limites superior e inferior para o parâmetro de resistência em série R_s : as restrições físicas exigem que o valor de R_s esteja entre 0 e o valor tal que $\gamma = N_s$. A estimativa inicial para R_s está a meio caminho entre esses limites. γ e $I_{0,ref}$ são encontrados na Equação 18 e 17, respectivamente, enquanto a Equação 17 fornece uma solução trivial para $I_{L,ref}$ [85].

A Equação 20 é aplicada então para comparar os valores analíticos e de catálogo para μ_{voc} . Quando todas as outras variáveis são mantidas constantes, o valor analítico para μ_{voc} aumenta com a resistência em série. Se o coeficiente de tensão analítica é menor que o valor de catálogo, o limite inferior para R_s é redefinido para o valor estimado presente.

Da mesma forma, o limite superior é definido para o valor atual se o μ_{voc} calculado for muito grande. Depois de redefinir o limite superior ou inferior para R_s , um novo valor estimado é encontrado, calculando a média dos limites. Este procedimento se repete até que R_s e γ tenham convergência. Observe que para $I_{L,ref}$, $I_{0,ref}$, γ e R_s são considerados constantes e são calculados apenas na primeira chamada na simulação[87][85].

3.2.3 Eficiência energética de um HRES

Segundo Angonese et al. [90], a eficiência energética de um sistema (η_T) pode ser definida a partir da relação entre a potência de entrada ($E_{entrada}$) e a potência de saída ($E_{saída}$) de um sistema (Equação 22).

$$\eta_T = \frac{\sum E_{saída}}{\sum E_{entrada}} \quad (22)$$

Para o cálculo da eficiência energética do sistema proposto, foram selecionados os fluxos de entrada que efetivamente contribuem para a geração de eletricidade. Desta forma, tem-se como entradas do sistema, o biogás limpo admitido pelo MCI e radiação

solar incidente nos painéis solares-fotovoltaicos. Como saídas do sistema tem-se a eletricidade produzida pelo conjunto motor de combustão interna-gerador (CMCIG) e a gerada pelos painéis solares PV.

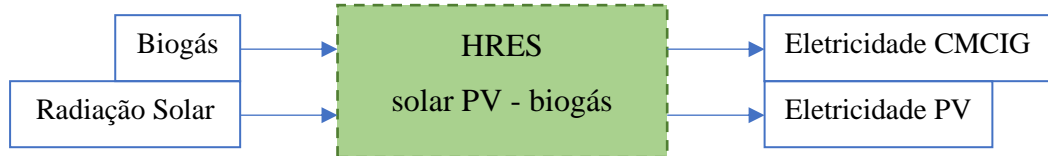


Figura 21 - Eficiência energética da planta HRES solar PV - biogás (Entradas e saídas).

Aplicando a Equação 22 na planta estudada, obtêm-se a Equação 23 para o cálculo da eficiência energética de um HRES solar PV – biogás (η_{HRES}):

$$\eta_{HRES} = \frac{P_{CMCIG} + P_{PV}}{E_{comb} + E_{solar}} \quad (23)$$

Onde,

P_{CMCIG} = Potência total gerada pelo CMCIG [kW].

P_{PV} = Potência convertida pelos painéis fotovoltaicos [kW].

E_{comb} = Energia fornecida pelo combustível, biogás [kW].

E_{solar} = Energia fornecida pela radiação solar [kW].

A energia fornecida pelo biogás (E_{comb}), pode ser determinada pela Equação 24 [28]:

$$E_{comb} = \dot{m}_{biogas} \cdot PCI \quad (24)$$

A energia fornecida pela radiação solar (E_{solar}), pode ser determinada pela Equação 25:

$$E_{solar} = G_{média,Belterra} \cdot A_{PV} \cdot N_{PV} \quad (25)$$

Onde,

\dot{m}_{biogas} = caudal mássico de biogás [kg/s].

PCI = Poder Calorífico inferior de biogás [kJ/kg].

$G_{média,Belterra}$ = Irradiância média total horizontal em Belterra-PA [$\frac{W}{m^2}$]

A_{PV} = área de cada módulo fotovoltaico [m^2].

N_{PV} = número de módulos fotovoltaicos.

3.3 Análise econômica

A análise econômica proposta neste presente trabalho, concentra-se principalmente nos aspectos financeiros de um projeto, considerando o retorno, lucratividade do investimento e as particularidades da planta HRES solar PV – biogás estudada.

De acordo com Poulikkas [91], Parissis et al. [92] e Junior et al. [93], os principais indicadores de viabilidade financeira são: payback, payback descontado, Valor Presente Líquido (*VPL*), Índice de rentabilidade (*IR*), Taxa Interna de Retorno (*TIR*). Para determinar tais indicadores, é necessário projetar os fluxos de caixa livre (*FCL*) do projeto, descontando os impostos, levando em conta investimentos, financiamentos, manutenção e os gastos operacionais da planta [93].

3.3.1 Considerações iniciais

Antes da realização da estimativa dos fluxos de caixa livres, foi necessário assumir algumas premissas referentes à: análise de mercado, localização física, análise de suprimentos, análise de custos e análise de preços a serem praticados e análise de financiamento.

3.3.1.1 Premissas para a análise de mercado

Para a análise de mercado do referido projeto, as seguintes premissas foram adotadas:

- Produto final da planta: eletricidade;
- O projeto está assumindo que toda produção eletricidade será vendida para rede;
- O preço de venda de eletricidade adotado é de 0,12933 US\$/kWh, de acordo com a Equatorial Energia Pará, empresa de distribuição de energia

elétrica autorizada pela ANEEL para atuar em toda a área de concessão do estado do Pará [94].

- Os fluxos de caixa livres serão projetados considerando os dados da Tabela 9 para produção de eletricidade e tempo de operação das plantas.

Tabela 9 - Quantidade produzida para cada modelo e a quantidade de horas de funcionamento da planta.

HRES	Horas de produção por dia	Total de horas no ano	Energia Total produzida no ano
Planta de biogás	24 horas	7608	624.616,8 [kWh]
Sistema solar PV	4,7 horas	1747	100.277,8 [kWh]

As horas de operação da planta de biogás (H_{bio}) são definidas Chaves et al. [28], como sendo 7.608 horas por ano, considerando que a planta opera em 3 turnos, 24 horas por dia, de segunda a sábado, excluindo domingos para manutenção de equipamentos e descanso de funcionários. Enquanto, as horas de operação do sistema solar (H_{PV}), definidas por Dentello [95] e adotadas por Travessa [96], são 1.747 horas por ano, considerando que o sistema terá produção de eletricidade significativa durante uma média de 4,7 horas por dia. Vale ressaltar que este é um valor médio, visto que a energia solar tem característica intermitente e terá maior ou menor produção de acordo com a época do ano.

3.3.1.2 Premissas para a localização física da planta

Para a localização física, as premissas adotadas foram:

- Distância dos fornecedores de matérias-primas: o projeto está localizado dentro da planta do fornecedor, ou seja, dentro de uma fábrica de farinha. Desta forma, não há despesas consideráveis com relação ao transporte da matéria-prima.

3.3.1.3 Premissas para a análise de suprimentos

Na análise de suprimentos, foram adotadas as seguintes premissas:

- Matéria-prima: manipueira; energia solar;
- Disponibilidade de mão-de-obra: 100% disponível;
- Transporte/Logística: como a planta de produção de eletricidade está dentro da planta do fornecedor, não há dificuldades com o transporte e a logística.

3.3.1.4 Premissas em relação a carga tributária

Em relação à carga tributária, adotou-se:

- 34% de imposto de renda (IR) incidindo sobre o lucro bruto. De acordo com a Receita Federal [97], este é o valor máximo que pode ser cobrado de IR para qualquer empresa no Brasil.
- Aplicou-se também sobre a receita bruta o valor de 18% referentes a soma dos seguintes tributos: Programa de Integração Social – PIS; Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS; Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL; Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS [98].

3.3.2 Investimento inicial

O investimento inicial é relativo à aquisição e instalação de cada equipamento, incluindo então o investimento referente ao biodigestor e o sistema de remoção de H₂S (INV_{bio}), investimento do conjunto MCI-gerador a biogás (INV_{CMCIG}) e o investimento do conjunto de painéis solares PV (INV_{PV}).

Desta forma, o investimento total do sistema proposto (INV_T) é dado pela Equação 26 [99][100]. O fator multiplicativo 1,3 é referente a instalação dos equipamentos, sendo este considerado, por Silveira et al. [99], como 30% do investimento.

$$INV_T = INV_{bio} + 1,3(INV_{CMCIG} + INV_{PV}) \quad (26)$$

Para determinar o investimento inicial do biodigestor (INV_{bio}), é necessário dimensioná-lo. Segundo a metodologia Martins & Oliveira [101], o volume do

biodigestor (V_{bio}) é calculado a partir vazão volumétrica total de combustível (\dot{V}_{total}), o período de geração diário de biogás (t_g) e o índice de eficiência de produção de biogás no biodigestor (k_{bio}), como mostrado na Equação 27:

$$V_{bio} = \frac{1}{k_{bio}} (\dot{V}_{total} \times t_g) \quad (27)$$

De acordo com Kunz & Oliveira [102] o k_{bio} varia entre 0,35 e 0,6, sendo adotado em 0,5 neste presente trabalho e o período de geração diário de biogás (t_g) é de 18 horas diárias [101]. Desta forma, o volume do biodigestor (V_{bio}) é de 1.375,6 m³. A Tabela 10 a seguir, apresenta o orçamento para um biodigestor com volume de 1.375 m³.

Tabela 10 - orçamento para um biodigestor com volume de 1.375 m³ [101].

Descrição	Custo (US\$)
Terraplenagem e escavação	2.303,98
Parte civil e hidráulica	4.208,23
Tubos e conexões	472,94
Manta superior e inferior - PVC	11.227,32
Acessórios - fixação	1.996,55
Mão-de-obra	1.674,27
TOTAL	21.883,30

A metodologia aplicada para o cálculo do INV_{bio} já considera o custo de instalação e por isto, este parâmetro não é multiplicado pelo fator de 1,3.

Segundo Campos et al. [100], o investimento do conjunto MCI-gerador a biogás (INV_{CMCIG}) é determinado pela Equação 28, sendo esta válida para CMCIG na faixa de 20 a 100 kW.

$$INV_{CMCIG} = 8677,7 P_{DEGS}^{0,389} \quad (28)$$

O investimento no conjunto de painéis fotovoltaicos (INV_{PV}) está entre 1,10 – 0,83 US\$/W, como mostrado na Tabela 11. O valor adotado neste presente trabalho foi o de 1 US\$/W.

Tabela 11 – Custo do investimento no conjunto de painéis fotovoltaicos (INV_{PV}) segundo autores.

INV_{PV} [US\$/W]	Referência
1,08	[48]
0,8 – 1	[51]
0,83	[53]
1,10	[60]
1,0	[103]

A Tabela 12 apresenta os valores considerados para o investimento da planta HRES solar PV – biogás proposta.

Tabela 12 - investimento da planta HRES solar PV – biogás proposta.

Investimento de cada equipamento	Valor [US\$]
INV_{bio}	21.883,30
INV_{CMCIG}	62.066,55
INV_{PV}	52.000,00
INV_T	135.949,85

3.3.3 Custo de produção eletricidade no HRES solar PV – biogás

O custo de produção da eletricidade no HRES solar PV – biogás ($C_{el,HRES}$) proposto é determinado, segundo Travessa [96], a partir das Equações 29, 30 e 31:

$$C_{el,HRES} = (C_{el,bio} \times FB_{BIO}) + (C_{el,PV} \times FB_{PV}) \quad (29)$$

$$FB_{BIO} = \frac{E_{p,bio}}{E_{p,bio} + E_{p,PV}} \quad (30)$$

$$FB_{PV} = \frac{E_{p,PV}}{E_{p,bio} + E_{p,PV}} \quad (31)$$

Sendo,

$C_{el,bio}$ = custo de produção de eletricidade na planta de biogás [US\$/kWh];

$C_{el,PV}$ = custo da energia elétrica produzida no sistema solar PV [US\$/kWh];

FB_{BIO} = fator de ponderação do subsistema a biogás;

FB_{PV} = fator de ponderação do subsistema solar fotovoltaico;

$E_{p,bio}$ = Consumo de energia pelo subsistema a biogás [kWh];

$E_{p,PV}$ = Consumo de energia pelo subsistema solar fotovoltaico [kWh].

Desta forma, torna-se necessário determinar o custo de produção de energia elétrica para uma planta de biogás ($C_{el,bio}$) e o custo da energia elétrica produzida no sistema solar PV ($C_{el,PV}$) de forma separada.

O cálculo do custo de produção de energia elétrica para um sistema a biogás ($C_{el,bio}$) pode ser encontrado pela Equação 32 proposta por Campos et al. [100]:

$$C_{el,bio} = \frac{(INV_{bio} + INV_{CMCIG}) \times f}{H_{bio} \times P_{CMCIG}} \quad (32)$$

Onde,

f = Fator de anuidade [1/ano];

H_{bio} = horas de operação da planta de biogás [horas/ano];

P_{CMCIG} = Potência total produzida pelo CMCIG [kW];

Do mesmo modo, o custo da energia elétrica produzida no sistema solar ($C_{el,PV}$) é determinado conforme Equação 33 [96]:

$$C_{el,PV} = \frac{INV_{PV} \times f}{H_{PV} \times P_{PV}} \quad (33)$$

Sendo,

H_{PV} = horas de operação da planta solar PV [horas];

P_{PV} = Potência total produzida pelo sistema PV [kW];

A Potência total produzida pelo CMCIG (P_{CMCIG}), Potência total produzida pelo sistema PV (P_{PV}) e Energia fornecida pelo combustível (E_{comb}) referem-se a dados obtidos durante a análise energética do sistema (capítulo 3.2). Os valores para H_{bio} e H_{PV} podem ser encontrados na Tabela 10.

3.3.4 Custos de operação e manutenção

Segundo Carneiro & Gomes [104], os custos de operação e manutenção (CMO) incluem as despesas necessárias para operar e manter a instalação, sendo estes as despesas com mão-de-obra, material, equipamento (incluindo substituição e reparo de equipamento permanente). Os valores adotados neste presente trabalho estão listados na Tabela 13 a seguir.

Tabela 13 – Custos de operação e manutenção da planta HRES solar PV- biogás.

Parâmetro	Valor	Referência
CMO_{bio}	0,0014 US\$/kWh	[105] [106]
CMO_{CMCIG}	0,013 US\$/kWh	[107][108]
CMO_{PV}	0,0053 US\$/kWh	[95]

O valor adotado para CMO_{bio} é baseado no proposto por Karellas et al. [105] e Coldebella et al. [106], sendo este considerado como de 3-5% do INV_{bio} . Enquanto os valores para CMO_{CMCIG} e CMO_{PV} foram baseados nos dados adotados por Brizi et al. [107] e Coronado et al. [108] e Dentello [95], respectivamente.

3.3.5 Amortização dos equipamentos

Para determinar a amortização dos equipamentos do sistema foi adotado o sistema de prestações constantes (Sistema Price), representado na Equação 34.

$$PMT = PV \left[\frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (34)$$

Onde,

PMT = Valor das prestações (US\$);

PV = Valor total do investimento (US\$);

n = Período planejado para a amortização do investimento (ano);

i = taxa anual de juros do financiamento;

De acordo com Luchesa [109], o Sistema Price é caracterizado por prestações iguais e consecutivas, considerando a taxa de juros e o período planejado para a amortização do investimento. A taxa anual de juros (i) é fixada em 12% de acordo com Chaves et al. [28]. A amortização dos equipamentos (n) foi planejada de acordo com o Anexo III – Taxas de depreciação na Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil Nº 1700 [110]. A Tabela 14 a seguir apresenta os dados de vida útil e taxa de depreciação de cada equipamento.

Tabela 14 - Vida útil e taxa de depreciação de cada equipamento de acordo com Anexo III – Taxas de depreciação na Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil Nº 1700 [110].

Equipamento	Vida útil (anos)	Taxa de depreciação
Biodigestor*	10	10%
MCI	10	10%
Geradores elétricos	10	10%
Equipamento solares	12,5	8%

*O biodigestor não constava na lista de equipamentos do Anexo III - Taxas de depreciação na Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil Nº 1700, sendo considerado na categoria “Outros”.

3.3.6 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Outro indicador considerado neste presente trabalho é a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) do projeto. A TMA é uma taxa de juros que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento, que pode ser determinada considerando-se [93]:

- Custo de oportunidade: remuneração obtida em alternativas que não as analisadas, ou seja, é o valor de outras oportunidades não escolhidas;
- Risco do negócio: o ganho tem que remunerar o risco inerente de uma nova ação. Quanto maior o risco, maior a remuneração esperada;
- Liquidez: capacidade ou velocidade em que se pode sair de uma posição no mercado para assumir outra.

Para este presente trabalho, foi adotado uma TMA de 12,7% a.a. A sua determinação seguiu a seguinte configuração:

- Risco do negócio: 5% a.a.;
- Liquidez: 5% a.a.;
- Custo de oportunidade: 2,17% a.a. – Taxa Selic (Sistema Especial de Liquidação e Custódia) em 17 de novembro de 2020 (Banco Central do Brasil).
- Atualização dos valores: os dados apresentados estão todos a preços corrente, ou seja, os valores futuros não foram atualizados por uma taxa de inflação.

3.3.7 Indicadores adotados na avaliação do projeto

Os indicadores de viabilidade financeira adotados neste presente trabalho são:

- Payback;
- Payback descontado
- Valor Presente Líquido (*VPL*);
- Índice de rentabilidade (*IR*);
- Taxa Interna de Retorno (*TIR*);

3.3.7.1 Payback e Payback descontado

O payback é o período de tempo necessário para que as entradas líquidas de caixa recuperem o valor investido no projeto, enquanto o payback descontado é o período de tempo necessário para recuperar o investimento inicial, considerando os fluxos de caixa descontados. A principal diferença entre ambos os indicadores, é que o payback descontado considera o valor do dinheiro no tempo, corrigindo uma das principais limitações do payback [93][111]. Para Junior et al. [93] estes são os métodos mais utilizados nas decisões de investimento de longo prazo.

3.3.7.2 Valor Presente Líquido (VPL)

O valor presente líquido (*VPL*) é o valor presente do fluxo de caixa livre do projeto, descontado ao custo de capital da empresa [112]. Este método enfatiza a importância do conceito do valor do dinheiro no tempo e é considerado mais completo

do que outras técnicas [92]. Quanto maior o VPL, maior a viabilidade do projeto. Para determinar o VPL a Equação 35 é apresentada por Parissis et al. [92].

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - FC_0 \quad (35)$$

Onde,

FC = fluxo de caixa no período t [US\$];

t = enésimo período no tempo em que o dinheiro será investido no projeto (começa no período 1, quando há efetivamente o primeiro fluxo de dinheiro);

n = número de períodos t ;

i = Taxa Mínima de Atratividade (TMA);

Do valor obtido no cálculo do VPL, deve-se abater o valor do CAPEX (despesas de capital) e do capital de giro inicial (CGI) investidos antes do início da operação. Desta forma, tem-se a seguinte regra:

- $VPL - CAPEX - CGI > 0$, aceita-se o projeto;
- $VPL - CAPEX - CGI = 0$, aceita-se o projeto;
- $VPL - CAPEX - CGI < 0$, rejeita-se o projeto.

3.3.7.3 Índice de rentabilidade (IR)

O índice de rentabilidade (IR), Equação 36, é o índice que mede o número de vezes que a soma das entradas de caixa descontadas cobre o investimento realizado no projeto [93].

$$IR = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t}}{FC_0} \quad (36)$$

Para Junior et al. [93], quanto maior a rentabilidade, melhor será o projeto. Um projeto de investimento deve ser aceito se o IR for maior ou igual a 1 e rejeitado se ele for menor que 1.

3.3.7.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

De acordo com Jaricunas et al. [113], a taxa interna de retorno (TIR) é a taxa que iguala as entradas de caixa ao valor a ser investido no projeto. Em outras palavras, a TIR de um investimento é a maior taxa de desconto possível para tornar o VPL igual a zero.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} \quad (37)$$

Como regra de avaliação de um projeto de investimento pela TIR, este é aceitável se sua TIR for igual ou superior ao custo de capital da empresa (TMA). Caso contrário, deve ser rejeitado.

3.4 Análise ecológica

Na tentativa de complementar os estudos de viabilidade da planta HRES solar PV-biogás foi realizado uma análise ecológica do sistema. Segundo Carneiro & Gomes [104], estudar o desempenho ambiental de plantas térmicas é indispensável em estudos de viabilidade.

A metodologia adotada neste presente trabalho é baseada na proposta por Cârdu & Baica (1999) [114], considerando atualizações de Villela & Silveira (2007) [115] e Carneiro & Gomes (2019) [116]. Os parâmetros avaliados são os indicadores de poluentes (Π) e a eficiência ecológica da planta (ϵ).

Arabkoohsar e Sadi [117], destacam que, o sistema solar PV de uma planta híbrida não gera emissões durante o sua operação, considerado então, 100% eficiente do ponto de vista ecológico. Rabaia et al. [118] afirma ainda que os sistemas fotovoltaicos, em fase operacional, são completamente seguros para o meio ambiente, não produzem ruído, nem emitem gases tóxicos. Sendo assim, somente a planta de biogás que terá impacto ambiental significativo.

3.4.1 Eficiência ecológica da planta

Segundo Villela & Silveira [115], a eficiência ecológica (ϵ) compreende, em um único coeficiente, os aspetos que definem a intensidade do impacto ambiental da uma

planta elétrica: composição do combustível, tecnologia de conversão energética, indicador de poluente e eficiência de conversão. A Equação 38 apresenta a função propostas por Cârdu & Baica [114] e atualizada por Carneiro & Gomes [116], para determinar a eficiência energética ecológica (ε):

$$\varepsilon = \left(2,01 \frac{\eta}{\eta + \Pi} \ln(1,645 - \Pi) \right)^{1,7} \quad (38)$$

η = eficiência da energética da planta;

Π = indicador de poluente [kg/MJ];

O valor de ε alterna entre 0 e 1, de forma semelhante à eficiência elétrica, sendo considerada insatisfatória do ponto de vista ecológico $\varepsilon = 0$ e $\varepsilon = 1$ indica uma situação ideal [115].

3.4.2 Indicador de poluente

O cálculo do indicador de poluente (Π) apresentado por Cârdu & Baica [114] é baseado na determinação do fator de emissão de dióxido de carbono equivalente ($f_{CO_2 eq}$) e PCI do combustível, onde são lavados em consideração 3 poluentes, sendo estes: Dióxido de carbono (CO_2), Dióxido de enxofre (SO_2) e NO_x .

Porém, de acordo com a nova abordagem proposta por Carneiro & Gomes [116], o cálculo do indicador de poluente da planta é realiza em duas partes, considerando as emissões que contribuem para: mudanças climáticas e o aquecimento global (Π_{GW}) e toxicidade humana (Π_{HT}). As Equações 39 e 40 são adotadas para determinar Π_{GW} e Π_{HT} [116]:

$$\Pi_{GW} = \frac{f_{CO_2 eq}}{PCI_{comb}} \quad (39)$$

$$\Pi_{HT} = \frac{f_{1,A DCB eq}}{PCI_{comb}} \quad (40)$$

Para determinar o fator de emissão de poluentes (f) de cada caso, são considerados 6 poluentes, 3 para cada indicador, sendo estes listados na Tabela 15, juntamente com seus parâmetros de caracterização, determinados por Huijbregts et al. [119] e Allen et al. [120].

Tabela 15 - Fatores de caracterização para cálculo de Π_{GW} e Π_{HT} [119][120].

Poluente	Fator de caracterização	Aplicado a:
CO ₂	1	GW
CH ₄	28	GW
N ₂ O	265	GW
PM	38,75	HT
SO ₂	4,54	HT
NO _x	56,71	HT

Desta forma, temos as Equações 41 e 42 para $f_{CO_2_{eq}}$ e $f_{1,4DCB_{eq}}$, respectivamente.

$$f_{CO_2_{eq}} = f_{CO_2} + 28f_{CH_4} + 265f_{N_2O} \quad (41)$$

$$f_{1,4DCB_{eq}} = 4,54 f_{SO_2} + 56,71f_{NO_x} + 38,75f_{PM} \quad (42)$$

Por fim, é possível correlacionar os indicadores acima mencionados, a partir da Equação 43, proposta por Hofstetter et al. [121].

$$\Pi = 0,742 \Pi_{HT} + 0,258 \Pi_{GW} \quad (43)$$

3.4.3 Análise da emissão dos gases de exaustão

A participação dos principais poluente dos gases de exaustão emitidos durante a queima do biogás no conjunto MCI-gerador foi listada de acordo com os valores encontrados na literatura (Tabela 16).

Tabela 16 - Percentagens dos gases de exaustão em um CMCIG

Poluente	Valores	Referência
NOx	15-65 ppm	[43][122][123]
SO ₂	≥ 1 ppm	[122]
CH ₄	3,1%	[122]
CO ₂	3,2-8,8%	[122][124]

Para determinar a massa de CO₂, MP, NOx e SO₂ no gases de exaustão por unidade de massa de combustível ($kg/kg_{biogás}$), Souza Jr [125] e Santos et al. [126] propõem as Equações 44, 45, 46 e 47.

$$CO_2 = \frac{w_{CO_2} \cdot M_{CO_2}}{M_{comb}} \quad (44)$$

$$MP = \frac{[(240 \cdot 22,4 \cdot 10^{-3})/10^6]}{M_{comb} \cdot 10^{-3}} \quad (45)$$

$$NOx = \frac{[(2120 \cdot 22,4 \cdot 10^{-3})/10^6]}{M_{comb} \cdot 10^{-3}} \quad (46)$$

$$SO_2 = \frac{n_{H_2S} \cdot M_{SO_2}}{M_{comb}} \quad (47)$$

Onde,

M_{comb} = Massa molar do combustível [$kg/kmol$];

M_{CO_2} = Massa molar do CO₂ [$kg/kmol$];

M_{SO_2} = Massa molar do SO₂ [$kg/kmol$];

w_{CO_2} = Mol de CO₂ no gás de exaustão por mol de combustível [mol/mol];

n_{H_2S} = Massa de H₂S por unidade de massa de combustível [kgH_2S/kg_{comb}];

4. Resultados e discussões

Os resultados e discussões deste presente trabalho foram divididos em três partes, sendo estas: análise energética do sistema, análise econômica e análise ambiental.

4.1 Análise energética

A análise energética do sistema é um passo importante e necessário para o estudo de viabilidade de uma planta energética, sendo esta responsável por determinar, do ponto de vista termodinâmico, se o sistema proposto apresenta as características necessárias para ser implementado. A planta HRES solar PV - biogás foi simulada a partir do software TRNSYS 16, onde foi possível determinar os parâmetros necessários para avaliação do sistema, bem como calcular sua eficiência. Os dados apresentados nas Tabelas 17 são referentes aos resultados obtidos durante a simulação no software *TRNSYS 16* apresentada no tópico 3.2.

Tabela 17 - Resultados obtidos na simulação da planta HRES solar PV – biogás no software TRNSYS 16.

PRODUÇÃO DE BIOGÁS					
E_{comb}	P_{total}	N_{DEGS}	$\eta_{elétrica}$	Q_{waste}	
253,6 [kW]	82,1 [kW]	1	33,25%	160,8 [kW]	
SOLAR PV					
E_{solar}	P_{PV}	$P_{PV,max}$	N_{PV}	η_{PV}	$G_{média,Belterra}$
152,66 [kW]	32,1 [kW]	57,4 [kW]	650	21%	950 [$\frac{kJ}{hr m^2}$]

A partir de tais resultados foi possível perceber a participação de cada subsistema na produção de eletricidade total da planta HRES solar PV – biogás proposta, estando esta ilustrada na Figura 22.

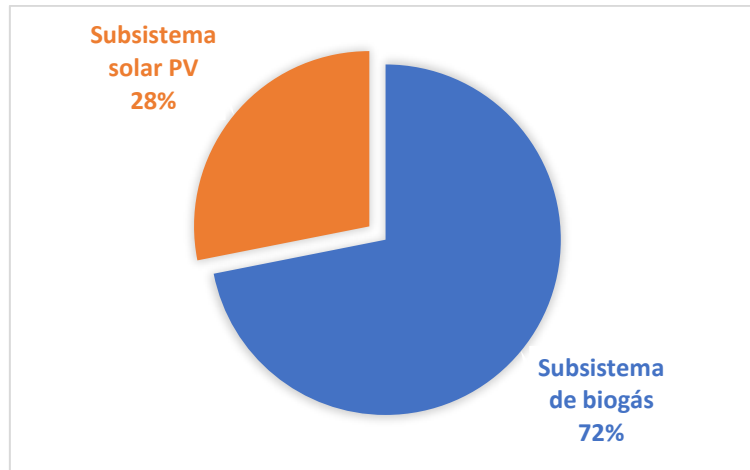


Figura 22 - Percentual de geração de energia a partir do biogás e de painéis PV no HRES proposto.

A Tabela 18 apresenta o percentual de geração de eletricidade a partir do biogás e dos painéis PV em HRES em diferentes estudos. Desta forma, é possível perceber que cada HRES é único, sendo configurado de acordo com as diferenças metodológicas aplicadas por cada autor e particularidades das regiões.

Tabela 18 - Percentual de geração de energia a partir do biogás e de painéis PV em sistemas híbridos, estando os valores médios em negrito.

Energia gerada a partir de biogás (%)	Energia gerada a partir de painéis FV (%)	Referência
5,4%	94,6%	[1]
51%	49%	[14]
25–65%	8–35%	[24]
70,6%	29,4%	[82]
87,7%	12,3%	[127]

De forma a auxiliar na visualização dos resultados a respeito do aproveitamento da potência do biogás e da energia solar em ambos os subsistemas da planta, foram construídos Diagramas de Sankey, sendo as setas proporcionais ao percentual do fluxo em cada etapa. A Figura 23 é referente a subsistema de biogás e a Figura 24 ao subsistema solar PV. Assim, é possível perceber que em ambos os subsistemas, as perdas são altas,

refletindo na eficiência energética do HRES solar PV – biogás proposto ($\eta_{HRES} = 28,11\%$).

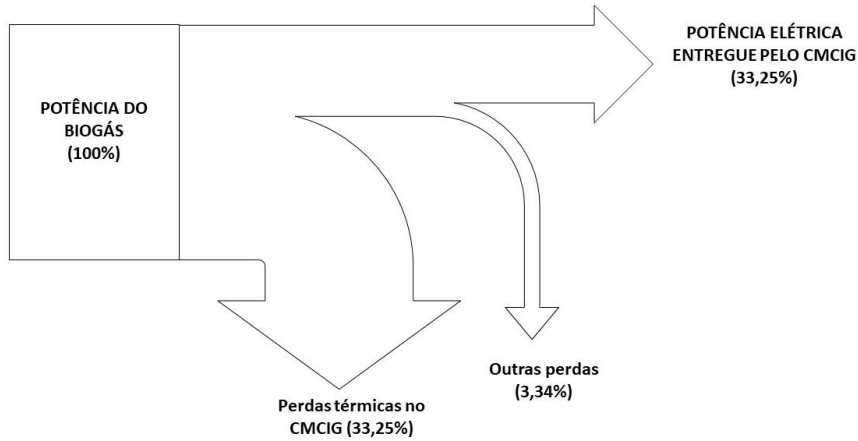


Figura 23 - Diagrama de Sankey para o subsistema de biogás.

O subsistema de biogás foi modelado de forma a conter um único MCI acoplado a um gerador elétrico. A potência instalada é de cerca de 82,1 kW e a eficiência elétrica encontrada foi de 33,25%. Pode-se perceber que as perdas representam grande parte da energia contida no combustível. Como forma de mitigar esse problema, Chaves et al. [28] propõe que o biogás proveniente da manipueira seja utilizado em um sistema de cogeração, onde o calor residual dos gases de exaustão é aproveitado na forma de energia térmica, aumentando o uso do potencial energético do combustível e elevando a eficiência do sistema.

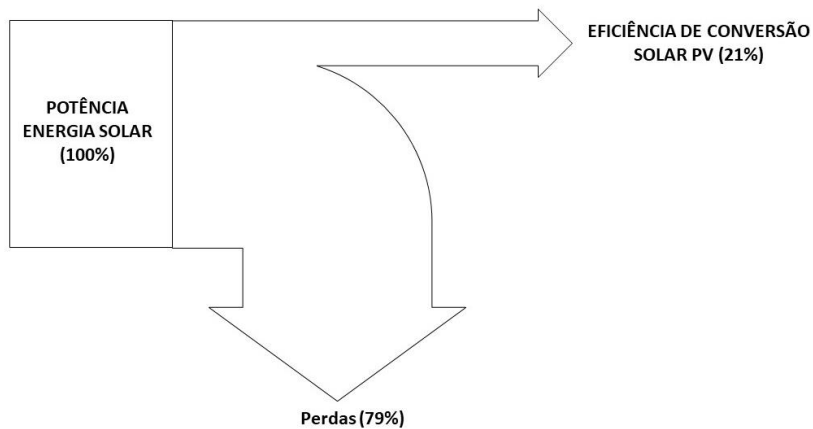


Figura 24 - Diagrama de Sankey para o subsistema solar PV.

O subsistema solar PV é composto por 650 módulos fotovoltaicos do tipo silício monocristalino, com potência instalada de 32,1 kW, porém podendo alcançar cerca de 57 kW em dias com maior radiação solar. A eficiência de conversão das placas PV está relacionada a diversos fatores, destacando o tipo de material fotovoltaico e a eficiência de conversão das células ($\eta = 17-26\%$) [52]. De acordo com Comello et al. [48], existem uma tendência para que outras tecnologias fotovoltaicas possam superar o custo e o desempenho de sistemas baseados em silício cristalino em um futuro previsível, tornando a eficiência de sistemas solar PV mais competitiva.

4.2 Análise econômica

A análise econômica neste estudo de viabilidade atua de forma a converter os fluxos de caixa e receitas decorrentes da produção de eletricidade da planta HRES solar PV – biogás em indicadores econômicos, sendo possível visualizar a possibilidade ou não da implementação do sistema a partir dos resultados obtidos.

O investimento total da planta (INV_T) é igual a US\$ 135.949,85, ou seja, 1.113,43 US\$/kW de eletricidade produzido. A Figura 25 mostra a distribuição do valor supracitado de acordo com os investimentos realizados em cada subsistema. É possível identificar que a maior parte do investimento é de responsabilidade do subsistema de biogás ($INV_{bio} + INV_{CMICG}$), representando cerca de 62% do total.

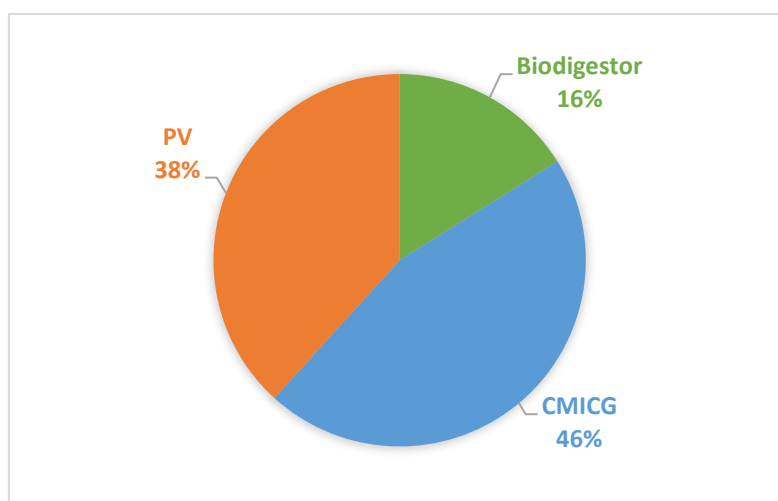


Figura 25 - Investimento Total do HRES solar PV - biogás.

Apesar disto, o custo de produção de eletricidade para este subsistema é menor do que para a planta solar PV (Tabela 19).

Tabela 19 - Custo de produção de eletricidade para cada subsistema e para o HRES solar PV-biogás após a amortização do investimento.

CUSTO DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE	
$C_{el,bio}$	0,0134 [US\$/kWh]
$C_{el,PV}$	0,1037 [US\$/kWh]
$C_{el,HRES}$	0,0504 [US\$/kWh]

Este fato pode ser explicado devido ao custo de produção de eletricidade de um sistema estar relacionado, não somente ao valor do investimento, como também as horas de operação da planta. Ou seja, a intermitência característica do sistema solar fotovoltaico, eleva o custo de produção da eletricidade, enquanto o subsistema alimentado por biogás opera de forma contínua e é capaz de entregar uma eletricidade a um custo mais acessível. Porém, como ambas as tecnologias foram associadas em um HRES, o custo de produção da eletricidade final é compensado e atinge um valor satisfatório.

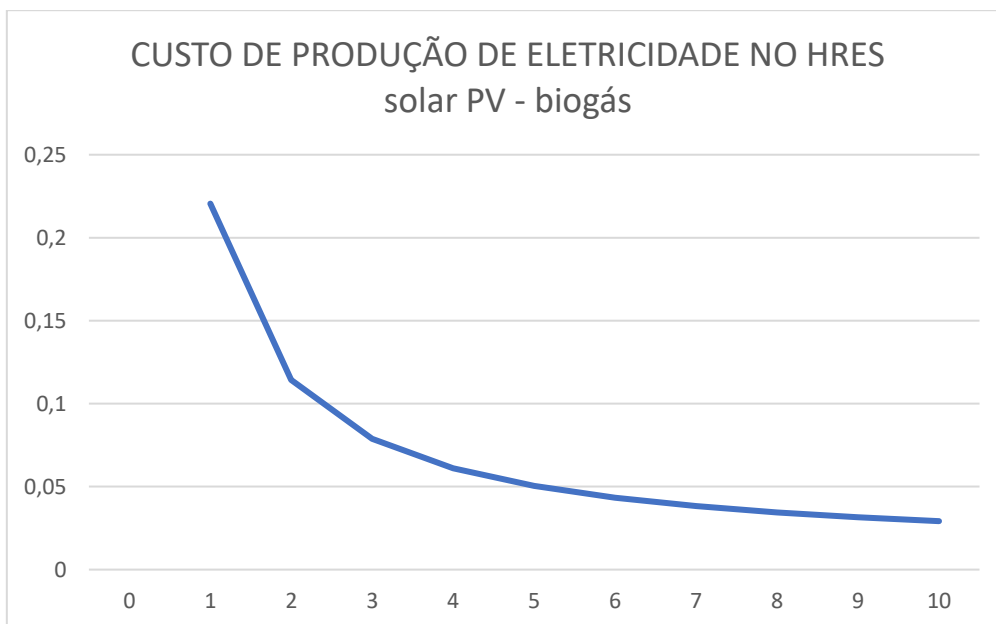


Figura 26 - Custo de produção de eletricidade do HRES solar PV - biogás.

Estudos apresentados por Agyenim et al. [14] apontam que o custo de produção de eletricidade em um sistema híbrido ($C_{el,HRES}$) deve ser inferior a 0,16 $US\$/kWh$ para que este possa ser considerado viável. Enquanto, Eziyi & Krothapalli [82], avaliam um HRES solar PV – biogás e encontram um custo de produção de eletricidade igual a 0,113 $US\$/kWh$. O valor encontrado neste trabalho é relativamente mais baixo que os presentes na literatura, fato este que está relacionado a utilização da manipueira como matéria-prima para produção de biogás. Este efluente não tem custo de aquisição para ser utilizado para este fim, destacando ainda que este processo acaba por eliminar os custos associados ao seu tratamento.

4.2.1 Indicadores adotados na avaliação do projeto

Para estimar a viabilidade econômica da planta HRES solar PV-biogás proposta, foram projetados os fluxos de caixa livre (Anexo A), sendo considerado:

- Capital de Giro para 1 ano;
- Investimento em máquinas, equipamentos e instalações (CAPEX) realizado no ano 0;

A Tabela 20 apresenta todos os indicadores determinados, sendo estes payback, payback descontado, TIR, VPL e IR.

Tabela 20 - Principais resultados da análise econômica.

ANÁLISE ECONÔMICA		
	Capex no ano 0	
CG Inicial para 1 ano	Payback	2,77 [anos]
	Payback descontado	3,57 [anos]
	TIR (10 anos)	34,19%
	VPL (10 anos)	141.322,78 [US\$]
	VPL - Investimento	5.372,93 [US\$]
	IR (Índice de Rentabilidade)	2,28

Os resultados obtidos para todos os indicadores analisados atenderam aos requisitos estabelecidos pela literatura:

- $TIR \geq TMA$;
- $IR \geq 1$;
- $VPL - CAPEX - CGI \geq 0$.

Além disso, o payback (2,77 anos) e o payback descontado (3,57 anos), mostram que o capital investido retorna em menos de 4 anos, considerando um período de análise de 10 anos. Avaliando o IR (Índice de Rentabilidade), pode-se afirmar ainda, que o projeto se paga mais de 2 vezes. Desta forma, é possível afirmar que o HRES solar PV – biogás proposto é viável do ponto de vista econômico.

4.3 Análise ecológica

Os valores encontrados nas emissões dos gases poluentes são apresentados na Tabela 21. Vale destacar que não foram encontrados dados na literatura sobre a presença de N₂O nos gases de exaustão do biogás e por este motivo, estes não foram considerados. Os valores para CO₂, MP, NO_x e SO₂ foram determinados através das equações 44, 45, 46 e 47, respetivamente. Enquanto, o valor adotado para CH₄ foi de acordo com os encontrados na literatura e proposto por Ceolho et al. [122].

Tabela 21 – Valores adotados para o cálculo dos fatores de emissão de poluentes.

Poluente	Valor adotado
CO ₂	0,165 $kg_{CO_2}/kg_{biogás}$
CH ₄	$4,683 \cdot 10^{-4} kg_{CH_4}/kg_{biogás}$
N ₂ O	-
PM	$2,521 \cdot 10^{-4} kg_{SO_2}/kg_{biogás}$
SO ₂	$1,992 \cdot 10^{-5} kg_{SO_2}/kg_{biogás}$
NO _x	$3,084 \cdot 10^{-3} kg_{NO_x}/kg_{biogás}$

Desta forma, os principais resultados encontrados na Análise ecológica do sistema estão listados na Tabela 22 seguir.

Tabela 22 - Principais resultados da análise ecológica .

ANÁLISE ECOLÓGICA					
$f_{CO_2_{eq}}$	$f_{1,4DCB_{eq}}$	Π_{GW} [kg/MJ]	Π_{HT} [kg/MJ]	Π [kg/MJ]	ε
0,17811	0,18475	0,00712	0,00739	0,00732	94,9%

Mesmo adotando a abordagem de Carneiro e Gomes [116], onde mais poluentes são levados em consideração, a eficiência ecológica (ε) encontrada é satisfatória, estando próxima a 1.

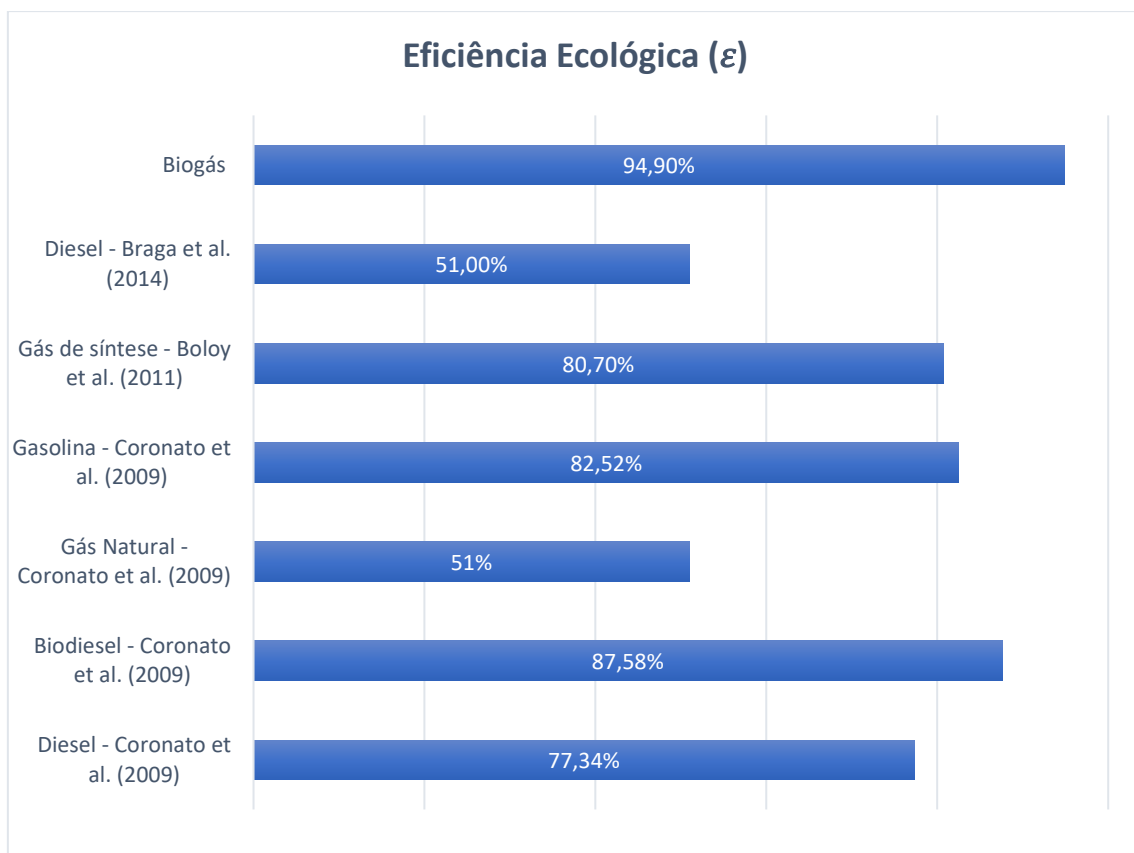


Figura 27 - Valores de Eficiência Ecológica (ε) para diferentes combustíveis em um MCI e os resultados obtidos neste presente trabalho.

Comparando os resultados encontrados, com os obtidos por Coronato et al. [128], que realizou um estudo eficiência ecológica em motores de combustão interna alimentados por diferentes combustíveis, sendo estes: gás natural, diesel, gasolina e biodiesel, e os resultados obtidos por Boloy et al. [129] e Braga et al. [130], que estudaram

a eficiência ecológica da queima de gás de síntese e diesel, respetivamente, em MCI, pode-se perceber as vantagens, do ponto de vista, ecológico, do uso de biogás como biocombustível em MCI para geração de eletricidade. A Figura 27 ilustra os resultados encontrados para as eficiências em ambos os trabalhos supracitados.

Por fim, pode-se citar o estudo realizado por Lu et al. [131], onde é proposto uma usina alimentada por biogás proveniente de resíduo sólido municipal (RSU). A eficiência ecológica (ϵ) de 92,8%, bem próxima da eficiência encontrada neste presente trabalho, sendo esta ainda um pouco superior. Uma possível explicação para este fato, é o uso de diferentes substratos para a geração de biogás, bem como diferentes configurações de biodigestores, resultando em diferentes concentrações de metano no biocombustível final.

5. Conclusão

Este presente trabalho propôs um estudo de viabilidade de um sistema HRES solar PV – biogás, onde foram analisados parâmetros energéticos, econômicos e ambientais.

Durante a análise energética, realizada a partir do software *TRNSYS 16*, foi possível modelar um HRES solar PV – biogás com potência instalada de aproximadamente 115 kW, sendo 28% de responsabilidade do subsistema solar PV e 72% do subsistema de biogás. A planta solar PV é composto por 650 módulos fotovoltaicos, resultando em cerca de 18 placas com 36 módulos em cada. Enquanto, a planta de biogás, é composto por um MCI acoplado ao um gerador elétrico, usando como combustível o biogás proveniente da biodigestão anaeróbica da manipueira. Esta tecnologia agrega valor a cadeia produtiva de farinha de mandioca e permite um melhor proveito do efluente manipueira.

A análise econômica foi baseada em 5 indicadores principais: payback (2,77 anos), payback descontado (3,57 anos), VPL (US\$ 141.322,78), IR (2,28) e TIR (34,19%). Os resultados obtidos mostram que a planta proposta apresenta um rápido retorno do investimento, além de um índice de rentabilidade alto, maior que 2. Também foram analisados os custos de produção de eletricidade em cada subsistema, bem como no HRES como um todo. Esta análise garantiu custos competitivos e satisfatórios, se comparados com os custos encontrados na literatura. Além disso, foi possível perceber que a associação da energia solar PV com a planta de biogás, faz com que o custo de produção de eletricidade final seja menor do que o custo de produção do sistema isolado, sendo uma das principais vantagens da implementação do HRES proposto.

Durante a análise ambiental, as vantagens do uso de biogás como biocombustível em MCI foram perceptíveis, resultando em uma eficiência ecológica de 94,9%. A metodologia aplicada é baseada no modelo matemático proposto por Cârdu & Baica [114] e atualizações de Carneiro & Gomes [116], onde são contabilizados 6 poluentes (CO₂, CH₄, N₂O, PM, SO₂ e NO_x) no cálculo do indicador, resultando em uma eficiência ecológica mais próxima da real. Apesar disso, o modelo proposto considerou somente as emissões durante a fase de operação da planta, sendo esta uma das principais limitações do estudo realizado.

Por fim, podemos concluir que o HRES solar PV – biogás proposto é viável dos pontos de vista analisados, podendo ser considerado como uma tecnologia eficiente que atende, de forma inovadora, às demandas energéticas da região por meio de recursos de energia renováveis disponíveis localmente.

5.1 Sugestões de trabalhos futuros

A partir do estudo realizados foi possível identificar algumas sugestões de trabalhos futuros, sendo estas:

- Do ponto de vista energético, seria interessante realizar uma análise exergética acompanhada do diagrama de grasman, sendo possível analisar todos os fluxos energéticos e exergéticos e assim otimizar o sistema.
- Do ponto de vista ambiental e econômico, poderia ser realizado um estudo de Análise de Ciclo de Vida, onde seriam contabilizados os impactos ambientais durante toda a vida útil dos componentes da planta e não somente durante a operação da mesma, associado com custos ambientais do ciclo de vida (*environmental life cycle costs*).
- Realizar o estudo de outras configurações possíveis para um HRES solar – biogás, sendo possível utilizar a energia solar na forma térmica e otimizar o processo de geração de biogás.

Referencial Teórico

- [1] M. Tamoor, M. S. Tahir, M. Sagir, M. B. Tahir, S. Iqbal, and T. Nawaz, “Design of 3 kW integrated power generation system from solar and biogas,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 23, pp. 12711–12720, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.02.207.
- [2] K. Saidi and A. Omri, “The impact of renewable energy on carbon emissions and economic growth in 15 major renewable energy-consuming countries,” *Environ. Res.*, vol. 186, no. February, p. 109567, 2020, doi: 10.1016/j.envres.2020.109567.
- [3] M. Boulakhbar *et al.*, “Towards a large-scale integration of renewable energies in Morocco,” *J. Energy Storage*, vol. 32, no. August, p. 101806, 2020, doi: 10.1016/j.est.2020.101806.
- [4] R. Habachi, A. Touil, A. Charkaoui, and E. Abdelwahed, “Management and Control of Smart Grid Systems: Opportunities and Challenges in Morocco,” vol. 3, no. 2, pp. 6–14, 2017.
- [5] A. Estender and T. Pitta, “O conceito do desenvolvimento sustentável,” *Rev. Terc. Set. Gestão-UNG*, vol. 2, no. 1, pp. 22–28, 2008.
- [6] E. R. A. da C. SILVA, “Agenda 2030: ODS - Metas Nacionais dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável,” p. 546, 2018, [Online]. Available: http://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/8855%0Ahttps://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&id=33895.
- [7] IEA, “SDG7: Dados e Projeções,” *Paris*, 2019. <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections> (accessed Oct. 13, 2020).
- [8] R. B. Swain and A. Karimu, “Renewable electricity and sustainable development goals in the EU,” *World Dev.*, vol. 125, p. 104693, 2020, doi: 10.1016/j.worlddev.2019.104693.
- [9] H. Zhao and W. Lifeng, “Forecasting the non-renewable energy consumption by an adjacent accumulation grey model,” *J. Clean. Prod.*, vol. 275, pp. 1932–1948, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.124113.
- [10] J. Lian, Y. Zhang, C. Ma, Y. Yang, and E. Chaima, “A review on recent sizing methodologies of hybrid renewable energy systems,” *Energy Convers. Manag.*,

- vol. 199, no. August, p. 112027, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.112027.
- [11] J. C. Alberizzi, J. M. Frigola, M. Rossi, and M. Renzi, “Optimal sizing of a Hybrid Renewable Energy System: Importance of data selection with highly variable renewable energy sources,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 223, no. August, p. 113303, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113303.
- [12] A. Baruah, M. Basu, and D. Amuley, “Modeling of an autonomous hybrid renewable energy system for electrification of a township: A case study for Sikkim, India,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 135, no. July 2020, p. 110158, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110158.
- [13] M. A. Cuesta, T. Castillo-Calzadilla, and C. E. Borges, “A critical analysis on hybrid renewable energy modeling tools: An emerging opportunity to include social indicators to optimise systems in small communities,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 122, no. January, p. 109691, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109691.
- [14] F. B. Agyenim *et al.*, “Powering communities using hybrid solar–biogas in Ghana, a feasibility study,” *Environ. Technol. Innov.*, vol. 19, p. 100837, 2020, doi: 10.1016/j.eti.2020.100837.
- [15] K. Shivarama Krishna and K. Sathish Kumar, “A review on hybrid renewable energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 907–916, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.07.187.
- [16] N. Bist, A. Sircar, and K. Yadav, “Holistic review of hybrid renewable energy in circular economy for valorization and management,” *Environ. Technol. Innov.*, vol. 20, p. 101054, 2020, doi: 10.1016/j.eti.2020.101054.
- [17] S. Guo, Q. Liu, J. Sun, and H. Jin, “A review on the utilization of hybrid renewable energy,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, no. December 2017, pp. 1121–1147, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.04.105.
- [18] O. Erdinc and M. Uzunoglu, “Optimum design of hybrid renewable energy systems: Overview of different approaches,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 3, pp. 1412–1425, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2011.11.011.
- [19] M. Nicolau, S. Viana, L. C. P. Silva, and J. Pissolato, “ANÁLISE DO DESEMPENHO DE UMA MICRO-REDE EÓLICO-FOTOVOLTAICA,” no. November 2015, 2016.

- [20] J. D. Nixon, P. K. Dey, and P. A. Davies, “The feasibility of hybrid solar-biomass power plants in India,” *Energy*, vol. 46, no. 1, pp. 541–554, 2012, doi: 10.1016/j.energy.2012.07.058.
- [21] R. Kapoor *et al.*, “Advances in biogas valorization and utilization systems: A comprehensive review,” *J. Clean. Prod.*, vol. 273, p. 123052, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.123052.
- [22] A. Y. Milanez, D. D. Guimarães, G. B. da S. Maia, J. A. P. de Souza, and M. L. F. Lemos, “Biogás De Resíduos Agroindustriais : Panorama E Perspectivas Biogas From Agroindustrial Wastes : Panorama and Perspectives,” *Dep. do Complexo Agroaliment. e Biocombustíveis da Área Indústria e Serviços do BNDES*, vol. 47, pp. 221–276, 2018.
- [23] S. G. Sigarchian, R. Paleta, A. Malmquist, and A. Pina, “Feasibility study of using a biogas engine as backup in a decentralized hybrid (PV/wind/battery) power generation system - Case study Kenya,” *Energy*, vol. 90, pp. 1830–1841, 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.07.008.
- [24] A. Strazzabosco, S. J. Kenway, and P. A. Lant, “Solar PV adoption in wastewater treatment plants: A review of practice in California,” *J. Environ. Manage.*, vol. 248, no. March, p. 109337, 2019, doi: 10.1016/j.jenvman.2019.109337.
- [25] M. Gustafsson and S. Anderberg, “Dimensions and characteristics of biogas policies – Modelling the European policy landscape,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 135, no. February 2020, p. 110200, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110200.
- [26] M. Rasapoor, B. Young, R. Brar, A. Sarmah, W. Q. Zhuang, and S. Baroutian, “Recognizing the challenges of anaerobic digestion: Critical steps toward improving biogas generation,” *Fuel*, vol. 261, no. July 2019, p. 116497, 2020, doi: 10.1016/j.fuel.2019.116497.
- [27] Y. A. de Oliveira Chaves, “Estado da arte sobre as inovações na cadeia de processamento da mandioca para produção de farinha seca,” in *III Congresso Ibero-Americano de Ambiente e Tecnologia : Livro de atas*, 2017.
- [28] Y. A. de Oliveira Chaves, M. Val Springer, R. A. M. Boloy, O. M. de Castro Ferreira Soares, and J. G. F. Madeira, “Performance Study of a Microturbine System for Cogeneration Application Using Biogas from Manipueira,” *Bioenergy*

- Res.*, vol. 13, no. 2, 2020, doi: 10.1007/s12155-019-10071-0.
- [29] J. Kainthola, A. S. Kalamdhad, and V. V. Goud, “A review on enhanced biogas production from anaerobic digestion of lignocellulosic biomass by different enhancement techniques,” *Process Biochem.*, vol. 84, no. May, pp. 81–90, 2019, doi: 10.1016/j.procbio.2019.05.023.
- [30] T. Karlsson *et al.*, *MANUAL BÁSICO DE BIOGÁS 1ª edição*. 2014.
- [31] B. Stürmer, D. Leiers, V. Anspach, E. Brüggling, D. Scharfy, and T. Wissel, “Agricultural biogas production: A regional comparison of technical parameters,” *Renew. Energy*, vol. 164, pp. 171–182, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2020.09.074.
- [32] J. G. F. Madeira *et al.*, “Electricity Generation from Biogas of Cassava using Cattle Manure as inoculum: An Assessment of Potential in the Quilombola Community (Brazil),” *Int. J. Adv. Eng. Res. Sci.*, vol. 6, no. 6, pp. 200–205, 2019, doi: 10.22161/ijaers.6.6.21.
- [33] A. C. BARANA, “Despoluição da manipueira e uso em fertilização do solo,” *SIMPÓSIO Nac. SOBRE A MANIPUEIRA*, vol. 1, 2008.
- [34] A. Santos, “Usos e impactos ambientais causados pela manipueira na microregião sudoeste da Bahia-Brasil,” *Probl. Soc. y Reg. em América Lat. estudio casos. Barcelona Univ. Barcelona*, pp. 11–25, 2009.
- [35] A. S. Sánchez, Y. L. Silva, R. A. Kalid, E. Cohim, and E. A. Torres, “Waste bio-refineries for the cassava starch industry: New trends and review of alternatives,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 73, no. February 2016, pp. 1265–1275, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.02.007.
- [36] A. O. Ubalua, “Cassava wastes: Treatment options and value addition alternatives,” *African J. Biotechnol.*, vol. 6, no. 18, pp. 2065–2073, 2007, doi: 10.5897/ajb2007.000-2319.
- [37] J. Arrieta and E. Cantera, “Recuperación biológica y reaprovechamiento de aguas de proceso,” *El Pap.*, no. 79, pp. 56–61, 1999.
- [38] R. A. Fioretto, “Direct use of cassava wastewater in fertigation,” *Série Cult. tuberosas amiláceas Lat. Am.*, vol. 4, 1994.
- [39] FAO (Organização das Nações Unidas para Agricultura e Alimentação), *Produzir mais com menos*. 2013.
- [40] Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO), “FAO Global

- Statistical Yearbook (1961-2018),” 2020.
<http://www.fao.org/faostat/en/#data/QC/visualize>.
- [41] V. Okudoh, C. Trois, T. Workneh, and S. Schmidt, “The potential of cassava biomass and applicable technologies for sustainable biogas production in South Africa: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 39, pp. 1035–1052, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.142.
- [42] A. C. BARANA and M. P. CEREDA, “Cassava wastewater (manipueira) treatment using a two-phase anaerobic biodigestor ,” *Food Science and Technology* , vol. 20. scielo , pp. 183–186, 2000.
- [43] A. B. P. Suzuki, D. M. Fernandes, R. A. P. Faria, and T. C. M. Vidal, “Uso de biogás em motores de combustão interna,” *Rev. Bras. Tecnol. Apl. nas Ciências Agrárias*, vol. 4, no. 1, pp. 221–237, 2011, doi: 10.5777/paet.v4.n1.13.
- [44] I. T. Yilmaz and M. Gumus, “Investigation of the effect of biogas on combustion and emissions of TBC diesel engine,” *Fuel*, vol. 188, pp. 69–78, 2017, doi: 10.1016/j.fuel.2016.10.034.
- [45] B. Kumar Sahu, “A study on global solar PV energy developments and policies with special focus on the top ten solar PV power producing countries,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 621–634, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.11.058.
- [46] S. K. Sansaniwal, V. Sharma, and J. Mathur, “Energy and exergy analyses of various typical solar energy applications: A comprehensive review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, no. May 2017, pp. 1576–1601, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.07.003.
- [47] F. Urban, S. Geall, and Y. Wang, “Solar PV and solar water heaters in China: Different pathways to low carbon energy,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 531–542, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.06.023.
- [48] S. Comello, S. Reichelstein, and A. Sahoo, “The road ahead for solar PV power,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 92, no. December 2017, pp. 744–756, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.04.098.
- [49] IEA, “Geração de energia solar fotovoltaica no cenário de desenvolvimento sustentável, 2000-2030,” Paris. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/solar-pv-power-generation-in-the-sustainable-development-scenery-2000-2030>.

- [50] A. Zahedi, “Maximizing solar PV energy penetration using energy storage technology,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 1, pp. 866–870, 2011, doi: 10.1016/j.rser.2010.09.011.
- [51] C. Candelise, M. Winkler, and R. J. K. Gross, “The dynamics of solar PV costs and prices as a challenge for technology forecasting,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 26, pp. 96–107, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.05.012.
- [52] F. Obeidat, “A comprehensive review of future photovoltaic systems,” *Sol. Energy*, vol. 163, no. March, pp. 545–551, 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.01.050.
- [53] P. G. V. Sampaio and M. O. A. González, “Photovoltaic solar energy: Conceptual framework,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 74, no. March, pp. 590–601, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.02.081.
- [54] M. A. Green, “Photovoltaics: Technology overview,” *Energy Policy*, vol. 28, no. 14, pp. 989–998, 2000, doi: 10.1016/S0301-4215(00)00086-0.
- [55] M. H. Shubbak, “Advances in solar photovoltaics: Technology review and patent trends,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 115, no. June 2018, p. 109383, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.109383.
- [56] D. Akinyele, “Analysis of photovoltaic mini-grid systems for remote locations: A techno-economic approach,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 42, no. 3, pp. 1363–1380, 2018, doi: 10.1002/er.3886.
- [57] H. Maammeur, A. Hamidat, L. Loukarfi, M. Missoum, K. Abdeladim, and T. Nacer, “Performance investigation of grid-connected PV systems for family farms: Case study of North-West of Algeria,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 78, no. March, pp. 1208–1220, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.004.
- [58] K. Y. Kebede, “Viability study of grid-connected solar PV system in Ethiopia,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 10, pp. 63–70, 2015, doi: 10.1016/j.seta.2015.02.003.
- [59] N. M. Kumar *et al.*, “Chapter 3 - Solar PV module technologies,” S. Gorjian and A. B. T.-P. S. E. C. Shukla, Eds. Academic Press, 2020, pp. 51–78.
- [60] G. A. Thopil, C. E. Sachse, J. Lalk, and M. S. Thopil, “Techno-economic performance comparison of crystalline and thin film PV panels under varying meteorological conditions: A high solar resource southern hemisphere case,” *Appl.*

- Energy*, vol. 275, no. December 2019, p. 115041, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115041.
- [61] S. Yamada *et al.*, “Photovoltaic effect in Si/SiO₂ superlattice microdisk array solar cell structure,” *Superlattices Microstruct.*, vol. 145, no. January, p. 106640, 2020, doi: 10.1016/j.spmi.2020.106640.
- [62] L. L. Kazmerski, “Solar photovoltaics R&D at the tipping point: A 2005 technology overview,” *J. Electron Spectros. Relat. Phenomena*, vol. 150, no. 2–3, pp. 105–135, 2006, doi: 10.1016/j.elspec.2005.09.004.
- [63] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, and M. Leahy, “A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems,” *Appl. Energy*, vol. 87, no. 4, pp. 1059–1082, 2010, doi: 10.1016/j.apenergy.2009.09.026.
- [64] M. D. Azraff Bin Rozmi *et al.*, “Role of immersive visualization tools in renewable energy system development,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 115, no. September, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.109363.
- [65] S. Sinha and S. S. Chandel, “Review of software tools for hybrid renewable energy systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32. Elsevier, pp. 192–205, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.01.035.
- [66] A. Chauhan and R. P. Saini, “A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, pp. 99–120, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.05.079.
- [67] M. D. Azraff Bin Rozmi *et al.*, “Role of immersive visualization tools in renewable energy system development,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 115, no. September. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.109363.
- [68] S. Upadhyay and M. P. Sharma, “A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, pp. 47–63, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.05.057.
- [69] S. Sinha and S. S. Chandel, “Review of software tools for hybrid renewable energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 32, pp. 192–205, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.01.035.
- [70] H. M. Sacht, L. Bragança, and ..., “Estudo da eficiência energética de fachadas

- fotovoltaicas em Portugal,” ... *Nac. e VIII* ..., no. 1, pp. 1–10, 2013, [Online]. Available: <https://repositorium.sdum.uminho.pt/handle/1822/46103>.
- [71] F. R. Martins, E. B. Pereira, S. L. de Abreu, and S. Colle, “Mapas de irradiação solar para o Brasil – Resultados do Projeto SWERA,” pp. 63–63, 2010.
- [72] J. Barbosa, L. P. Dias, S. G. Simoes, and J. Seixas, “When is the sun going to shine for the Brazilian energy sector? A story of how modelling affects solar electricity,” *Renew. Energy*, vol. 162, pp. 1684–1702, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.09.091.
- [73] M. R. Borges Neto, P. C. M. Carvalho, J. O. B. Carioca, and F. J. F. Canafístula, “Biogas/photovoltaic hybrid power system for decentralized energy supply of rural areas,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 8, pp. 4497–4506, 2010, doi: 10.1016/j.enpol.2010.04.004.
- [74] J. A. Ferraz de Andrade Santos, P. de Jong, C. Alves da Costa, and E. A. Torres, “Combining wind and solar energy sources: Potential for hybrid power generation in Brazil,” *Util. Policy*, vol. 67, no. June, 2020, doi: 10.1016/j.jup.2020.101084.
- [75] L. R. A. Ferreira, R. B. Otto, F. P. Silva, S. N. M. De Souza, S. S. De Souza, and O. H. Ando Junior, “Review of the energy potential of the residual biomass for the distributed generation in Brazil,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 94, no. June, pp. 440–455, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.06.034.
- [76] D. Caroline *et al.*, “Aspectos Mercadológicos dos Produtos não Madeireiros na Economia de Santarém-Pará , Brasil Economy of Santarem , State of Para , Brazil,” vol. 19, no. 1, pp. 9–16, 2012.
- [77] A. Cecília, D. M. Costa, N. N. De Lima, and E. Gasparin, “IDENTIFICAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DAS UNIDADES PRODUTORAS DE FARINHA DE MANDIOCA NA,” vol. 370, pp. 63–66, 2019.
- [78] IBGE, “Produção Agrícola Municipal 2019,” 2019. <https://www.ibge.gov.br/> (accessed Oct. 18, 2020).
- [79] E. S. dos SANTOS, E. C. MATIAS, and M. M. BARBOSA, “Mandioca: Cultivo agroecológico e uso na alimentação humana e animal,” *João Pessoa Emepa-pb*, 2011.
- [80] F. L. Funari and J. R. Tarifa, “Sunshine, global radiation and net radiation in Brazil,” *Rev. do Inst. Geol.*, vol. 38, no. 2, pp. 49–83, 2017, doi: 10.5935/0100-

929X.20170009.

- [81] J. T. Pinho *et al.*, *Sistemas Híbridos: Soluções Energéticas para a Amazônia*. 2008.
- [82] I. Eziyi and A. Krothapalli, “Sustainable rural development: Solar/Biomass hybrid renewable energy system,” *Energy Procedia*, vol. 57, pp. 1492–1501, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.10.141.
- [83] F. do C. Lamaison, “Aplicação da água residuária do processamento da mandioca como substrato para a produção de hidrogênio por processo fermentativo,” 2012.
- [84] E. F. Souza, A. R. Staduto, W. F. da Rocha Júnior, and R. N. Rinaldi, “The cassava culture in the western region of Paraná: a study of chain coordination from the point of view of contract theory,” *Organ. Rurais Agroind.*, vol. 7, no. 1, 2011.
- [85] S. a. Klein and W. a. Beckman, “Mathematical Reference,” *Trnsys 16*, vol. 5, p. 389 to 396, 2007.
- [86] M. Santarelli and S. Macagno, “A thermoeconomic analysis of a PV-hydrogen system feeding the energy requests of a residential building in an isolated valley of the Alps,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 45, no. 3, pp. 427–451, 2004, doi: 10.1016/S0196-8904(03)00156-0.
- [87] TRNSYS 16, “Standard Component Library Overview,” vol. 3, 2016.
- [88] R. D. McCarty, “Mathematical models for the prediction of liquefied-natural-gas densities,” *J. Chem. Thermodyn.*, vol. 14, no. 9, pp. 837–854, 1982.
- [89] A. A. Teixeira, M. C. Carvalho, and L. H. de M. Leite, “Análise De Viabilidade Para a Implantação Do Sistema De Energia Solar Residencial,” *E-Xacta*, vol. 4, no. 3, pp. 117–136, 2012, doi: 10.18674/exacta.v4i3.689.
- [90] A. R. Angonese, A. T. Campos, C. E. Zacarkim, M. S. Matsuo, and F. Cunha, “Eficiência energética de sistema de produção de suínos com tratamento dos resíduos em biodigestor,” *Rev. Bras. Eng. Agrícola e Ambient.*, vol. 10, no. 3, pp. 745–750, 2006, doi: 10.1590/s1415-43662006000300030.
- [91] A. Poullikkas, “A comparative assessment of net metering and feed in tariff schemes for residential PV systems,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 3, pp. 1–8, 2013, doi: 10.1016/j.seta.2013.04.001.
- [92] O. S. Parissis *et al.*, “Integration of wind and hydrogen technologies in the power system of Corvo island, Azores: A cost-benefit analysis,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 36, no. 13, pp. 8143–8151, 2011, doi: 10.1016/j.ijhydene.2010.12.074.

- [93] L. Júnior, B. Antonio, C. M. RIGO, and A. P. M. S. CHEROBIM, “Administração financeira: princípios, fundamentos e práticas trabalhistas,” *Elsevier*, vol. 7, 2005.
- [94] Equatorial Energia Pará, “Valor de tarifas e serviços,” 2020. <https://pa.equatorialenergia.com.br/informacoes-gerais/valor-de-tarifas-e-servicos/#demais-classes> (accessed Nov. 17, 2020).
- [95] RODRIGO OREFISE DENTELLO, “Estudo De Geração De Energia Elétrica Em Motores Stirling Acionados Por Biogás E/Ou Energia Solar,” *Repos. UNESP*, vol. 1, no., pp. 1–476, 2019, [Online]. Available: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/151835>.
- [96] João Victor Batista Travessa, “GERAÇÃO DE ELETRICIDADE EM SISTEMA HÍBRIDO BIOGÁS-SOLAR FOTOVOLTAICO: ASPECTOS TECNOECONÔMICOS,” Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET/RJ), 2019.
- [97] Receita Federal - Ministério da Economia, “IRPJ (Imposto sobre a renda das pessoas jurídicas),” 2015. <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/orientacao-tributaria/tributos/IRPJ> (accessed Nov. 17, 2020).
- [98] D. Zanatta and R. M. Neto, “Algumas considerações sobre o planejamento tributário: uma comparação por meio de simulação entre o Simples, o Lucro Presumido e o Lucro Real,” *Rev. Ciências Gerenciais*, vol. 10, no. 12, pp. 16–24, 2006.
- [99] J. L. Silveira, W. D. Q. Lamas, C. E. Tuna, I. A. D. C. Villela, and L. S. Miro, “Ecological efficiency and thermoeconomic analysis of a cogeneration system at a hospital,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 5, pp. 2894–2906, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.02.007.
- [100] V. A. F. De Campos, J. P. T. Cantagallo, O. R. Llerena-Pizarro, and J. L. Silveira, “Internal Combustion Engine Fueled with Biogas: Energetic, Economic and Environmental Analyses,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 17, no. 11, pp. 1873–1878, 2019, doi: 10.1109/TLA.2019.8986426.
- [101] F. M. MARTINS and P. A. V. DE OLIVEIRA, “ANÁLISE ECONÔMICA DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DO BIOGÁS NA SUINOCULTURA,” *Eng. Agrícola*, vol. 31, no. 2, pp. 477–486, 2011, doi: 10.16194/j.cnki.31-1059/g4.2011.07.016.

- [102] A. Kunz and P. A. V. de Oliveira, “Aproveitamento de dejetos de animais para geração de biogás,” *Rev. da Política Agrícola*, vol. 3, pp. 28–35, 2006.
- [103] S. Reichelstein and M. Yorston, “The prospects for cost competitive solar PV power,” *Energy Policy*, vol. 55, pp. 117–127, 2013, doi: 10.1016/j.enpol.2012.11.003.
- [104] M. L. N. M. Carneiro and M. S. P. Gomes, “Energy, exergy, environmental and economic analysis of hybrid waste-to-energy plants,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 179, no. October 2018, pp. 397–417, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2018.10.007.
- [105] S. Karellas, I. Boukis, and G. Kontopoulos, “Development of an investment decision tool for biogas production from agricultural waste,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 4, pp. 1273–1282, 2010, doi: 10.1016/j.rser.2009.12.002.
- [106] A. Coldebella, S. N. M. Souza, J. Souza, and A. C. Koheler, “Viabilidade da cogeração de energia elétrica com biogás da bovinocultura de leite,” *Encontro Energ. no Meio Rural*, p. 9, 2006, [Online]. Available: http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC0000000022006000200053&script=sci_arttext&tlng=pt.
- [107] F. Brizi, J. L. Silveira, U. Desideri, J. A. Dos Reis, C. E. Tuna, and W. D. Q. Lamas, “Energetic and economic analysis of a Brazilian compact cogeneration system: Comparison between natural gas and biogas,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, pp. 193–211, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.05.088.
- [108] C. R. Coronado, J. T. Yoshioka, and J. L. Silveira, “Electricity, hot water and cold water production from biomass. Energetic and economical analysis of the compact system of cogeneration run with woodgas from a small downdraft gasifier,” *Renew. Energy*, vol. 36, no. 6, pp. 1861–1868, 2011, doi: 10.1016/j.renene.2010.11.021.
- [109] C. J. Luchesa and A. Edson, “Sistema Price de amortização Juros simples ?,” *Rev. Informação Legis.*, 2012.
- [110] Receita Federal do Brasil, “Instrução Normativa RFB nº 1.701, de 14 de março de 2017,” *Diário Of. da União*, vol. 2017, pp. 1–169, 2017, [Online]. Available: <http://normas.receita.fazenda.gov.br/sijut2consulta/link.action?visao=anotado&idAto=81226>.

- [111] B. H. CASAROTTO FILHO, N KOPITTKE, *Análise de Investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão*. 2009.
- [112] M. Mitscher and R. Rüther, “Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil,” *Energy Policy*, vol. 49, pp. 688–694, 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2012.07.009.
- [113] R. Jaricunas, V. Romana, C. E. P. São, A. Carlos, T. Álvares, and C. M. Fgv-eaes, “Taxa Interna de Retorno: controvérsias e interpretações,” *Rev. GEPROS*, vol. 0, no. 4, p. Pag. 131, 2007, doi: 10.15675/gepros.v0i4.184.
- [114] M. Cârdu and M. Baica, “Regarding a global methodology to estimate the energy–ecologic efficiency of thermopower plants,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 40, no. 1, pp. 71–87, 1999, doi: 10.1016/S0196-8904(00)00138-2.
- [115] I. A. de Castro Villela and J. L. Silveira, “Ecological efficiency in thermoelectric power plants,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 27, no. 5–6, pp. 840–847, 2007, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2006.09.019.
- [116] M. L. N. M. Carneiro and M. S. P. Gomes, “Energy-ecologic efficiency of waste-to-energy plants,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 195, no. May, pp. 1359–1370, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.05.098.
- [117] A. Arabkoohsar and M. Sadi, “Thermodynamics, economic and environmental analyses of a hybrid waste–solar thermal power plant,” *J. Therm. Anal. Calorim.*, no. 0123456789, 2020, doi: 10.1007/s10973-020-09573-3.
- [118] M. K. H. Rabaia *et al.*, “Environmental impacts of solar energy systems: A review,” *Sci. Total Environ.*, vol. 754, p. 141989, 2021, doi: 10.1016/j.scitotenv.2020.141989.
- [119] M. A. J. Huijbregts *et al.*, *Priority assessment of toxic substances in life cycle assessment. Part I: Calculation of toxicity potentials for 181 substances with the nested multi-media fate, exposure and effects model USES-LCA*, vol. 41, no. 4. 2000.
- [120] S. K. Allen *et al.*, “Technical Summary,” *Clim. Chang. 2013 - Phys. Sci. Basis*, pp. 31–116, 2014, doi: 10.1017/cbo9781107415324.005.
- [121] P. Hofstetter, A. Braunschweig, T. Mettier, R. Müller-Wenk, and O. Tietje, “The mixing triangle: Correlation and graphical decision support for LCA-based comparisons,” *J. Ind. Ecol.*, vol. 3, no. 4, pp. 97–115, 1999, doi:

10.1162/108819899569584.

- [122] O. C. da et al. COELHO, Suani Teixeira, VELAZQUEZ, Sílvia Maria Stortini González, SILVA, “Geração de energia elétrica a partir de biogás proveniente do tratamento de esgoto,” 2006.
- [123] D. Kozarac, I. Taritas, D. Vuilleumier, S. Saxena, and R. W. Dibble, “Experimental and numerical analysis of the performance and exhaust gas emissions of a biogas/n-heptane fueled HCCI engine,” *Energy*, vol. 115, pp. 180–193, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.055.
- [124] C. S. Lau, D. Allen, A. Tsolakis, S. E. Golunski, and M. L. Wyszynski, “Biogas upgrade to syngas through thermochemical recovery using exhaust gas reforming,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 40, pp. 86–95, 2012, doi: 10.1016/j.biombioe.2012.02.004.
- [125] J. A. de Carvalho Souza Jr, *Emissões em processos de combustão*. Unesp, 2003.
- [126] C. F. P. Santos, R. F. S. Paulino, C. E. Tuna, J. L. Silveira, and F. H. M. Araújo, “Thermodynamic Analysis and Ecological Efficiency of a Combined Cycle Power Plant,” *Rev. Eng. Térmica*, vol. 13, no. 2, p. 03, 2014, doi: 10.5380/reterm.v13i2.62086.
- [127] M. M. Tanim, N. A. Chowdhury, M. M. Rahman, and J. Ferdous, “Design of a photovoltaic-biogas hybrid power generation system for Bangladeshi remote area using HOMER software,” *Proc. 2014 3rd Int. Conf. Dev. Renew. Energy Technol. ICDRET 2014*, pp. 3–7, 2014, doi: 10.1109/icdret.2014.6861694.
- [128] C. R. Coronado, J. A. de Carvalho, J. T. Yoshioka, and J. L. Silveira, “Determination of ecological efficiency in internal combustion engines: The use of biodiesel,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 29, no. 10, pp. 1887–1892, 2009, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2008.10.012.
- [129] R. A. M. Boloy, J. L. Silveira, C. E. Tuna, C. R. Coronado, and J. S. Antunes, “Ecological impacts from syngas burning in internal combustion engine: Technical and economic aspects,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 9, pp. 5194–5201, 2011, doi: 10.1016/j.rser.2011.04.009.
- [130] L. B. Braga, J. L. Silveira, M. Evaristo Da Silva, E. B. Machin, D. T. Pedroso, and C. E. Tuna, “Comparative analysis between a PEM fuel cell and an internal combustion engine driving an electricity generator: Technical, economical and

- ecological aspects,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 63, no. 1, pp. 354–361, 2014, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2013.10.053.
- [131] F. Lu, Y. Zhu, M. Pan, C. Li, J. Yin, and F. Huang, “Thermodynamic, economic, and environmental analysis of new combined power and space cooling system for waste heat recovery in waste-to-energy plant,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 226, no. September, p. 113511, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113511.

ANEXOS

Anexo A: O Anexo A apresenta o fluxo de caixa descontado encontrado durante a análise econômica da planta HRES solar PV – biogás proposta.

	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
A. Inv. Biodigestor	21.833,30										
B. Inv. MCI-Gerador	62.066,55										
C. Inv. Solar-PV	52.000,00										
D. (=) Investimentos	135.949,85										
1. (+) Receitas líquidas	76.875,51	76.875,51	76.875,51	76.875,51	76.875,51	76.875,51	76.875,51	76.875,51	76.875,51	76.875,51	76.875,51
1.1. (+) Receita Bruta - Planta de biogás	80.781,69	80.781,69	80.781,69	80.781,69	80.781,69	80.781,69	80.781,69	80.781,69	80.781,69	80.781,69	80.781,69
1.2. (+) Receita Bruta - Sistema Solar PV	12.968,93	12.968,93	12.968,93	12.968,93	12.968,93	12.968,93	12.968,93	12.968,93	12.968,93	12.968,93	12.968,93
1.3. (-) Impostos (PS, CONFINS, CSLL, ICMS) - 18%	16.875,11	16.875,11	16.875,11	16.875,11	16.875,11	16.875,11	16.875,11	16.875,11	16.875,11	16.875,11	16.875,11
2. (-) Despesas	23.121,47	23.121,21	23.121,13	23.121,13	23.121,08	23.121,06	23.121,04	23.121,03	23.121,02	23.121,01	23.121,00
2.1. Cust. de Produção de Eletricidade - Planta Biogás	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
2.2. Cust. de Produção de Eletricidade - Sistema Solar PV	0,52	0,26	0,17	0,13	0,10	0,09	0,07	0,06	0,06	0,06	0,05
2.3. Cust. de Manutenção e Operação - Biodigestor	874,46	874,46	874,46	874,46	874,46	874,46	874,46	874,46	874,46	874,46	874,46
2.4. Cust. de Manutenção e Operação - MCI-Gerador	8.120,02	8.120,02	8.120,02	8.120,02	8.120,02	8.120,02	8.120,02	8.120,02	8.120,02	8.120,02	8.120,02
2.5. Cust. de Manutenção e Operação - Sistema Solar PV	531,47	531,47	531,47	531,47	531,47	531,47	531,47	531,47	531,47	531,47	531,47
2.9. Depreciação	13.594,99	13.594,99	13.594,99	13.594,99	13.594,99	13.594,99	13.594,99	13.594,99	13.594,99	13.594,99	13.594,99
3. (=) LAIR (Lucro antes do imposto de renda)	53.754,04	53.754,30	53.754,38	53.754,42	53.754,45	53.754,47	53.754,47	53.754,48	53.754,49	53.754,50	53.754,50
4. (-) IR (Imposto de renda) - 34%	18.276,37	18.276,46	18.276,49	18.276,50	18.276,51	18.276,51	18.276,52	18.276,52	18.276,53	18.276,53	18.276,53
5. (=) Lucro líquido após imposto de renda	35.477,66	35.477,83	35.477,89	35.477,92	35.477,94	35.477,95	35.477,95	35.477,96	35.477,96	35.477,97	35.477,97
7. (+) Depreciação	13.594,99	13.594,99	13.594,99	13.594,99	13.594,99	13.594,99	13.594,99	13.594,99	13.594,99	13.594,99	13.594,99
8. (=) Fluxo de caixa livre - FCL	49.072,65	49.072,82	49.072,88	49.072,91	49.072,92	49.072,92	49.072,93	49.072,94	49.072,95	49.072,95	49.072,96
9. FCL acumulado	49.072,65	98.145,47	147.218,35	196.291,25	245.364,17	294.437,11	343.510,05	392.583,00	441.655,95	490.728,91	539.801,87
10. (=) Fluxo de caixa livre descontado - FCILD	49.072,65	43.815,02	39.120,60	34.929,12	31.186,73	27.845,30	24.861,88	22.198,11	19.819,74	17.686,20	15.754,35
11. FCILD acumulado	49.072,65	92.887,67	132.008,26	166.937,39	198.124,12	225.969,42	250.831,30	275.029,41	292.849,15	310.545,35	328.793,70

