

Universidade Federal do Triângulo Mineiro

Vany Paulo Peixe

Análise da Viabilidade Técnica e Econômica da Queima do Biogás em uma Usina
Sucroenergética.

Uberaba
2018

Vany Paulo Peixe

Análise da Viabilidade Técnica e Econômica da Queima do Biogás em uma Usina
Sucroenergética.

Dissertação apresentada ao Programa de Mestrado Profissional em Inovação Tecnológica da Universidade Federal do Triângulo Mineiro como requisito parcial para obtenção do título de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Bacci da Silva.

Uberaba
2018

**Catálogo na fonte: Biblioteca da Universidade Federal do
Triângulo Mineiro**

P427a Peixe, Vany Paulo
Análise da viabilidade técnica e econômica da queima do biogás em uma usina sucroenergética / Vany Paulo Peixe. -- 2018.
96 f. : il., fig., graf., tab.

Dissertação (Mestrado Profissional em Inovação Tecnológica) --
Universidade Federal do Triângulo Mineiro, Uberaba, MG, 2018
Orientador: Prof. Dr. Marcelo Bacci da Silva

1. Biogás. 2. Biodigestores. 3. Digestão anaeróbica. 4. Alcool - Indústria. 5. Agroindústria canavieira. 6. Estudos de viabilidade. I. Silva, Marcelo Bacci da. II. Universidade Federal do Triângulo Mineiro. III. Título.

CDU 662.767.2

VANY PAULO PEIXE

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA QUEIMA DE
BIOGÁS EM UMA USINA SUCROENERGÉTICA

Trabalho de conclusão apresentado ao
Programa de Mestrado Profissional em
Inovação Tecnológica da Universidade Federal
do Triângulo Mineiro, como requisito para
obtenção do título de mestre.

Uberaba, 26 de fevereiro de 2018

Banca Examinadora:

Marcelo Bacci da Silva

Prof. Dr. Marcelo Bacci da Silva
Orientador – PMPIT – UFTM

Ana Marta de Souza

Prof. Dra. Ana Marta de Souza
Membro Titular – UFU

Luciano Fernando dos S. Rossi

Prof. Dr. Luciano Fernando dos Santos Rossi
Membro titular – UTFPR

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Marcelo Bacci da Silva, pelos ensinamentos e disponibilidade.

À toda minha família, especialmente aos meus pais Orival e Maria, pela estrutura e apoio que sempre me deram para chegar até aqui.

Ao meu grande amigo André Braga dos Reis, pela sua disponibilidade e sempre valiosa colaboração.

Aos professores e demais colaboradores do programa de Mestrado Profissional em Inovação Tecnológica pelo apoio e conhecimentos compartilhados.

Agradeço também à FAPEMIG pelo suporte financeiro destinado ao PMPIT.

RESUMO

O compromisso de frear o aquecimento global foi estabelecido no Acordo de Paris em 2015. O Brasil e o setor sucroenergético brasileiro tem novamente a grande oportunidade de serem os protagonistas devido ao potencial de produção de etanol, considerado um dos melhores biocombustíveis do mundo. Apesar dos problemas recentes, o setor continua se aprimorando e desenvolvendo novas tecnologias, como a utilização da palha, o etanol de segunda geração (2G) e a biodigestão anaeróbia da vinhaça. Esta última ainda não é difundida, porém o atual desenvolvimento da tecnologia da biodigestão anaeróbia tem tornado este processo muito mais acessível. Este trabalho consiste então em uma avaliação técnica e econômica da aplicação das tecnologias mais atuais para biodigestão anaeróbia da vinhaça em uma usina no setor sucroenergético, diferenciando-se de outros estudos similares, por aproveitar o sistema existente de geração de energia, reduzindo assim o investimento inicial do projeto. O estudo foi realizado primeiramente calculando o potencial de produção de biogás utilizando os dados de produção da safra de 2017 de uma usina que processa em torno de 4 milhões de toneladas de cana por safra e produz em média 900 m³ de etanol por dia. A produção de vinhaça no período foi de 320 m³/h com carga orgânica de 40.000 mg DQO/l, alta devido a utilização do melaço no processo de produção do etanol. Foram utilizados biodigestores de circulação interna (IC) com eficiência de remoção de 67%. O resultado foi um volume médio de 3.688 Nm³/h de biogás, composto por 62% de CH₄ e com Poder Calorífico Inferior (PCI) de 23.115 kJ/Nm³. O biogás queimado nos queimadores instalados em uma caldeira aquatubular existente, produziria uma energia elétrica extra de 6.459 kWh por meio de uma turbina de condensação também existente. O projeto mostrou-se economicamente viável, apresentando um Valor Presente Líquido (VPL) de R\$16,67 milhões, Taxa Interna de Retorno (TIR) de 12,5% e o *payback* de 10 anos e 1 meses, considerando o preço da energia em R\$ 234,92/MWh, uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 7% e a vida útil do projeto de 20 anos. A análise de sensibilidade avaliando o VPL do projeto considerando as flutuações de preços do mercado livre de energia (ACL), mostrou que há grandes riscos para o investidor nesta opção. Quando comparado a um projeto similar, queimando o biogás em motor de combustão interna, este projeto mostrou-se mais viável devido ao investimento inicial em torno de 30% menor.

Palavras chave: Viabilidade Econômica. Biogás. Vinhaça. Sucroenergético.

ABSTRACT

The commitment to curb global warming was set out in the Paris Agreement in 2015. Brazil and the Brazilian sugarcane industry once again have the great opportunity to be the protagonists due to the potential of ethanol production, considered one of the best biofuels in the world. Despite recent problems, this industry continues to improve and develop new technologies, such as the use of straw, second-generation ethanol and anaerobic digestion of vinasse. This last one is not yet widespread, but the current development of anaerobic digestion technology has made this process much more accessible. This study consists of a technical and economical evaluation of the application of the most current technologies for anaerobic digestion of vinasse in a sugarcane mill, differing from other similar studies by the use of the existing power generation plant, reducing the initial investment of the project. First, the biogas production potential was calculated using the 2017 production data of a mill that crushes around 4 million tons of sugarcane a year and produces an average of 900 m³ of ethanol per day. The production of vinasse in the period was 320 m³ / h, with organic load of 40,000 mg COD/l, high, due to the use of molasses in the ethanol production process. Internal Circulation (IC) digesters with removal efficiency of 67% were used, resulting in an average volume of 3,688 Nm³/h of biogas, composed of 62% of CH₄ and with a Low Heat Value (LHV) of 23,115 kJ/Nm³. The biogas burned in burners installed in an existing watertube boiler, would produce an extra electric power of 6,459 kWh by an existing steam turbine. The project proved to be economically feasible, with a NPV of R\$ 16.67 million, IRR of 12,5% and payback of 10 years and 1 months, considering the energy price at R\$ 234.92, a minimum rate of return of 7% and the project life cycle of 20 years. The sensitivity analysis assessing the NPV of the project using the free market price fluctuations showed that there are large risks for the investor in this option. Compared to a similar project, burning the biogas in a internal combustion engine, the studied project proved to be more feasible due to the initial investment around 30% lower.

Key words: Economic Feasibility. Biogas. Vinasse. Sugarcane Industry.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Novos investimentos em eletricidade e combustíveis renováveis em países desenvolvidos, emergentes e em desenvolvimento, 2004 a 2015.....	17
Figura 2 – Oferta interna de energia por fonte no Brasil em 2015.....	19
Figura 3 – Oferta interna de energia elétrica por fonte no Brasil em 2015.....	19
Figura 4 – Cana-de-açúcar para produção de etanol e açúcar no Brasil 2000-2024.....	23
Figura 5 – Perfil da frota de veículos leves no Brasil 2015 a 2024.....	24
Figura 6 – Projeção da oferta de etanol no Brasil de 2015 a 2024.....	24
Figura 7 – Diagrama de fluxo do processo convencional de produção de etanol e açúcar em uma indústria sucroenergética no Brasil.....	26
Figura 8 – Diagrama de fluxo de processos integrado de produção de etanol de primeira e segunda geração a partir da cana-de-açúcar.....	29
Figura 9 – Diagrama de fluxo do processo de biodigestão anaeróbia e as populações microbianas envolvidas.....	31
Figura 10 – Taxas relativas de crescimento das arqueas metanogênicas em função da temperatura.....	33
Figura 11 – Esquema de um reator anaeróbio UASB.....	36
Figura 12 – Esquema de um reator anaeróbio de circulação interna (IC).....	37
Figura 13 – Composição da vinhaça da cana-de-açúcar de diferentes matérias-primas.....	40
Figura 14 - Composição média do biogás proveniente de diferentes resíduos orgânicos.....	42
Figura 15 – Comparação entre Poder Calorífico Inferior (PCI) de diferentes gases combustíveis	43
Figura 16 – Imagem ilustrativa da solução proposta pelo fabricante do sistema de biodigestão anaeróbia para vinhaça.....	52
Figura 17 – Fluxograma do sistema de biodigestão anaeróbia para vinhaça	52
Figura 18 – Layout com a posição de instalação dos queimadores de biogás na caldeira aquatubular existente.....	53
Figura 19: Queimador sugerido para a adaptação na caldeira aquatubular para queima de biogás.....	54
Figura 20 – Curva de operação da turbina de condensação.....	58
Figura 21 – Representação do fluxo de caixa.....	62
Figura 22 – Demonstrativo de resultado do exercício.....	63
Figura 23 – Análise de sensibilidade do VPL do projeto em função da variação do preço da energia elétrica no mercado ACL considerando a queima do biogás na caldeira.....	75
Figura 24 – Comparação entre <i>payback</i> dos projetos ao longo de 20 anos.....	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados de produção industrial da usina estudada referentes a safra 2017.....	50
Tabela 2 – Dados médios da composição da vinhaça bruta da usina estudada na safra de 2017.....	55
Tabela 3 – Poder Calorífico Inferior (PCI) dos combustíveis da caldeira.....	56
Tabela 4 – Características técnicas da caldeira a ser adaptada para queima do biogás junto com o bagaço.....	57
Tabela 5 – Limites de preços definidos pela CCEE para o mercado ACL nos anos de 2017 e 2018.....	61
Tabela 6 – Resultado do processo de biodigestão do sistema sugerido.....	65
Tabela 7– Estimativa mensal da produção de biogás da safra de 2017.....	66
Tabela 8 – Sobra de bagaço mensal resultante da substituição do biogás da vinhaça.....	67
Tabela 9 – Resultado da simulação para a utilização do biogás na caldeira existente.....	68
Tabela 10 – Vapor extra gerado pela utilização do biogás na caldeira.....	68
Tabela 11 – Energia elétrica extra gerada pela utilização do biogás na caldeira.....	69
Tabela 12 – Energia elétrica extra gerada por meio de motores estacionários.....	70
Tabela 13 – Investimento inicial do projeto considerando a queima do biogás na caldeira.....	71
Tabela 14 – Custo de operação e manutenção considerando a queima do biogás na caldeira.....	71
Tabela 15 – Depreciação dos equipamentos considerando a queima do biogás na caldeira.....	72
Tabela 16 - Receitas mensais da energia elétrica extra gerada considerando a queima do biogás na caldeira.....	72
Tabela 17 – DRE do projeto com as receitas em energia elétrica no mercado ACR considerando a queima do biogás na caldeira.....	73
Tabela 18 – Fluxo de caixa do projeto com as receitas em energia elétrica no mercado ACR considerando a queima do biogás na caldeira.....	73
Tabela 19 – VPL e TIR do projeto de geração de energia considerando a queima do biogás na caldeira.....	74
Tabela 20 – Investimento inicial do projeto considerando a queima do biogás de motores estacionários.....	76
Tabela 21 – Custo de operação e manutenção considerando a queima do biogás em motores estacionários.....	76
Tabela 22 – DRE do projeto com as receitas em energia elétrica no mercado ACR considerando a queima do biogás em motores estacionários.....	77

Tabela 23 – Fluxo de caixa do projeto com as receitas em energia elétrica no mercado ACR considerando a queima do biogás em motores estacionários.....	77
Tabela 24 – VPL e TIR do projeto de geração de energia considerando a queima do biogás em motores estacionários.....	77

LISTA DE ABREVIATURAS

ABIOGÁS – Associação Brasileira de Biogás e Biometano
ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN – Balanço Energético Nacional
CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CH₄ – Metano
CMO – Custo Marginal de Operação
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
CO₂ – Dióxido de Carbono
COP21 – 21º Conferência das Partes
DBO – Demanda Biológica de Oxigênio
DQO – Demanda Química de Oxigênio
DRE – Demonstrativo de Resultado do Exercício
EPE – Empresa de Estudos Energéticos
GEE – Gases de Efeito Estufa
GLP – Gás Liquefeito de Petróleo
H₂S – Sulfeto de Hidrogênio
IC - Circulação Interna
INDC – Contribuições Nacionalmente Determinadas Pretendidas
IPCC – Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climática
PCI – Poder Calorífico Inferior
PCS – Poder Calorífico Superior
PLD – Preço de Liquidação de Diferenças
SIN – Sistema Interligado Nacional
TEP – Toneladas Equivalentes de Petróleo
TIR – Taxa Interna de Retorno
TMA – Taxa Mínima de Atratividade
TRH – Tempo de Retenção Hidráulica
TUSD – Taxa de Uso do Sistema de Distribuição
UASB – Up-flow Anaerobic Sludge Blanket
UNICA – União da Indústria de Cana-de-Açúcar
VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
2 OBJETIVOS	15
2.1 OBJETIVO GERAL.....	15
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
3.1 O PROBLEMA AMBIENTAL E AS FONTES DE ENERGIA.....	16
3.1.1 Fluxo de Investimento em Energia	16
3.1.2 A Matriz Energética Brasileira	18
3.1.3 Panorama das Principais Fontes de Energia	19
3.2 O SETOR SUCROENERGÉTICO.....	21
3.2.1 O Desenvolvimento do Setor	21
3.2.2 Perspectivas para o Setor	23
3.2.3 O Processo de Produção da Indústria Sucroenergética	25
3.2.3.1 A Cogeração de Energia.....	27
3.2.3.2 A Palha da Cana na Cogeração de Energia.....	27
3.2.3.3 O Etanol de Segunda Geração.....	28
3.2.3.4 A Biodigestão Anaeróbia na Indústria Sucroenergético.....	29
3.3 A BIODIGESTÃO ANAERÓBIA.....	30
3.3.1 Microbiologia da Biodigestão Anaeróbia	30
3.3.2 Fatores que Influenciam a Atividade Anaeróbia	32
3.3.3 Biodigestores Anaeróbios	34
3.4 A BIODIGESTÃO ANAERÓBIA DA VINHHAÇA.....	38
3.4.1 A Composição da Vinhaça	39
3.4.2 Principais Aspectos da Biodigestão da Vinhaça	40
3.4.3 A Biodigestão da Vinhaça do Etanol 2G	41
3.4.4 O Biogás da Vinhaça	42
3.4.4.1 Poder Calorífico do Biogás	43

3.4.4.2 Qualidade do Biogás.....	43
3.4.4.3 Purificação do Biogás.....	44
3.4.4.4 Conversão Energética do Biogás.....	45
3.4.5 Comercialização de Energia.....	47
3.4.5.1 Ambiente de Contratação Regulado (ACR)	47
3.4.5.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)	48
4 JUSTIFICATIVA.....	49
5 MATERIAIS E MÉTODOS.....	50
5.1 DADOS DE PRODUÇÃO E CAPACIDADE DA USINA.....	50
5.2 EQUIPAMENTOS RECOMENDADOS.....	51
5.2.1 Definição do Sistema de Biodigestão.....	51
5.2.2 Adaptações dos Queimadores na Caldeira.....	52
5.2.3 Motor Estacionário de Combustão Interna.....	54
5.3 PRODUÇÃO DE BIOGÁS E ENERGIA ELÉTRICA.....	54
5.3.1 Composição da Vinhaça.....	55
5.3.2 Produção de Biogás.....	55
5.3.3 Sobra de Bagaço.....	56
5.3.4 Vapor Extra.....	57
5.3.5 Energia Elétrica Extra.....	58
5.4 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	59
5.4.1 Investimento Inicial.....	59
5.4.2 Custos de Operação e Manutenção.....	60
5.4.3 Receitas do Projeto.....	61
5.4.4 Indicadores para Avaliação Econômica.....	62
5.4.4.1 Fluxo de Caixa.....	62
5.4.4.2 Demonstrativo de Resultado do Exercício (DRE).....	62
5.4.4.3 Taxa Mínima de Atratividade (TMA).....	63
5.4.4.4 Taxa Interna de Retorno (TIR).....	63
5.4.4.5 Valor Presente Líquido (VPL).....	64

5.4.4.6 Payback.....	64
5.4.4.7 Análise de Sensibilidade.....	64
6 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	65
6.1 AVALIAÇÕES TÉCNICAS.....	65
6.1.1 Sistema de Biodigestão.....	65
6.1.2 Produção de Biogás.....	66
6.1.3 Sobra de Bagaço.....	66
6.1.4 Geração de Vapor Extra.....	68
6.1.5 Geração de Energia Elétrica Extra.....	69
6.1.6 Geração de Energia Elétrica por Motores Estacionários.....	70
6.2 AVALIAÇÃO ECONÔMICA.....	71
6.2.1 Investimento Inicial.....	71
6.2.2 Custos de Operação e Manutenção.....	71
6.2.3 Depreciação.....	71
6.2.4 Receita Bruta.....	72
6.2.5 Resultado dos Indicadores Financeiros.....	72
6.2.5.1 Demonstrativo de Resultado do Exercício (DRE)	72
6.2.5.2 Fluxo de Caixa.....	73
6.2.5.3 Resultados de VPL e TIR.....	74
6.2.5.4 Cálculo do Payback.....	74
6.2.5.5 Análise de Sensibilidade.....	74
6.2.6 Comparação entre Projetos.....	76
7 CONCLUSÕES.....	79
REFERÊNCIAS.....	80

1 INTRODUÇÃO

Os cientistas do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), organização científico-política da ONU e maior autoridade mundial a respeito do aquecimento global, sustentam em seu relatório mais recente que o mundo já aqueceu 0,85° C desde a revolução industrial. A atmosfera e os oceanos estão mais quentes, o mar está se tornando ácido pela absorção do gás carbônico e que já aumentou seu nível em 19 cm no último século. Sustentam também que, se as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) continuarem no ritmo atual, a temperatura média global subirá 4,8°C até 2100 e que as consequências serão catastróficas e irreversíveis, como a extinção de espécies animais e vegetais, tempestades severas, inundações, secas prolongadas, causando ainda grande impacto negativo na agricultura, aumento de doenças e piorando o problema da fome nos países mais pobres (IPCC, 2014).

No final de 2016, entrou em vigor oficialmente o Acordo do Clima de Paris, pacto universal acordado por 195 países com o objetivo de manter o aquecimento médio da temperatura global “muito abaixo de 2°C” dos níveis pré-industriais. O acordo prevê redução drástica de emissão dos GEE, como medidas como redução da queima de combustíveis fósseis, maior investimento em energias renováveis e redução do desmatamento (UNFCCC, 2015a). Os cientistas do IPCC estimam que para manter a temperatura global abaixo de 2° C seria necessária uma redução de 40 a 70% das emissões dos GEE até 2050 e atingir nível zero até 2100 (IPCC, 2014). Neste acordo, a maioria dos países comprometeu-se a ampliar o uso de energias renováveis e a eficiência energética (UNFCCC, 2015b). O Brasil, por exemplo, pretende reduzir as emissões em 37% até 2025 e 43% até 2030 com aumento de 10% na eficiência energética e alcançar 45% de energias renováveis na composição da matriz energética (BRASIL, 2015). Mesmo faltando muito para chegarmos a uma matriz energética limpa, os investimentos em combustíveis e eletricidade renovável subiram a um recorde de 285,9 bilhões de dólares em 2015, principalmente em países em desenvolvimento como China, Índia e Brasil (REN, 2016). Além disso, um estudo da *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF), prevê um investimento de 7,8 trilhões de dólares até 2040 em energias renováveis, ano em que a utilização de energias renováveis ultrapassará as energias de fontes fósseis (BNEF, 2016).

O fato é que os compromissos foram estabelecidos e que finalmente as grandes economias mundiais estão dando a devida importância à questão das energias limpas. Nesse contexto, o setor sucroenergético surge novamente no Brasil como uma grande alternativa, tanto para o cumprimento dos compromissos acordados pelo Brasil na ONU, quanto contribuindo com o restante do mundo exportando biocombustíveis. Este setor já deu grandes provas dos resultados das políticas públicas específicas e eficientes, tanto na consolidação

do etanol brasileiro como um dos melhores biocombustíveis do mundo, quanto na utilização do bagaço de cana para geração de energia elétrica, onde participa atualmente de 8% da matriz de energia elétrica nacional (EPE, 2016a). O potencial do setor é imenso, com previsão de aumento na produção brasileira de etanol de mais de 50% até 2024 (OECD e FAO, 2015). Além disso, segundo a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA), considerando a modernização das usinas e também a utilização da palha da cana para geração de energia (prática ainda pouco utilizada), há um potencial de produção de 20,2GW médios, que equivale a 4 Usinas de Belo Monte em produção de energia (UNICA, 2015).

Recentemente, o setor sucroenergético passou a considerar também a possibilidade da biodigestão anaeróbia da vinhaça, resíduo do processo de destilação do etanol produzido em grande quantidade. No Brasil, o biogás tem grande potencial como fonte energética, principalmente pela grande disponibilidade de biomassa e resíduos orgânicos como dejetos e rejeitos na produção animal, resíduos urbanos e esgotos e também resíduos agrícolas e industriais. A Associação Brasileira de Biogás e de Biometano (ABIOGÁS), estima um potencial energético no Brasil de 11 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep) por ano. Diante disso, o setor sucroenergético pode ser novamente o protagonista. O Brasil é o maior produtor mundial de açúcar e etanol da cana-de-açúcar e atualmente possui elevado padrão tecnológico o que pode favorecer a biodigestão anaeróbia integrada às atividades sucroenergéticas. A integração destes processos possibilita para a indústria sucroenergética a adequação ambiental pela redução do potencial poluente dos resíduos (principalmente vinhaça) e também permite o aproveitamento da energia do biogás aumentando a eficiência energética da planta industrial (ABIOGÁS, 2015). A sobra do combustível (bagaço e palha) pode contribuir para a produção do etanol de segunda geração (MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015) ou para geração de energia elétrica excedente (LORA *et al.*, 2011; BOBROFF-MALUF e SANCHEZ, 2015). O biogás pode também vir a ser utilizado como combustível veicular e contribuir para a redução dos custos de logística na atividade agrícola do setor substituindo o óleo Diesel, tornando assim a produção do etanol brasileiro ainda mais limpa (SALOMON, 2007).

Diante do exposto, este trabalho apresenta um estudo técnico e econômico da queima do biogás gerado a partir da biodigestão anaeróbia da vinhaça diretamente nas caldeiras de uma usina do setor sucroenergético, integrando a nova planta de biodigestão anaeróbia ao sistema de geração de energia elétrica existente. O estudo permite avaliar os resultados financeiros da utilização das tecnologias mais atuais e eficientes para a biodigestão anaeróbia da vinhaça, com o menor investimento inicial no projeto, devido a utilização da planta existente.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GERAL

Avaliar a viabilidade técnica e econômica da queima do biogás gerado a partir da biodigestão anaeróbia da vinhaça, diretamente nas caldeiras de uma usina do setor sucroenergético, integrando a nova planta de biodigestão anaeróbia ao sistema de geração de energia elétrica existente.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Avaliar o potencial de produção de energia elétrica por meio da queima do biogás da vinhaça, a partir dos dados de produção e dos limites de capacidade instalada da planta industrial estudada;
- Definir os equipamentos para a geração do biogás e estudar as adaptações necessárias para a integração da combustão do biogás nas caldeiras do sistema de geração de energia existente;
- Avaliar economicamente o projeto considerando todos os investimentos necessários, custos operacionais durante o ciclo de vida do projeto e as estimativas de receitas por meio da venda de energia elétrica extra;

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 O PROBLEMA AMBIENTAL E AS FONTES DE ENERGIA

As discussões sobre as mudanças climáticas começaram a ganhar importância com a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a mudança do Clima apresentada no Brasil na Rio 1992 e depois com o protocolo de Kyoto, que começou a ser discutido em 1997 em Kyoto no Japão e entrou em vigor em 2005, que previa reduções de emissão apenas para os países desenvolvidos, pois considerava que os países em desenvolvimento não tinham poluído no passado. Os Estados Unidos, maiores emissores de GEE na época do tratado de Kyoto, contestaram o direito a poluir dado aos países em desenvolvimento e não ratificaram o acordo. O ex-presidente George W. Bush alegava ainda que os compromissos interfeririam negativamente na economia americana (DIAS, 2011). Já no Acordo do Clima de Paris, China e Estados Unidos foram as primeiras grandes economias a ratificarem o acordo, dando grande impulso para a sua concretização. Atualmente os dois países são os maiores poluidores do mundo e suas metas equivalem a mais de 50% de redução das emissões globais (REN, 2016).

No acordo a maioria dos países comprometeu-se a ampliar o uso de energias renováveis e a eficiência energética. Dos 189 países que apresentaram suas Contribuições Nacionalmente Determinadas Pretendidas (INDCs), 147 países mencionaram energias renováveis, 167 países mencionaram eficiência energética e ainda alguns países se comprometeram com uma reavaliação de seus subsídios a combustíveis fósseis (REN, 2016). Os EUA, principal vilão dos acordos anteriores, se comprometeram a reduzir as emissões entre 26 e 28% até 2025 com base em 2015. A China, maior emissor de GEE per capita atual, diz que vai atingir seu pico de emissões em 2030 e pretende reduzir entre 60 e 65% de dióxido de carbono por unidade de PIB em comparação a 2005 e aumentar em 20% a participação de combustíveis não fósseis na matriz energética (UNFCCC, 2016). O Brasil pretende reduzir as emissões em 37% até 2025 e 43% até 2030 com base no ano 2005. Para isso pretende até 2030, além do fim do desmatamento e recuperação de áreas desmatadas e pastagens degradadas, aumento de 10% na eficiência energética e alcançar 45% de energias renováveis na composição da matriz energética (BRASIL, 2015).

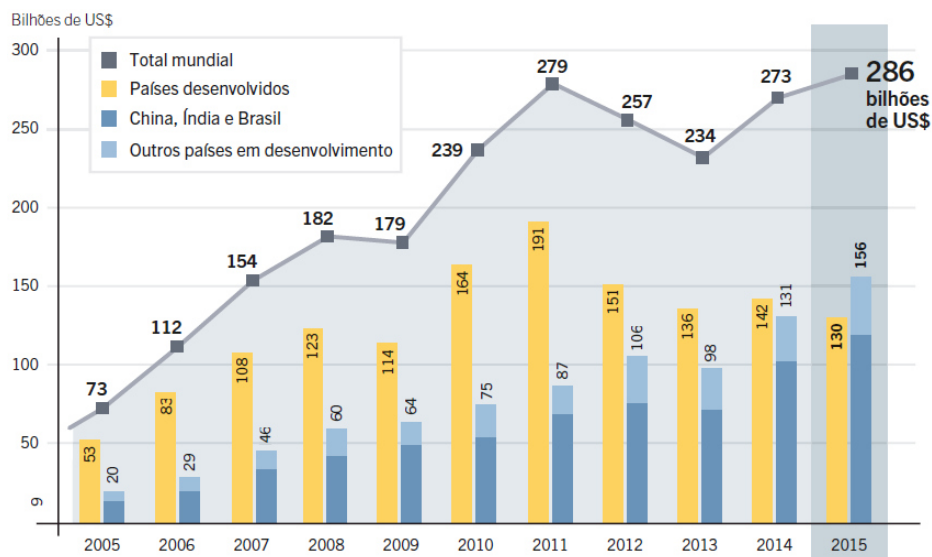
3.1.1 Fluxo de Investimento em Energia

Recentemente, a revista "*Nature Climate Change*" publicou um estudo do Instituto de Pesquisa Grantham sobre Mudanças do Clima e do Ambiente na *London School of Economics and Political Science*, onde por meio de uma grande modelagem econômica é estimada uma perda 2,5 trilhões de dólares nos ativos financeiros do mundo considerando que a temperatura

média global alcance 2,5º C até 2100. Nos piores cenários as perdas poderiam chegar a 24 trilhões ou 17% dos ativos do mundo. Os autores dizem que poderia haver destruição direta dos ativos das empresas causados por eventos climáticos extremos e a redução dos lucros afetados pelas altas temperaturas, secas, instabilidades geopolíticas e outros impactos das mudanças climáticas (DIETZ, 2016). Entretanto, enquanto as mudanças climáticas podem causar todos estes prejuízos, os investimentos em energias renováveis podem impulsionar a economia mundial. Por exemplo, alcançar 36% da participação de energias renováveis na matriz energética global até 2030 (dobro da participação atual), elevaria o PIB mundial em 1,3 trilhão e ainda criaria 24,4 milhões de novos postos de trabalho (IRENA, 2016).

As energias renováveis já estão estabelecidas em todo o mundo como fontes importantes de energia e tem apresentado rápido crescimento. Em 2015, pelo sexto ano consecutivo os investimentos em energias renováveis superaram os combustíveis fósseis, com aumento no número de grandes bancos privados ativos no setor de energias renováveis e também no tamanho dos empréstimos. O emprego no setor de energia renovável aumentou para estimados 8,1 milhões de empregos e teve como principais empregadores China, Brasil, Estados Unidos e Índia (REN, 2016). Os novos investimentos globais em combustíveis e eletricidade renovável subiram para um recorde de US\$ 285,9 bilhões em 2015 e pela primeira vez o investimento total nestas fontes em países em desenvolvimento ultrapassou o registrado nas economias desenvolvidas (Figura 1).

Figura 1 - Novos investimentos em eletricidade e combustíveis renováveis em países desenvolvidos, emergentes e em desenvolvimento, 2004 a 2015.



Fonte: REN (2016), p. 29

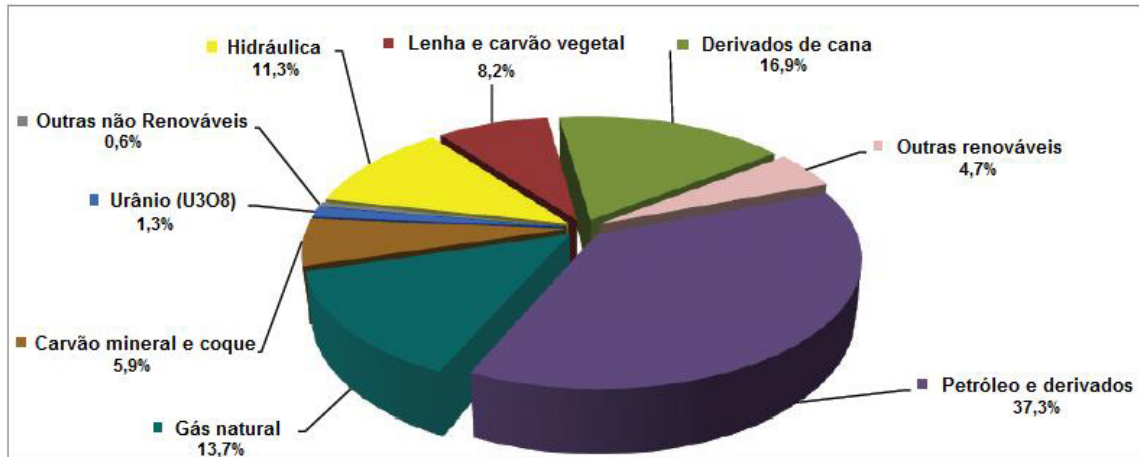
O mundo em desenvolvimento, incluindo China, Índia e Brasil, comprometeu um total de US\$ 156 bilhões com a China desempenhando um papel dominante, aumentando seus investimentos em 17%, para US\$ 102,9 bilhões, o que corresponde a 36% do total mundial. Nos Estados Unidos, o investimento em energias renováveis (dominado pela energia solar) aumentou 19%, para US\$44,1 bilhões, o maior aumento em dólares para o país desde 2011 (REN, 2016).

O estudo *New Energy Outlook* (NEO) da *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF) prevê que serão investidos 7,8 trilhões de dólares até 2040 em energias renováveis entre 2016 e 2040, dois terços do investimento total em energia. Isso se dará principalmente pela queda nos custos de geração para energia eólica e solar fotovoltaica, que viabilizarão investimentos em muitos países já na próxima década. As energias renováveis devem gerar 70% da energia na Europa e 44% nos EUA em 2040. O estudo ainda prevê que haverá uma grande demanda por energia elétrica sustentada pela popularização do carro elétrico, que representará 35% das vendas de veículos leves no mundo, equivalente a 41 milhões de carros (noventa vezes o total de 2015). Apesar de todo o avanço, o estudo diz que o investimento previsto não será suficiente. O mundo ainda precisará investir mais 5,3 trilhões em energia com zero emissão para evitar o aquecimento médio global abaixo dos 2° C (BNEF, 2016).

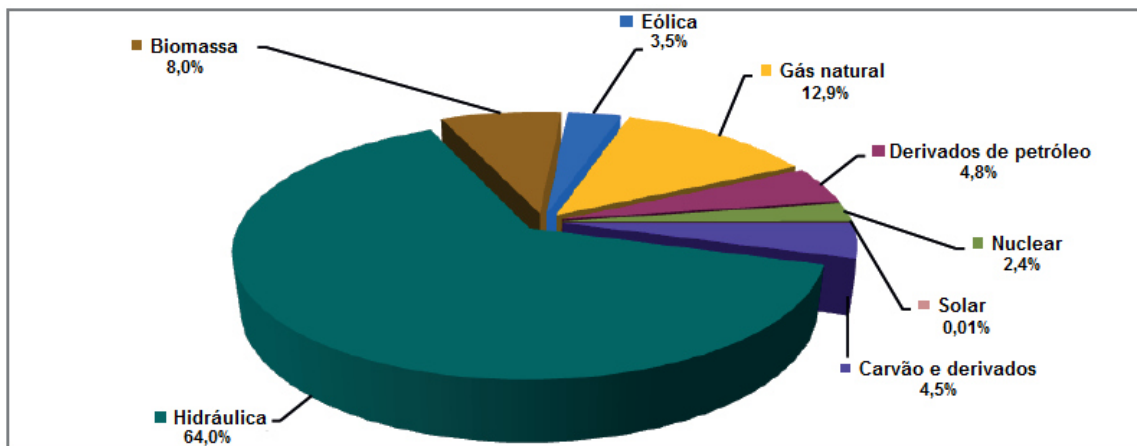
3.1.2. A Matriz Energética Brasileira

O Brasil tem uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo. O Balanço Energético Nacional (BEN) de 2016, mostrou que 41,2% da oferta interna de energia foram de fontes renováveis, sendo 16,9% de produtos derivados da cana-de-açúcar (etanol e bagaço de cana), 11,3% de eletricidade hidráulica, 8,2% de lenha e carvão vegetal e 4,7% de outras renováveis (Figura 2) (EPE, 2016a). No mundo, a média de uso das energias renováveis representava apenas 14,2% de toda a energia. A produção total de energia no Brasil em 2015 foi de 299,2 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep) (IEA, 2016).

Quando consideramos somente a produção de energia elétrica, a matriz energética brasileira é ainda mais invejável. Em 2015, a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis no Brasil chegou a 75,5% da matriz (EPE, 2016a), enquanto no mundo a participação foi de apenas de 24,1% (IEA, 2016). A oferta total de energia elétrica no Brasil foi de 615,9 TWh, continuando com a supremacia da geração hidráulica com 64,0%, a biomassa com 8% e a fonte eólica foi a que mais cresceu, passando de 2% em 2014 para 3,5% do total da energia elétrica nacional em 2015 (Figura 3) (EPE, 2016a).

Figura 2 – Oferta interna de energia por fonte no Brasil em 2015

Fonte: EPE (2016a), p. 24

Figura 3 – Oferta interna de energia elétrica por fonte no Brasil em 2015

Fonte: EPE (2016a), p.16

3.1.3 Panorama das Principais Fontes de Energia

O petróleo, o carvão mineral e o gás natural ainda são as fontes de energia mais utilizadas no mundo, respondendo por cerca de 66% do consumo global de energia e a queima deles é altamente poluente e um dos principais causadores das mudanças climáticas (GREENPEACE, 2016). No Brasil as energias fósseis representam cerca de 58% do consumo total de energia e segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), cerca de 70% dos investimentos no setor de energia do Brasil ainda serão voltados para esse tipo de combustíveis (EPE, 2016b).

Entre as alternativas não renováveis para a limpeza da matriz está o gás natural, que é a fonte fóssil que mais cresceu no mundo nas últimas décadas (EPE, 2016b). O gás natural

é visto como um combustível de transição que pode ser o último combustível fóssil a ser abandonado, devido suas relativas baixas emissões. Porém a exploração por meio de processos como o fraturamento hidráulico (ou *frackink*) está associada a uma série de impactos socioambientais e à alta emissão de gases de efeito estufa (GREENPEACE, 2016). Outra alternativa não renovável é a energia nuclear, porém após o acidente nuclear de Chernobyl, em 1986, na Ucrânia e o mais recente desastre em Fukushima, no Japão, no ano de 2011, colocou-se uma nova dúvida sobre esse tipo de empreendimento. Além da insegurança, figuram outros problemas como a administração de resíduos e o descarte radioativo (GREENPEACE, 2016).

Já entre as alternativas renováveis estão as hidroelétricas, que atualmente participam em 65% da matriz elétrica brasileira e o governo ainda planeja expandir a capacidade em cerca de 28 GW até 2024, sendo 90% delas localizadas na região Amazônica (EPE, 2016b). Porém, a construção de grandes hidrelétricas pode causar grandes problemas, por exemplo, inchaço populacional nas cidades do entorno, normalmente sem planejamento, que ocasiona déficits em termos de atendimentos nos serviços públicos, situações de violência, prostituição, entre outros problemas sociais (GREENPEACE, 2016).

Nas renováveis estão também as energia solar e a eólica, que são as fontes que mais crescem. Em 2015 os investimentos em energia solar foram de US\$ 161 bilhões ou 56% do total de investimento em energias renováveis. Os investimentos em energia eólica vieram em segundo com US\$ 109,6 bilhões ou 38,3% do total (GREENPEACE, 2016). A geração fotovoltaica ainda tem participação insignificante na matriz de energia elétrica brasileira com potência instalada de 3.068 MW (ANEEL, 2016), mas o governo estima que o Brasil poderá ter 1,2 milhão de sistemas de geração distribuída conectados à rede até 2024 e 118 GW de potência instalada até 2050 (EPE, 2016b). Na eólica o Brasil está em 10º lugar com 8,7 GW instalados, porém ainda tem um potencial estimado em cerca de 500GW em usinas em terra (*onshore*) (EPE, 2016b).

A biomassa, que inclui toda a energia proveniente de matéria orgânica animal ou vegetal, incluindo resíduos agrícolas, florestais ou industriais, como os produtos da cana-de-açúcar (etanol e bagaço de cana), o biodiesel, além da lenha, do carvão vegetal e também o biogás (GREENPEACE, 2016). Atualmente, mais de 1/4 da demanda energética do país é suprida pela biomassa, a partir dos produtos da cana (16,9%) e da lenha e do carvão vegetal (8,2%) (EPE, 2016b). Estudos indicam que ainda há um potencial de bagaço de cana disponível que poderia gerar cerca de 141TWh por ano, o equivalente a uma vez e meia a geração da usina hidrelétrica de Itaipu (PORTUGAL-PEREIRA *et al.*, 2015).

O biogás também pode ter um papel importante no fornecimento de energia. É obtido a partir da decomposição de alguns tipos de matéria orgânica como resíduos agrícolas, madeira, bagaço de cana-de-açúcar, esterco, cascas de frutas e restos animais e vegetais.

Também é possível obter biogás a partir de aterros sanitários e do tratamento de esgoto. É uma boa opção para lidar com o problema da disposição dos resíduos urbanos (GREENPEACE, 2016). O biogás é um combustível renovável, e sua produção tem grande potencial econômico, ambiental, social e ainda pode contribuir muito com a eficiência energética de alguns setores, como sucroenergético, alimentos e saneamento. O Brasil tem um grande potencial para o biogás como fonte energética, principalmente pela grande disponibilidade de biomassa e resíduos orgânicos, pelos fatores ambientais positivos, além da flexibilidade na matriz energética nacional. Segundo a Associação Brasileira de Biogás e de Biometano (ABIOGÁS, 2016), o setor sucroenergético abre perspectivas promissoras para que esta fonte alcance uma participação significativa na Matriz Energética Brasileira, pois a escala da capacidade de produção instalada no Brasil, o elevado padrão tecnológico e o sistema de logística utilizado são fatores que favorecem o desenvolvimento de um sistema de produção de Biogás integrado com as atividades sucroenergéticas. A Abiogás trabalha com uma estimativa de 11 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep) por ano, mas para isso o Brasil depende do estabelecimento de políticas claras principalmente para comercialização e distribuição.

3.2 O SETOR SUCROENERGÉTICO

O setor de transporte no mundo é altamente dependente dos combustíveis derivados do petróleo, além disso, as questões do aquecimento global e as metas estabelecidas na 21ª Conferência das Partes (COP21), tem sido foco de atenção para maior uso de biocombustíveis. Por isso nos últimos anos o mundo tem dado tanta atenção no desenvolvimento e produção de combustíveis alternativos (e renováveis) capazes de competir com os combustíveis derivados de petróleo (MACEDO *et al.*, 2008). No entanto, para um combustível substituir um combustível fóssil, depende da forma como é produzido (uso de combustíveis fósseis, uso de energia, emissões de GEE, descarte de resíduos, etc.). Neste sentido o etanol da cana-de-açúcar é um dos biocombustíveis mais limpos do mundo, com vantagens de já ser produzido em grande escala no Brasil, pode ser facilmente misturado à gasolina ou ainda utilizado puro em veículos (MACEDO *et al.*, 2008).

O setor sucroenergético brasileiro cresceu rapidamente nas últimas décadas e atualmente participa com 16,9% da matriz energética brasileira (etanol e bagaço) (EPE, 2016a). Há expectativa de continuação da expansão do setor nos próximos anos, tanto na produção de etanol, pelo aumento de capacidade e desenvolvimento de novas tecnologias (etanol de segunda geração), como na geração de energia elétrica, pela modernização das plantas, aproveitamento do potencial da palha da cana e também do biogás dos resíduos.

3.2.1 Desenvolvimento do Setor

A história do setor sucroenergético brasileiro começa no período colonial com o início da cultura da cana-de-açúcar no Brasil, quando Portugal se torna o maior produtor mundial de açúcar (MACHADO, 2004). Em 1973 estoura a crise internacional do petróleo e em 1975 surge o PROALCOOL que tinha como objetivo expandir a indústria sucroalcooleira por meio de incentivos a modernização e ampliação das destilarias existentes e da instalação de novas unidades, além de estimular o consumo do álcool em veículos, puro ou misturado à gasolina. Apesar de muitos problemas, o Proálcool conseguiu reduzir o impacto da crise de petróleo na balança comercial brasileira e aumentou a autossuficiência de energia do país, consolidando o etanol e o setor sucroalcooleiro na economia nacional. (SCANDIFFIO, 2005).

Na década de 90 o governo brasileiro promove o processo de liberalização e rearranjo institucional do setor sucroalcooleiro, retirada dos subsídios e fim do tabelamento de preços do etanol e liberação total dos preços para o setor sucroalcooleiro (SCANDIFFIO, 2005). Houve a privatização do setor elétrico que permitiu ao setor sucroenergético a comercialização de excedentes de energia elétrica gerada por meio do bagaço queimado nas caldeiras (bioeletricidade), que demandou investimentos em equipamentos e tecnologias de maior eficiência na geração elétrica (BOBROFF-MALUF e SANCHEZ, 2015).

Em 2003, a chegada dos veículos de combustível *flex fuel*, tecnologia bem aceita pelos fabricantes automotivos e os consumidores, contribui para o relançamento da indústria de etanol e a produção de cana-de-açúcar passa por um significativo incremento no período de 2001/2002 e 2008/2009, atingindo 573 milhões de toneladas (FIESP, 2013). Mas em 2008, a crise econômica mundial interrompe a tendência ascendente, reduzindo investimentos para construção de novas usinas, manutenção das unidades existentes, além da expansão dos canais que foi comprometida. O setor perde capacidade de moagem e produtividade e somente começa a se recuperar na safra 2013/2014 (FIESP, 2013);

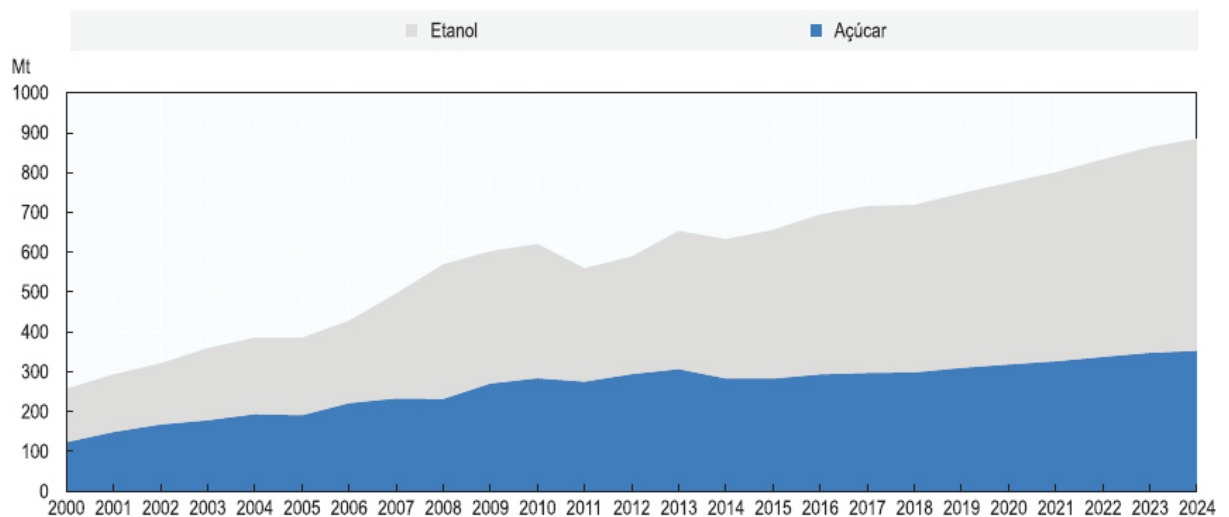
Atualmente o setor possui 371 unidades em operação no país, que geram mais de 900 mil empregos formais diretos e, pelo menos, 70 mil para produtores independentes de cana-de-açúcar. O setor movimenta um valor bruto de mais de 100 bilhões de dólares por ano, com PIB de 43 bilhões de dólares (2% do PIB nacional). O Brasil é o maior produtor e exportador de açúcar do mundo e o segundo maior produtor global de etanol. Em 2014 o setor gerou 10 bilhões de dólares em exportações, o 3º maior segmento em exportações no agronegócio brasileiro. Os produtos da cana-de-açúcar (etanol e bagaço) participam da matriz energética brasileira com 16,9% do total. Além disso, o consumo do etanol no Brasil já reduziu emissões de GGE em 300 milhões de toneladas de CO₂ desde 2003 (equivalente às emissões anuais de um país grande poluidor como a Polônia) (UNICA, 2015).

3.2.2 Perspectivas para o Setor

O setor tem um horizonte de recuperação no longo prazo pela continuidade do crescimento das vendas de veículos *flex fuel* e da demanda mundial de açúcar, mas que vão depender das políticas governamentais (FIESP, 2013). O governo tem mantido suporte via empréstimos para construção de novas usinas, incentivos fiscais para carros *flex fuel* e também pela mistura obrigatória de 27% de etanol na gasolina (OECD e FAO, 2015).

Segundo o relatório *Agricultural Outlook 2015-2024* da OECD e FAO (2015), o Brasil seguirá sendo o maior produtor e exportador mundial de açúcar. A participação global do Brasil no mercado mundial de açúcar vai aumentar gradativamente para quase 44% em 2024. A produção de cana-de-açúcar deve passar de uma taxa de crescimento anual de 3,3% e chegar a 884 milhões de toneladas em 2024. Mas as medidas de estímulo do governo devem incentivar a produção de etanol, o que desviará mais cana-de-açúcar para o etanol em lugar da produção de açúcar. A cana-de-açúcar usada na produção de etanol crescerá cerca de 532 milhões de toneladas em 2024 e a parcela de cana-de-açúcar destinada à produção de açúcar deverá cair de 47% para 40% em 2024 (Figura 4).

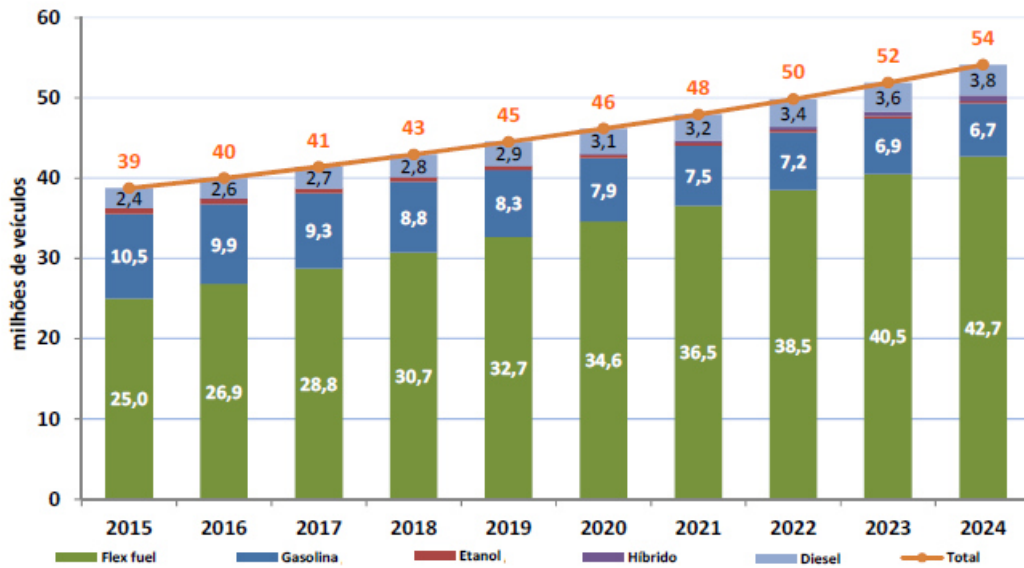
Figura 4 – Cana-de-açúcar para produção de etanol e açúcar no Brasil 2000-2024.



Fonte: OECD e FAO (2015)

O mercado brasileiro de etanol deverá continuar em expansão, devido, entre outros fatores, ao aumento da frota de veículos *flex fuel*, que passará de 25 milhões de veículos em 2015 para 43 milhões em 2024 (Figura 5).

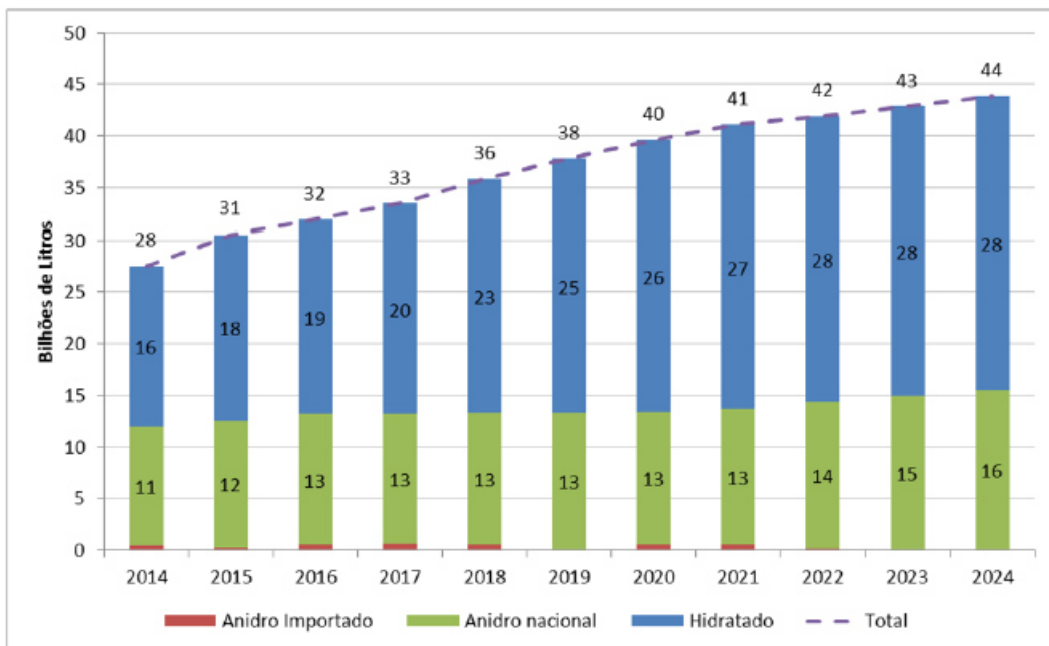
Figura 5 – Perfil da frota de veículos leves no Brasil 2015 a 2024



Fonte: EPE (2016b)

Estima-se que a produção de etanol de cana-de-açúcar no Brasil deve aumentar de 31 bilhões de litros em 2015, para quase 44 bilhões de litros até 2024 (Figura 6), incentivada pela exigência de mistura e pela competitividade entre o etanol hidratado e a gasolina. Além disso, a partir de 2019, se espera a retomada dos investimentos em novas unidades. As exportações líquidas permanecerão limitadas nos próximos anos para atender à demanda interna e em 2024 pode chegar a 3,5 bilhões de litros (OECD e FAO, 2015);

Figura 6 – Projeção da oferta de etanol no Brasil de 2015 a 2024



Fonte: EPE (2016b)

A cana produzida no Brasil em 2024 poderá disponibilizar cerca de 227 milhões de toneladas de bagaço, cujo potencial de geração de energia é da ordem de 7,1 GWmed. O potencial de aproveitamento da palha e ponta também considerando a produção de cana em 2024 pode variar entre 7,4 e 11,7 GWmed. O potencial do bagaço de cana-de-açúcar e da palha continua bastante promissor, embora questões de competitividade possam limitar seu aproveitamento pleno (EPE, 2016b).

Para a produção estimada de açúcar e de etanol até 2024, é considerada a construção de 12 novas unidades produtoras. Dessa forma, os investimentos nas áreas industrial e agrícola deverão ser da ordem de R\$ 17,1 bilhões referentes às novas unidades e de R\$ 14,2 bilhões referentes às expansões necessárias, totalizando R\$ 31,3 bilhões (EPE, 2016b).

3.2.2 O Processo de Produção da Indústria Sucroenergética

Os processos e as tecnologias para fabricação do açúcar, etanol e energia elétrica da cana de açúcar já estão bem consolidados na indústria brasileira pela experiência de décadas de desenvolvimento do setor. Mesmo assim, ainda há muito espaço para o desenvolvimento de novas tecnologias para aumentar a eficiência dos processos e para o aumento de produtividade (MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015). Devido a grandes vantagens em produzir etanol e açúcar simultaneamente, como a flexibilidade para produzir mais etanol ou mais açúcar dependendo da demanda do mercado, a maioria das usinas brasileiras são destilarias e fábricas de açúcar integradas (MACEDO *et al.*, 2008). Um diagrama simplificado do fluxo de operação do processo convencional de produção de açúcar, etanol e energia elétrica, que é basicamente o mesmo para todas as usinas integradas, é mostrado na Figura 7.

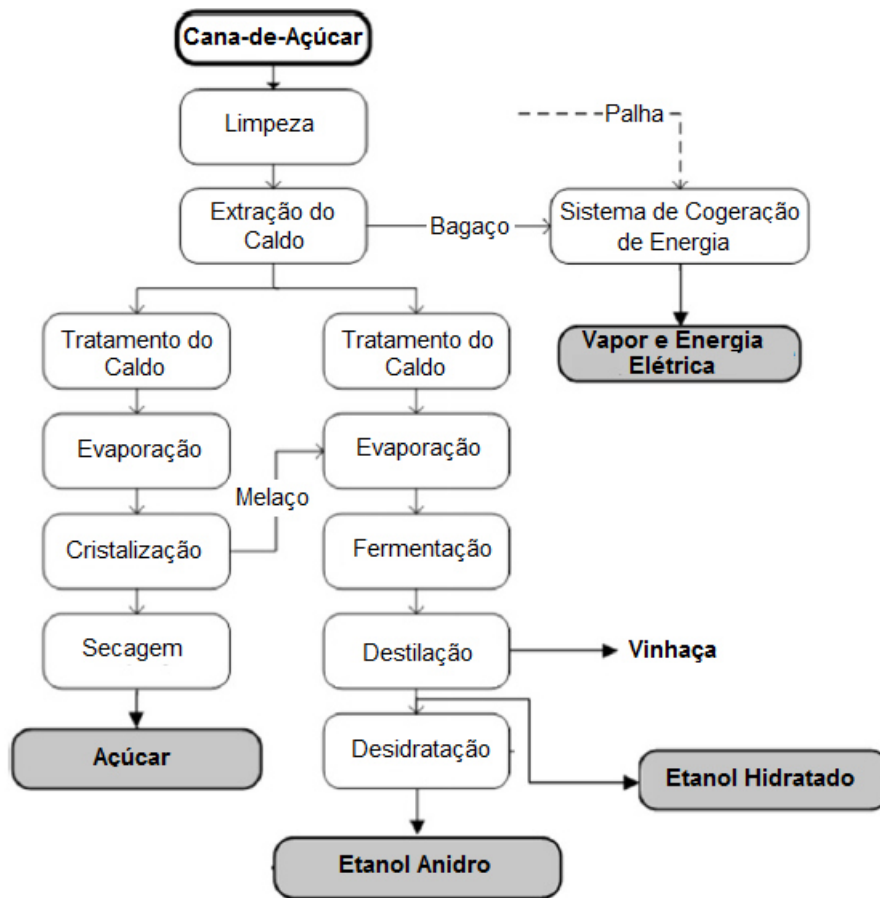
Após a colheita, a cana inicia o processo nas áreas de preparo e extração do caldo, que pode ser feito por meio de moendas ou por meio de difusores. Ao final do processo de extração, sai o bagaço que é utilizado nas caldeiras e também o caldo extraído. O caldo passa primeiramente por um tratamento de limpeza e após é dividido para a fabricação de açúcar e de etanol.

Na fabricação de açúcar o caldo é inicialmente concentrado em evaporadores e depois cristalizado em cozedores. Os cristais são separados da sacarose não cristalizada com a utilização de centrífugas, passam por secagem e são armazenados como produto final. A sacarose não cristalizada é conhecida como mel final ou melaço e é utilizada como matéria-prima para a produção do etanol, misturada à outra parte do caldo (PASSOLONGO, 2011).

Para a fabricação do etanol, o caldo puro ou misturado ao melaço é enviado para as dornas de fermentação, onde são adicionadas as leveduras e ocorre a fermentação por um período de 8 a 12 horas dando origem ao vinho. Ao final deste processo o vinho é primeiramente centrifugado para recuperar as leveduras e depois é enviado para as colunas

de destilação. Neste processo o etanol é retirado na forma hidratada, já como produto final com 92,8% de teor alcoólico (utilizado nos veículos *flex fuel*) e deixa como resíduo de 10 a 15 litros de vinhaça para cada litro de etanol produzido. O etanol hidratado pode ser enviado também para uma coluna de desidratação, onde sairá o etanol anidro com teor alcoólico superior a 99,3% (etanol que é misturado à gasolina) (DIAS *et al.*, 2014).

Figura 7 – Diagrama de fluxo do processo convencional de produção de etanol e açúcar em uma indústria sucroenergética no Brasil.



Fonte: Adaptação de Moraes; Zaiat; Bonomi (2015)

O rendimento destas plantas industriais depende basicamente da qualidade da cana (teor de sacarose) e da eficiência industrial na recuperação do açúcar (capacidade do processo de converter o açúcar em produtos finais), que atualmente é de cerca de 90% nas usinas brasileiras (MACEDO *et al.*, 2008).

De todo o processo saem vários resíduos, como a palha da cana que fica no campo, o bagaço resultante do processo de moagem, a torta de filtro resultante do processo de decantação e filtragem do caldo, as cinzas que sobram da queima nas caldeiras e a vinhaça resultante do processo de fabricação do etanol. Grande parte destes resíduos, ou subprodutos, são aproveitados no processo (PASSOLONGO, 2011).

3.2.2.1 A Cogeração de Energia

A cogeração no setor sucroenergético teve início com a possibilidade de utilizar um resíduo do processo, o bagaço, para suprir a demanda do processo por energia elétrica e de vapor. Na década de 90 com a possibilidade da venda do excedente de energia elétrica as usinas passaram a se preocupar com a eficiência térmica da planta. Acionamentos mecânicos movidos por turbinas foram substituídos por motores elétricos, o processo de produção de álcool e açúcar foi reestudado para economizar vapor e as máquinas térmicas começaram a ser substituídas por máquinas mais eficientes (PASSOLONGO, 2011).

O bagaço é a fonte primária de energia e a partir da queima dele é gerado o vapor direto. O consumo deste vapor ocorre normalmente em turbinas de contrapressão (entrada de 65 bar e 490^o C) acopladas a geradores que geram a energia elétrica. O vapor de escape, gerado por estas turbinas, é utilizado nos processos de evaporação do caldo e destilação do etanol, que normalmente utilizam vapor em baixa pressão (2,5 bar). O vapor direto pode ser enviado também para turbinas de condensação, que operam com o vapor de escape em pressão negativa, resultando em maior quantidade de energia elétrica por unidade de vapor (REIN, 2007; MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015).

A quantidade de bagaço gerado pelo processo depende da quantidade de cana moída e também do teor de fibra da cana. Em números médios pode-se considerar que uma tonelada de cana produz 285 Kg de bagaço com 50% de umidade e com Poder Calorífico Inferior (PCI) igual a 7.320 kJ/kg. Uma caldeira eficiente pode ter um aproveitamento energético de cerca de 86% desta energia e a sobra de bagaço do processo de cogeração é armazenada e utilizada para geração de energia nos períodos ociosos da usina, como paradas do processo de moagem e entressafra (PASSOLONGO, 2011; DIAS *et al.*, 2011).

3.2.2.2 A Palha da Cana na Cogeração de Energia

Outro meio que vem sendo utilizado para o aumento na geração de excedentes de energia elétrica é a queima da palha da cana nas caldeiras. Esta, que por muito tempo foi queimada no campo para facilitar o corte manual da cana, atualmente, com a colheita mecanizada, é deixada no campo para trazer benefícios ao solo, pois é uma importante fonte de carbono e nutrientes (*K, Ca, N*) e ainda reduz a evaporação da superfície. A sugestão é deixar de 50% da palha no solo, que são suficientes para manter os benefícios agronomicos. Parte desta palha, cujo poder calorífico é o dobro do bagaço, pode então ser recuperada e levada para a indústria para ser queimada, porém seu recolhimento, limpeza e preparo acarretam também custos operacionais e a necessidade de investimentos significativos (DIAS, *et al.*, 2011; LORA *et al.*, 2011; BOBROFF-MALUF e SANCHEZ, 2015)

Segundo a UNICA (2015), das 371 usinas em operação no país, pouco mais de 100 geram excedentes de energia elétrica para venda. Destas, pelo menos metade delas operam com equipamentos ultrapassados e com baixa eficiência. Considerando a modernização das usinas e também a utilização da palha da cana para geração de energia, há um potencial de produção de 20,2 GW médios, que equivale a 4 Usinas de Belo Monte em produção de energia.

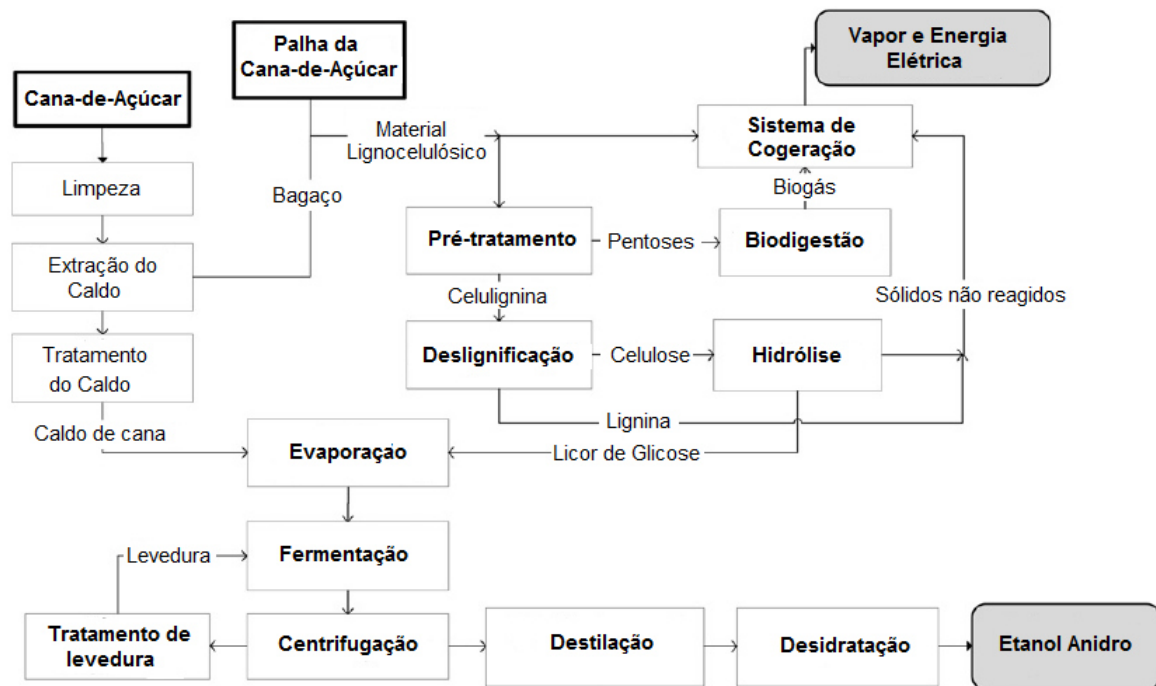
3.2.2.3 O Etanol de Segunda Geração

O bagaço e a palha podem também ser utilizados para a produção de etanol, pois são materiais lignocelulósicos que podem ser convertidos em açúcares fermentáveis por meio de processos de pré-tratamento e hidrólise (DIAS *et al.*, 2011). A produção do etanol de segunda geração (2G) vem se desenvolvendo principalmente pela possibilidade de aumento da produtividade do etanol por área plantada.

Um diagrama simplificado do fluxo da integração dos processos convencional e de segunda geração é mostrado na Figura 8. Para a produção do etanol 2G o bagaço e a palha devem passar pelos processos de pré-tratamento, hidrólise, fermentação e purificação. No Brasil, o método mais estudado é a rota bioquímica, pois pode utilizar as instalações da produção do etanol de primeira geração. Para o pré-tratamento alguns métodos vêm sendo estudados, como utilização de ácido diluído, água quente, explosão de vapor e solventes orgânicos. No processo de hidrólise, a enzimática tem sido o método preferido, pois pode obter altas taxas de conversão. Na fermentação, a glicose produzida pela hidrólise enzimática pode ser misturada ao caldo do processo convencional, utilizando as leveduras convencionais.

Atualmente o etanol de segunda geração ainda está em fase de pesquisa, com alguns estudos promissores e plantas com produção em pequena escala. O custo da produção do etanol a partir da lignocelulose ainda é muito elevado e muitos problemas na conversão eficiente do material lignocelulósico presente no bagaço e palha para etanol ainda dificultam sua reprodução em escala industrial (MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015). Segundo a EPE (2016b), a capacidade de produção do etanol celulósico do Brasil poderá atingir nos próximos anos, 429 milhões de litros (cerca de 1% da produção total em 2024), distribuídos em sete plantas construídas e em construção, cujas capacidades, datas de entrada em operação e localizações já estão definidas.

Figura 8 – Diagrama de fluxo de processos integrado de produção de etanol de primeira e segunda geração a partir da cana-de-açúcar.



Fonte: Adaptação de Dias *et al.* (2012)

3.2.2.4 O A Biodigestão Anaeróbia no Setor Sucroenergético

A Biodigestão Anaeróbia é uma alternativa promissora para o setor sucroenergético, pois pode reduzir o potencial poluidor de alguns resíduos e ainda produzir o gás metano que pode ser utilizado para produção de energia aumentando a eficiência energética da usina.

O principal subproduto que pode ser aproveitado neste processo é a vinhaça, que é um resíduo do processo de destilação do etanol produzido em grande quantidade. O principal destino da vinhaça no Brasil tem sido a aplicação como fertilizante na cana-de-açúcar por um processo chamado de Fertirrigação, que do ponto de vista econômico é a solução mais barata, porém causa grandes impactos ambientais devido ao seu alto teor de carga orgânica (MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015). O processo de biodigestão anaeróbia da vinhaça pode remover 80% da carga orgânica e ainda gerar o metano. O uso adequado deste biogás para a geração de energia também pode reduzir as emissões de GEE porque evitaria a liberação do metano (CH₄) no campo, que tem um potencial poluente 22 vezes maior que o do dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera (SALOMON, 2007).

Mesmo com todos os benefícios o uso da energia do biogás ainda não é difundido no Brasil. Algumas tentativas da biodigestão anaeróbia da vinhaça para geração de energia elétrica a partir da queima do biogás ocorreram nas últimas décadas, mas sempre esbarraram

na baixa viabilidade econômica. Hoje, com o atual desenvolvimento da tecnologia da biodigestão anaeróbia, a simplicidade do processo e o baixo custo de operação tem tornado essa tecnologia muito mais acessível (MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015).

3.3 A BIODISGESTÃO ANAERÓBIA

Em 1776 o físico italiano Alessandro Volta identificou o metano (CH_4), gás inflamável que se formava nos pântanos, resultante da decomposição de restos vegetais em ambientes confinados. Em 1857 foi construída a primeira instalação destinada a produzir e utilizar o biogás em grande escala em um hospital em Bombaim na Índia e na mesma época na cidade de Exeter, na Inglaterra, o biogás foi utilizado para iluminação pública. Com a escassez dos combustíveis fósseis durante a II Guerra Mundial, o biogás passou a ser utilizado para cozimento de alimentos, aquecimento de casas e alimentação de motores de combustão interna e após o término da guerra, o combustível continuou sendo utilizado principalmente na Índia e China, onde cerca de 25 milhões de pessoas utilizam para fins residenciais e ainda se encontram em funcionamento mais de 10.000 biodigestores de médio e grande porte em fábricas de alimentos, destilarias e fazendas (GRANATO, 2003). Atualmente, muitos estudos em todo mundo têm se voltado para os processos anaeróbios, desenvolvimentos de reatores para tratamento de resíduos e na conversão de orgânicos em biogás. Os efluentes resultantes do processo das industriais possuem alto teor orgânico. Estes, passíveis de causar grande impacto ambiental, podem se tornar uma considerável fonte de energia (SALOMON, 2007).

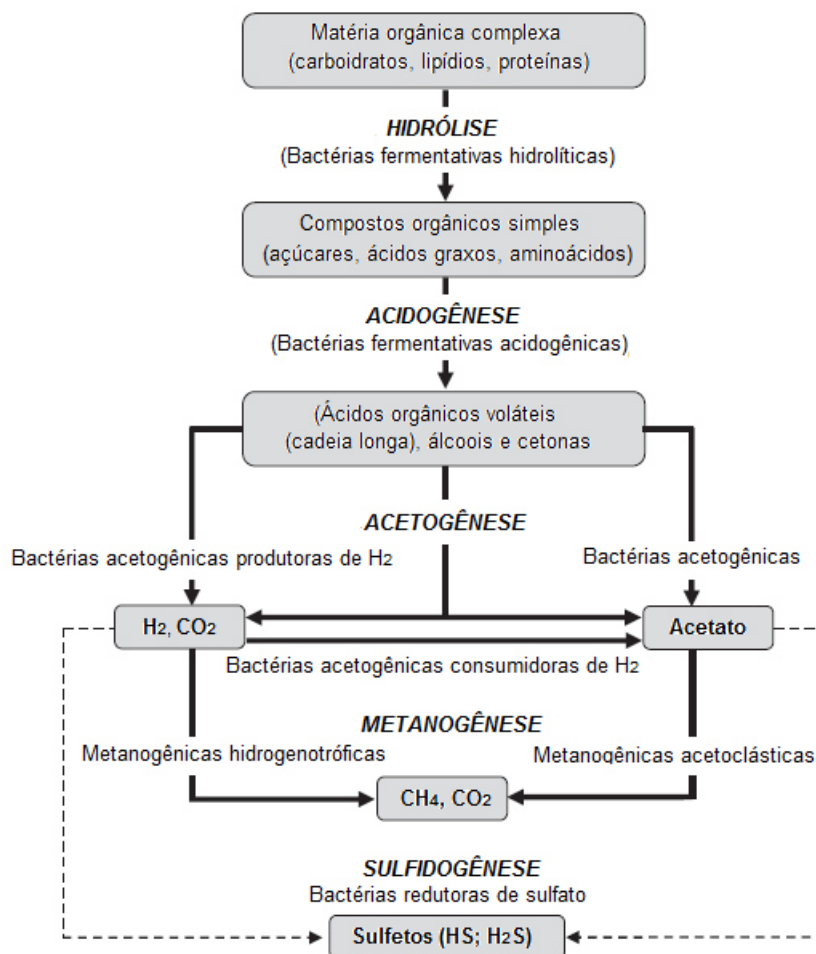
3.3.1 Microbiologia

A biodigestão de matéria orgânica é um processo natural, de ocorrência espontânea, onde os compostos orgânicos complexos são transformados em substâncias mais simples por meio da ação combinada de diferentes microrganismos. Quando a decomposição ocorre por via aeróbia (presença de oxigênio) a matéria orgânica é basicamente convertida em dióxido de carbono, água e sais minerais, enquanto no processo anaeróbio (sem presença de oxigênio) formam-se principalmente compostos como o metano, dióxido de carbono e água. Este último processo é que possibilita a transformação de um material orgânico complexo em compostos como o biogás (GRANATO, 2003; BRITO, 2011).

A degradação anaeróbia da matéria orgânica é quimicamente um processo complexo que envolve muitas espécies de bactérias, centenas de possíveis compostos e reações intermediárias. As bactérias atuam de forma simbiótica, utilizando a matéria orgânica para o crescimento da população atuante no processo (GRANATO, 2003). As reações bioquímicas principais que ocorrem no processo caracterizam os grupos de microrganismos

predominantes, que incluem bactérias acidogênicas (ou fermentativas), acetogênicas (ou sintróficas) e arqueas metanogênicas (SALOMON, 2007). Na presença de sulfato, sulfito ou tiosulfato há também atividade de bactérias redutoras de sulfato. A Figura 9 ilustra o esquema da digestão anaeróbica de matéria orgânica complexa e identifica os respectivos grupos de microrganismos envolvidos em cada passo (MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015).

Figura 9 – Diagrama de fluxo do processo de biodigestão anaeróbia e as populações microbianas envolvidas.



Fonte: Adaptação de Moraes; Zaiat; Bonomi (2015)

O processo inicia-se com a hidrólise da matéria orgânica complexa, como celulose, proteínas, amido e gordura, que é convertida, por meio de enzimas extracelulares que são excretadas pelas bactérias fermentativas hidrofílicas, em compostos orgânicos mais simples como açúcares, aminoácidos e os ácidos graxos de cadeia longa. Na acidogênese, as bactérias acidogênicas convertem os produtos da hidrólise da matéria orgânica complexa em ácidos orgânicos voláteis, alcoóis, cetonas, dióxido de carbono e hidrogênio (GRANATO, 2003). Estas bactérias são consideradas de crescimento rápido, com tempo de duplicação mínima de 30 minutos (SALOMON, 2007). Na acetogênese os produtos formados

anteriormente são oxidados para acetato, hidrogênio e gás carbônico, que serão substrato para os microrganismos metanogênicos. O grupo bacteriano desta etapa tem um crescimento relativamente lento, tempo de duplicação mínimo de 1,5 a 4 dias (SALOMON, 2007). A metanogênese é a última etapa e conversão da matéria orgânica em metano e dióxido de carbono. A formação do metano ocorre de duas formas: a primeira a partir do CO₂ e H₂ pelos microrganismos do grupo de arqueas hidrogenotróficas, que se desenvolvem rapidamente com um tempo de duplicação mínimo de 6 horas; a segunda a partir do acetato, realizada pelos microrganismos do grupo de arqueas acetoclásticas, que se desenvolvem muito lentamente com um tempo de duplicação mínimo de 2 – 3 dias e são responsáveis por cerca de 70% do metano produzido. Há também o processo de redução de sulfato que ocorre quando há presença de sulfato, sulfito ou outros compostos a base de enxofre e o produto final deste processo é o gás sulfídrico e o gás carbônico (SALOMON, 2007; MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015).

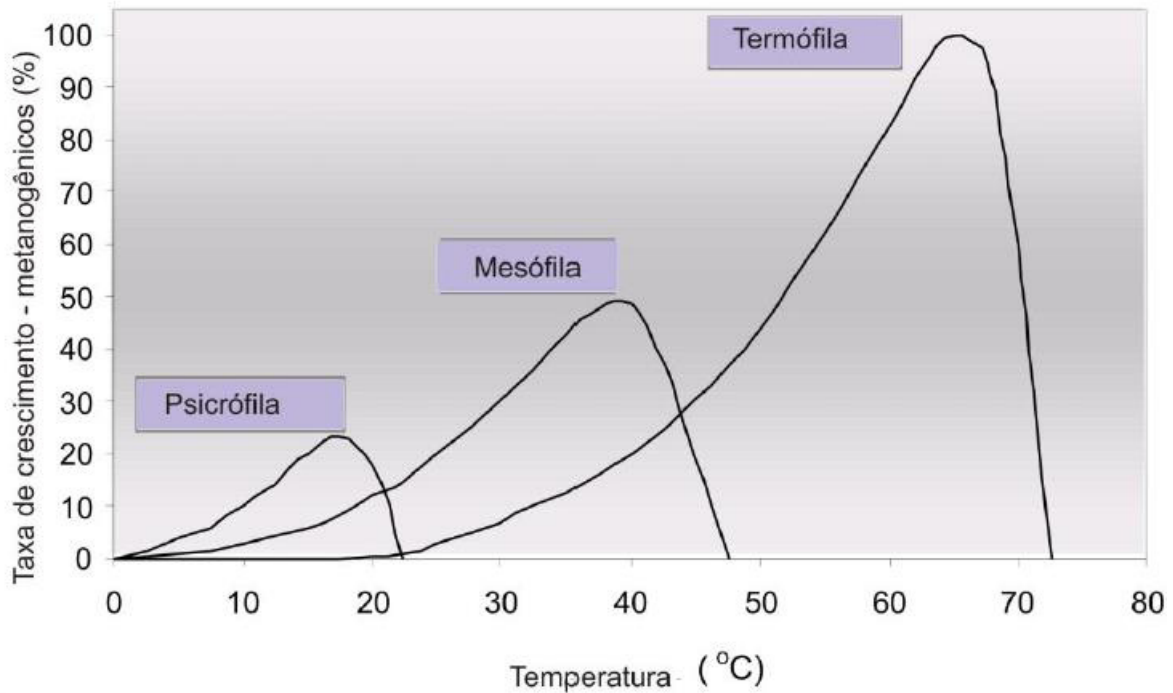
3.3.2 Fatores que Influenciam a Atividade Anaeróbia

Para que a biodigestão anaeróbia ocorra da melhor forma, é importante fornecer condições ambientais favoráveis para o desenvolvimento e sobrevivência dos microrganismos envolvidos. Os principais fatores que influenciam são a temperatura, o pH e a presença de nutrientes. Alguns elementos podem acarretar em uma toxicidade do meio, inviabilizando o processo (BRITO, 2011).

A. Influência da Temperatura

A temperatura é um dos principais parâmetros na seleção das espécies envolvidas no processo de biodigestão e podem trabalhar em três faixas: psicrófila (entre 0 e aproximadamente 20 °C), mesófila (entre 20 e aproximadamente 45 °C) e termófila (entre 45 e aproximadamente 70 °C) (SALOMON, 2007). As temperaturas mesofílicas e termofílicas são as mais comumente usadas e as maiores taxas de reação ocorrem nas faixas de temperaturas ótimas 30°C e 50°C respectivamente. A biodigestão termofílica apresenta as maiores taxas de conversão, porém apresenta problemas devido à sensibilidade dos microrganismos termófilos a pequenas mudanças de temperatura. Já a digestão psicrófila não se mostra adequada devido à degradação dos ácidos graxos de cadeia longa, que limitam o processo devido ao acúmulo no biodigestor inibindo a continuidade do processo (MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015). Na Figura 10 é mostrada a taxa de crescimento das arqueas metanogênicas em função da temperatura.

Figura 10 – Taxas relativas de crescimento das arqueas metanogênicas em função da temperatura.



Fonte: Chernicharo (2007)

B. Influência do pH

Outro fator importante é o pH, que se manifesta diretamente na atividade das enzimas ou indiretamente afetando a toxicidade de alguns compostos (CHERNICHARO, 2007). O pH está ligado à concentração de ácidos orgânicos voláteis no meio, resultante do equilíbrio entre populações de microrganismos e a alcalinidade total do sistema. Portanto, qualquer desequilíbrio no sistema provoca o acúmulo de ácidos orgânicos no meio e conseqüentemente a queda do pH. O pH ótimo depende dos microrganismos envolvidos, normalmente sendo perto da neutralidade como é o caso das arqueas metanogênicas, com faixa ótima de 6,5 a 8,2. Em condições acima ou abaixo desta faixa decresce a taxa de produção de metano (SALOMON, 2007). Nas etapas de hidrólise e acidogênese, as bactérias podem sobreviver fora desta faixa de pH, já os microrganismos da acetogênese e da metanogênese, têm crescimento inibido ou eliminado fora destas faixas (BRITO, 2011). Quando o pH no digestor se torna muito ácido, para restaurar o pH ideal, a alimentação pode ser interrompida para as bactérias metanogênicas reduzirem a concentração dos ácidos voláteis ou pode ser adicionado hidróxido de cálcio, altamente alcalino (GRANATO, 2003).

C. Necessidades Nutricionais

As necessidades nutricionais dos microrganismos presentes no sistema anaeróbio são estabelecidas de acordo com a composição química empírica das células microbianas. Para que o processo biológico ocorra da melhor forma, os nutrientes inorgânicos devem ser fornecidos em quantidades suficientes aos microrganismos, possibilitando seu crescimento (BRITO, 2011). Os elementos químicos em maior quantidade na composição dos microrganismos são: carbono, oxigênio, nitrogênio, hidrogênio, fósforo e enxofre. Outros nutrientes são necessários para a biossíntese dos componentes celulares, como cátions (Mg^{+2} , Ca^{+2} , Na^{+1} , K^{+1} , Fe^{++}), ânions (Cl^{-} , SO^{-}), e traços de elementos considerados como micronutrientes (Co, Cu, Mn, Mo, Zn, Ni, Se,) servindo como elementos auxiliares para várias enzimas. Os microrganismos precisam de uma fonte de carbono para o seu crescimento, muitos utilizam CO_2 outros, carbono orgânico (SALOMON, 2007). De acordo com Chernicharo (2007), considerando-se os três elementos mais importantes, nitrogênio, enxofre e fósforo, existe uma correlação reconhecida entre os parâmetros Demanda Química de Oxigênio (DQO), nitrogênio (N) e fósforo (P), vinculados ao crescimento da biomassa (coeficiente de produção celular): relação = DQO: N: P = 350:5:1.

D. A Toxicidade do Meio

A toxicidade é uma das principais razões para a não aplicação dos processos anaeróbios, pois as bactérias metanogênicas são facilmente inibidas por toxinas, devido à pequena fração de matéria orgânica sintetizada por elas e ao elevado tempo de geração dessas bactérias (SALOMON, 2007). Entre os principais compostos que geram toxicidade ao meio estão os cátions de sais orgânicos dissolvidos (Na^{+} , NH_4^{+} , K^{+} , dentre outros), amônia, sulfeto, metais pesados, outras toxinas inorgânicas (cianeto) e orgânicas (detergentes e pesticidas) (BRITO, 2011). Grupos de substâncias químicas como metais pesados e substâncias organocloradas têm uma influência tóxica, mesmo em concentrações muito baixas. Apesar da susceptibilidade dos microrganismos, eles podem se adaptar a estas concentrações inibitórias, desde que condições sejam favorecidas como elevados tempo de retenção dos sólidos e minimização dos tempos das toxinas no sistema (SALOMON, 2007).

3.3.3 Biodigestores Anaeróbios

Os biodigestores são câmaras de fermentação onde é processada a matéria orgânica e tem como função fornecer as condições desejáveis (principalmente temperatura e pH) para a manutenção das propriedades fermentativas da biomassa bacteriana. Existem muitos

modelos, mas geralmente são divididos em duas classes: batelada, quando opera com a decomposição total de uma carga inserida; ou contínuo, quando opera com inserções e retiradas contínuas de material do reator (PROCKNOR, 2008). Alguns modelos tiveram grande importância pela larga utilização ao longo da história: O tanque *Imhoff*, bastante difundido no século XIX, que fazia a redução quase total dos sólidos em efluentes domésticos; os modelos indiano e chinês, que são biodigestores de baixo custo e durante a Segunda Guerra Mundial, cerca de 10 milhões de digestores destes modelos foram instalados e até hoje são utilizados inclusive no Brasil para tratamento de resíduos de atividade rural (GRANATO, 2003). Com a ampliação de conhecimentos os reatores foram melhorados e hoje os reatores de manta de lodo (UASB) e os filtros anaeróbios ocupam lugar de destaque. Salomon (2007), apresenta a evolução de desenvolvimento dos reatores em três gerações.

A. Reatores de 1ª Geração

Nestes reatores a biomassa trabalha em suspensão e a operação ocorre em bateladas, ou seja, o tempo de retenção das bactérias é igual ao tempo de retenção da matéria orgânica, repercutindo no tamanho do reator para grandes volumes de efluentes. Foram muito utilizados no século passado como a Fossa Mouras, desenvolvida na França em 1860, que capaz de liquefazer a matéria orgânica presente das águas residuais das residências, foi creditado ao autor na época como solução de um dos grandes problemas da humanidade. Outro exemplo é o Tanque Séptico, construído em 1895 na cidade de Exeter na Inglaterra, foi empregado pelo governo para tratamento de todo esgoto doméstico produzido na cidade. Foram os primeiros a reconhecer o valor do gás e utilizá-lo para o aquecimento e iluminação da cidade. Destacam-se ainda nesta geração os modelos Tanque Imhoff, Lagoa Anaeróbia, Reator Convencional (CSTR) e o Reator Anaeróbio de Contato (SALOMON, 2007).

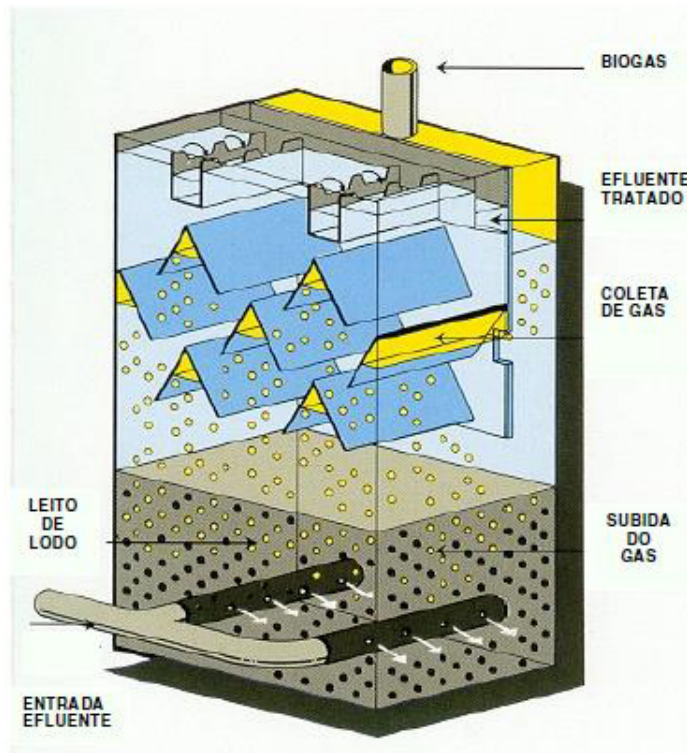
B. Reatores de 2ª Geração

Nestes reatores os microrganismos permanecem dentro do reator por meio de um suporte ou por sedimentação, portanto o tempo de retenção do efluente é bem menor que o tempo de retenção dos microrganismos. Destacam-se nesta geração o Filtro Anaeróbio e o Reator de Fluxo Ascendente e Camada de Lodo UASB (*Upflow Anaerobic Sludge Blanket*) (SALOMON, 2007)

O primeiro, filtro anaeróbio, são tanques preenchidos com material inerte (pedra, plástico, cerâmica, etc.) onde os microrganismos crescem aderidos formando uma película de biofilme. Este material, também chamado de leito, permanece no reator retendo a biomassa microbiana (RAJESHWARI *et al.*, 2000).

Já no reator UASB, os microrganismos crescem dispersos, sem a necessidade de material suporte, formando flocos ou grânulos densos com alta resistência mecânica que permanecem no reator. Suas características principais são o fluxo do efluente que é bombeado de forma ascendente através do reator e a presença de um separador trifásico na parte superior do reator faz a separação do gás produzido e o retorno automático do lodo para a câmara de digestão. (RAJESHWARI *et al.*, 2000). O substrato a ser tratado é distribuído na parte inferior, é bombeado para a parte superior passando pelo leito de lodo bacteriano, onde a DQO é parcialmente convertida em biogás e no topo do reator o separador de três fases atua retornando e depositando o lodo bacteriano mais pesado no fundo do reator e o efluente tratado sai pela parte mais alta do reator, conforme apresentado na Figura 11 (GRANATO, 2003).

Figura 11 – Esquema de um reator anaeróbio UASB.



Fonte: PAQUES (2017a)

O sucesso deste processo depende da habilidade em desenvolver uma biomassa bacteriana de elevada atividade, para que se possam manter boas taxas de conversão a elevadas taxas de alimentação. Esta biomassa pode apresentar-se na forma de flocos ou de grânulos (diâmetro = 1 a 5 mm) (SALOMON, 2007). É um sistema compacto, tem baixos custos de implantação e operação, baixo consumo de energia e satisfatória eficiência de remoção de DQO e DBO. A produção teórica de CH₄, num estado constante, é proporcional a quantidade de DQO consumida no reator (1g de DQO consumido corresponde à produção

de 0,35 litros de CH₄, em temperatura e pressão normais). Referente ao desempenho do reator UASB em tratamento de efluentes industriais, apresentaram resultados entre 75 a 80 % de remoção de DQO com uma carga orgânica aplicada de 4 a 12 kg DQO/m³ dia, com um tempo de retenção hidráulica (TRH) de 4 a 12 horas (SALOMON, 2007).

C. Reatores de 3ª Geração

Buscando maiores taxas de alimentação e menores tempos de retenção do material a ser tratado, os reatores da 3ª geração evoluíram os anteriores principalmente aumentando o contato dos resíduos com a biomassa bacteriana, melhorando desempenho utilizando menores espaços. Nestes reatores os microrganismos ficam aderidos a um suporte que deve possuir grande área superficial para a adesão dos microrganismos e boa capacidade de sedimentação para a retenção da biomassa no reator. Destacam-se nesta geração o Reator Anaeróbio de Leito Fluidizado e o Reator Anaeróbio de Leito Expandido (SALOMON, 2007).

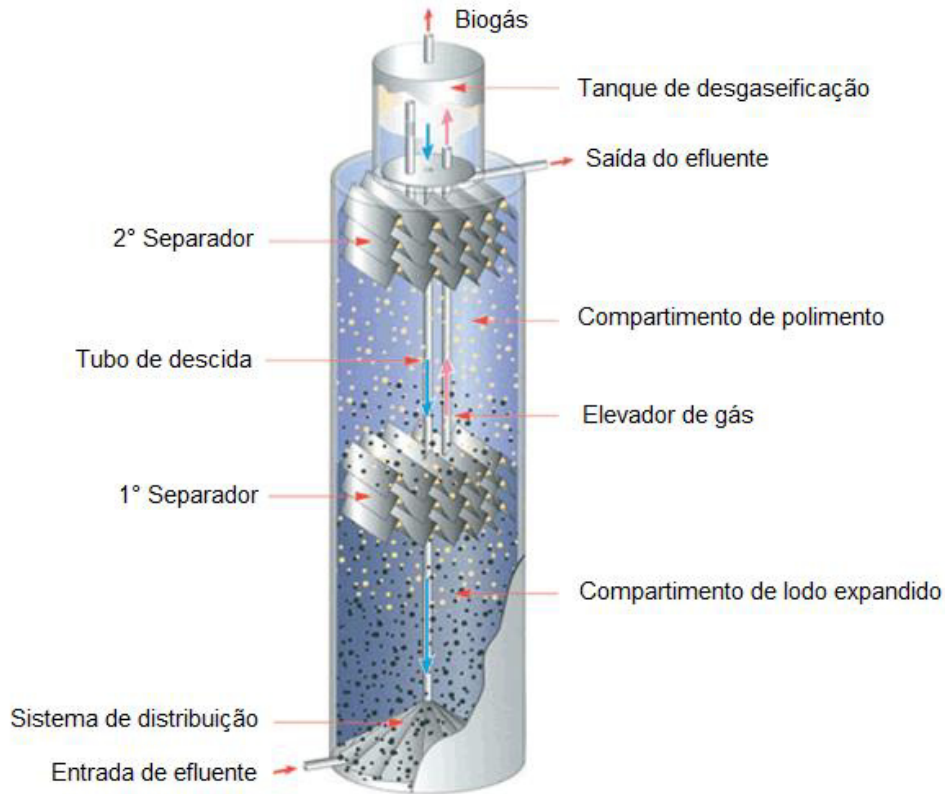
Nos dois casos, os microrganismos encontram-se aderidos a um suporte inerte de baixo peso específico (com grande relação área/ volume), que é recoberto pela biomassa bacteriana em forma de película e é expandido pelas altas velocidades ascendentes empregadas. No caso do reator de leito expandido o grau de expansão pode chegar a 40% comparado ao de leito sedimentado (2ª geração) e no caso do leito fluidizado pode chegar a até 300% (SALOMON, 2007).

O reator de leito fluidizado possui elevada eficiência de remoção da matéria orgânica com TRH relativamente baixo. Pode operar com altas concentrações de biomassa (40 g/L), velocidade de líquido na faixa de 10 a 30 m³/h e carga orgânica na faixa de 20 a 27 kg DQO/m³ dia. A eficiência de remoção de DQO apresenta-se na faixa de 80 a 87% (SALOMON, 2007).

Já dentro da família dos reatores de leito expandido está o Reator de Circulação Interna (IC), que foi desenvolvido e patenteado pela empresa holandesa PAQUES. O reator IC consiste de dois reatores UASB superpostos. O efluente novo que alimenta o reator se mistura ao lodo e ao efluente existente. Neste primeiro compartimento está o leito de lodo granular expandido, onde a maior parte do DQO é convertida em biogás. O biogás coletado neste estágio é utilizado para gerar pressão para promover a recirculação interna do substrato, levando em fluxo ascendente todo o resíduo e o lodo bacteriano até o separador trifásico (gás/ líquido/ sólido) no topo. O biogás deixa o sistema e a mistura retorna ao fundo do reator, onde é novamente misturada ao leito de lodo e ao novo efluente. Este efluente ainda sofre pós-tratamento, onde a DQO restante é removida, o biogás restante é coletado e o efluente que transborda deixa o reator. A velocidade de recirculação é autorregulada, pois é proporcionada pela quantidade de biogás gerado, que depende da DQO do afluente. A recirculação também permite uma diluição efetiva do efluente além de um contato eficaz com o lodo bacteriano,

que é expandido e fluidizado, permitindo assim maiores taxas de conversão, conforme esquema mostrado na Figura 12 (GRANATO, 2003).

Figura 12 – Esquema de um reator anaeróbico de circulação interna (IC)



Fonte: Adaptado de PAQUES (2017b)

Testes comparativos mostraram que os grânulos de microrganismos nos sistemas IC chegam a apresentar até o dobro de atividade metanogênica em relação aos grânulos provenientes de reatores UASB simples. Espera-se que os reatores IC possam trabalhar com taxas de alimentação de até 40 kg DQO/m³ dia e velocidade de ascensão de 8 a 10 m/h enquanto o modelo UASB opera com até 12 kg DQO/m³.dia e 1,5m/h de velocidade de ascensão (GRANATO, 2003).

3.4 A BIODIGESTÃO ANAERÓBIA DA VINHAÇA

O biogás é um combustível renovável e sua produção tem grande potencial econômico, ambiental, social e ainda pode contribuir muito com a eficiência energética de alguns setores, como sucoenergético, alimentos e saneamento. O setor sucoenergético já mostrou muitos resultados das políticas públicas específicas e eficientes, tanto na consolidação no etanol brasileiro como um dos melhores biocombustíveis do mundo, quanto

na utilização do bagaço de cana para geração de energia elétrica, e agora pode favorecer o desenvolvimento do biogás no Brasil. A integração da indústria sucroenergética com a biodigestão anaeróbica dos resíduos (vinhaça, tortas de filtro e palha), além da adequação ambiental pela redução do potencial poluente destes resíduos, também permite a geração de energia elétrica por meio do uso do biogás e ainda a utilização dos resíduos deste processo (fertilizantes) (MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015).

3.4.1 - A Composição da Vinhaça

A vinhaça é o principal resíduo da fermentação do melaço e do caldo de cana na produção do etanol. É composta por altos teores de compostos orgânicos e nutrientes (potássio, nitrogênio e fósforo) e deixa a coluna de destilação a uma temperatura de 85° a 90° C (MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015). No Brasil, usinas mais novas com processos eficientes produzem em média 7 a 10 litros de vinhaça por litro de etanol produzido, enquanto usinas mais antigas de 10 a 15 litros (SALOMON, 2007). Tem alto valor fertilizante, por isso no Brasil normalmente é aplicada ao solo em um processo de adubação e irrigação conhecido como Fertirrigação, que do ponto de vista econômico é a solução mais barata e simples para a descarga deste volumoso efluente (MORAES *et al.*, 2014). Porém a vinhaça tem um poder poluente que pode chegar a cem vezes ao de um esgoto doméstico devido às altas taxas de DQO, com valores de 30.000 a 40.000 mg/l. (SALOMON, 2007). A legislação ambiental brasileira é considerada superficial, pois é descrita apenas pelo teor de potássio, não considerando os impactos ambientais causados pelo alto teor de carga orgânica da vinhaça, como emissões de gases de efeito estufa, salinização do solo e contaminação de águas subterrâneas (MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015).

A composição química da vinhaça depende das características do solo, variedade de cana, período de safra e processo industrial usado na produção de etanol. As principais características da vinhaça em função da matéria prima utilizada para fabricação do etanol são apresentadas na Figura 13 (SALOMON, 2007).

A composição da vinhaça tem se mostrado o principal fator que afeta o rendimento da biodigestão anaeróbia. Além da presença de alguns compostos tóxicos ou inibidores para os microorganismos como fenois, melanoidinas e outros produtos da decomposição do açúcar, no Brasil é comum a aplicação de antibióticos no processo de fermentação alcoólica e estes podem persistir após o processo de destilação e permanecer na vinhaça. A penicilina, virginiamicina e Kamoran HJ são os antibióticos tipicamente aplicados na fermentação alcoólica de combustíveis industriais no Brasil. Outros biocidas podem ser adicionados para controle bacteriano, tais como carbamatos, compostos de quaternário de amônio e fenóis

halogenados, todos os quais são também potenciais inibidores para o processo de digestão anaeróbica subsequente (MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015).

Figura 13 – Composição da vinhaça da cana-de-açúcar de diferentes matérias-primas.

Parâmetro	Matéria - Prima para o álcool		
	Melaço	Caldo	Mistura
pH	4,2 – 5,0	3,7 – 4,6	4,4 – 4,6
Temperatura (°C)	80 – 100	80 – 100	80 – 100
DBO (mg/l O ₂)	25.000	6.000 – 16.500	19.80
DQO (mg/l O ₂)	65.000	15.000 – 33.000	45.000
Sólidos totais (mg/l)	81.500	23.700	52.700
Material volátil (mg/l)	60.000	20.000	40.000
Material fixo (mg/l)	21.500	3.700	12.700
Nitrogênio (mg/l N)	450 – 1.600	150 – 700	480 – 710
Fósforo (mg/l P ₂ O ₅)	100 – 290	10 – 210	9 – 200
Potássio (mg/l K ₂ O)	3.740 – 7.830	1.200 – 2.100	3.340 – 4.600
Cálcio (mg/l CaO)	450 – 5.180	130 – 1.540	1.330 – 4.570
Magnésio (mg/l MgO)	420 – 1.520	200 – 490	580 – 700
Sulfato (mg/l SO ₄)	6.400	600 – 760	3.700 – 3730
Carbono (mg/l C)	11.200 – 22.900	5.700 – 13.400	8.700 – 12.100
Relação C/N	16 – 16,27	19,7 – 21,07	16,4 – 16,43
Material orgânico (mg/l)	63.400	19.500	38.000
Outras Substâncias (mg/l)	9.500	7.900	8.300

Fonte: Salomon (2007)

3.4.2 Principais Aspectos da Biodigestão da Vinhaça

A biodigestão anaeróbia da vinhaça pode reduzir o potencial poluidor da vinhaça, normalizando a DBO e o pH, e ao mesmo tempo produzir gás metano e um fertilizante como resíduo. O biogás gerado pode ser utilizado para a geração de energia elétrica aumentando a eficiência energética da planta. O uso adequado deste biogás para a geração de energia também pode reduzir as emissões de GEE porque evitaria a liberação do metano (CH₄) no campo (SALOMON, 2007). O processo de digestão anaeróbia requer baixas concentrações de nutrientes, o que preserva os macronutrientes (N, P e K) e micronutrientes (Fe, Zn, Mn, Cu e Mg), presentes na vinhaça, não tendo seu poder fertilizante alterado, podendo então ainda ser utilizado na fertirrigação (MANOCHIO, 2015).

No processo de biodigestão as bactérias metanogênicas se reproduzem mais lentamente que as produtoras de ácidos e são mais sensíveis às alterações das condições ambientais e também a presença de compostos inibidores. Procura-se então operar com o

pH próximo da neutralidade e temperatura ótima, evitando assim a presença de alta concentração destes compostos inibidores. A vinhaça normalmente deixa o processo de fabricação de etanol em altas temperaturas, que contribui no processo de reatores que operam em temperaturas termofílicas. Apesar do pH da vinhaça ser ácido, quando introduzido no reator, através de reações naturais do processo, ocorre rápida elevação do pH no meio sem a necessidade de adição de compostos alcalinos. Em relação aos nutrientes, de forma geral, o nitrogênio, fósforo e micronutrientes presentes na vinhaça são adequados para o bom desenvolvimento do processo de biodigestão. Recomenda-se somente a complementação destes nutrientes na partida de novos reatores para favorecer o desenvolvimento inicial das bactérias (GRANATO, 2003).

O biodigestor mais utilizado para a biodigestão da vinhaça é o reator UASB (*Upflow Anaerobic Sludge Blanket*), reator anaeróbico de fluxo ascendente com leito de lodo. Este reator, por meio da retenção dos microrganismos, tem a retenção hidráulica de poucas horas, o que proporciona o aumento do volume da vinhaça tratada. Estudos realizados em uma planta piloto de escala industrial (reator UASB de 75 m³) demonstraram viabilidade da digestão anaeróbia termofílica (55 - 57°C) de vinhaça em reatores UASB. Conseguiu-se altas taxas de carregamento orgânico (25-30 Kg DQO/m³ de reator dia), cerca do dobro daquelas normalmente usadas para tratamentos mesofílicos similares de vinhaça, nesse tipo de reator. Nestas condições, verificou-se alta conversão da matéria orgânica (com 72% de eficiência na remoção de DQO) e taxa de produção de biogás de 10 m³/m³ de reator dia. (SALOMON, 2007). O sucesso no início da operação de uma planta com o reator UASB para a biodigestão da vinhaça dependerá da disponibilidade de grande quantidade de lodo bacteriano adaptado à vinhaça, que não está facilmente disponível no Brasil devido a ainda não ser muito utilizada. Há necessidade então de um longo período de aclimação do lodo (um ano) para o crescimento bacteriano. Outro ponto importante é que lodo bacteriano pode se conservar em intervalos de tempo relativamente grandes, o que permite que o equipamento volte a operar após período de entressafra sem a necessidade de substituir o lodo biológico (GRANATO, 2003).

Uma alternativa promissora e ainda pouco aproveitada na biodigestão da vinhaça é o reator anaeróbio de circulação interna, cujos grânulos de microrganismos apresentam até o dobro de atividade metanogênica comparados aos reatores UASB e podem trabalhar com taxas de alimentação de até 40kg DQO/m³ dia (PAQUES, 2017b).

3.4.3 – A Biodigestão da Vinhaça do Etanol de Segunda Geração (2G)

A utilização da energia do biogás da vinhaça também fornece incentivos para a produção do etanol de segunda geração. Atualmente, somente o excesso de bagaço e palha do processo convencional podem ser direcionados para o processo de etanol 2G. A utilização

do biogás da vinhaça no processo convencional, aumenta a sobra de bagaço e palha direcionada para o processo do etanol 2G. Este, quando em processo integrado ao do etanol 1G, aumenta a quantidade de vinhaça gerada, aumentando também a produção de biogás. Avaliações econômicas e ambientais concluíram que a biodigestão anaeróbia da vinhaça, com produção integrada do etanol de primeira e segunda geração, permitiria que 100% do material lignocelulósico (bagaço e palha) fosse utilizado para o etanol de segunda geração, maximizando a produtividade em litros de etanol por área plantada, pois toda a biomassa da cana seria utilizada para este fim (MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015).

Porém, como a produção em grande escala de etanol de segunda geração ainda está em fase de testes e desenvolvimento, as pesquisas disponíveis sobre a biodigestão anaeróbia da vinhaça de cana-de-açúcar de segunda geração são inexistentes ou ainda em andamento, gerando muitas dúvidas em relação a biodigestão destes resíduos como também a aplicação destes novos resíduos como fertilizantes (SALOMON, 2007).

3.4.4 O Biogás da Vinhaça

O biogás é um dos produtos da biodigestão anaeróbia da matéria orgânica. É composto principalmente por metano (CH_4) e gás carbônico (CO_2), sendo que a composição exata dependerá da matéria orgânica digerida e do processo anaeróbio ocorrido. O biogás pode ainda apresentar alguns contaminantes em sua composição, como o gás sulfídrico (H_2S) e amônia (NH_3), porém mais reduzidos. O biogás é um gás leve e de densidade baixa, isto faz com que ele ocupe um volume significativo e dificulte sua liquefação, tornando difícil seu transporte e armazenamento. O seu potencial energético ou poder calorífico depende da quantidade de metano contida, que normalmente está entre 40 a 75% com poder calorífico na faixa de 22.000 a 25.000 kJ/m^3 (BRITO, 2011). Na Figura 14 é apresentada a composição média do biogás proveniente de diferentes resíduos orgânicos.

Figura 14 - Composição média do biogás proveniente de diferentes resíduos orgânicos.

Gases	Porcentagem (%)
Metano (CH_4)	40 – 75
Dióxido de Carbono (CO_2)	25 – 40
Nitrogênio (N)	0,5 – 2,5
Oxigênio (O)	0,1 – 1
Acido sulfídrico (H_2S)	0,1 – 0,5
Amônia (NH_3)	0,1 – 0,5
Monóxido de Carbono (CO)	0 – 0,1
Hidrogênio (H)	1 - 3

Fonte: Salomon (2007)

O biogás é uma importante fonte de energia alternativa e pode contribuir muito na solução dos problemas ambientais, pois reduz potencialmente os impactos das fontes poluidoras. Se purificado, pode ser distribuído por meio de infraestrutura de gás natural e utilizado nas mesmas aplicações, por exemplo, substituindo os combustíveis fósseis no setor de transportes (HOLM-NIELSEN *et al.*, 2009).

3.4.4.1 Poder Calorífico do Biogás

Poder calorífico é a quantidade de energia liberada pela combustão completa de uma quantidade de combustível, medida em unidade de massa ou de volume. O poder calorífico é classificado em poder calorífico superior (PCS) e inferior (PCI). O PCS é a quantidade de energia liberada na forma de calor, na combustão completa de uma quantidade definida de gás com o ar à pressão constante e com todos os produtos da combustão retornando à temperatura e pressão iniciais dos reagentes, onde toda a água formada pela reação encontra-se na forma líquida, enquanto que no PCI toda a água formada pela reação encontra-se na forma gasosa (SILVA, 2015).

O poder calorífico do biogás é variável estando na faixa de 22.500 a 25.000 kJ/m³, admitindo o metano com cerca de 35.800 kJ/m³. O biogás pode ter seu potencial aumentado quando tratado, com seu poder calorífico maior que o do gás natural (SALOMON, 2007). Na Figura 15 é apresentada a comparação entre os PCIs de diferentes gases combustíveis.

Figura 15 – Comparação entre Poder Calorífico Inferior (PCI) de diferentes gases combustíveis.

Gás	PCI (kcal/m ³)	PCI (kJ/m ³)
Metano	8.500	35.558
Propano	22.000	92.109
Butano	28.000	117.230
Gás Natural	7.600	31.819
Biometano	5.500	23.027

Fonte: Salomon (2007)

3.4.4.2 Qualidade do Biogás

O biogás é um gás corrosivo, exigindo cuidados especiais com os equipamentos utilizados. Esta característica é consequência da presença de sulfeto de hidrogênio (ácido sulfídrico – H₂S). As substâncias que contêm enxofre, usualmente consideradas poluentes do ar são classificadas como SO₂, SO₃, H₂S, sulfatos. No Brasil existem limites somente para o dióxido de enxofre (SO₂), que também é produto da combustão do biogás e nocivo à saúde.

A amônia também em baixas concentrações é corrosiva para o cobre, podendo emitir como produto da combustão os óxidos de nitrogênio também nocivos à saúde e ao ambiente.

A utilização do biogás na geração termelétrica requer atenção pelo conteúdo de ácido sulfídrico (H_2S) e pela umidade contida no biogás. Muitos pesquisadores recomendam o limite de H_2S de 10 ppm ou 0,01% em volume. É recomendada então a limpeza do biogás antes da utilização em máquinas térmicas. Se estes limites forem excedidos, não se pode garantir um bom funcionamento dos motores de combustão interna. Os principais contaminantes do biogás dos digestores anaeróbios são os compostos halogenados e o enxofre. Outros potenciais contaminantes que necessitam ser eliminados são sólidos, líquidos água e condensado, e bactérias que podem estar presentes no biogás (SALOMON, 2007).

3.4.4.3 Purificação do Biogás

Dependendo a aplicação do biogás é necessário purificá-lo. Este processo consiste na retirada do dióxido de carbono CO_2 e da umidade presentes no biogás que o tornam menos eficientes por não serem combustíveis, e também a remoção do gás sulfídrico (H_2S), que é extremamente corrosivo, diminuindo o rendimento e a vida útil dos equipamentos e também letal para o ser humano (SILVA, 2009; FRARE *et al.*, 2009). Dependendo da finalidade da purificação os métodos mais empregados são a purificação por membrana, *Water Scrubbing* (WS), *Pressure Swing Adsorption* (PSA) e Separação do sulfeto de hidrogênio por óxido de ferro, descritos a seguir (BEKKERING *et al.* 2010).

- Purificação por Membrana: O princípio de funcionamento deste processo é a retenção de alguns componentes do biogás em uma membrana fina (<1mm), onde o fluxo do material ocorre por diferença de pressão e pela permeabilidade dos componentes. Uma membrana polimérica de acetato-celulose é de 20 a 60 vezes mais permeável para o CO_2 e H_2S do que para o metano (CH_4), com pressão requerida de 25 a 40bar (SILVA, 2009).
- Método Water Scrubbing (WS): Este método de lavagem do biogás é um método de baixo custo pois envolve água pressurizada como absorvente. O biogás é comprimido e alimentado no sentido ascendente em uma coluna de absorção com a água pressurizada no sentido descendente. Desta forma o CO_2 e o H_2S são dissolvidos na água recolhidos no fundo da torre de absorção (FRARE, 2009; SILVA, 2009).
- Método Pressure Swing Adsorption (PSA): Este método faz a separação dos componentes dos gases sob pressão, considerando as características moleculares e

a capacidade de serem captadas pelos materiais de adsorção (carvão ativado, sílica gel, alumina) que captam apenas algumas moléculas do gás. O dióxido de carbono (CO_2), oxigênio (O_2), água (H_2O), sulfeto de hidrogênio (H_2S) e o nitrogênio (N_2) são retidos nas colunas de adsorção enquanto o gás metano (CH_4) sai das colunas com mais de 97% de pureza (SILVA, 2015).

- Adsorção por Óxido de Ferro (Fe_2O_3): Este método consiste em passar a mistura gasosa por uma torre com recheio de óxido de ferro (Fe_2O_3) onde o sulfeto de hidrogênio (H_2S) fica retido ao reagir com o óxido de ferro. Quando estes pellets são completamente recobertos por enxofre eles são removidos para regeneração (FRARE, 2009; SILVA, 2009).

3.4.5 Conversão Energética do Biogás

O biogás pode ser usado como gás combustível nas mesmas aplicações do gás natural ou até do gás liquefeito de petróleo (GLP), ambos extraídos de fontes de recursos não-renováveis. Pode ser utilizado em turbinas a gás ou motores de combustão interna, movendo diretamente acionamentos mecânicos (bombas, ventiladores e exaustores), movendo geradores para geração de energia elétrica ou ainda podem ser utilizados como combustíveis em caldeiras aumentando a eficiência térmica da planta. Seguem algumas das principais formas de conversão do biogás:

- Motor de Combustão Interna: Representam a tecnologia mais difundida dentre as máquinas térmicas, devido a sua simplicidade, robustez e alta relação potência/peso, o que faz com que estes acionadores sejam empregados em larga escala para geração de eletricidade contínua, de back-up ou para acionamento de bombas, compressores ou qualquer outro tipo de carga estacionária. Por serem máquinas robustas, são os equipamentos mais utilizados para a queima do biogás e atualmente já são preparados para queimar o biocombustível com diferentes teores de metano, dióxido de carbono e ácido sulfídrico. A eficiência destes motores decresce drasticamente quando o teor de CH_4 é menor que 50%. Os conjuntos motogeradores de energia elétrica representam um importante avanço na geração de energia elétrica limpa e renovável, a partir do biogás (SALOMON, 2007; GEHRING, 2014).
- Caldeiras: Para a queima direta do biogás em caldeiras há necessidade de adaptações nos equipamentos. Os níveis de umidade do gás devem ser controlados com a instalação de purgadores e linhas de condensado para impedir danos aos equipamentos. A vazão do biogás deve ser controlada com a instalação de válvula de

controle do combustível adequada, uma vez que o biogás pode não possuir o mesmo poder calorífico do combustível utilizado. A instabilidade da chama, decorrente das flutuações na composição do biogás, pode ser controlada com a instalação de sensores ultravioletas que monitoram a chama da caldeira impedindo que esta apague ou com o uso de um sistema de combustível auxiliar como backup em situações de variação na chama. Outro problema é a corrosão devido à umidade e ao ácido sulfídrico presentes no biogás, uma vez que compostos de cloro nos gases de exaustão comprometem pré-aquecedores de ar, dutos e outros componentes do equipamento. O revestimento do pré-aquecedor e da chaminé com material anticorrosivo, o controle da temperatura dos gases de exaustão acima do ponto de orvalho e a circulação adequada da água podem reduzir os efeitos corrosivos (SALOMON, 2007).

- Motores Stirling: Consiste de um motor alternativo a pistão movido por uma fonte externa de calor. De forma parecida às máquinas de vapor, o ciclo *Stirling* usa um sistema fechado, onde a expansão de um gás de trabalho é aproveitada para obter potência mecânica. O gás de trabalho utilizado pode ser nitrogênio, hidrogênio, hélio ou ar livre de oxigênio (PODESSER, 2000).
- Microturbinas a Gás: São turbinas a gás com alta velocidade de rotação e operam na faixa de potência de 15 a 300 kW. Para a utilização do biogás há necessidade de remodelação da câmara de combustão para queima de gás pobre e a limpeza do gás antes da utilização. Tem como vantagem a facilidade de instalação e a capacidade de operar com gás com baixo teor de metano (SALOMON, 2007).
- Células a Combustível: São dispositivos eletroquímicos que convertem diretamente a energia química da mistura combustível em eletricidade permitindo elevadas eficiências. Processo semelhante ao de uma bateria que é constantemente recarregada envolvendo dois reagentes (hidrogênio e ar). Estas tecnologias ainda estão em estágio de desenvolvimento e atualmente existem quatro tipos de células caracterizadas pelo eletrólito utilizado, são elas: eletrólito polimérico ou membrana de intercâmbio protônico (PEMFC), ácido fosfórico (PAFC), de carbonato fundido (MCFC) e de óxido sólido (SOFC) (SALOMON, 2007).

3.4.5 Comercialização de Energia Elétrica

No Brasil, os leilões de energia são a principal forma de comercialização de energia, principalmente pela segurança de retorno de investimento ao se realizar um projeto. Mas em geral há duas formas principais de comercialização de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) (ARAÚJO, 2017).

3.4.5.1 Ambiente de Contratação Regulado (ACR)

O Ambiente de Contratação Regulado ou simplesmente Mercado Regulado, é o ambiente onde o consumidor e o gerador de energia são protegidos com tarifas reguladas, não ficando expostos a variações no preço da energia. A comercialização é feita por meio de leilões realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), onde os agentes vendedores e distribuidoras estabelecem Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR) (CCEE, 2018).

A contratação de energia em ambiente regulado tem como objetivos principais: garantir o menor preço possível aos consumidores em contrato cativo; conceder ao investidor um contrato de longo prazo, como garantia de receita e também como garantia para obtenção de financiamentos; proporcionar incentivos para expansão da geração de energia, de acordo com o planejamento e previsões de consumo estudados pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) (LOPES, 2013).

De acordo com CCEE (2018), os leilões de energia são realizados com antecedência ao ano de início de suprimento e são divididos em:

- LEE A-1: Leilão de energia existente, para empreendimentos que já estão em operação, realizado com um ano de antecedência ao período de suprimento.
- LEN A-3 e A-5: Leilões de energia nova, para empreendimentos novos. São realizados três ou cinco anos antes da entrada em operação do projeto.
- LFA A-1 e A-5: Leilões de fontes alternativas, para aumentar a participação de fontes alternativas como eólica, fotovoltaica e biomassa. Geralmente o valor inicial destes leilões são mais altos.
- LER: Leilões de energia de reserva, visam garantir a segurança do Sistema Interligado Nacional (SIN). Esta energia é contabilizada e liquidada no mercado de curto prazo pela CCEE.
- LPE: Leilões de projetos estruturantes, para compra de energia provenientes de projetos de caráter estratégico para o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e aprovados pelo presidente da República.

- LA: Leilões de ajuste, visam adequar a contratação de energia das distribuidoras tratando eventuais desvios oriundos de diferenças nas previsões.

3.4.5.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O Ambiente de Contratação Livre ou simplesmente Mercado Livre de Energia é onde o gerador negocia o preço diretamente com o consumidor final, caracterizado como consumidor livre. O consumidor livre é aquele cuja demanda é superior da 3,0 MW e tensão superior a 69 kV e pode comprar energia de qualquer fonte, incluindo grandes hidroelétricas (CCEE, 2018).

A negociação nesta modalidade não é regulada, porém os contratos bilaterais de compra e venda de energia devem ser registrados na CCEE. A energia proveniente da biomassa ou biogás são registradas como Energia Incentivada, ganhando benefício no pagamento da Taxa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Os valores negociados no mercado livre são influenciados pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que é utilizado para valorar os montantes liquidados no Mercado de Curto Prazo (MCP). O PLD é um valor determinado semanalmente com base no custo de operação, limitados por preços máximos e mínimos vigentes. O processo completo do cálculo do PLD consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP que produzem como resultado o Custo Marginal de Operação (CMO) (CCEE, 2018). Estes modelos utilizam em seus algoritmos dados como os níveis de reservatórios das hidroelétricas, precipitações previstas, vazões, etc. em função da preponderância de usinas hidroelétricas no parque de geração brasileiro.

De modo geral, os investidores optam por diminuir o risco do projeto fixando as receitas por meio de contratos de longo prazo no mercado ACR. Porém, o não cumprimento da geração de energia comprometida nestes contratos podem gerar uma série de penalidades. Além disso, perdem a possibilidade de aproveitar períodos onde poderiam entregar a energia elétrica gerada a um preço muito maior que o valor acordado nos leilões. No desenvolvimento deste trabalho foram considerados os dois cenários: as receitas fixadas no mercado regulado; ou expostas as oscilações de preço do mercado livre. São comparados os riscos, os retornos financeiros e são discutidos os resultados.

4 JUSTIFICATIVA

As consequências catastróficas apontadas pelo IPCC em seu último relatório sobre o aquecimento global, fez com que as maiores potências mundiais e também o Brasil se comprometessem a adotar medidas para reduzir a queima de combustíveis fósseis, aumentar o investimento em energias renováveis e reduzir o desmatamento, a fim de manter o aumento da temperatura média global “muito abaixo de 2° C” dos níveis pré-industriais.

O Brasil e o setor sucroenergético brasileiro tem novamente a grande oportunidade de serem os protagonistas devido ao potencial de produção de etanol, que é considerado um dos melhores biocombustíveis do mundo. Apesar dos problemas recentes, o setor continua se aprimorando e desenvolvendo novas tecnologias, como a utilização da palha, o etanol de segunda geração e a biodigestão anaeróbia da vinhaça. Esta última, possibilita para a indústria a redução do potencial poluente dos resíduos e também permite o aproveitamento da energia do biogás aumentando a eficiência energética da planta. A utilização da biodigestão no setor sucroenergético também favoreceria o desenvolvimento de tecnologias para a geração deste biocombustível a partir de outros resíduos aproveitando todo o potencial que o Brasil possui.

Mesmo com todos os benefícios, o uso da energia do biogás ainda não é difundido no Brasil. Algumas tentativas da biodigestão anaeróbia da vinhaça para geração de energia elétrica a partir da queima do biogás ocorreram nas últimas décadas, mas sempre esbarraram na baixa viabilidade econômica. Hoje, com o atual desenvolvimento da tecnologia da biodigestão anaeróbia e com a alta eficiência dos processos no setor sucroenergético, novos estudos precisam ser feitos. Este trabalho se propõe a avaliar os resultados financeiros da utilização das tecnologias mais atuais e eficientes para a biodigestão anaeróbia da vinhaça, utilizando o sistema de geração de energia elétrica existente de uma planta sucroenergética, reduzindo assim o investimento inicial do projeto.

5 MATERIAIS E MÉTODOS

Para realizar este trabalho foram utilizados dados de uma planta industrial do setor sucroenergético localizada no estado de Minas Gerais com capacidade de produção de aproximadamente 4 milhões de toneladas de cana esmagadas por ano e com produção diária de 900 m³ por dia de etanol. Este trabalho foi dividido em três etapas: a primeira é a revisão teórica, onde são introduzidos os principais conceitos e motivações do trabalho; a segunda parte é a utilização dos dados cedidos pela indústria estudada para os cálculos de potencial de geração de biogás, de energia elétrica e definição dos equipamentos necessários para atingir estes potenciais; por fim, na terceira etapa, é feita a análise econômico-financeira e são discutidos os resultados obtidos.

5.1 DADOS DE PRODUÇÃO E CAPACIDADE DA USINA

A empresa proprietária da planta industrial estudada disponibilizou os dados de produção da última safra (2017) via boletins mensais apresentando a quantidade de cana esmagada, produção de etanol, produção de vinhaça, quantidade de melaço da produção de açúcar direcionada à produção de etanol, produção de vapor e de energia elétrica, como é apresentado na Tabela 1. A vazão média de vinhaça da planta, de acordo com os dados, foi de 320m³/h na safra 2017. Em proporção a quantidade de etanol produzido pela planta, representa uma média de 12,2 litros de vinhaça por litro de etanol produzido, confirmando a média de 10 a 15 litros de vinhaça citada por vários autores como Salomon (2007) e Granato (2016).

Tabela 1 – Dados de produção industrial da usina estudada referentes a safra 2017

Safra 2017	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Total
Dias de Safra	30	31	30	31	31	30	31	28	242
Moagem (ton)	484.376	560.579	614.112	618.311	613.706	552.093	452.971	195.371	4.091.519
Etanol Hidratado (m ³)	16.160	17.635	19.795	21.500	23.592	24.211	21.604	11.734	156.231
Vinhaça (m ³)	237.600	248.496	222.480	240.312	236.592	255.600	247.752	172.704	1.861.536
Melaço p/ Destilaria (m ³)	25.268	24.133	25.121	26.957	28.055	27.485	27.770	17.236	202.024
Vapor (ton)	230.563	270.760	297.230	299.881	303.171	293.161	274.500	188.533	2.157.799
Energia Elétrica Gerada (MWh)	44.339	53.815	59.311	59.866	60.691	58.741	55.037	38.224	430.023

Fonte: Do autor

Foram também cedidos pela empresa os dados de capacidade instalada das plantas de geração de vapor e geração de energia elétrica, assim como parâmetros técnicos (dimensões, eficiências, etc.) de cada equipamento, por meio de documentos técnicos da área

de engenharia da empresa. Estes dados foram utilizados como premissas ou limitações nas definições que são apresentadas neste estudo.

5.2 EQUIPAMENTOS RECOMENDADOS

Para determinar os melhores equipamentos a serem instalados, foram utilizados os conceitos estudados na revisão teórica. Foram consideradas as tecnologias mais atuais aplicadas no mundo em processos similares, como em cervejarias, destilarias e também no setor de papel e celulose, já que no setor sucroalcooleiro ainda há poucas aplicações da biodigestão anaeróbia e a maioria delas utilizam tecnologias ultrapassadas. Também foram utilizados dados técnicos de produção, operação e manutenção fornecidos pelos fabricantes dos equipamentos e de pesquisas similares. A instalação de queimadores de biogás em caldeiras aquatubulares ainda é inédita no Brasil no setor sucroalcooleiro, portanto exigiu uma grande colaboração das áreas de engenharia de empresas fabricantes destes equipamentos para decisão da melhor opção.

5.2.1 Definição do Sistema de Biodigestão

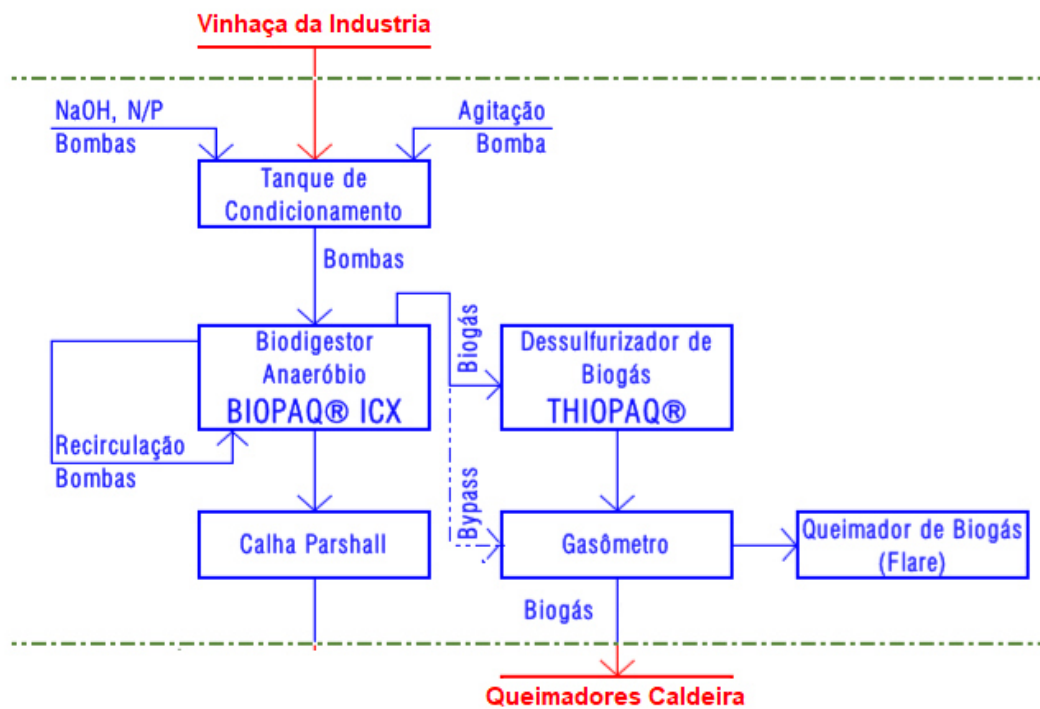
Foram feitas extensivas pesquisas das tecnologias mais atuais aplicadas a biodigestão anaeróbia. Foram estudadas as adaptações e melhorias aos antigos biodigestores UASB e a evolução destes biodigestores como os filtros anaeróbios, os biodigestores de leito fixo, de leito expandido, de leito fluidizado e com circulação interna. Também foram estudados os processos mais avançados como utilizações de biodigestores em dois estágios, aplicação de recirculação, aplicação de produtos químicos e também a mistura de outros resíduos à vinhaça (FUESS et al., 2016; FERRAZ et al., 2016; LEME e SEABRA, 2017; FUESS et al., 2017a, FUESS et al., 2017b). Após essa etapa, optou-se então pela utilização do biodigestor de circulação interna (IC), tecnologia desenvolvida por uma empresa holandesa que possui fábrica no Brasil localizada no interior de São Paulo, facilitando desta forma as discussões técnicas e financeiras. Os biodigestores de circulação interna podem tratar resíduos com altas cargas orgânicas com baixo tempo de retenção hidráulica (TRH), portanto sendo necessárias menores áreas nos biodigestores (CHERNICHARO, 2007). Para o estudo foram utilizados os equipamentos calculados junto com o fabricante. No mesmo sistema foi incluído um sistema de dessulfurização para remoção do sulfeto de hidrogênio (H₂S) que utiliza tecnologia *Scrubber*, que combina torre de absorção e um reator biológico aeróbico. Nas Figuras 16 e 17 são apresentados o layout preliminar e o fluxograma simplificado da planta de biodigestão anaeróbia.

Figura 16 – Imagem ilustrativa do sistema de biodigestão anaeróbia para vinhaça.



Fonte: Adaptação de Paques (2017c)

Figura 17 – Fluxograma do sistema de biodigestão anaeróbia para vinhaça.



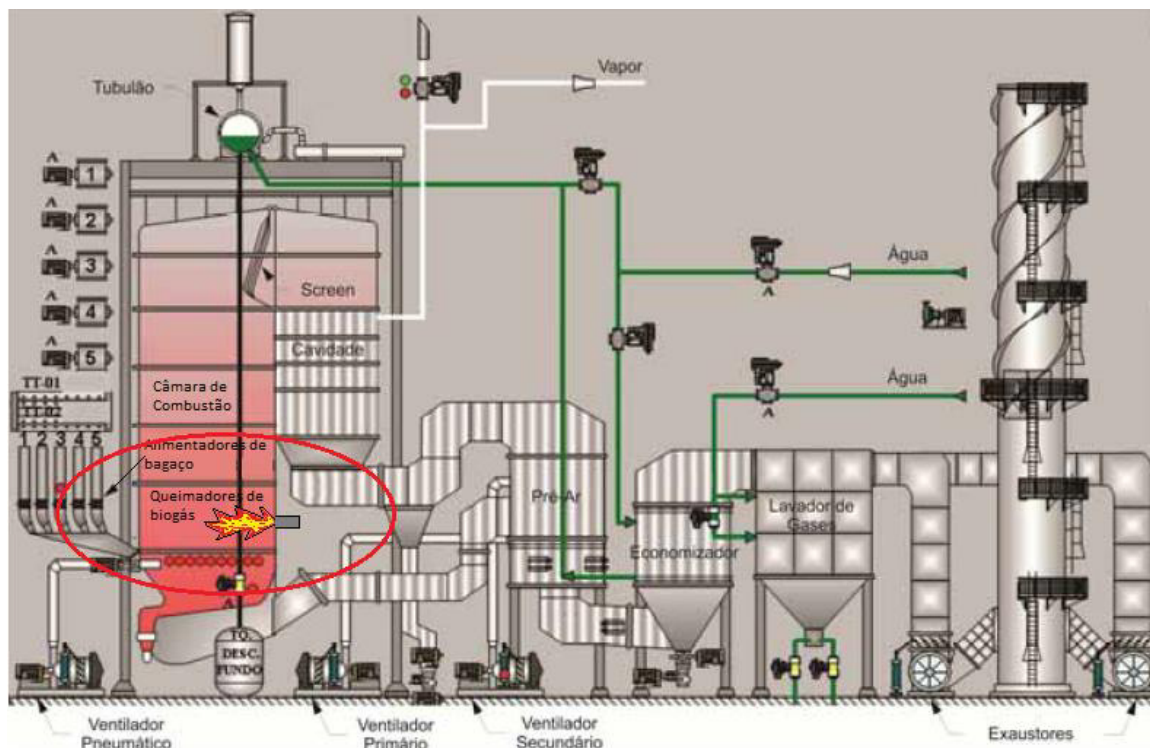
Fonte: Adaptação de Paques (2017c)

5.2.2 Adaptações dos Queimadores na Caldeira

Apesar de ter pouco material disponível sobre a queima do biogás junto com a queima do bagaço em caldeiras aquatubulares, alguns artigos com aplicações semelhantes foram estudados. O assunto também foi discutido extensivamente com as equipes de engenharia dos fabricantes de caldeiras e também de queimadores de gás natural e ao final chegou-se à

conclusão que não haveria grandes modificações a serem feitas nas caldeiras, somente ajustes nas tubulações na parede de água no local onde são instalados os queimadores. Foi determinado também que os queimadores devem ter suas chamas com comprimento controlado para não atingir a parede de água da caldeira e devem ser posicionados na parede traseira, devido ao congestionamento da parte da frente com os dosadores de bagaço, facilitando assim a manutenção de todos os equipamentos, como é mostrado na Figura 18.

Figura 18 – Layout com a posição de instalação dos queimadores de biogás na caldeira aquatubular existente.



Fonte: Adaptação de Arruda Filho (2014)

Os queimadores foram orçados por uma empresa especializada em queimadores para gás natural e precisaram para estes cálculos dados como o volume médio de biogás, a sua composição e as dimensões da câmara de combustão da caldeira para determinação de tamanho da chama. Foi proposto então a instalação de dois queimadores, devido aos limites de capacidade do modelo sugerido e também por questões de redundância para maior segurança operacional. Foi necessária também a instalação de um *booster* para elevar a pressão do biogás para 200 a 400 mbar e um sistema de controle desta pressão. O modelo sugerido foi o modelo GT-450 da marca CONAI com capacidade de liberação total de calor de 23,2 milhões de Kcal/h, mostrado na Figura 19.

Figura 19: Queimador sugerido para a adaptação na caldeira aquatubular para queima de biogás.



Fonte: Adaptação de Conai (2018)

5.2.3 Motor Estacionário de Combustão Interna

Para atender ao objetivo deste estudo que é a análise de viabilidade da queima direta do biogás nas caldeiras, aproveitando assim toda a estrutura existente de cogeração da planta: geradores, turbinas, painéis elétricos e linha de transmissão, foi necessária a comparação com outros projetos que fazem a conversão da energia do biogás em energia elétrica. Para esta comparação foi escolhido projetos que utilizam motores estacionários de combustão interna para a queima do biogás, pois foram os que se mostraram mais viáveis comparados a outras formas de conversão, como turbinas a gás cujo custo de manutenção é muito alto (SALOMON, 2007; GRANATO, 2016). Vários estudos divergem sobre a eficiência destes motores, Granato (2016) fala em 30%, Salomon (2007) utiliza 29%, enquanto outros autores como exemplo Araújo (2017), fala em até 38%. Desta forma foi estabelecido para este trabalho a eficiência de 35% na conversão do biogás em energia elétrica e os custos associados a instalação, operação e manutenção deste sistema foram baseados nestes estudos citados.

5.3 PRODUÇÃO DE BIOGÁS E ENERGIA ELÉTRICA

Nesta etapa foram utilizados alguns dos conceitos e equações estudados na revisão teórica e os dados de produção e capacidade dos equipamentos fornecidos pela empresa estudada para calcular o potencial de geração de biogás, a sobra de bagaço em consequência da queima do biogás, a quantidade de vapor extra e enfim a conversão deste vapor em energia elétrica.

5.3.1 Composição da Vinhaça

As características do caldo utilizados na produção do etanol, principalmente a quantidade de melaço misturados a ele, influenciam diretamente a composição da vinhaça e conseqüentemente na quantidade de DQO por litro da mesma, que é o principal componente para a conversão da vinhaça em biogás (CHERNICHARO, 2007). O total de melaço enviado para destilaria na safra de 2017 foi de 202.024 m³ e esta influência foi comprovada por meio de análises da composição da vinhaça que mostrou em média de 40.000 mg DQO por litro de vinhaça. Para este estudo foram utilizados os dados de composição da vinhaça medidos por meio de ensaios realizados trimestralmente por empresa externa contratada pela usina para esta análise. Na Tabela 2 são apresentados os valores médios das análises realizadas durante a safra de 2017. Estes dados foram utilizados também para definir o modelo e levantar os custos de operação e manutenção do sistema de biodigestão.

Tabela 2 – Dados médios da composição da vinhaça bruta da usina estudada na safra de 2017.

DQO sol	40.000 mg/l
DBO	16.500 mg/l
Cálcio	400 mg/l
SST	1.000 mg/l
Nitrogênio	150 mg/l
Fósforo	20 mg/l
Sulfatos	700 mg/l
Temperatura	35 - 38 °C
pH	4,5 – 5,0
Condutividade .	10.000 uS/cm

Fonte: Do autor

5.3.2 Produção de Biogás

O potencial de biogás a ser produzido pela usina é calculado multiplicando a carga orgânica a ser tratada (kg DQO/h) pela eficiência de remoção do processo de biodigestão e pelo fator de conversão da DQO removida em biogás (Equações 1 e 2). Estes parâmetros foram calculados junto ao fabricante dos equipamentos, levando em consideração características dos biodigestores, características da vinhaça e o volume a ser tratado. Chegou-se a eficiência de 67%, que está de acordo com a eficiência citada por Chernicharo (2007) para biodigestor IC quando tratando cargas orgânicas altas. E o fator de conversão da

DQO em biogás utilizado foi de 0,43 que também está de acordo com o fator de 0,45 utilizado por Granato (2016).

$$Co = DQO \times Qv \quad (1)$$

Onde:

Co = Carga orgânica a ser tratada (kg DQO/h)

DQO = DQO da vinhaça (mg DQO/l)

Qv = Vazão de vinhaça (m³/h)

$$Pb = Co \times Ef \times Fc \quad (2)$$

Onde:

Pb = Produção de biogás (Nm³/h)

Co = Carga orgânica (kg DQO/h)

Ef = Eficiência de remoção de DQO (%)

Fc = Fator de conversão de DQO em biogás

5.3.3 Sobra de Bagaço

O objetivo deste estudo é a geração de energia elétrica utilizando a instalação da planta de cogeração existente. Para que isto seja possível, todo o biogás gerado deverá ser instantaneamente queimado nas caldeiras junto com o bagaço, substituindo parte deste. Esta parte de bagaço agora excedente é automaticamente descartada para um pátio de armazenagem e será queimado nos períodos ociosos da planta de álcool e açúcar. O cálculo da quantidade de bagaço excedente é feito de forma direta considerando a equivalência em PCI de cada combustível (Equação 3) (SALOMON, 2007; PASSOLONGO, 2009), mostrado na Tabela 3. Para confirmar o resultado desta forma simplificada de cálculo e também avaliar o efeito da queima do biogás na dinâmica da combustão da caldeira, foram feitas simulações pelo fabricante utilizando seus próprios algoritmos. Neste estudo não foram consideradas possíveis ampliações necessárias no pátio de armazenagem de bagaço que atualmente tem capacidade para armazenar 50.000 toneladas.

Tabela 3 – Poder Calorífico Inferior (PCI) dos combustíveis da caldeira

PCI Biogás (60% CH ₄)	23.115 kJ/Nm ³
PCI Bagaço (50% umidade)	7.320 kJ/kg

Fonte: Do autor

$$Be = PCI_{biogás} / PCI_{bagaço} \times Pb \quad (3)$$

Onde:

Be = Bagaço Extra (kg/h)

$PCI_{biogás}$ = Poder calorífico inferior do biogás (kJ/Nm³)

$PCI_{bagaço}$ = Poder calorífico inferior do bagaço (kJ/kg)

Pb = Produção de biogás (Nm³/h)

5.3.4 Vapor Extra

O bagaço economizado na substituição pelo biogás é armazenado por meio de sistemas de esteiras transportadoras em um pátio de armazenagem, ambos existentes. Este bagaço será queimado para a geração de vapor extra nos momentos de ociosidade da planta industrial, ou seja, quando a usina está em manutenção, chuvas que interrompem a colheita da cana ou no período de entressafra. Durante estes períodos não há alimentação de bagaço e as plantas de geração de vapor e energia operam abaixo das suas capacidades. Para calcular o vapor excedente gerado com esta sobra de bagaço é utilizado somente o dado de relação vapor/bagaço de 2,08 kg/kg da caldeira a ser modificada (Equação 4), fornecidos pelo próprio fabricante e apresentado junto com outras características técnicas na Tabela 4.

Tabela 4 – Características técnicas da caldeira a ser adaptada para queima do biogás junto com o bagaço.

Vazão do Vapor	200 ton/ vap/h
Pressão do Vapor	65 bar
Temperatura do Vapor	510°C
Tipo	Aquatubular
Rendimento ao PCI	87,10%
Relação Vapor / Combustível	2,08 kg/kg
Umidade do Combustível	50%
PCI bagaço	1.750 kcal/ kg
Quantidade de Combustível	96.377 kg/h

Fonte: Do autor

$$Ve = Be \times Rvb \quad (4)$$

Onde:

Ve = Vapor Extra (kg/h)

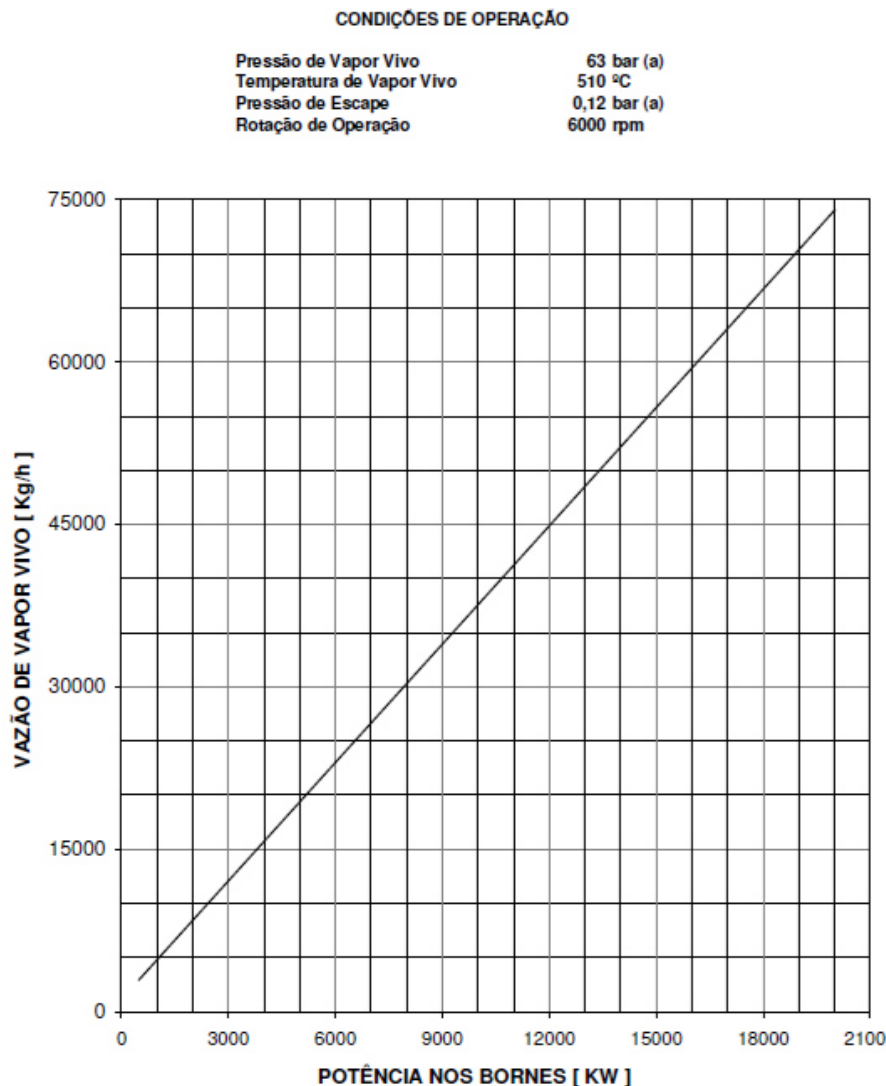
Be = Bagaço Extra (kg/h)

Rvb = Relação vapor/ bagaço da caldeira (kg/kg)

5.3.5 Energia Elétrica Extra

O sistema de cogeração de energia da usina estudada é composto por duas turbinas de contrapressão conectadas a geradores de energia que convertem parte da energia do vapor em energia elétrica (aproximadamente 20%) e a maior parte é utilizada em forma de calor para o processo de produção de álcool e açúcar por meio de vapor de escape com a pressão de 1,5 bar. Há uma terceira turbina, que é de condensação e gera energia utilizando o vapor excedente gerado pelas oscilações do processo e é ela que absorverá todo o vapor excedente gerado pela queima do biogás. Os três geradores acoplados a estas turbinas geram energia para suprir a demanda de energia elétrica da planta e exportam toda a energia elétrica excedente por meio de uma linha de transmissão interligada a rede nacional.

Figura 20 – Curva de operação da turbina de condensação



Fonte: Do Autor

Os cálculos da geração extra de energia elétrica são feitos utilizando a curva de relação vapor/potência fornecida pelo fabricante da turbina, que apresenta o dado de relação de 3,75 kg de vapor por kWh gerado (Equação 5). Esta turbina apresenta eficiência mais alta (aproximadamente 30%) do que as turbinas de contrapressão, pois não utiliza o vapor de escape para o processo. A curva de operação e demais características desta turbina são apresentadas na Figura 20.

$$Ee = Ve/Rvp \quad (5)$$

Onde:

Ee = Energia Elétrica Extra (kWh)

Ve = Vapor Extra (kg/h)

Rvp = Relação vapor/ potência elétrica (kg/ kW)

Para efeito de comparação, como citado anteriormente, foi estudada também a energia elétrica extra gerada por meio da queima do biogás diretamente em motores de combustão interna acoplado a geradores e interligados a rede existente. O cálculo da energia elétrica gerada leva em consideração o volume de biogás gerado, seu PCI e a eficiência do motor (Equação 6).

$$EE_{motor} = Pb \times PCI_{biogás} \times Ef_{motor} / 3600 \quad (6)$$

Onde:

EE_{motor} = Energia elétrica gerada pelo Motor (kWh)

Pb = Produção de biogás (Nm³/h)

$PCI_{biogás}$ = Poder calorífico inferior do biogás (kJ/Nm³)

Ef_{motor} = Eficiência do motor (%)

3600 = Fator de conversão de kJ para kW

5.4 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Para a avaliação da viabilidade econômico-financeira da implantação de projetos, como neste caso no setor energético, é necessário que haja uma análise detalhada dos investimentos necessários, os custos envolvidos no processo de produção da energia, a receita proveniente desta energia, para enfim determinar se o produto é competitivo ou não.

5.4.1 Investimento Inicial

O investimento inicial pode entrar no fluxo de caixa diluído em vários anos, caso seja feito um financiamento para o seu pagamento, que é bem comum no Brasil devido aos

incentivos em projetos para geração de energia renovável. Para este estudo não foi considerado nenhum tipo de financiamento, portanto todo o investimento ocorre no ano zero do projeto, ou seja, antes do projeto começar a ter receitas.

Os valores referentes aos investimentos iniciais necessários para este projeto foram levantados com os fabricantes dos equipamentos e confirmados por meio de pesquisas a projetos com fornecimentos similares. A empresa fabricante do sistema de biodigestão anaeróbia orçou todo o sistema de biodigestão, desde a entrada da vinhaça no sistema até a entrega do biogás para queima na Caldeira, incluindo o sistema de purificação do biogás para a retirada do H₂S. O investimento necessário para todo este sistema ficou em R\$ 34 milhões, que é um valor coerente quando comparado a outros estudos como Poveda (2014), que fala em R\$110,00 por Kg DQO tratada/ dia e Araújo (2017) que fala em R\$85,00 por kg DQO tratada/ dia, citando como fontes Procknor (2008) e Moraes et al. (2014). Os queimadores foram dimensionados e orçados por empresa especializada em queimadores de gás natural. Outros investimentos como as modificações necessárias nas caldeiras foram estimados por empresas especializadas em montagens industriais em caldeiras.

O investimento necessário para o sistema de geração de energia por meio de motores estacionários de combustão interna, foram levantados utilizando pesquisas recentes onde essa aplicação se mostrou viável. Granato (2016) e Araújo (2017) utilizam o valor de R\$1.700,00 por kW instalado em seus cálculos, enquanto outro autor como Poveda (2014) utilizou R\$ 2.000,00. Estes valores incluem a construção do local onde os motores ficarão operando e também os painéis e instalações elétricas necessárias para que estes equipamentos sejam conectados à mesma rede de exportação de energia da usina. Segundo estas estimativas, o investimento total neste sistema é de aproximadamente R\$15 milhões.

5.4.2 Custos de Operação e Manutenção

Os custos de operação e manutenção são considerados durante todo o ciclo de vida do projeto e são descontados das receitas, junto com impostos e amortização de dívidas para ser representado no fluxo de caixa do projeto. Os custos deste projeto foram levantados com os próprios fornecedores e utilizando valores citados em pesquisas similares. Para o custo de operação e manutenção do sistema de biodigestão, que inclui mão de obra, água, energia elétrica e produtos químicos, foram utilizados valores utilizados por Procknor (2008), Moraes et al. (2014) e Araújo (2017) de R\$ 0,016/ kg DQO tratada e Poveda (2014) que utiliza o valor similar de R\$0,018/ kg de DQO tratada. Para este projeto o custo fica em aproximadamente R\$1,1 milhões por ano. Para o custo de operação e manutenção dos queimadores e custos anuais adicionais pela utilização do biogás na caldeira, foram estimados diretamente com os fabricantes dos equipamentos. Deve ser considerado também o custo com tratamento de

água para desmineralização, pois todo vapor extra gerado consumirá água tratada. Para este custo foi utilizado o valor de R\$ 0,82 por tonelada de vapor gerado, valor que é atualmente gasto pela usina nesta operação.

O custo de operação e manutenção do sistema de geração de energia por motores de combustão interna, foram estimados utilizando também pesquisas onde a aplicação destes sistemas se mostrou viável. Procknor (2008), Moraes et al. (2014), Poveda (2014) e Araújo (2017) utilizam valores semelhantes e próximos a R\$ 40,00 por MWh gerado. De acordo com estas estimativas, para este projeto o custo de operação e manutenção destes equipamentos será de aproximadamente R\$1,6 milhões por ano.

5.4.3 Receitas do Projeto

A receita deste projeto é a quantidade de energia extra gerada pela queima do biogás multiplicada pelo preço estimado da energia elétrica. Esta energia elétrica extra será gerada no sistema de cogeração existente e injetada no sistema nacional de energia, utilizando toda a infraestrutura de transmissão e medição também existentes. Para simplificar os cálculos e a análise, foi utilizado neste estudo o preço fixo da energia do mercado regulado (ACR), que normalmente é utilizado para aumentar a segurança de retorno financeiro no projeto. O valor utilizado foi de R\$ 234,92, valor fechado no último leilão de energia realizado pela ANEEL para projetos com fontes de energias renováveis realizado em dezembro de 2017 (A-4/ 2017), onde participaram projetos com combustíveis como o bagaço de cana, biomassa em geral incluindo o biogás, com prazo de suprimento de 20 anos (EPE, 2017).

Para um estudo mais completo, foram consideradas também as receitas provenientes do mercado livre de energia (ACL), caso o investidor decida correr o risco de oscilações do mercado buscando um retorno maior. Estes preços são determinados pela CCEE semanalmente por meio de algoritmos que levam em consideração principalmente níveis de reservatórios das hidroelétricas, vazões dos rios, previsões de precipitação, custos de geração de energia, etc. Estes valores são limitados em mínimo e máximo, conforme mostrado na Tabela 5.

Tabela 5 – Limites de preços definidos pela CCEE para o mercado ACL nos anos de 2017 e 2018.

	2017 (R\$/ MW)	2018 (R\$/ MW)
PLD Mínimo	33,68	40,18
PLD Máximo	533,82	505,18

Fonte: Adaptação de CCEE (2018)

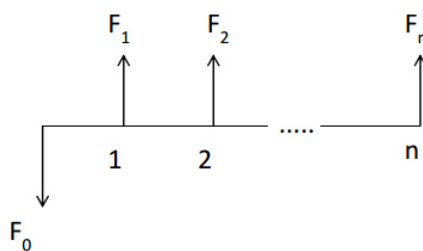
5.4.4 Indicadores para Avaliação Econômica

O método mais utilizado para análise de projetos baseia-se no fluxo de caixa futuro, onde são representadas todas as receitas e custos ao longo da vida do projeto, considerando o fator tempo no valor do dinheiro. Neste fluxo devem estar presentes, além do investimento inicial, os custos de operação, capital de giro, imposto de renda, depreciação do valor de investimento, receita dos produtos e subprodutos, entre outros elementos. Através deste fluxo, é possível calcular os indicadores econômicos de uma proposta de projeto, que auxiliarão na tomada de decisão favorável ou não ao projeto (SAMANEZ, 2007; PASSOLONGO 2011). Os principais indicadores são detalhados a seguir:

5.4.4.1 Fluxo de Caixa

Resume as entradas e saídas de dinheiro ao longo do projeto, permitindo desta maneira, conhecer a sua rentabilidade e viabilidade econômica. Os fluxos de caixa representam a renda econômica gerada pelo projeto ao longo de sua vida útil, ou seja, os ganhos comparados aos obtidos em qualquer outro investimento alternativo de igual risco (SAMANEZ, 2007). Neste estudo foi utilizado o período de 20 anos, que representa o ciclo de vida total deste projeto e também coincide com o tempo utilizado nos cálculos da depreciação dos equipamentos. A Figura 21 mostra a representação do fluxo de caixa, onde F_0 é o investimento inicial, F_n é o caixa líquido por período e n é o número de períodos.

Figura 21 – Representação do fluxo de caixa



Fonte: Adaptação de Granato (2016)

5.4.4.2 Demonstrativo de Resultado do Exercício (DRE)

Para calcular as entradas das receitas ao longo da vida do projeto, é preciso que sejam descontados os impostos, custos operacionais, depreciação, etc. A metodologia utilizada para isto é o DRE (demonstrativo de resultado do exercício), detalhado na Figura 22.

Figura 22 – Demonstrativo de resultado do exercício

Receita ou Venda Bruta
(-) Impostos sobre vendas e encargos setoriais
(=) Receita Líquida
(-) Custo Operacional (ex.. O&M)
(=) Lucro Operacional
(-) Depreciação
(-) Despesas não operacionais (ex. juros)
(=) Lucro antes da tributação
(-) Impostos sobre a receita (IR e CSLL)
(=) Lucro Líquido
(+) Depreciação
(=) Geração de Caixa do Projeto

Fonte: Adaptação de Pellegrini (2009)

Para este estudo, optou-se por uma estrutura de lucro real, que é a utilizada pela usina estudada, onde foram considerados as taxas de 25% de IRPJ, 9% de CSLL e 9,5% de impostos sobre a venda de energia elétrica (1,65% PIS e 7,6% CONFINS). Todas estas informações foram levantadas com o departamento de controladoria da própria usina.

5.4.4.3 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

É a taxa a partir da qual o investidor considera que está obtendo ganhos financeiros no investimento e está associada ao risco do projeto. Normalmente é analisada confrontando com a TIR (taxa interna de retorno) do projeto. Se a $TIR > TMA$ o projeto é economicamente viável (PASSOLONGO, 2011). Para este estudo foi utilizado uma TMA de 7%, que equivale a taxa básica de juros atualmente usada como referência no Brasil

5.4.4.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

É a taxa que retorna o valor presente das entradas e saídas do fluxo de caixa igual ao investimento inicial ou a taxa que torna o *VPL* do projeto igual a zero (MANACHIO, 2015). Neste caso a decisão para avaliar o projeto baseia-se no custo de capital. Se a *TIR* for maior ou igual ao custo do capital (taxa de atratividade adotada), deve-se aceitar o projeto (SAMANEZ, 2007).

5.4.4.5 VPL – Valor Presente Líquido

É baseado nos fluxos de caixa e descreve a interação entre as despesas com capital e os benefícios obtidos, atualizando até o ano zero (presente) cada lançamento, considerando a taxa mínima de atratividade (PASSOLONGO, 2011). A soma de todas as entradas e saídas atualizada do tempo e descontada do investimento inicial é chamada de Valor Presente Líquido (VPL) e tem como finalidade valorar o impacto dos eventos futuros associados a um projeto ou alternativa de investimento, ou seja, mede o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo da sua vida útil. O $VPL > 0$ indica a viabilidade econômica do projeto (SAMANEZ, 2007). É definido como:

$$VPL = \sum_k^N \frac{ELC}{(1+j)^k} - CTI \quad (7)$$

Onde:

ELC: entrada líquida de capital no período;

j: taxa de atratividade adotada (%);

k: tempo do projeto em análise;

N: número de período da análise;

CTI: capital inicial do projeto (R\$);

5.4.4.6 Payback

O *Payback* é uma ferramenta utilizada para se determinar o tempo de retorno do investimento realizado dentro do fluxo de caixa, ou seja, quanto maior o *payback*, maior será o tempo para quitação do investimento realizado. Pode ser dado da forma simples ou descontada, sendo que neste último caso é considerada a mudança do valor do dinheiro no tempo (MANOCHIO, 2015).

5.4.4.7 Análise de Sensibilidade

Estuda o efeito que a variação de um dado de entrada pode ocasionar nos resultados. Neste estudo foi feita uma análise da variação do VPL, ou resultado do projeto, em função da variação de preços de energia elétrica ao longo do ciclo de vida do projeto. Os limites nos valores de energia elétrica para esta análise foram os preços determinados pela CCEE e a vida útil do projeto foi considerada como 20 anos.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A apresentação dos resultados e suas respectivas análises foram organizadas em duas etapas: a primeira é a avaliação técnica, que determina o potencial de produção de energia elétrica a partir do biogás, explicando a capacidade e limites; e a segunda é a avaliação econômica, que utiliza os resultados da primeira, aplicados em alguns indicadores financeiros, para explicar se o projeto é economicamente viável ou não.

6.1 AVALIAÇÕES TÉCNICAS

6.1.1 Sistema de Biodigestão

A partir dos dados de volume de vinhaça a ser tratada e as características da mesma, foram calculados os biodigestores para esta aplicação. Apesar da vazão média de vinhaça da safra 2017 ter sido 320m³/h, foi considerada para o cálculo uma vazão média de 350m³/h para suprir os períodos de pico de produção. A DQO da vinhaça foi considerada 40.000mg DQO/l, de acordo com os resultados das análises feitas pela usina. O resultado deste cálculo foi uma carga orgânica total de 14.000 kgDQO/h ou 336.000 kgDQO/dia.

Considerando uma taxa de aplicação de 20 kg DQO/ m³ de reator por dia, sugerida por Chernicharo (2007) para reatores de circulação interna tratando altas cargas orgânicas, o volume total do reator seria 16.800 m³. Foi sugerido pelo fabricante, a utilização de três biodigestores com volume útil de 7.480 m³ cada, ou seja, um volume total de 22.440 m³ de reator. Nota-se que foi utilizada uma taxa de aplicação de 14,97 kg DQO/ m³ reator por dia, o que demonstra que o fornecedor do equipamento foi conservador nos cálculos. Os resultados esperados do processo de biodigestão neste sistema sugerido são mostrados na Tabela 6.

Tabela 6 – Resultado do processo de biodigestão do sistema sugerido.

Eficiência do Processo	
Remoção em DQO	67%
Remoção em DBO	80%
Composição do biogás	
CH ₄	62%
CO ₂	36%
H ₂ S	1,50%
Outros (N ₂ , H ₂ , etc.)	0,50%
PCI	23.115 kJ/Nm ³

Fonte: Adaptado de Paques (2017c)

6.1.2 Produção de Biogás

O cálculo da produção de biogás foi feito multiplicando a carga orgânica total pela eficiência de remoção da DQO de 67% e pelo fator de conversão da DQO removida em biogás de 0,43, conforme Equação 2. Neste caso, para o cálculo da carga orgânica a ser tratada foi utilizada a vazão média de vinhaça da safra de 320 m³/h (Equação 1). Os cálculos a seguir apresentam a carga orgânica e produção de biogás médias por hora estimados para a safra de 2017.

$$Co = DQO \times Qv \quad (1)$$

$$Co = 40.000 \times 320$$

$$Co = 12.800 \text{ Kg DQO/h}$$

$$Pb = Co \times Ef \times Fc \quad (2)$$

$$Pb = 12.800 \times 0,67 \times 0,43$$

$$Co = 3.688 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Na Tabela 7 são apresentadas a carga orgânica a ser tratada e a produção de biogás por hora, considerando a variação da vazão de vinhaça a cada mês da safra de 2017.

Tabela 7 – Estimativa mensal da produção de biogás da safra de 2017

Safra 2017	Vinhaça (m ³ /h)	CO (kg DQO/h)	Biogás (Nm ³ /h)	Biogás (Nm ³ /mês)
Abril	330	13.200	3.803	2.738.102
Maio	334	13.360	3.849	2.863.668
Junho	309	12.360	3.561	2.563.860
Julho	323	12.920	3.722	2.769.355
Agosto	318	12.720	3.665	2.726.486
Setembro	355	14.200	4.091	2.945.534
Outubro	333	13.320	3.837	2.855.094
Novembro	257	10.280	2.962	1.990.241

Fonte: Do autor

6.1.3 –Sobra de Bagaço

A sobra de bagaço resultante da queima do biogás é calculada de forma direta em proporção ao PCI dos dois combustíveis. Este descarte é feito automaticamente pelo sistema de controle de alimentação da caldeira, que diminuirá a dosagem de bagaço na fornalha da caldeira a medida que o biogás é dosado. O cálculo a seguir apresenta a estimativa de sobra

de bagaço média por hora, considerando os dados da safra 2017. Na Tabela 8 é apresentada a estimativa mensal de sobra de bagaço pela queima do biogás.

$$Be = PCI_{biogás} / PCI_{bagaço} \times Pb \quad (3)$$

$$Be = 23.115 / 7.320 \times 3.688$$

$$Be = 11.645 \text{ kg/h}$$

Tabela 8 – Sobra de bagaço mensal resultante da substituição do biogás da vinhaça.

Safra 2017	Bagaço (kg/h)	Bagaço (kg/mês)
Abril	12.006	8.644.580
Mai	12.152	9.041.009
Junho	11.242	8.094.471
Julho	11.752	8.743.251
Agosto	11.570	8.607.906
Setembro	12.916	9.299.473
Outubro	12.116	9.013.940
Novembro	9.350	6.283.475

Fonte: Do autor

A caldeira a ser modificada tem capacidade para gerar 200 ton/h de vapor e consumo de 96.377 kg/h de bagaço, portanto este volume de biogás calculado substituirá pouco mais de 10% do volume total. A influência desta proporção de biogás na dinâmica de combustão da caldeira, assim como a confirmação da quantidade de combustível substituída foi simulada por algoritmos próprios da empresa fabricante da caldeira. Para efeito de simulação foi utilizado um volume de 2.000 Nm³/h com o biogás com PCI inferior ao utilizado neste estudo, mas é possível perceber que a economia de bagaço ocorre em relação direta ao PCI do biogás e que as temperaturas e eficiência da caldeira tem pouca variação, conforme Tabela 9. Com esses resultados conclui-se que as alterações na dinâmica da caldeira causadas pela utilização do biogás podem ser desconsideradas para os objetivos deste estudo.

Outra consideração a ser feita é que toda a sobra de bagaço é armazenada em um pátio com capacidade para 50.000 toneladas e posteriormente retornará para a caldeira nos períodos ociosos da planta de álcool e açúcar, que correspondem em média a 15% de todo o tempo da safra. Em uma análise simplificada, poderíamos considerar que o total de sobra de bagaço poderia ser consumido dentro destes 15% de tempo ocioso da planta, porém estes períodos ocorrem principalmente em épocas chuvosas, quando as máquinas agrícolas não conseguem colher a cana-de-açúcar, normalmente no início e no final da safra. Podemos considerar então que durante a maior parte da safra as turbinas e linha de transmissão operarão em seus limites, fazendo com que a sobra de bagaço seja queimada somente nos

meses finais ou até na entressafra. A necessidade de ampliação do pátio para armazenagem de bagaço não foi avaliada neste estudo, mas deve ser considerada.

Tabela 9 – Resultado da simulação para a utilização do biogás na caldeira existente.

Caldeira alimentada com bagaço	
Consumo de bagaço atual	96.377 Kg/h
Temperatura dos gases saída da fornalha	983°C
Eficiência	86,71%
Temperatura saída dos gases após economizador	180°C
Caldeira alimentada com bagaço + biogás	
Volume de biogás	2000 Nm ³ /h
PCI biogás	5.100 kcal/Nm ³
Consumo de bagaço	90.975 Kg/h
Temperatura dos gases saída da fornalha	990°C
Eficiência	86,91%
Temperatura saída dos gases após economizador	179°C

Fonte: Do autor

6.1.4 Geração de Vapor Extra

O vapor extra foi calculado multiplicando a sobra de bagaço pela relação vapor/bagaço de 2,08 kg/kg informada nas características técnicas da caldeira. O cálculo a seguir apresenta a estimativa de vapor extra gerado por hora, considerando a sobra de bagaço calculada. Na Tabela 10 é apresentada a estimativa de geração mensal de vapor considerando a utilização do biogás.

$$Ve = Be \times Rvb \quad (4)$$

$$Ve = 11.645 \times 2,08$$

$$Ve = 24.222 \text{ kg/h}$$

Tabela 10 – Vapor extra gerado pela utilização do biogás na caldeira.

Safra 2017	Vapor (kg/h)	Vapor (kg/mês)
Abril	24.973	17.980.727
Mai	25.276	18.805.298
Junho	23.384	16.836.499
Julho	24.443	18.185.962
Agosto	24.065	17.904.445
Setembro	26.865	19.342.904
Outubro	25.200	18.748.995
Novembro	19.449	13.069.628

Fonte: Do autor

6.1.5 Geração de Energia Elétrica Extra

Neste estudo, toda a energia elétrica excedente será gerada na turbina de condensação, que no sistema de cogeração desta planta é a responsável por absorver todo o vapor excedente resultante das oscilações do processo de produção de álcool e açúcar. Considerando a relação vapor/potência elétrica de 3,75 kg vapor/ kWh observada na curva de operação, o cálculo da energia gerada é o vapor extra gerado dividido por esta relação, como é apresentado no cálculo a seguir. Na tabela 11 é apresentada a estimativa mensal de energia elétrica gerada pela utilização do biogás da vinhaça.

$$Ee = Ve/Rvp \quad (5)$$

$$Ee = 24.222 / 3,75$$

$$Ee = 6.459 \text{ kWh}$$

Tabela 11 – Energia elétrica extra gerada pela utilização do biogás na caldeira.

Safra 2017	E. Elétrica (kWh)	E. Elétrica (KWh/mês)
Abril	6.660	4.794.861
Mai	6.740	5.014.746
Junho	6.236	4.489.733
Julho	6.518	4.849.590
Agosto	6.417	4.774.519
Setembro	7.164	5.158.108
Outubro	6.720	4.999.732
Novembro	5.186	3.485.234

Fonte: Do autor

É importante considerar que nem todo o potencial de energia elétrica mensal poderá ser gerado naquele mês devido às limitações do sistema, como capacidade da geração de vapor, conjunto turbina-gerador e também da linha de transmissão. Portanto o bagaço ficará armazenado e esta energia elétrica excedente será gerada nos meses finais da safra, quando os períodos ociosos da planta são maiores. Neste estudo não foi considerada a geração de energia elétrica na entressafra, mas caso seja necessário, alguns custos adicionais devem ser considerados, como mão de obra, máquinas para movimentação do bagaço e até custos adicionais pela redução do prazo de manutenção dos equipamentos envolvidos.

6.1.6 Geração de Energia Elétrica por Motores Estacionários

Para efeito de comparação ao projeto estudado, foi calculada a energia elétrica gerada por meio de motores estacionários de combustão interna. Para o cálculo foi utilizada a eficiência de 35%. Como neste caso o biogás é queimado diretamente no motor estacionário/gerador, a energia elétrica gerada será 35% do total de energia do biogás com PCI de 23.115 kJ/Nm³. Na Tabela 12 é apresentado o potencial de energia elétrica mensal gerada queimando diretamente o biogás nestes motores.

$$EE_{motor} = P_b \times PCI_{biogás} \times E_{fmotor} / 3600 \quad (6)$$

$$EE_{motor} = 3.688 \times 23.115 \times 0,35 / 3600$$

$$EE_{motor} = 8.288 \text{ kWh}$$

Tabela 12 – Energia elétrica extra gerada por meio de motores estacionários

Safra 2017	E. Elétrica (kWh)	E. Elétrica (KWh/mês)
Abril	8.546	6.153.315
Mai	8.650	6.435.497
Junho	8.002	5.761.740
Julho	8.365	6.223.550
Agosto	8.235	6.127.210
Setembro	9.194	6.619.475
Outubro	8.624	6.416.229
Novembro	6.656	4.472.652

Fonte: Do autor

O grande problema da geração de energia por meio de motor estacionário é que a energia elétrica é gerada somente enquanto o biogás está sendo produzido, pois não há armazenagem do biogás. Quando a produção de etanol para, como nos períodos ociosos da planta de álcool e açúcar ou na entressafra, não há biogás para continuar a geração de energia. Portanto somente é possível gerar energia elétrica durante a operação normal da planta de álcool e açúcar, quando a linha de transmissão já está operando no seu limite. Além do investimento nos próprios motores/geradores estacionários e seus painéis elétricos para interligação à rede, há necessidade de aumentar a capacidade da linha de transmissão, que neste caso específico é de 22 km de comprimento com limite em 60MW. A geração acima deste patamar exigiria uma série de estudos deste aumento de carga no sistema nacional e ainda poderia implicar em uma série de perdas financeiras referentes a isenções de taxas devido aos limites de geração autorizados pela ANEEL. Estes problemas burocráticos e custos adicionais não estão sendo considerados neste trabalho.

6.2 AVALIAÇÃO ECONÔMICA

6.2.1 Investimento Inicial

O investimento inicial deste projeto é detalhado na Tabela 13. Importante observar que aproximadamente 95% do investimento inicial é para o sistema de biodigestão.

Tabela 13 – Investimento inicial do projeto considerando a queima do biogás na caldeira.

Sistema de Biodigestão	R\$	22.950.000,00
Sistema para Dissulfurização do Biogás	R\$	7.250.000,00
Obra Cível Planta de Biodigestão	R\$	3.500.000,00
Obra Cível Planta de Dessulfurização	R\$	300.000,00
Queimadores de Biogás	R\$	1.000.000,00
Adequação da Caldeira Aquatubular	R\$	1.000.000,00
Total	R\$	36.000.000,00

Fonte: Do autor

6.2.2 Custos de Operação e Manutenção

O custo de operação e manutenção para este projeto é apresentado na Tabela 14. Estão sendo considerados neste caso, os custos adicionais para o tratamento da água desmineralizada que se transformará em vapor.

Tabela 14 – Custo de operação e manutenção considerando a queima do biogás na caldeira.

Sistema de Biodigestão + Dessulfurizador	R\$	1.190.000,00
Custos Adicionais Caldeira e Queimadores	R\$	100.000,00
Tratamento de Água Desmineralizada	R\$	87.000,00
Total	R\$	1.377.000,00

Fonte: Do autor

6.2.3 Depreciação

Para determinar a geração de caixa anual do projeto é necessário incluir os valores referentes a depreciação dos equipamentos instalados neste projeto. A vida útil foi considerada como 20 anos para todos os equipamentos instalados, portanto a depreciação é de 5% a.a., conforme mostrado nas Tabelas 15.

Tabela 15 – Depreciação dos equipamentos considerando a queima do biogás na caldeira.

Sistema de Biodigestão + Dessulfurizador	R\$	1.700.000,00
Queimadores de Biogás	R\$	50.000,00
Total	R\$	1.750.000,00

Fonte: Do autor

6.2.4 Receita Bruta

As receitas mensais foram calculadas utilizando como referência o valor da energia elétrica no mercado regulado (ACR) de R\$ 234,92/ MWh, fechado no último leilão de energia realizado pela ANEEL como fonte de combustível a biomassa (A-4/ 2017). Na Tabela 16 são apresentadas as receitas mensais para este cenário.

Tabela 16 - Receitas mensais da energia elétrica extra gerada considerando a queima do biogás na caldeira.

Safra 2017	E. Elétrica (KWh/mês)	Receita (R\$/mês)
Abril	4.794.861	R\$ 1.126.408,66
Mai	5.014.746	R\$ 1.178.064,16
Junho	4.489.733	R\$ 1.054.728,10
Julho	4.849.590	R\$ 1.139.265,64
Agosto	4.774.519	R\$ 1.121.629,95
Setembro	5.158.108	R\$ 1.211.742,64
Outubro	4.999.732	R\$ 1.174.537,03
Novembro	3.485.234	R\$ 818.751,18
Total		R\$ 8.825.127,37

Fonte: Do autor

6.2.5 Resultado dos Indicadores Financeiros

6.2.5.1 Demonstrativo de Resultado do Exercício (DRE)

Para determinar o fluxo de caixa, foi primeiramente montado o demonstrativo de resultado do exercício (DRE) para os anos de operação do projeto. A Tabela 17 detalha o DRE anual deste projeto utilizando para a geração de receitas o valor de energia do mercado regulado (ACR).

Tabela 17 – DRE do projeto com as receitas em energia elétrica no mercado ACR considerando a queima do biogás na caldeira.

(+) Receita Bruta	R\$	8.825.127,37
Venda de energia		
(-) Deduções		
PIS (1,65%)	R\$	145.614,60
COFINS (7,6%)	R\$	670.709,68
(=) Receita Operacional Líquida	R\$	8.008.803,09
(-) Custo Operacional		
Custo de Operação e Manutenção		
(=) Lucro Operacional	R\$	6.631.803,09
(-) Depreciação	R\$	1.750.000,00
(-) Despesas não operacionais		
(=) Lucro antes da tributação	R\$	4.881.803,09
(-) Impostos sobre a receita (IR e CSLL)		
IRPJ (25%)	R\$	1.220.450,77
CSLL (9%)	R\$	439.362,28
(=) Lucro Líquido	R\$	3.221.990,04
(+) Depreciação	R\$	1.750.000,00
(=) Geração de Caixa do Projeto	R\$	4.971.990,04

Fonte: Do autor

6.2.5.2 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa foi montado com todo o investimento inicial no ano zero, já que não está sendo considerado nenhum tipo de financiamento. A geração de caixa anual é o resultado dos demonstrativos de resultados dos exercícios. O fluxo de caixa para este projeto é apresentado na Tabela 18.

Tabela 18: Fluxo de caixa do projeto com as receitas em energia elétrica no mercado ACR considerando a queima do biogás na caldeira.

Investimento Inicial	-R\$	36.000.000,00
Geração de Caixa Ano 1	R\$	4.971.990,04
Geração de Caixa Ano 2	R\$	4.971.990,04
Geração de Caixa Ano 3	R\$	4.971.990,04
Geração de Caixa Ano 4	R\$	4.971.990,04
Geração de Caixa Ano 5	R\$	4.971.990,04
...	...	
Geração de Caixa Ano 20	R\$	4.971.990,04

Fonte: Do autor

6.2.5.3 Resultados de VPL e TIR

O VPL e a TIR são os indicadores mais utilizados para a análise de viabilidade de projetos. Para os cálculos foram utilizados o fluxo de caixa do projeto com ciclo de vida de 20 anos e uma taxa mínima de atratividade (TMA) de 7%, que corresponde a taxa básica de juros atuais no Brasil. Na Tabela 19 são apresentados os resultados para o cenário estudado.

Tabela 19 – VPL e TIR do projeto de geração de energia considerando a queima do biogás na caldeira.

Valor Presente Líquido	R\$ 16.673.333,29
Taxa Interna de Retorno	12,50%

Fonte: Do autor

O projeto teve VPL positivo no prazo de 20 anos, portanto é considerado economicamente viável. A TIR que é a taxa de desconto onde o VPL é igual a zero, também ficou acima da taxa mínima de atratividade estabelecida de 7%, portanto confirmando a viabilidade do projeto.

6.2.5.4 Cálculo do Payback

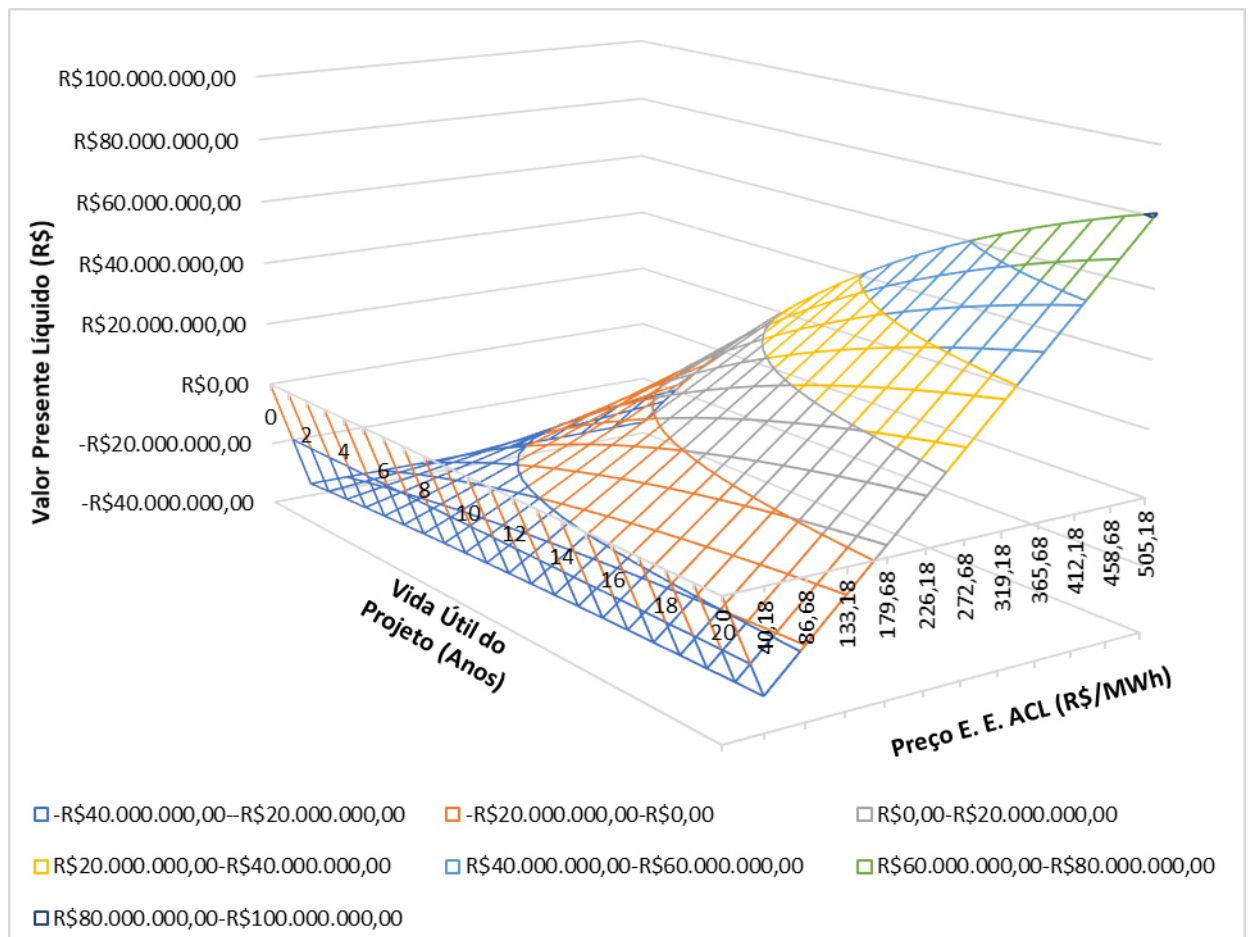
Apesar do projeto ter se mostrado viável analisando pelos indicadores VPL e TIR, o payback do projeto ficou em 10 anos e 6 meses, prazo relativamente longo para retornar o capital investido, principalmente para o setor sucroenergético, devido ao seu histórico de constantes ciclos de altas e baixas influenciados principalmente por políticas governamentais para controle de preço de combustíveis.

6.2.5.5 Análise de Sensibilidade

Para a análise do VPL do projeto em função da variação do preço da energia elétrica no mercado livre (ACL) foi feita a análise de sensibilidade. Os limites de preços da energia utilizados foram os estabelecidos pela CCEE e o período da análise é a vida útil estimada do projeto de 20 anos. Esta análise consegue mostrar dos piores aos melhores cenários (resultados financeiros) do projeto em função da variação do preço da energia elétrica, mas tem a finalidade principal de avaliar os riscos que um investidor corre ao optar por não fixar as receitas do projeto utilizando contratos no mercado regulado (ACR), ficando exposto às variações do preço da energia no curto prazo (ACL).

De forma geral, um investidor ao avaliar o gráfico da Figura 23, consegue observar que há uma boa probabilidade de o projeto ser viável, que é toda a área do gráfico acima da linha onde VPL é igual a zero. No melhor cenário, o VPL poderá ultrapassar os R\$ 80 milhões, que é quando o preço da energia elétrica está em R\$ 505,18/MWh durante os 20 anos do projeto. Porém, observa-se também que a área onde o VPL é menor que zero é considerável. Por exemplo, com o preço da energia elétrica abaixo dos R\$180,00/MWh, mesmo após 20 anos de projeto, o VPL não passaria de zero. Portanto, o investidor que optar por ficar exposto ao mercado livre de energia elétrica para buscar maiores retornos financeiros, correrá alto risco de ter prejuízo no projeto.

Figura 23 – Análise de sensibilidade do VPL do projeto em função da variação do preço da energia elétrica no mercado ACL considerando a queima do biogás na caldeira.



Fonte: Do autor

6.2.6 Comparação entre Projetos

Para uma melhor análise de viabilidade deste projeto, foi feita a comparação dos principais indicadores financeiros com outro projeto que faz a conversão da energia do biogás em energia elétrica. Foram utilizados alguns estudos que utilizam motores estacionários de combustão interna para a queima do biogás, pois foram os que se mostraram mais viáveis comparados a outras formas de conversão (SALOMON, 2007; GRANATO, 2016).

Nas Tabelas 20 e 21 são apresentados o investimento inicial e o custo de operação e manutenção para este projeto. Nas tabelas 22 e 23 são apresentados o demonstrativo de resultado e o fluxo de caixa.

Tabela 20 – Investimento inicial do projeto considerando a queima do biogás de motores estacionários.

Sistema de Biodigestão + Dessulfurização	R\$	34.000.000,00
Motores Estacionários de Combustão Interna	R\$	15.000.000,00
Ampliação Linha de Transmissão	R\$	4.000.000,00
Total	R\$	53.000.000,00

Fonte: Do autor

Tabela 21 – Custo de operação e manutenção considerando a queima do biogás em motores estacionários.

Sistema de Biodigestão + Dessulfurizador	R\$	1.190.000,00
Sistema de Motores Estacionários	R\$	1.650.000,00
Total	R\$	2.840.000,00

Fonte: Do autor

Observa-se nos investimentos iniciais, que está sendo considerada a ampliação da linha de transmissão, pois neste caso, como mencionado anteriormente, a geração de energia só ocorre em operação normal da planta de álcool e açúcar

Tabela 22 – DRE do projeto com as receitas em energia elétrica no mercado ACR considerando a queima do biogás em motores estacionários.

(+) Receita Bruta	R\$ 11.325.414,94
Venda de energia	
(-) Deduções	
PIS (0,65%)	R\$ 186.869,35
COFINS (3%)	R\$ 860.731,54
(=) Receita Operacional Líquida	R\$ 10.277.814,06
(-) Custo Operacional	
Custo de Operação e Manutenção	R\$ 2.840.000,00
(=) Lucro Operacional	R\$ 7.437.814,06
(-) Depreciação	R\$ 2.650.000,00
(-) Despesas não operacionais	
(=) Lucro antes da tributação	R\$ 4.787.814,06
(-) Impostos sobre a receita (IR e CSLL)	
IRPJ (25%)	R\$ 1.196.953,51
CSLL (8%)	R\$ 430.903,27
(=) Lucro Líquido	R\$ 3.159.957,28
(+) Depreciação	R\$ 2.650.000,00
(=) Geração de Caixa do Projeto	R\$ 5.809.957,28

Fonte: Do autor

Tabela 23: Fluxo de caixa do projeto com as receitas em energia elétrica no mercado ACR considerando a queima do biogás em motores estacionários.

Investimento Inicial	-R\$ 53.000.000,00
Geração de Caixa Ano 1	R\$ 5.809.957,28
Geração de Caixa Ano 2	R\$ 5.809.957,28
Geração de Caixa Ano 3	R\$ 5.809.957,28
Geração de Caixa Ano 4	R\$ 5.809.957,28
Geração de Caixa Ano 5	R\$ 5.809.957,28
...	...
Geração de Caixa Ano 20	R\$ 5.809.957,28

Fonte: Do autor

O VPL e a TIR para este cenário foram calculados utilizando a mesma TMA de 7% e mesmo prazo de 20 anos considerados para o projeto foco deste estudo. Na Tabela 24 são apresentados os resultados para o cenário estudado.

Tabela 24 – VPL e TIR do projeto de geração de energia considerando a queima do biogás em motores estacionários.

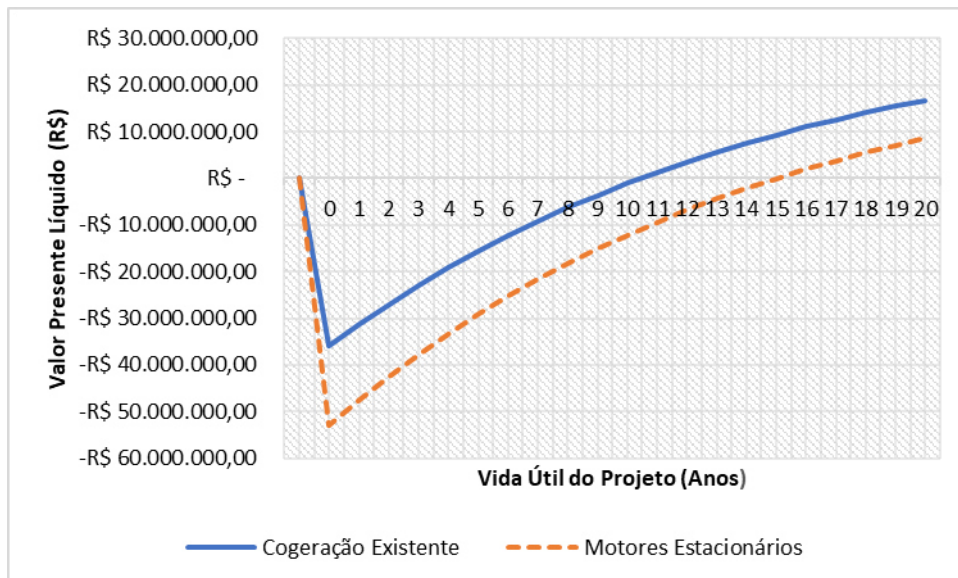
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 8.550.770,16
Taxa Interna de Retorno (TIR)	9,01%

Fonte: Do autor

Para este cenário o VPL ficou positivo e a TIR ficou acima da taxa mínima de atratividade estabelecida de 7%, portanto confirmando a viabilidade do projeto. Porém, os resultados foram bem piores comparados ao VPL de R\$16,67 milhões e a TIR de 12,5% do projeto foco deste estudo. O *payback* do projeto para este cenário ficou em 15 anos e 1 mês, portanto com um retorno de investimento muito mais longo comparado aos 10 anos e 6 meses deste projeto. Os resultados piores ocorreram principalmente pelo alto investimento inicial (aproximadamente 30% maior) e ao alto custo de operação e manutenção (mais que o dobro).

Na Figura 24 é apresentada a comparação entre o resultado dos projetos “cogeração existente” e “motores estacionários”. As linhas representam a evolução do VPL ao longo dos 20 anos de vida do projeto. O *payback* de cada projeto é o ponto onde a linha passa sobre o eixo ano, que é quando o VPL é igual a zero (momento em que o projeto se paga).

Figura 24 – Comparação entre *payback* dos projetos ao longo de 20 anos.



Fonte: Do autor

É importante comentar que a maioria dos estudos similares normalmente colocam a queima por meio de motores de combustão interna como a melhor opção, pois somente consideram em seus cálculos a eficiência de conversão de energia de 35% destes equipamentos e não consideram o investimento inicial. Além dos resultados do VPL, TIR e *Payback* serem melhores no projeto foco deste estudo, fisicamente as instalações são muito mais simples, pois só há necessidade de instalação dos biodigestores e queimadores, evitando transtornos com local para instalação dos motores, reforços em painéis e instalações elétricas, reforço de linha de transmissão, burocracias com para ampliação da capacidade de exportação de energia, etc.

7 CONCLUSÕES

O estudo apresentado nos permite avaliar a viabilidade técnica e econômica da utilização das tecnologias mais atuais para a biodigestão anaeróbia da vinhaça em uma usina no setor sucroalcooleiro, queimando o biogás em uma planta de geração de energia já existente, reduzindo assim o investimento inicial do projeto.

Verificou-se que com a evolução das tecnologias de biodigestão, houve melhora significativa nos tempos de retenção hidráulica para o tratamento de altas cargas orgânicas e consequentemente redução no tamanho dos reatores. Porém, devido ao alto custo dos materiais utilizados na fabricação dos reatores e principalmente o custo do desenvolvimento da tecnologia que ainda é pouco difundida no Brasil, o valor investido nestes equipamentos é muito alto, representando no caso estudado aproximadamente 95% do investimento inicial do projeto.

A produção média estimada de biogás ficou em 3.688 m³/h com PCI de 23.115 kJ/Nm³. Este volume representa em torno de 12% do combustível total queimado na caldeira aquatubular adaptada com queimadores, influenciando muito pouco na sua dinâmica de combustão. A produção média de energia elétrica extra gerada pela queima do biogás ficou em 6.459 kWh, que representa um adicional de mais de 10% de energia elétrica disponível para venda.

Avaliando os resultados do estudo de viabilidade econômica, conclui-se que o projeto é economicamente viável. O VPL teve um resultado positivo de 16,67 milhões, considerando uma taxa de desconto de 7% e prazo de 20 anos. A TIR do projeto foi de 12,5%, portanto acima dos 7% de taxa mínima de atratividade. O *payback* calculado foi de 10 anos e um mês, que para o setor sucroalcooleiro é considerado um período muito longo, isso devido ao histórico de constantes ciclos de alta e baixa do setor. A análise de sensibilidade avaliando o VPL do projeto, considerando as flutuações de preços do mercado livre de energia (ACL), mostrou que há grandes riscos para o investidor nesta opção. Por fim, quando comparado a um projeto similar (a queima do biogás em motores estacionários), o projeto estudado mostrou-se mais viável devido ao investimento inicial em torno de 30% menor.

De forma geral, é preciso considerar também todos os demais benefícios que a disseminação desta prática pode trazer e que não podem ser facilmente calculados. Benefícios como: a solução para o problema ambiental causado pela vinhaça; o incentivo ao desenvolvimento do etanol de segunda geração; a possibilidade do biogás ser utilizado diretamente nos caminhões e máquinas agrícolas no setor sucroenergético, substituindo o óleo diesel e fazendo o etanol brasileiro ainda mais limpo; e principalmente o desenvolvimento de tecnologias para a geração do biogás a partir de outros resíduos aproveitando todo o potencial que o Brasil possui.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **BIG - Banco de Informações de Geração**. Brasília, 2016. Disponível em: <bit.ly/28INSwk> Acessado em: 20 jan. 2017.
- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2015**. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <bit.ly/28JKGnn> Acessado em: 20 jan. 2017.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE BIOGÁS E DE BIOMETANO (ABIOGÁS). **Proposta de Programa Nacional do Biogás e do Biometano – PNBB**. São Paulo, 2015.
- ARAÚJO, G. J. F., **Análise Energética, Ambiental e Econômica de Biodigestores de Circulação Interna e Concentradores de Vinhaça para Geração de Eletricidade, Fertilizantes e Créditos de Carbono em Diferentes Cenários Econômicos**. Ribeirão Preto, 2017. 316p. Dissertação (Mestrado). Universidade de São Paulo.
- ARRUDA FILHO, R. R. **Metodologia para análise energética e exergética de uma caldeira aquatubular com queima de bagaço de cana**. Bauru, 2014. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista.
- BEKKERING, J., BROEKHUIS, A.A., GEMERT, W.J.T. Optimisation of a green gas supply chain – A review. **Bioresource Technology**. n. 101, p. 450 – 456, 2010.
- PODESSER, Erich. Electricity production in rural villages with a biomass Stirling engine. **Renewable Energy**, v. 16, n. 1-4, p. 1049-1052, 1999.
- BERTELLI, Luiz Gonzaga. A verdadeira história do Proálcool – Programa Nacional do Álcool. **O Estado de S. Paulo**, v. 30, 2007.
- BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE (BNEF). **New Energy Outlook 2016: Powering a Changing World - Executive Summary**. New York: 2016
- BOBROFF-MALUF, Aristides; SANCHEZ, Caio Glauco. Avaliação termoeconômica da cogeração e da geração no setor sucroenergético. **Revista Ciência e Tecnologia**, v. 18, n. 33, 2015.
- BRASIL. Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada para consecução do objetivo da Convenção - Quadro das nações unidas sobre mudança do clima. Brasília, 2015. Disponível em: <http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf>. Acesso em: 18 dez. 2016.
- BRITO, Fernanda L. S. **Biodigestão anaeróbia em duplo estágio do bagaço de cana-de-açúcar para obtenção de biogás**. 2011. Dissertação de Mestrado - 170 pp. Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, Belo Horizonte, 2011.
- CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Comercialização**. São Paulo, 2018. Disponível em: <www.ccee.org.br> Acesso em 25 jan. 2018.
- CHERNICHARO, C. A. L. Princípios do tratamento biológico de águas residuárias: Volume 5 - Reatores Anaeróbios. 2ª Edição, Belo Horizonte: Departamento de Engenharia Sanitária e Ambiental (DESA/UFMG), 2007. v. 5. 379 p.

CONAI. Proposta Comercial Orientativa Prc – 37.002/18-I. Mensagem recebida por vany_peixe@yahoo.com.br em 26 jan. 2018.

DIAS, Marina O. S. *et al.* Improving second generation ethanol production through optimization of first generation production process from sugarcane. **Energy**, Campinas, SP, Brazil, 2012.

DIAS, Marina O. S. *et al.* Integrated first and second generation ethanol production from sugarcane. **Chemical Engineering Transactions**, 2014.

DIAS, Marina O. S. *et al.* Second generation ethanol in Brazil: can it compete with electricity production?. **Bioresource technology**, Campinas, Brazil, v. 102, n. 19, 2011.

DIAS, Reinaldo. Gestão ambiental: responsabilidade social e sustentabilidade. In: **Gestão ambiental: responsabilidade social e sustentabilidade**. Atlas, 2011.

DIETZ, Simon et al. Climate value at risk of global financial assets. **Nature Climate Change**, 2016. Disponível em: <go.nature.com/1RVLG6a> Acesso em: 21.11.2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balço Energético Nacional 2016**: Ano base 2015. Rio de Janeiro: EPE, 2016a. 296 p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Rio de Janeiro: EPE, 2016b. 467p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Informe Técnico – Leilão de Energia de Reserva A-4/ 2017**. Rio de Janeiro, 2017. 14p.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SÃO PAULO (FIESP). Outlook Fiesp 2023 projeções para o agronegócio brasileiro. São Paulo: FIESP, 2013. 115 p.

FERRAZ JR., A. D. N., KOYAMA, M. H., ARAÚJO JR., M. M., ZAIAT, M., **Thermophilic anaerobic digestion of raw sugarcane vinasse**. 2016. *Renew. Energy* 89, 245–252.

FRARE, Laercio Mantovani; GIMENES, Marcelino Luiz; PEREIRA, Nehemias Curvelo. Processo para remoção de ácido sulfídrico de biogás. **Engenharia Sanitária e Ambiental**, v. 14, n. 2, p. 167-172, 2009.

FUESS, L. T., KIYUNA, L. S. M., GARCIA, M.L., ZAIAT, M., **Operational strategies for long-term biohydrogen production from sugarcane stillage in continuous acidogenic packed-bedreactor**. 2016. *Int. J. Hydrogen Energy* 41, 8132–8145.

FUESS, L. T., KIYUNA, L. S. M., FERRAZ JR., A. D. N., PERSIONOTI, G. F., SQUINA, F.M., GARCIA, M.L., ZAIAT, M., **Thermophilic two-phase anaerobic digestion using an innovative fixed-bed reactor for enhanced organic matter removal and bioenergy recovery from sugarcane vinasse**. 2017a. *Appl. Energy* 189, 480–491.

FUESS, L. T., ARAÚJO JR., M.CM., GARCIA, M.L., ZAIAT, M., **Designing full-scale biodigestion plants for the treatment of vinasse in sugarcane biorefineries: how phase separation and alkalization impact biogas and electricity production costs?** 2017b. *Chem. Eng. Res. Des.* 119, 209–220.

GEHRING, C. F. **Análise da Geração da Energia Elétrica a Partir do Biogás Produzido na Fermentação Anaeróbia de Vinhaça**. São Carlos, 2014. 124p. Trabalho de Conclusão de Custo. Escola de Engenharia Elétrica de São Carlos, Universidade de São Paulo.

GRANATO, Eder F. **Geração de Energia Através da Biodigestão Anaeróbica da Vinhaça**. 2003. f.124 Dissertação (Mestrado) Faculdade de Engenharia, UNESP, Bauru.

GRANATO, Eder F. **Análise de Viabilidade Técnica e Econômica da Biodigestão Anaeróbica da Vinhaça**. Botucatu, 2016. f.114. Tese (Doutorado). Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Ciência Agrônômicas, Botucatu, 2016.

GREENPEACE. **Revolução Energética: Rumo a um Brasil com 100% de Energias Limpas e Renováveis – Cenário brasileiro 2016**. São Paulo, Greenpeace Brasil, 2016.

HOLM-NIELSEN, Jens Bo; AL SEADI, Theodorita; OLESKOWICZ-POPIEL, Piotr. The future of anaerobic digestion and biogas utilization. **Bioresource technology**, v. 100, n. 22, p. 5478-5484, 2009.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World Energy Outlook 2016: Executive Summary**. IEA, Paris, 2016. Disponível em: < <https://www.iea.org> > Acesso em: 15.12.2016.

INTERNATIONAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Climate Change 2014: Synthesis Report**. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva, Switzerland: IPCC, 2014. 151 p.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable Energy Benefits: Measuring The Economics**. IRENA, Abu Dhabi, 2016. Disponível em: <bit.ly/1JQZU7L> Acesso em: 15.12.2016.

LEME, R. M., SEABRA. J. E. A. **Technical-economic assessment of different biogas upgrading routes from vinasse anaerobic digestion in the Brazilian bioethanol industry**. Campinas, 2017. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas (Unicamp).

LOPES, O. A. **Avaliação de Métodos Avançados de Geração de Energia Elétrica na Indústria de Açúcar e Bioenergia**. 2013. Dissertação (Mestrado em Economia) – Escola de Economia de São Paulo, Fundação Getúlio Vargas, São Paulo, 2013.

LORA, Electo E. Silva *et al.* Issues to consider, existing tools and constraints in biofuels sustainability assessments. **Energy**, v. 36, n. 4, 2011.

MACEDO, Isaias C.; SEABRA, Joaquim EA; SILVA, João EAR. Green house gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: the 2005/2006 averages and a prediction for 2020. **Biomass and bioenergy**, v. 32, 2008.

MACHADO, Fúlvio de Barros Pinheiro. Brasil, a doce terra. **UDOP–União dos produtores de energia**, 2004.

MANOCHIO, Carolina. **Integração energética da produção de biogás em biorrefinarias de cana-de-açúcar integradas de 1ª e 2ª geração**. 2015. Dissertação de Mestrado - 71 pp. Universidade Federal de Alfenas, Poços de Caldas 2015.

MORAES, Bruna S. et al. Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane biorefineries in Brazil from energy, environmental, and economic perspectives: Profit or expense?. **Applied Energy**, v. 113, p. 825-835, 2014.

MORAES, Bruna S.; ZAIAT, Marcelo; BONOMI, Antonio. Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane ethanol production in Brazil: Challenges and perspectives. **Renewable and Sustainable energy reviews**, v. 44, p. 888-903, 2015.

ORGANIZATION FOR ECONOMIC COOPERATION AND DEVELOPMENT (OECD); FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED NATIONS (FAO). **OECD-FAO Agricultural Outlook, 2015-2024**. Paris, 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1787/agr_outlook-2015-en> Acesso em: 22 dez. 2016.

PALACIOS-BERECHE, Reynaldo *et al.* Exergetic analysis of the integrated first-and second-generation ethanol production from sugarcane. **Energy**, v. 62, 2013.

PAQUES. BIOPAQ@UASB - Tratamento de Efluentes Industriais e Domésticos. (2017a). Disponível em: <<http://br.paques.nl/produtos/featured/biopaq-br/produtos/featured/biopaq-tratamentodeefluentes/biopaquasb-tratamento-de-efluentes>> Acessado em: 23 fev. 2017.

PAQUES. BIOPAQ@IC - Tratamento de Efluentes Industriais. (2017b). Disponível em: <<http://br.paques.nl/produtos/featured/biopaq-br/produtos/featured/biopaq-tratamentodeefluentes/biopaqic-tratamento-de-efluentes>> Acessado em: 23 fev. 2017.

PAQUES. Proposta Técnica – PB-344/17 Rev.00 (2017c). Mensagem recebida por vany_peixe@yahoo.com.br em 01 dez. 2017.

PASSOLONGO, Rodnei. **Avaliação Termodinâmica, Termoeconômica E Econômica Da Integração De Sistemas De Gaseificação Da Biomassa Em Uma Usina Sucroalcooleira**. Dissertação de Mestrado de Engenharia Mecânica. Universidade Estadual Paulista. Ilha Solteira – SP, 2011.

PELLEGRINI, L. F., **Análise e Otimização Termo-econômica-ambiental Aplicada à Produção Combinada de Açúcar, Álcool e Eletricidade**. São Paulo, 2009. Tese (Doutorado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

PINTO, Claudio P. **Tecnologia da Digestão Anaeróbica da Vinhaça e Desenvolvimento Sustentável**, Dissertação de Mestrado - 144 pp. Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas, 1999.

POLITO, Rodrigo. Plano de energia até 2050 incluirá novas usinas nucleares, diz MME. **Valor Econômico**, 24 de abril de 2016. Disponível em: <bit.ly/1SScsQt> Acessado em: 20 jan. 2017

POMPERMAYER, Raquel de Souza; PAULA JUNIOR, Durval Rodrigues de. Estimativa do potencial brasileiro de produção de biogás através da biodigestão da vinhaça e comparação com outros energéticos. In: **Proceedings of the 3. Encontro de Energia no Meio Rural**. 2000.

PORTUGAL-PEREIRA, Joana *et al.* Agricultural and agro-industrial residues-to-energy: Techno-economic and environmental assessment in Brazil. **Biomass and Bioenergy**, v. 81, 2015.

POVEDA, M. M. R., **Análise Econômica e Ambiental do Processamento de Vinhaça com Aproveitamento Energético**. São Paulo, 2014. Dissertação (Mestrado) Instituto de Energia e Ambiente. Universidade de São Paulo.

PROCKNOR, Celso. Energia elétrica a partir da vinhaça. **Revista da Sociedade dos Técnicos Açucareiros e Alcooleiros do Brasil-STAB**. Piracicaba, 2008.

RAJESHWARI, K. V. et al. State-of-the-art of anaerobic digestion technology for industrial wastewater treatment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 4, n. 2, 2000.

REIN, P. **Cane sugar engineering**. Berlin. Bartens, 2007. 768p.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK THE 21ST CENTURY (REN). **Renewables Global Status Report 2016**. Paris: 2016. Disponível em: <<http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>> Acesso em: 21.11.2016.

RIZZO, Andréa C. L., LEITE, Selma G. F. Produção de sulfeto em reator do tipo UASB e sua potencial aplicação na remoção de metais pesados de efluentes, **Série Tecnologia Ambiental**, n. 32, Rio de Janeiro, 2004.

SALOMON, Karina R. **Avaliação técnico-econômica e ambiental da utilização do biogás proveniente da biodigestão da vinhaça em tecnologias para geração de eletricidade**. 2007. 219 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.

SAMANEZ, Carlos Patricio. **Matemática financeira: aplicações à análise de investimentos**. Pearson Prentice Hall, São Paulo, 2007.

SILVA, Cláudio Alexandre Batista Veloso. **Limpeza e Purificação de Biogás**. 2009. Dissertação de Mestrado. 103 p. Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro. Portugal, 2009

SILVA, Manoel R. Produção e Caracterização do biogás de vinhaça com dejetos de bovinos visando a geração de energia e de biofertilizante. 2015. 112f. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, CAMPOS DOS GOYTACAZES – RJ, 2015.

SCANDIFFIO, Mirna Ivonne Gaya. **Análise prospectiva do álcool combustível no Brasil – cenários de 2004 a 2024. Campinas, 2005**. Tese de Doutorado. Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas.

UNIÃO DA INDÚSTRIA DA CANA-DE-AÇÚCAR (UNICA). **Fotografia do Setor Sucroenergético no Brasil**. São Paulo, 2015. Disponível em: <<http://www.unica.com.br/documentos/documentos/cana-de-acucar/>> Acesso em: 15 dez. 2016.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE (UNFCCC). **Adoption of the Paris Agreement**. 2015a. Disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>>. Acesso em: 18 dez. 2016.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE (UNFCCC). **INDCs as communicated by Parties**. 2015b. Disponível em: <<http://www4.unfccc.int/submissions/indc/Submission%20Pages/submissions.aspx>> Acesso em: 18 dez. 2016.

WEG. Bons ventos para energia eólica. WEG, 25 de setembro de 2015. Disponível em: <bit.ly/1Lhu44x> Acessado em: 20 jan. 2017