



**SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL  
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS  
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
IFG CAMPUS GOIÂNIA  
MESTRADO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS SUSTENTÁVEIS**

**FABRICIO PAIVA VIEIRA**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO APROVEITAMENTO ENERGÉTICO  
DO BIOGÁS E DO BIOMETANO PROVENIENTES DE DEJETOS DE SUÍNOS**

**Goiânia, 2018**



V673a Vieira, Fabricio Paiva.

Análise de viabilidade econômica do aproveitamento energético do biogás e do biometano provenientes de dejetos de suínos / Fabricio Paiva Vieira. – Goiânia: Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, 2018.

167 f. : il.

Orientadora: Profa. Dra. Simone Souza Ramalho.

Coorientador: Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues.

Dissertação (Mestrado) – Mestrado em Tecnologia de Processos Sustentáveis, Coordenação do Programa de Mestrado em Tecnologia de Processos Sustentáveis, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Inclui apêndice e anexo.

1. Biogás – dejetos suínos. 2. Biometano. 3. Energia elétrica. I. Ramalho, Simone Souza (orientadora). II. Domingues, Elder Geraldo (coorientador). III. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás. IV. Título.

CDD 665.776

Ficha catalográfica elaborada pela Bibliotecária Karol Almeida da Silva Abreu CRB1/ 2.740  
Biblioteca Professor Jorge Félix de Souza,  
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Goiânia.

**SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL**  
**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS**  
**PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO**  
**IFG CAMPUS GOIÂNIA**  
**MESTRADO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS SUSTENTÁVEIS**

Fabricio Paiva Vieira

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO APROVEITAMENTO ENERGÉTICO  
DO BIOGÁS E DO BIOMETANO PROVENIENTES DE DEJETOS DE SUÍNOS**

Programa de Pós-Graduação *stricto sensu* em Tecnologia de Processos Sustentáveis do IFG (PPGTPS - IFG) – Dissertação de Mestrado Profissional. Área de Concentração: Tecnologia de Sistemas de Produção Limpa. Linha de Pesquisa: Energias Renováveis e Engenharia Econômica Aplicada.

Orientador: Prof. Dra. Simone Souza Ramalho

Coorientador: Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues

**Goiânia, 2018**



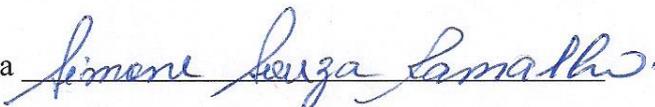
**SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL**  
**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS**  
**PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO**  
**IFG CÂMPUS GOIÂNIA**  
**MESTRADO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS SUSTENTÁVEIS**

**Fabício Paiva Vieira**

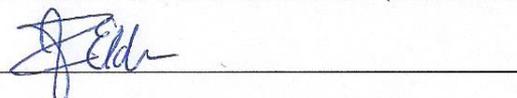
**“ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO APROVEITAMENTO  
ENERGÉTICO DO BIOGÁS E DO BIOMETANO PROVENIENTES DE  
DEJETOS DE SUÍNOS”**

Programa de Pós-Graduação *stricto sensu* em  
Tecnologia de Processos Sustentáveis do IFG  
(PPGTPS - IFG) - Dissertação de Mestrado  
Profissional. Área de Concentração: Tecnologia de  
Sistemas de Produção Limpa. Linha de Pesquisa:  
Energias Renováveis e Engenharia Econômica  
Aplicada.

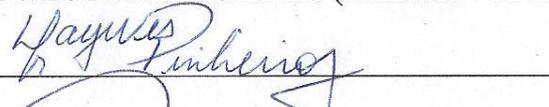
Prof(a). Dr(a). SIMONE SOUZA RAMALHO (presidente e orientadora – PPGTPS IFG)

Assinatura 

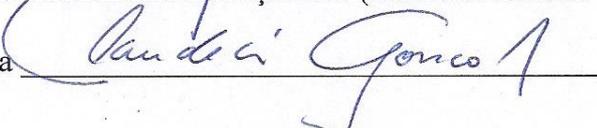
Prof(a). Dr(a). ELDER GERALDO DOMINGUES (coorientador – PPGTPS IFG)

Assinatura 

Prof(a). Dr(a). DAYWES PINHEIRO NETO (avaliador – PPGTPS IFG)

Assinatura 

Prof(a). Dr(a). CLAUDECIR GONÇALES (avaliador externo – IFGoiano)

Assinatura 

Aprovado em: 17/04/2018



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL  
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA  
DE GOIÁS – IFG – CÂMPUS GOIÂNIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO DE MESTRADO  
PROFISSIONAL EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS  
SUSTENTÁVEIS  
PPGTPS



## Ata da Defesa Pública de Dissertação de Mestrado

Aos dezessete dias do mês de abril de dois mil e dezoito, às nove horas, no Auditório Julieta Passos, Sala S-200, do IFG Câmpus Goiânia, reuniram-se os membros da banca de defesa de dissertação composta pelos (as) professores(as) e/ou profissionais :

- Prof(a). Dr(a). SIMONE SOUZA RAMALHO (presidente e orientadora – PPGTPS IFG)
- Prof(a). Dr(a). ELDER GERALDO DOMINGUES (coorientador – PPGTPS IFG)
- Prof(a). Dr(a). DAYWES PINHEIRO NETO (avaliador – PPGTPS IFG)
- Prof(a). Dr(a). CLAUDECIR GONÇALES (avaliador externo – IFGoiano)

para arguirm o(a) mestrando(a) FABRÍCIO PAIVA VIEIRA, com o título da dissertação **“ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO BIOGÁS E DO BIOMETANO PROVENIENTES DE DEJETOS DE SUÍNOS”**.

Iniciada a sessão pelo(a) presidente da banca examinadora, o(a) candidato(a) expôs o assunto de sua dissertação, dentro do tempo regulamentar de trinta minutos, sendo na sequência arguido(a) pelos membros da banca e tendo dado os esclarecimentos necessários. Os membros da banca consideraram a Dissertação:

- I. (  ) Aprovada.
- II. (  ) Aprovada com restrições<sup>1</sup>.
- III. (  ) Reprovado.

<sup>1</sup> **Regimento do Curso Mestrado: Art. 29.** Da defesa da dissertação: § 2º A avaliação final da dissertação, quando de sua defesa, se dará por intermédio das seguintes expressões: I. Aprovado; II. Aprovado com restrições; e III. Reprovado. § 3º Entende-se por restrições como sendo pequenas correções na dissertação ou possíveis trabalhos de natureza complementar sugeridos pela Banca Examinadora. § 4º A defesa pública da dissertação será registrada nos seguintes documentos: I. Ata para parecer da defesa e resultado final, assinada por todos os membros da Banca Examinadora; e quando couber, II. Ata específica para descrição das restrições e prazo para cumprimento das mesmas em 30 (trinta) dias, assinada por todos os membros da Banca Examinadora. § 5º Caso as possíveis restrições não sejam sanadas conforme especificado e no prazo estipulado, o candidato, após avaliação do Colegiado, poderá ser considerado reprovado. § 6º Caso a dissertação já seja reprovada, ela poderá ser reapresentada ao Colegiado uma única vez para constituição de nova defesa, cumprindo um prazo mínimo de três meses e máximo de seis meses.



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL  
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA  
DE GOIÁS – IFG – CÂMPUS GOIÂNIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO DE MESTRADO  
PROFISSIONAL EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS  
SUSTENTÁVEIS  
PPGTPS



**Recomendações da Banca Examinadora:**

A banca resolveu por aprovar o aluno, condicionado o aluno a entregar a dissertação corrigida com as sugestões feitas pela banca à pós-graduação nos prazos estabelecidos pela mesma.

**Banca Examinadora:**

Prof(a). Dr(a). SIMONE SOUZA RAMALHO (presidente e orientadora – PPGTPS IFG)

Assinatura Simone Souza Ramalho

Prof(a). Dr(a). ELDER GERALDO DOMINGUES (coorientador – PPGTPS IFG)

Assinatura Elder

Prof(a). Dr(a). DAYWES PINHEIRO NETO (avaliador – PPGTPS IFG)

Assinatura Daywes Pinheiro

Prof(a). Dr(a). CLAUDECIR GONÇALES (avaliador externo – IFGoiano)

Assinatura Claudecir Gonçales

Nome do(a) aluno(a) por extenso: FABRÍCIO PAIVA VIEIRA

Assinatura do(a) Aluno(a) PPGTPS/IFG: Fabício Paiva Vieira

GOIÂNIA, 17 de abril de 2018



## DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a toda minha família,  
em especial a minha filha pelo apoio, paciência e  
devido a minha ausência para com ela.

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pelo dom da vida e por ter nos colocado neste planeta maravilhoso para que nós pudéssemos aprender a amar e perdoar uns aos outros.

Aos nossos anjos da guarda que sempre guiaram e guiam nossos passos na superação de todas as adversidades, em especial ao meu anjo da guarda que, apesar das minhas enrolações, limitações e dificuldades em obter dados, conseguiu me ajudar a concluir este trabalho.

A minha família pelos princípios morais e educação a mim proporcionados.

À orientadora, Prof.<sup>a</sup>. Dr.<sup>a</sup>. Simone Souza Ramalho, por ter aceitado o desafio de juntos discorrermos sobre um tema novo para nós e por acreditar no meu trabalho e, sobretudo, pela amizade.

Ao coorientador, Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues, pela rigidez e tempo dispendido nas correções do trabalho.

Ao avaliador, Prof. Dr. Daywes Pinheiro Neto, pelo conhecimento repassado e pelas contribuições dadas.

A todos os professores do curso de mestrado em Tecnologia de Processos Sustentáveis do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás (IFG) que contribuíram para que eu adquirisse os conhecimentos necessários para a realização deste trabalho.

Aos amigos e colegas de mestrado, pela troca de experiências e informações, em especial à Luane Schiochet pelo incentivo, ajuda no trabalho e a amizade sincera.

A minha namorada pelo apoio e compreensão durante o período do curso.

Aos gestores e colaboradores da Granja em estudo, pela presteza e disponibilização de dados e informações necessárias para a realização deste estudo de caso.

À Abiogás, em especial à gerente Camila Agner D'Aquino.

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Goiás (FAPEG) pela concessão da bolsa de formação em nível de mestrado, Proc. nº 2016.1026.7000.525.

Ao Instituto Federal de Educação e Tecnologia de Goiás (IFG) pelo incentivo à pesquisa.

Enfim, a todos aqueles que direta ou indiretamente me apoiaram e/ou contribuíram para mais esta conquista.

"A maior recompensa para o trabalho do homem não é o que ele ganha com isso, mas o que ele se torna com isso."

(John Ruskin)

## RESUMO

Um dos processos para se produzir biogás é a digestão anaeróbia. Este processo trata os efluentes possibilitando sua utilização como fertilizante agrícola. O Biogás produzido tem diversas aplicações: queima direta em um grupo motor-gerador para se produzir eletricidade, passar por um processo de limpeza e purificação para posterior utilização como biometano nas mais diversas formas em que atualmente se usa o gás natural. Neste contexto, o objetivo deste trabalho é, com o auxílio de técnicas de análise de investimento, determinar a viabilidade econômica da geração de energia elétrica e da produção de biometano a partir do biogás oriundo de dejetos de suínos de uma granja. Para tanto, definiu-se 4 (quatro) cenários de projeto possíveis: Cenário 1 (C1), o biogás é recuperado por meio do tratamento anaeróbio dos dejetos de suínos, com o auxílio de um biodigestor modelo canadense, e em seguida é utilizado para gerar energia elétrica através de um grupo motor-gerador (GMG). Cenário 2 (C2), supõe-se a purificação do biogás recuperado e a utilização do biometano produzido por este processo para gerar energia elétrica, também utilizando um GMG. Cenário 3 (C3), o biometano supostamente produzido é injetado na rede de distribuição de gás natural. Cenário 4 (C4), o biometano é utilizado como combustível veicular na frota da granja. Foram calculadas as reduções de emissão de gases de efeito estufa (GEE) para cada um dos cenários. Considerou-se para a elaboração dos fluxos de caixa, dentre outros componentes, as receitas provenientes da economia com o uso do biofertilizante, subproduto do tratamento anaeróbio, e as receitas da venda dos créditos de carbono obtidos, caracterizando assim cenários de projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Por fim, analisou-se a viabilidade econômica de todos os cenários considerando-se 3 (três) critérios de decisão (VPL, TIR e Payback descontado) e chegou-se à conclusão de que os cenários mais rentáveis em ordem decrescente são: C4, C1, C2 e C3. Em seguida, realizou-se a análise de sensibilidade desses 4 (quatro) cenários em relação a 4 (quatro) parâmetros escolhidos, os quais influenciaram nos resultados: quantidade de suínos, custo do sistema de tratamento, preço pago pelo biometano e preço pago pelos créditos de carbono. Da análise de sensibilidade conclui-se que o cenário 3 pode se tornar mais rentável do que o cenário 2, pela “simples” variação do parâmetro “preço pago pelo biometano”, sem a necessidade de se alterar os outros três parâmetros. De qualquer forma, os cenários 4 e 1, nessa ordem, mostraram-se mais rentáveis e atrativos do que o cenário 2 e 3, respectivamente.

**Palavras-chaves:** Dejetos de Suínos, Biogás, Energia Elétrica, Biometano Veicular, Análise de Viabilidade Econômica e de Sensibilidade.

## ABSTRACT

One of the processes to produce biogas is anaerobic digestion. This process treats the effluents allowing their use as biofertilizer. The biogas produced has several applications: direct burning in a motor-generator set to produce electricity, undergo a cleaning and purification process for later use as biomethane in the most diverse forms in which natural gas is currently used. In this context, the goal of this work, with the aid of investment analysis techniques, is to determine the economic feasibility of electric power generation and biomethane production from biogas originated from pig manure from a farm. For this purpose, four (4) possible project scenarios were defined: Scenario 1 (C1), biogas is recovered from the anaerobic treatment of swine manure, with the aid of a Canadian model biodigester, and then used for generate electricity through a motor-generator set (GMG). Scenario 2 (C2), it is assumed the biogas purification and the use of the biomethane produced by this process to generate electric energy, also using a GMG. Scenario 3 (C3), the supposedly produced biomethane is injected into the natural gas distribution network. Scenario 4 (C4), biomethane is used as vehicular fuel in the farm vehicle fleet. The greenhouse gas emission (GHG) reductions were calculated for each of the scenarios. For the preparation of cash flows, among other components, the revenues from the economy with the biofertilizer use, a by-product of the anaerobic treatment, and the proceeds from the sale of the carbon credits obtained, thus characterizing project scenarios of Clean Development Mechanism. Finally, the economic feasibility of all scenarios was analyzed considering 3 (three) decision criteria (NPV, IRR and Discounted Payback) and it was concluded that the most profitable scenarios in descending order are: C4, C1, C2 and C3. Then, the sensitivity analysis of these four scenarios was performed in relation to four (4) chosen parameters, which influenced the results: amount of pigs, treatment system cost, price paid for biomethane and price paid for carbon credits. From the sensitivity analysis, it can be concluded that scenario 3 may become more profitable than scenario 2, by the "simple" variation of the parameter "price paid for biomethane", without the need to change the other three parameters. In any case, scenarios 4 and 1, in that order, were more profitable and attractive than scenario 2 and 3, respectively.

**Keywords:** Swine Manure, Biogas, Electric Power, Biomethane as Vehicle Fuel, Economic Feasibility and Sensitivity Analysis.

## SUMÁRIO

Pág.

### LISTA DE FIGURAS

### LISTA DE GRÁFICOS

### LISTA DE TABELAS

### LISTA DE QUADROS

### LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

### LISTA DE SÍMBOLOS

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>29</b>
1.1	Estado da arte.....	33
1.2	Justificativa .....	36
1.3	Objetivos geral e específicos .....	37
1.3.1	Objetivo geral.....	37
1.3.2	Objetivos específicos .....	37
1.4	Organização da dissertação .....	37
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO.....</b>	<b>39</b>
2.1	Tipos de biodigestão (decomposição) .....	39
2.1.1	Biodigestão anaeróbia .....	39
2.2	Biodigestores .....	40
2.2.1	Modelos de biodigestor.....	41
2.2.2	Tipos de biodigestores.....	45
2.3	Biogás.....	46
2.3.1	Definição.....	47
2.3.2	Produção .....	47
2.3.3	Tecnologias .....	52
2.3.4	Tratamento do biogás.....	54
2.4	Biometano.....	58

2.4.1	Definição.....	58
2.5	Dimensionamento biodigestor modelo canadense gasômetro lona de PVC ....	58
2.6	Potencial de produção de biogás.....	59
2.7	Potencial de produção de biometano.....	59
2.8	Potencial de produção de energia elétrica.....	60
2.9	Protocolo de Quioto e mecanismos de flexibilização .....	61
2.9.1	Conceitos utilizados no MDL .....	62
2.9.2	Ciclo de vida do projeto de MDL.....	63
2.9.3	Créditos de carbono .....	64
2.9.4	Metodologias do mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL) .....	64
2.10	Fluxo de caixa.....	73
2.11	Taxa Mínima de Atratividade (TMA) .....	74
2.12	Análise determinística de viabilidade econômica.....	75
2.12.1	Critérios de decisão econômica.....	75
2.12.2	Análise incremental de fluxo de caixa.....	77
2.13	Análise de sensibilidade .....	77
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>79</b>
3.1	Coleta de dados.....	79
3.2	Cálculo das emissões de linha de base.....	79
3.3	Volume total de dejetos .....	79
3.4	Dimensionamento biodigestor modelo canadense gasômetro lona de PVC ....	81
3.5	Potencial de produção de biogás.....	81
3.6	Quantidade de metano no biogás.....	81
3.7	Potencial de produção de biometano.....	81
3.8	Definição dos cenários de projeto.....	81
3.8.1	Cenário 1 (C1) – Geração energia elétrica da queima do biogás no GMG.....	82
3.8.2	Cenário 2 (C2) – Geração energia elétrica da queima biometano no GMG ...	83
3.8.3	Cenário 3 (C3) – Injeção de biometano rede fictícia de gás natural (GN).....	84
3.8.4	Cenário 4 (C4) – Uso do biometano veicular .....	84
3.9	Quantificação de emissões reduzidas de gases de efeito estufa (GEE).....	86
3.10	Composição do fluxo de caixa .....	86
3.10.1	Investimento inicial ( $Inv_{inicial}$ ) .....	87

3.10.2	Receitas e economias (RecEco).....	88
3.10.3	Custos e despesas operacionais (CDO).....	91
3.10.4	Saldo dos fluxos de caixa dos cenários.....	91
3.11	Análise de viabilidade econômica.....	92
3.12	Análise de sensibilidade.....	92
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO.....</b>	<b>93</b>
4.1	Caracterização da propriedade.....	93
4.2	Dados coletados.....	94
4.3	Dimensionamento do biodigestor.....	95
4.4	Produção de biogás.....	95
4.5	Produção de biometano.....	97
4.6	Tratamento do biogás.....	96
4.7	Cenários.....	97
4.7.1	Cenário 1 (C1) – Geração de energia elétrica a partir do biogás.....	97
4.7.1	Cenário 2 (C2) – Geração de energia elétrica a partir do biometano.....	98
4.7.2	Cenário 3 (C3) – Injeção de biometano rede fictícia de gás natural (GN).....	99
4.7.3	Cenário 4 (C4) – Uso do biometano veicular.....	99
4.8	Quantificação das emissões de gases de efeito estufa (GEE).....	101
4.8.1	Emissões de linha de base.....	101
4.8.2	Emissões de projeto e emissões reduzidas do cenário 1.....	102
4.8.3	Emissões de projeto e emissões reduzidas do cenário 2.....	103
4.8.4	Emissões de projeto e emissões reduzidas do cenário 3.....	103
4.8.5	Emissões de projeto e emissões reduzidas do cenário 4.....	104
4.8.6	Resultados das reduções de emissão de gases de efeito estufa (GEE).....	105
4.9	Análise de viabilidade econômica.....	106
4.9.1	Componentes de fluxo de caixa.....	106
4.9.2	Representação dos fluxos de caixa (FC) dos cenários.....	116
4.9.3	Dados dos fluxos de caixa dos cenários.....	123
4.9.4	Análise dos cenários.....	124
4.9.5	Resumo dos resultados das análises de viabilidade econômica cenários....	126
4.10	Análise de sensibilidade.....	133
4.10.1	Quantidade de suínos.....	134

4.10.2	Custo médio de implementação do sistema de tratamento de biogás.....	139
4.10.3	Preço pago pelo biometano injetado na rede .....	144
4.10.4	Preço pago pelos certificados de emissões reduzidas (CER's).....	149
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>160</b>
<b>6</b>	<b>CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO .....</b>	<b>160</b>
<b>7</b>	<b>PUBLICAÇÕES .....</b>	<b>161</b>
<b>8</b>	<b>SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>161</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>162</b>
	<b>Apêndice A: Cálculo da tarifa média ponderada (\$TMP) de eletricidade.....</b>	<b>168</b>
	<b>Anexo A: Resolução nº 4.499, de 30 de junho de 2016.....</b>	<b>169</b>

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1 - Modelo chinês de biodigestor .....	41
Figura 2.2 – Modelo indiano de biodigestor (cúpula móvel). .....	42
Figura 2.3 – Biodigestor modelo canadense com paredes divisórias internas.....	44
Figura 2.4 – Biodigestor modelo canadense sem paredes divisórias internas.....	44
Figura 2.5 – Biodigestor modelo canadense, gasômetro de PVC.....	45
Figura 2.6 - Potencial nacional de geração de biogás a partir de resíduos .....	47
Figura 2.7 - Como o biogás pode suprir a demanda de energia elétrica e diesel .....	48
Figura 2.8 - Representação de um fluxo de caixa convencional. ....	74
Figura 3.1- Fluxograma geral da metodologia.....	80
Figura 4.1 – Fluxo de caixa do cenário 1 com CC.....	117
Figura 4.2 – Fluxo de caixa do cenário 1 sem CC.....	118
Figura 4.3 – Fluxo de caixa do cenário 2 com CC.....	119
Figura 4.4 – Fluxo de caixa do cenário 2 sem CC.....	119
Figura 4.5 – Fluxo de caixa do cenário 3 com CC.....	120
Figura 4.6 – Fluxo de caixa do cenário 3 sem CC.....	121
Figura 4.7 – Fluxo de caixa do cenário 4 com CC.....	122
Figura 4.8 – Fluxo de caixa do cenário 4 sem CC.....	123
Figura 4.9 – Fluxos de caixa incrementais dos cenários 2 e 3 com/sem CC. ....	131

## LISTA DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfico 4-1 – Fluxos de caixa dos cenários com e sem MDL/CC. ....	124
Gráfico 4-2 – Representação dos VPL's dos cenários com e sem MDL/CC. ....	127
Gráfico 4-3 – Representação das TIR's dos cenários com e sem MDL/CC. ....	128
Gráfico 4-4 – Representação dos Payback descontados dos cenários. ....	128
Gráfico 4-5 – Valores da variação dos VPL's devido à quantidade de suínos. ....	136
Gráfico 4-6 – Valores da variação das TIR's devido à quantidade de suínos. ....	137
Gráfico 4-7 – Valores da variação Paybacks descontados quantidade suínos. ....	138
Gráfico 4-8 – Valores da variação dos VPL's devido custo sistema tratamento. ....	142
Gráfico 4-9 – Valores da variação das TIR's devido custo sistema tratamento. ....	142
Gráfico 4-10 – Valores variação Paybacks descontados custo sistema trat. ....	143
Gráfico 4-11 – Valores da variação do VPL devido ao preço do biometano. ....	146
Gráfico 4-12 – Valores da variação da TIR devido ao preço do biometano. ....	147
Gráfico 4-13 – Valores variação Payback descontado devido preço biometano. ....	148
Gráfico 4-14 – Valores variação preço pago tonelada de crédito de carbono. ....	156
Gráfico 4-15 – Valores variação VPL's devido preço pago ton crédito carbono. ....	156
Gráfico 4-16 – Valores variação TIR's devido preço pago ton crédito carbono. ....	157
Gráfico 4-17 – Valores variação Paybacks descontados preço crédito carbono. ....	158

## LISTA DE TABELAS

	Pág.
Tabela 3.1 - Componentes de fluxo de caixa por cenário de projeto. ....	87
Tabela 3.2 - Investimentos Iniciais dos cenários de projeto .....	87
Tabela 3.3 - Receitas e economias dos cenários de projeto .....	88
Tabela 3.4 - Custos e despesas operacionais dos cenários de projeto .....	91
Tabela 4.1 – Volume, PCI's, potência e energia elétrica do biogás e biometano.....	99
Tabela 4.2 – Emissões do cenário de linha de base .....	101
Tabela 4.3 – Emissões de projeto do cenário 1 .....	102
Tabela 4.4 – Emissões reduzidas do cenário 1 .....	102
Tabela 4.5 – Emissões de projeto do cenário 2 .....	103
Tabela 4.6 – Emissões reduzidas do cenário 2.....	103
Tabela 4.7 – Emissões de projeto do cenário 3 .....	104
Tabela 4.8 – Emissões reduzidas do cenário 3.....	104
Tabela 4.9 – Emissões de projeto do cenário 4 .....	104
Tabela 4.10 – Emissões reduzidas do cenário 4.....	105
Tabela 4.11 – Resultados emissões reduzidas ano y GEE cenários, t CO <sub>2</sub> e.....	105
Tabela 4.12 - Investimentos iniciais (Inv <sub>inicial</sub> ) .....	107
Tabela 4.13 - Receitas e economias .....	108
Tabela 4.14 – Consumo de adubo líquido e economia com uso do biofertilizante..	109
Tabela 4.15 – Energia elétrica gerada e economias anuais biogás e biometano. ..	110
Tabela 4.16 – Combustíveis substituíveis, preço por litro e economias anuais. ....	114
Tabela 4.17 - Custos e despesas operacionais (CDO) .....	115
Tabela 4.18 - Fluxos de caixa do cenário 1.....	117

Tabela 4.19 - Fluxos de caixa do cenário 2.....	118
Tabela 4.20 - Fluxos de caixa do cenário 3.....	120
Tabela 4.21 - Fluxos de caixa do cenário 4.....	121
Tabela 4.22 – Valores componentes fluxos de caixa receitas créditos de carbono.	123
Tabela 4.23 – Valores componentes fluxos de caixa s/ receitas créditos carbono..	123
Tabela 4.24 - Resultados dos critérios de decisão análise econômica cenário 1....	125
Tabela 4.25 - Resultados dos critérios de decisão análise econômica cenário 2....	125
Tabela 4.26 - Resultados dos critérios de decisão análise econômica cenário 3....	125
Tabela 4.27 - Resultados dos critérios de decisão análise econômica cenário 4....	126
Tabela 4.28 – Resumo resultados análises viabilidade econômica cenários CC....	126
Tabela 4.29 – Resumo resultadas análises viabilidade econômica cenários.....	127
Tabela 4.30 – Resultados análises viabilidade econômica dos cenários 2 e 3. ....	130
Tabela 4.31 – Fluxos de caixa incrementais dos cenários 2 e 3, com/sem CC.....	131
Tabela 4.32 - Resultados critérios decisão fluxos caixa inc cenários 2, 3 c/s CC. ...	131
Tabela 4.33 – Variação quantidade suínos critérios decisão econômica cenário 1	134
Tabela 4.34 – Variação quantidade suínos critérios decisão econômica cenário 2	135
Tabela 4.35 – Variação quantidade suínos critérios decisão econômica cenário 3	135
Tabela 4.36 – Variação quantidade suínos critérios decisão econômica cenário 4	136
Tabela 4.37 – Variação custo implementação sistema tratamento preço sistema. .	139
Tabela 4.38 – Variação custo implementação sist trat critérios decisão eco cen 2.	140
Tabela 4.39 – Variação custo implementação sist trat critérios decisão eco cen 3.	140
Tabela 4.40 – Variação custo implementação sist trat critérios decisão eco cen 4.	141
Tabela 4.41 – Variação preço pago biometano injetado rede receitas e eco.....	145
Tabela 4.42 – Variação preço pago biometano critérios de decisão econômica.....	145
Tabela 4.43 – Variação preço pago tonelada crédito carbono receitas econ C1 ....	149
Tabela 4.44 – Variação preço pago tonelada crédito carbono receitas econ C2 ....	150

Tabela 4.45 – Variação preço pago tonelada crédito carbono receitas econ C3 ....150

Tabela 4.46 – Variação preço pago tonelada crédito carbono receitas econ C4 ....151

Tabela 4.47 – Variação preço pago ton crédito carbono critérios decisão eco C1..152

Tabela 4.48 – Variação preço pago ton crédito carbono critérios decisão eco C2..153

Tabela 4.49 – Variação preço pago ton crédito carbono critérios decisão eco C3..154

Tabela 4.50 – Variação preço pago ton crédito carbono critérios decisão eco C4..155

## LISTA DE QUADROS

	Pág.
Quadro 1.1 - Participação matriz energética fontes renováveis e não renováveis. ....	30
Quadro 1.2 - Participação matriz elétrica fontes renováveis e não renováveis .....	30
Quadro 2.1 - Composição média do biogás. ....	50
Quadro 2.2 - Comparação das 3 tecnologias conversão biogás energia elétrica .....	53
Quadro 2.3 - Impurezas e tecnologias de limpeza. ....	56
Quadro 2.4 - Tecnologias melhoria disponíveis, fase de teste/desenvolvimento .....	56
Quadro 3.1 - Equivalência energética biogás/biometano e outros combustíveis .....	85
Quadro 4.1 – Características da propriedade em estudo. ....	94
Quadro 4.2 - Peso dos animais por unidade de produção. ....	94
Quadro 4.3 - Combustíveis consumidos anualmente pela Granja .....	100
Quadro 4.4 – Combustíveis consumidos e substituíveis anualmente. ....	101
Quadro 4.5 – Parâmetros utilizados nas análises de viabilidade econômica. ....	106
Quadro 4.6 – Parâmetros utilizados e resultados obtidos referentes aos CC .....	111
Quadro A.1 – Parâmetros projeto adotados cálculo tarifa média ponderada .....	168

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Abiogás – Associação Brasileira de Biogás e Biometano

ACM – Asbestos-Containing Materials

AE – Análise de Viabilidade Econômica

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

Ap. A – Apêndice A

Aprox. – Aproximadamente

BEN – Balanço Energético Nacional (Relatório Anual da EPE)

BTX – Benzeno, Tolueno, Etilbenzeno, Xileno e Cumeno

CC – Créditos de Carbono

CD – Critério(s) de Decisão

CDE – Critério(s) de Decisão Econômica

CDO – Custos e Despesas Operacionais

CE – Comitê Executivo

CELG – Companhia Energética de Goiás (desde fevereiro de 2017, a Celg faz parte do Grupo Enel e agora se chama Enel Distribuição Goiás)

CER's – Certificados de Emissões Reduzidas

CH<sub>4</sub> – Metano

CIBiogás – Centro Internacional de Energias Renováveis – Biogás

CMIST – Custo Médio de Implementação do Sistema de Tratamento

CO – Monóxido de Carbono

CO<sub>2</sub> – Dióxido de Carbono ou Gás Carbônico

CO<sub>2</sub> e – Dióxido de Carbono ou Gás Carbônico Equivalente

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

COP – Conferência das Partes

CV – Cavalo Vapor

$D_{CH_4}$  – Densidade do Metano

DCP – Documento de Concepção do Projeto

EE – Energia Elétrica

EOD – Entidade Operacional Designada

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FC – Fluxo de Caixa

FCD – Fluxo de Caixa Descontado

FCI – Fluxo de Caixa Incremental

GD – Geração Distribuída

GEE – Gases de Efeito Estufa

GLP – Gás Liquefeito de Petróleo

GMG – Grupo Motor-gerador

GN – Gás Natural

GNV – Gás Natural Veicular

GW – Gigawatt

GWh – Gigawatt hora

$H_2S$  – Sulfeto de Hidrogênio ou Ácido Sulfídrico

HP – Horse Power

$i$  – Taxa de Juros ou Taxa de Desconto do Fluxo de Caixa

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

$Inv_{inicial}$  – Investimento Inicial

IPCC – International Panel on Climate Changes (Painel Internacional sobre Mudanças Climáticas)

kVA – Quilovolt Ampère

kW – Quilowatt

kWh – Quilowatt hora

m<sup>3</sup> - Metro Cúbico

MCTIC – Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações

MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

mg – Miligrama

MJ - Megajoule

MW – Megawatt

Mtep – Milhões de Toneladas Equivalentes de Petróleo

NO<sub>x</sub> – óxidos de nitrogênio (NO e NO<sub>2</sub>)

OCDE – Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico

OIE – Oferta Interna de Energia

OIEE – Oferta Interna de Energia Elétrica

ONUUDI – Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial

PCI – Poder Calorífico Inferior

Pel – Potência Elétrica

PIB – Produto Interno Bruto

PIS – Programa de Integração Social

Porc. – Porcentagem

ppm – Partes por Milhão

PVC – Policloreto de Vinila

Qtd. – Quantidade

RecEco – Receitas e Economias

RCE's – Reduções Certificadas de Emissões

SELIC – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

SiO<sub>2</sub> – Dióxido de Silício

SMDA – Sistema de Manejo de Dejetos Animais

SV – Sólidos Voláteis

t – Tonelada

t CO<sub>2</sub> e – tonelada de dióxido de carbono (gás carbônico) equivalente

tep – toneladas equivalente de petróleo

TIR – Taxa Interna de Retorno

TIRM – Taxa Interna de Retorno Modificada

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

TMP – Tarifa Média Ponderada

TRH – Tempo de Retenção Hidráulica

TW – Terawatt

TWh – Terawatt hora

UNFCCC – United Nations Framework Conference on Climate Change

VE – Valor Energético, ou Equivalência Energética

VPL – Valor Presente Líquido

y – ano y

## LISTA DE SÍMBOLOS

% – Porcentagem

\$ – Unidade Monetária

$B_{0,LT}$  – Potencial de Produção Máxima de Metano do Sólido Volátil Gerado por Tipo de Animal  $LT$

$\varepsilon$  – Coeficiente de Eficiência de Coleta do Gás

$k$  – Índice de eficiência de produção de biogás no biodigestor, em  $m^3$  biogás/ $m^3$  biomassa

$n$  – Número de Períodos de um Fluxo de Caixa

$\eta$  – Coeficiente de Eficiência Elétrica (rendimento) do GMG

R\$ - Unidade Monetária em Reais

$\Sigma$  – Somatório

## 1 INTRODUÇÃO

Devido ao crescimento da população mundial ocorrer em progressão geométrica, a demanda por alimentos e energia tem aumentado e deve ainda aumentar, e muito, nas próximas décadas, bem como a geração de resíduos e dejetos.

Segundo o Balanço Energético Nacional de 2017 ano base 2016 (BEN 2017), a participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira manteve-se entre as mais elevadas do mundo, 43,5% contra 13,5% no resto do mundo. Houve um avanço até considerável da participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira (8,21%), devido à queda da geração térmica a base de combustíveis fósseis e ao incremento das gerações eólica e hidráulica. Um pouco mais de oitenta por cento (81,7%) de toda a eletricidade consumida no país (produção nacional mais importações) provém de fontes renováveis de energia.

Ainda segundo o BEN 2017, a oferta interna de energia (OIE), total de energia disponibilizada no país, caiu de 299,6 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) em 2015 para 288,3 Mtep em 2016. E, o consumo final, energético e não energético, no Brasil, registrou uma queda de 2,2%, passando de 261,2 Mtep em 2015 para 255,4 Mtep em 2016. Enquanto que o produto interno bruto (PIB) brasileiro retraiu 3,6% em relação ao ano de 2015.

De acordo com o mesmo relatório da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), BEN (2017), a oferta interna de energia elétrica (OIEE), total de eletricidade disponibilizada no país, teve um leve aumento de 615,7 TWh em 2015 para 619,7 TWh em 2016. E, o consumo final de eletricidade no país registrou, em 2016, uma queda de 0,9%, passando de 524,6 TWh em 2015 para 520,0 TWh em 2016. Os setores que mais contribuíram para esta redução foram o industrial (-1,3%) seguido pelo energético (-7,7%) e comercial (-2,4%).

No Quadro 1.1, de acordo com os BEN's 2014, 2015, 2016 e 2017 a participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira manteve-se entre as mais elevadas do mundo, com pequeno crescimento de 41,3% para 43,5% em 2016, devido particularmente à queda da oferta interna de petróleo e derivados (-5,6%) e expansão da geração hidráulica (7,0%). Por outro lado, a participação das

fontes não renováveis representou 56,5% em 2016, abaixo dos 58,7% registrados em 2015.

**Quadro 1.1** - Participação na matriz energética brasileira das fontes renováveis e não renováveis.

<b>Matriz Energética</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>Variação 2016/2015</b>
Fontes Não Renováveis	56%	57,7%	59,6%	60,6%	58,7%	56,5%	-3,75%
Fontes Renováveis	44%	42,3%	40,4%	39,4%	41,3%	43,5%	5,33%
Fontes Renováveis no Mundo	13%	13,2%	13,5%	13,5%	-	-	-
Fontes Renováveis OCDE	8,1%	8,6%	9,4%	9,4%	-	-	-

**Fonte:** BEN 2014, 2015, 2016 e 2017.

No Quadro 1.2, segundo os BEN's, a participação das fontes não renováveis na matriz elétrica brasileira representou 18,3% em 2016, abaixo dos 24,5% registrados em 2015. Por outro lado, a participação das fontes renováveis subiu de 75,5% para 81,7% no mesmo período, devido à queda da geração térmica a base de combustíveis fósseis (-17,44%, aprox. -18%) e ao incremento das gerações eólica (54,9%) e hidráulica (5,9%).

**Quadro 1.2** - Participação na matriz elétrica brasileira das fontes renováveis e não renováveis.

<b>Matriz Elétrica</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>Variação 2016/2015</b>
Fontes Não Renováveis	11,1%	15,5%	21,7%	25,4%	24,5%	18,3%	-25,31%
Fontes Renováveis	88,9%	84,5%	78,3%	74,6%	75,5%	81,7%	8,21%
Fontes Renováveis no Mundo	20,3%	21,2%	21,2%	21,2%	-	-	-
Fontes Renováveis OCDE	18,1%	19,7%	19,7%	19,7%	-	-	-

**Fonte:** BEN 2014, 2015, 2016 e 2017.

Conforme o BEN 2017, a repartição da oferta interna de energia - OIE apresenta-se da seguinte forma:

a) Energias Renováveis (43,5%):

- I. biomassa de cana-de-açúcar (17,5%);
- II. hidráulica (12,6%);
- III. lenha e carvão vegetal (8,0%);
- IV. lixo e outras renováveis (5,4%).

Entende-se por outras renováveis: biodiesel, outras biomassas, biogás, gás industrial de carvão vegetal, eólica e solar.

Dentre as fontes renováveis, o biogás teve um aumento de 46,2%, passando de 94 para 137 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) do ano de 2015 para 2016. No mesmo período, o biogás teve sua capacidade instalada de geração de energia elétrica aumentada em 41,67%, passando de 84 para 119 MW (BEN 2017).

b) Não Renováveis (56,5%):

- I. petróleo e derivados (36,5%);
- II. gás natural (12,3%);
- III. carvão mineral (5,5%);
- IV. urânio (1,5%);
- V. outras não renováveis (0,7%).

A capacidade total instalada de geração de energia elétrica do Brasil (centrais de serviço público e autoprodutoras) alcançou os 150 Gigawatts (GW), ou mais precisamente 150.338 Megawatts (MW) em 2016, representando um aumento de 9.479 MW (quase 9,5 GW) em relação ao ano anterior (BEN 2017).

A expansão da capacidade instalada divide-se da seguinte forma:

- a) as centrais hidrelétricas contribuíram com 55,6%;
- b) as centrais térmicas responderam por 18,1% da capacidade adicionada;
- c) as usinas eólicas e solares foram responsáveis pelos 26,3% restantes de aumento do grid nacional.

Em 2016, o total de emissões antrópicas associadas à matriz energética brasileira atingiu 428,95 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (Mt CO<sub>2</sub> e), contra 462,3 Mt CO<sub>2</sub> e em 2015, representando uma queda de 7,21% neste período, sendo que a maior parte (194,3 Mt CO<sub>2</sub> e) foi gerada no setor de transportes (BEN 2017).

Apesar de os números mostrarem que o Brasil está dia a dia introduzindo mais fontes de energia limpa e renovável em sua matriz elétrica, esta está relativamente perto do limite para deixar de ser sustentável (aquilo que não deve ser usado a um ritmo superior ao de sua geração), haja vista que a diferença entre o consumo de energia elétrica em 2016 (520,0 TWh) e a oferta interna de energia elétrica (OIEE) no mesmo ano (619,7 TWh) não é muito grande (BEN 2017).

Como a demanda por energia no planeta tende a aumentar e os recursos fósseis são finitos, para que haja um crescimento econômico contínuo e de forma sustentável torna-se imprescindível os seguintes fatores: pesquisa, desenvolvimento, financiamento, popularização, conscientização e utilização de fontes alternativas de energia.

Segundo a Associação Goiana Suinocultores (AGS), há no Estado de Goiás 220 granjas cadastradas até o final de 2017, totalizando mais de 100 mil matrizes suínas gerando uma quantidade enorme de dejetos juntamente com inúmeros suínos de outros tamanhos. Nessas granjas há uma enorme demanda por energia elétrica, sendo que muitas delas ainda não aproveitam seus dejetos para gerarem sua própria eletricidade de forma sustentável e renovável.

O biogás destaca-se entre as fontes promissoras e renováveis de energia, por ser uma das mais abundantes em nosso planeta, sobretudo no Brasil, estando disponível em pequena e larga escala e acessível a uma boa parte da população. O biogás, além dos benefícios socioeconômicos (redemocratização do uso da energia, geração de empregos, redução do valor da conta de luz, substituição de combustíveis tradicionais e de fertilizantes), traz benefícios ambientais quando propicia destinações corretas aos resíduos urbanos e dejetos agrossilvipastoris, evitando assim a contaminação do solo, lençóis freáticos, rios e açudes.

Nesse contexto, e também por ser uma fonte de energia renovável e uma forma de independência energética de baixo custo, dependendo da tecnologia empregada, a sua utilização têm conferido ao biogás, nos últimos anos, bastante importância não apenas nos países desenvolvidos, mas também nos países em desenvolvimento.

Dentre as tecnologias existentes para se tratar dejetos agrossilvipastoris, destaca-se a biodigestão anaeróbica. Dos modelos de biodigestores anaeróbicos, um

dos mais indicados para o tratamento de grandes quantidades de dejetos animais é o modelo canadense (ou da marinha brasileira).

Das tecnologias de conversão do biogás em energia elétrica, uma das mais utilizadas é a de motores a gás Ciclo-Otto, por ter um bom rendimento elétrico.

Antes de se implementar qualquer projeto faz-se necessário a realização de análises de viabilidade técnica e econômica do empreendimento. A análise econômica fornece ao empreendedor ou investidor ferramentas de decisão para que eles possam escolher acertadamente em qual projeto investir seus recursos.

Há também outros tipos de análises mais embasadoras, e até complexas, como a análise de sensibilidade e de risco, as quais demandam mais tempo e expertise para serem realizadas.

## **1.1 Estado da arte**

Cervi (2009) desenvolveu um estudo para estimar a viabilidade econômica de um sistema biointegrado, para produção de eletricidade e biofertilizante, a partir do aproveitamento de dejetos suínos. O sistema analisado possuía um gerador de eletricidade acoplado a um motor adaptado para uso com biogás. Analisou-se os custos de implantação, e os custos anuais de manutenção, depreciação e juros. Os benefícios anuais foram dados pelo valor econômico da eletricidade consumida e dos nutrientes presentes no biofertilizante usado para irrigação de pastagens. Também foram estimados indicadores de viabilidade econômica, como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Relação Benefício Custo (RBC) e Payback (PB). Também foi realizada uma análise de sensibilidade simulando cenários de consumo médio e diário de energia elétrica. Concluiu-se que o sistema biointegrado apresenta resultados econômicos favoráveis, mas o correto dimensionamento técnico tem grande influência nos resultados econômicos. Os benefícios anuais com o aproveitamento do biofertilizante foram maiores do que os custos anuais; e a utilização do grupo gerador de energia elétrica próxima da sua capacidade máxima traz maiores benefícios financeiros em um menor período de tempo.

Lira (2009) analisou alternativas de aproveitamento energético do biogás gerado a partir de dejetos de suínos, considerando aspectos técnicos, ambientais e financeiros. Os tipos de aproveitamento energético analisados foram quatro: queima total do biogás no flare, geração de energia elétrica em GMG, aquecimento, e a combinação de geração de energia elétrica com aquecimento. Determinou-se os valores mensais de entradas e saídas de energia no processo de criação de leitões da Granja. Quantificou-se os poderes caloríficos dos principais componentes envolvidos no processo de produção de biogás na planta (granja), utilizando-os posteriormente para o cálculo do coeficiente de eficiência energética. Levantou-se a capacidade de produção de biogás e de energia elétrica da granja. Procedeu-se à análise econômica dos quatro cenários e concluiu-se que a alternativa de utilização exclusiva do biogás para aquecimento apresentou um custo de uso do gás menor que a alternativa de aquecimento e geração de energia em virtude de não computar instalações de purificação e compressão em seu investimento. Seu período de retorno do investimento aplicado foi o mais atraente e apresentou o menor risco diante do cenário de retração econômica apresentado sendo, portanto, a melhor alternativa de investimento.

Silva (2009), em Portugal, analisou a viabilidade econômica de duas formas de aproveitamento energético do biogás: geração de energia elétrica em grupo motor-gerador (GMG) para ser vendida à concessionária de energia elétrica; e a produção de biometano (biogás purificado) para ser injetado na rede e vendido para a concessionária de gás natural. Detalhou-se cinco processos de limpeza e purificação do biogás. Determinou-se o custo de produção do biogás e da energia elétrica. Procedeu-se à análise de viabilidade econômica dos dois cenários citados, considerando-se como critério de decisão econômica apenas o *Payback* simples, e concluiu-se que o cenário de produção do biometano é mais vantajoso do que o cenário de produção de energia elétrica.

Garces Júnior (2010) analisou a viabilidade econômica de duas alternativas de investimento: a obtenção de receitas provenientes da venda dos créditos de carbono obtidos com a queima do biogás, produzido pela digestão anaeróbia de dejetos da suinocultura, em um flare; e a obtenção de receitas com a venda dos créditos de carbono originados da queima do biogás em um grupo motor-gerador (GMG) e de

receitas oriundas da venda da eletricidade gerada por este GMG para a concessionária local de energia elétrica. Os critérios de engenharia econômica utilizados em sua análise de viabilidade foram: valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR), *Payback*, e índice de lucratividade (IL). Em seguida, devido à incongruência entre os critérios de decisão dos dois cenários, foi necessário realizar uma análise incremental dos fluxos de caixa destes para se identificar que era a melhor alternativa. Concluindo-se que o cenário 2 tem uma rentabilidade maior do que o cenário 1.

Monteiro (2011), em Portugal, estudou as aplicações do biogás: geração de energia elétrica e a substituição do gás natural pelo biometano para ser injetado na rede e para ser utilizado como combustível para veículos. Detalhou-se os processos de limpeza e purificação do biogás, sobretudo o PSA, por ser uma das tecnologias mais eficientes para purificação de biogás. Concluiu-se que a produção e utilização do biogás está em franco desenvolvimento em toda a Europa e Portugal não é exceção. E, que o biometano, obtido a partir do biogás após limpeza e purificação deste, pode ser utilizado em todas as aplicações em que atualmente se usa o gás natural.

Martins e Oliveira (2011) estudaram a viabilidade econômica do uso do biogás como fonte alternativa para a geração de energia elétrica para diferentes períodos de geração. A partir da demanda do conjunto motor-gerador, determinou-se a quantidade de biogás, o volume do biodigestor e o número de suínos necessário no plantel. Calculou-se o número de suínos, custo, receita e investimento para diferentes períodos de geração. O método utilizado para a avaliação econômica foi o Valor Presente Líquido. O tempo de retorno do capital investido também foi calculado levando-se em consideração o desconto da taxa de juros nos fluxos de caixa. Calculou-se a variação do VPL e do tempo de retorno descontado em função do período de geração de energia elétrica. Determinou-se tarifas mínimas para diferentes períodos de geração e tempos de retorno do capital. Calculou-se o efeito da variação da tarifa de energia nos resultados econômicos. Determinou-se o tempo mínimo de geração e necessidade de energia para diferentes volumes de biodigestor e tarifas de energia. O estudo demonstrou ser economicamente viável a utilização do biogás da suinocultura, como fonte para geração de energia elétrica. O aumento da demanda

de energia elétrica na propriedade aumenta o Valor Presente Líquido e diminui o tempo de retorno do investimento. Embora seja possível a comercialização, os resultados demonstraram que é mais vantajoso economicamente o uso da energia na propriedade rural, substituindo ou reduzindo a aquisição da energia elétrica distribuída pela concessionária.

Catapan et al. (2013) utilizou técnicas de análise de investimentos e determinou o ponto de equilíbrio, em número de animais, para viabilizar a implantação de biodigestores com o intuito de se produzir energia elétrica por meio da utilização de dejetos de suínos e de equinos. Para atingir esse objetivo, levantou-se informações de campo relativas aos investimentos iniciais e as entradas e saídas de caixa para se implantar o biodigestor. Os fluxos de caixa foram projetados para suínos e equinos de forma independente. Em seguida, calculou-se os indicadores de viabilidade e procedeu-se a simulação de Monte Carlo para mensurar a sensibilidade dos parâmetros de entrada. Ao final, sugeriu-se implantar o biodigestor para propriedades com, no mínimo, 1075 suínos ou 288 equinos.

Este trabalho propõe, portanto, analisar as seguintes formas de aproveitamento energético do biogás oriundo de dejetos de suínos: queima do biogás no grupo motor-gerador (GMG), queima do biometano no grupo motor-gerador (GMG), injeção do biometano na rede de distribuição de gás natural, e utilização do biometano como combustível veicular. E, também, analisar a sensibilidade dos cenários de projeto propostos em relação a alguns parâmetros, identificando quais são os cenários mais sensíveis a estes.

## **1.2 Justificativa**

Devido aos seus benefícios socioeconômicos e ambientais, este trabalho visa difundir outras formas de aproveitamento energético do biogás, as quais podem ser até mais rentáveis do que a “simples” geração de energia elétrica a partir deste gás, além de serem mais ambientalmente corretas, uma vez que o biogás é purificado.

### 1.3 Objetivos geral e específicos

#### 1.3.1 Objetivo geral

Analisar a viabilidade econômica do biogás proveniente de dejetos de suínos para se produzir energia elétrica e biometano.

#### 1.3.2 Objetivos específicos

- a) Levantar o potencial de produção de biogás, energia elétrica e biometano, a partir de dejetos de suínos, e estimar as receitas e economias provenientes desses dois últimos produtos;
- b) Quantificar as emissões de carbono que podem ser evitadas com a implementação dos cenários de projeto propostos, e estimar as receitas provenientes da venda dos créditos de carbono;
- c) Analisar a viabilidade econômica de produção e utilização de energia elétrica e biometano oriundos do biogás suinícola;
- d) Analisar a sensibilidade dos cenários de projeto propostos em relação a algumas variáveis-chave (parâmetros-chave), identificando os cenários mais sensíveis em termos de retorno financeiro.

### 1.4 Organização da dissertação

O restante da dissertação está organizado do seguinte modo:

- **Capítulo 2 – Referencial teórico:** neste capítulo é descrito todo o arcabouço teórico necessário para a compreensão deste trabalho, tais como tipos de biodigestores anaeróbios, conceitos de biogás, tipos de tratamento deste; fórmulas para se calcular os potenciais de produção de biogás, biometano e eletricidade. Dá-se uma noção geral sobre tratamento do biogás, mecanismo

de desenvolvimento limpo e a metodologia utilizada para se calcular os créditos de carbono; bem como sobre os conceitos dos critérios de decisão empregados na análise econômica deste trabalho.

- **Capítulo 3 – Metodologia:** nesta seção é apresentada a forma de desenvolvimento e expressões matemáticas utilizadas neste trabalho e como seus objetivos serão alcançados. São apresentados os cenários de projetos analisados e a composição dos respectivos fluxos de caixa.
- **Capítulo 4 – Resultados e discussão:** apresentam-se e se discute nesta seção os principais resultados obtidos dos cenários de projeto propostos por este trabalho.
- **Capítulo 5 – Conclusão:** neste capítulo apresentam-se as conclusões resultantes dos cenários analisados.

## **2 REFERENCIAL TEÓRICO**

### **2.1 Tipos de biodigestão (decomposição)**

Na biodigestão aeróbia, as bactérias aeróbicas, que dependem do oxigênio para viver, produzem, além de calor e água, dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) totalmente oxidado, poder calorífico baixíssimo, portanto não pode ser utilizado como combustível.

Já na biodigestão anaeróbia, as bactérias anaeróbicas, que só conseguem viver em locais sem a presença do gás oxigênio ( $\text{O}_2$ ), produzem, além de calor e água, o metano ( $\text{CH}_4$ ), que é um gás rico em energia química (poder calorífico), sendo, portanto, bastante utilizado como combustível (PATRI, 2010).

Diante do exposto, percebe-se a relevância maior da biodigestão anaeróbia em face da aeróbia, sendo aquela, portanto, um pouco mais detalhada a seguir.

#### **2.1.1 Biodigestão anaeróbia**

Segundo Martins e Oliveira (2011), por meio da digestão anaeróbia é possível transformar os dejetos de suínos em biogás. Mas o que vem a ser essa digestão anaeróbia? É o processo de degradação da biomassa residual sem que ocorra qualquer tipo de contato com o ar.

Portanto, biodigestão anaeróbia é o processo de decomposição da matéria orgânica realizado na ausência de oxigênio por meio de micro-organismos, daí o prefixo bio. O resultado dessa biodigestão anaeróbia é uma mistura de gases, denominada de biogás. E, às estruturas projetadas e construídas para degradar essa biomassa, dá-se o nome de biodigestores. (SANTOS E JUNIOR, 2013).

Segundo Garces Júnior (2010), os parâmetros que influenciam na biodigestão são os seguintes:

- a) Tempo de Retenção Hidráulica (TRH)
- b) Efeito de Toxinas

- c) Efeito da Temperatura
- d) Efeito do pH
- e) Relação entre os Nutrientes Carbono e Nitrogênio (C/N)
- f) Luz
- g) Ácidos Orgânicos
- h) Oxigênio

Segundo Avaci et al. (2013), a geração de biomassa está diretamente relacionada aos fatores de manejo e aos sistemas de abastecimento de água, climatização e de limpeza.

## 2.2 Biodigestores

Segundo Santana et al. (2012), os biodigestores são classificados em:

- a) modelos, e
- b) tipos.

Para Santana et al. (2012), há três modelos de biodigestores bastante conhecidos, a saber:

- a) o chinês (digestor de cúpula fixa);
- b) o indiano (digestor de tambor flutuante), e
- c) o canadense ou de fluxo tubular, que é o modelo taiwanês (digestor tubular de polietileno) melhorado.

Os mais comuns no Brasil são os modelos chinês e indiano, em pequeno e médio porte, sendo o indiano o mais difundido no país pela sua simplicidade e funcionalidade (CIVARDI, 2014).

Atualmente o biodigestor canadense está sendo bastante utilizado em propriedades agrossilvipastoris (integração entre lavoura, pecuária e floresta), com o intuito, além de tratar os resíduos, de se produzir energia elétrica, e em alguns casos, biometano, nestas propriedades.

## 2.2.1 Modelos de biodigestor

### 2.2.1.1 Modelo chinês (digestor de campânula/cúpula fixa)

O modelo de biodigestor chinês é uma construção cara e requer mão de obra experiente, uma vez que, além de necessitar de uma manta impermeabilizante em suas paredes para que não ocorra infiltrações de água, trincas e rachaduras, ele é todo construído em alvenaria e necessita de escavação, pois sua câmara cilíndrica de digestão é quase que inteiramente enterrada no solo, restando de fora, às vezes, apenas sua cúpula, usada para armazenar o biogás. Como seu gasômetro esférico (domo) é fixo, o modelo chinês opera sob pressão variável em função do abastecimento de dejetos e da quantidade de biogás consumida (GASPAR, 2003).

Ainda segundo Gaspar (2003), outra crítica é a respeito da variação de pressão de saída do gás. Isso ocorre devido a não existir um regulador de pressão, ocasionando uma maior pressão de saída no gás quando o gasômetro estiver cheio e uma menor pressão quando o gasômetro estiver com nível baixo.

A Figura 2.1 representa o modelo chinês de biodigestor (cúpula fixa).

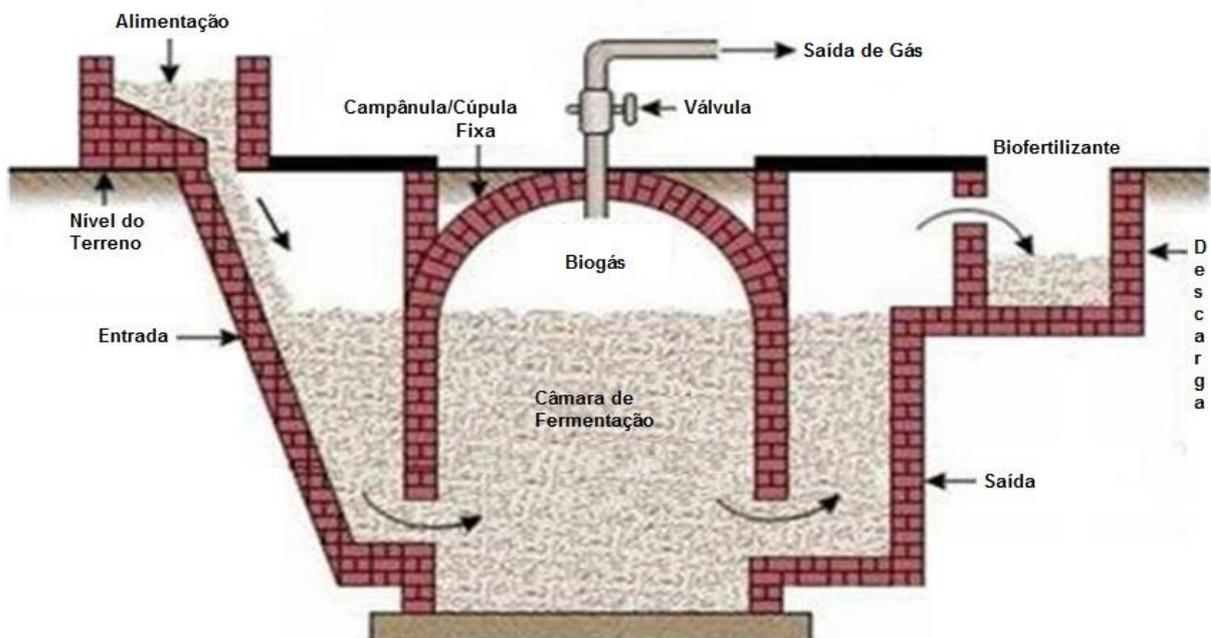


Figura 2.1 - Modelo chinês de biodigestor

Fonte: SILVA, 2012, p. 09.

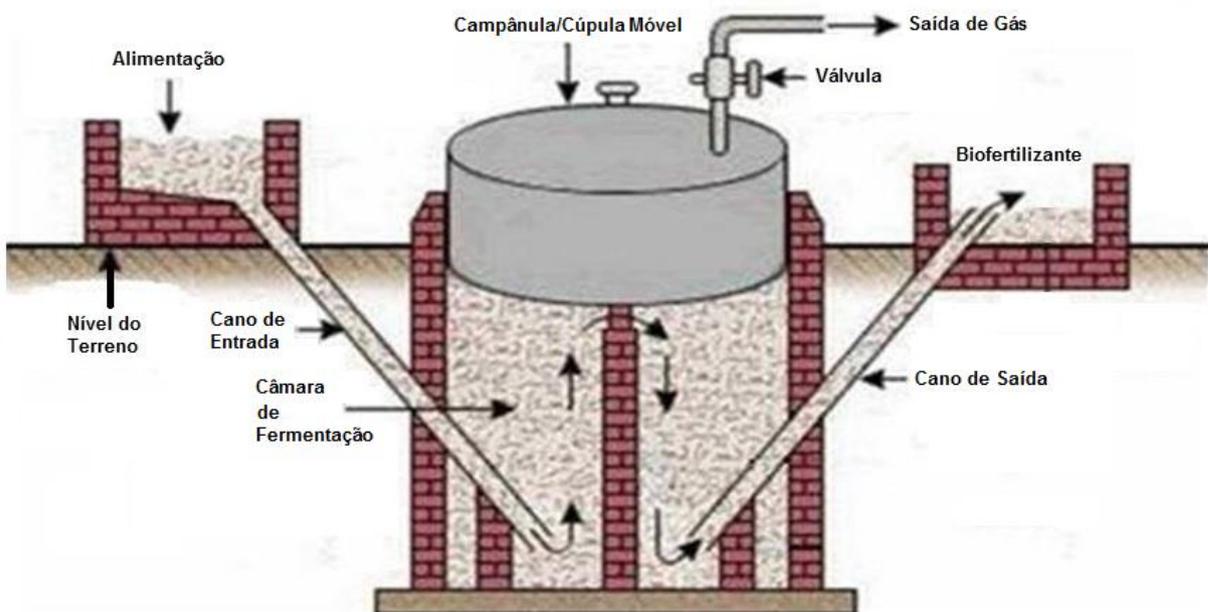
### 2.2.1.2 Modelo indiano (digestor de campânula/cúpula móvel)

O modelo indiano possui uma cúpula móvel de metal (campânula) que funciona como um gasômetro, a qual pode estar mergulhada sobre a biomassa em fermentação, ou em um selo d'água externo. Ele possui também uma parede central que divide o tanque de fermentação em duas câmaras, possibilitando que o material circule por todo interior da câmara de forma homogênea. (SANTANA ET AL., 2012).

A campânula é quem mantém a pressão de saída dos gases estável. Pois, dependendo da quantidade de gás existente no interior do biodigestor, a campânula sobe ou desce mantendo sempre a pressão constante no sistema. (RORATTO, 2014)

Quando o primeiro tanque está cheio, a quantidade de massa orgânica já digerida passa de forma forçada para a câmara seguinte. O material que sai do segundo tanque recebe o nome de biofertilizante, é um adubo composto de 5% de sólidos pastosos e 95% de líquido (SANTANA ET AL., 2012).

A Figura 2.2 representa o modelo indiano de biodigestor (cúpula móvel).



**Figura 2.2** – Modelo indiano de biodigestor (cúpula móvel).

Fonte: SILVA, 2012, p. 06.

### 2.2.1.3 Modelo canadense (marinha brasileira)

O modelo fluxo tubular, também conhecido como Canadense ou da Marinha Brasileira, possui estrutura simplificada, construção do tipo horizontal, com câmara de biodigestão escavada no solo ou não, e com o gasômetro feito de material plástico maleável (PVC - Polyvinyl Chloride, ou similar), que infla quando a quantidade de biogás aumenta, tendo como característica de projeto uma largura maior do que a profundidade do seu reservatório. (RORATTO, 2014).

Segundo Santana et al. (2012), Civardi (2014) e Roratto (2014) esse modelo de biodigestor começou a ser utilizado recente e amplamente em propriedades rurais de pequeno e médio porte, difundindo-se bastante no Brasil, pelas seguintes vantagens:

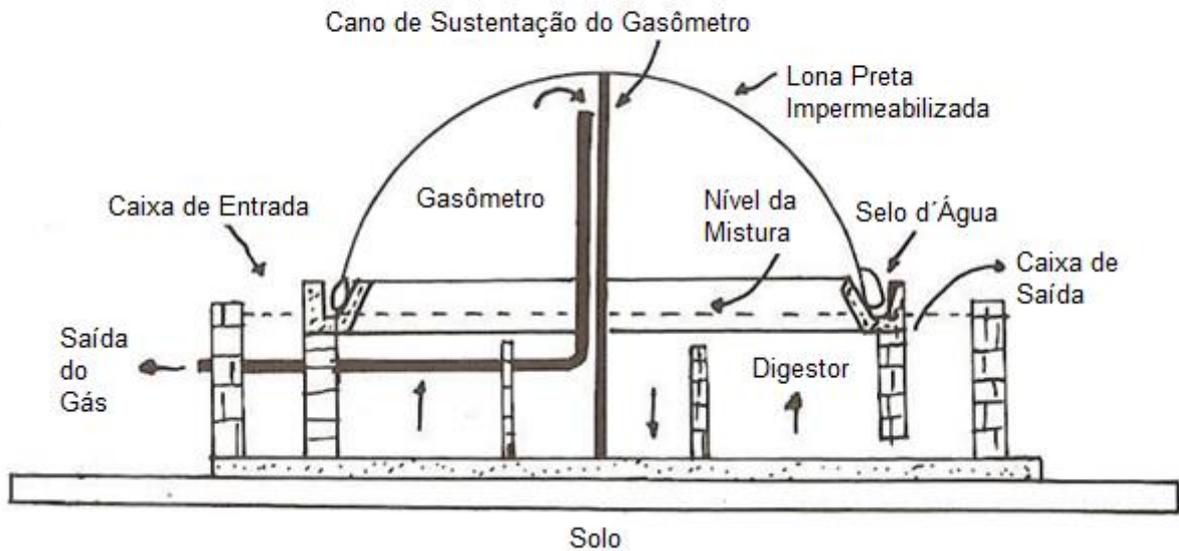
- a) tecnologia mais recente e avançada;
- b) projeto simples e de fácil execução; e
- c) utiliza o calor do sol para aumentar a taxa de biodigestão.

Essa tecnologia apresenta algumas desvantagens:

- a) menor durabilidade, pois o gasômetro fica exposto às intempéries e é constituído de material plástico;
- b) alto custo de aquisição da lona de PVC do gasômetro, uma vez que esta cobre toda a sua extensão (RORATTO, 2014).
- c) custo elevado de escavação e impermeabilização do reservatório.

A Figura 2.3 representa o biodigestor modelo canadense (marinha) com paredes divisórias internas em corte transversal.

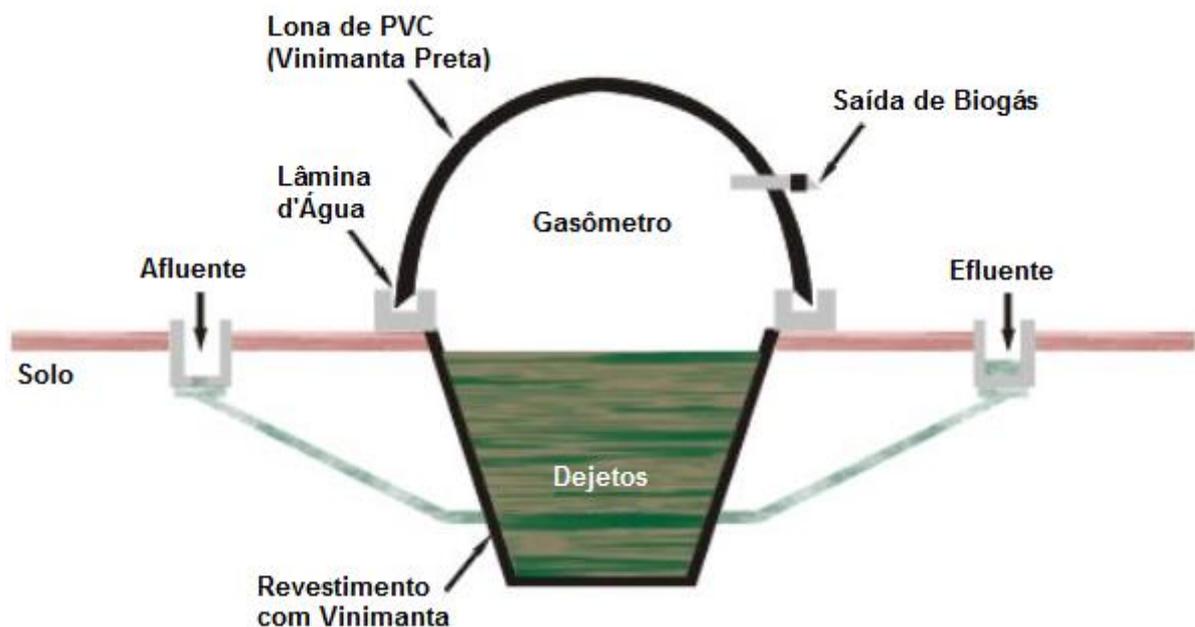
### Modelo Marinha (PqM) de Cúpula de Lona Impermeabilizada



**Figura 2.3** – Biodigestor modelo canadense com paredes divisórias internas, corte transversal.

Fonte: OLIVEIRA, 2009.

A Figura 2.4 representa o biodigestor modelo canadense (marinha) sem paredes divisórias internas em corte transversal.



**Figura 2.4** – Biodigestor modelo canadense sem paredes divisórias internas, corte transversal.

Fonte: BALMANT, 2009

A Figura 2.5 representa o biodigestor modelo canadense (marinha), gasômetro de PVC.



**Figura 2.5** – Biodigestor modelo canadense, gasômetro de PVC.

Fonte: <https://www.industriahoje.com.br/biodigestor-sera-o-destaque-da-sansuy-na-feira-avisulat-e-na-fiman>

## 2.2.2 Tipos de biodigestores

Segundo Santana et al. (2012), há **dois tipos** de biodigestores e são abastecidos das seguintes maneiras:

- a) por batelada, ou
- b) de forma contínua.

### 2.2.2.1 Biodigestores por batelada (fluxo não contínuo)

Os biodigestores por batelada, como o próprio nome já diz, são abastecidos uma única vez com matéria-prima (substrato), ficando estes totalmente fechados e sem ar para que seja realizada a fermentação anaeróbia. Ao final desta, ou seja, depois de exaurida sua fonte de gás, todo o material do interior do biodigestor é

descartado, este é limpo, uma nova quantidade de substrato é inserida sendo iniciado um novo processo. Trata-se, portanto, de um sistema bastante simples e de fácil operação, comumente utilizado por granjas avícolas, cuja disposição do substrato só ocorre após a venda dos animais e limpeza dos galpões (SANTANA ET AL., 2012).

### **2.2.2.2 Biodigestores contínuos**

Os biodigestores de fluxo contínuo, ao contrário dos por batelada, tem a matéria prima inserida continuamente e quase sempre de forma direta, usam substratos acessíveis e de decomposição relativamente fácil. Os três modelos de biodigestores citados (chinês, indiano e canadense) são do tipo contínuo, assim como a maioria dos biodigestores caseiros (SANTANA ET AL, 2012).

Para Santana et al. (2012), a escolha do modelo ou do tipo de biodigestor dependerá:

- a) do local onde este será instalado;
- b) do tipo de substrato disponível;
- c) da experiência do construtor; e, principalmente,
- d) do custo X benefício de sua implementação.

Civardi (2014) ressalta que qualquer processo de implementação de uma nova tecnologia no setor produtivo suinícola exige que esta atenda sempre à legislação ambiental.

Qualquer que seja o tipo de biodigestor escolhido, se este for bem instalado e operado, e tiver uma manutenção adequada, produzirá certamente biogás, e biofertilizante, de boa qualidade.

A tecnologia dos biodigestores serve tanto para minimizar os impactos negativos atualmente causados ao meio ambiente, função primordial destes, quanto para proporcionar ganhos econômicos com a produção de biogás e biofertilizante.

## **2.3 Biogás**

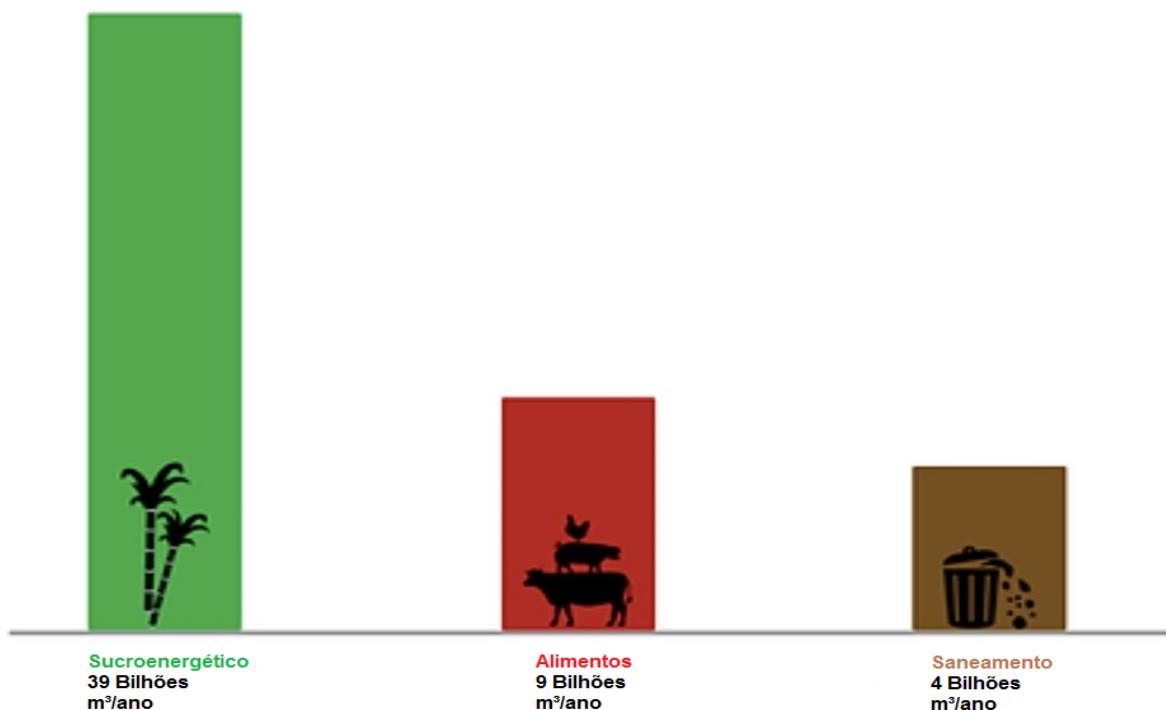
### 2.3.1 Definição

Biogás é uma mistura de gases composta principalmente por metano e dióxido de carbono, obtida normalmente por meio do tratamento de resíduos domésticos, agropecuários ou industriais, via processo de biodigestão anaeróbia, ou seja, na ausência de oxigênio (CIBiogás, 2016). Como o metano é o gás majoritário dessa mistura, ele confere ao biogás um importante valor energético.

### 2.3.2 Produção

Diariamente, uma enorme quantidade de resíduos orgânicos é produzida no mundo, são milhões de toneladas. As fontes mais importantes de todo este material orgânico são as frações orgânicas dos resíduos urbanos, agropecuários e agroindustriais, e os lodos de esgoto.

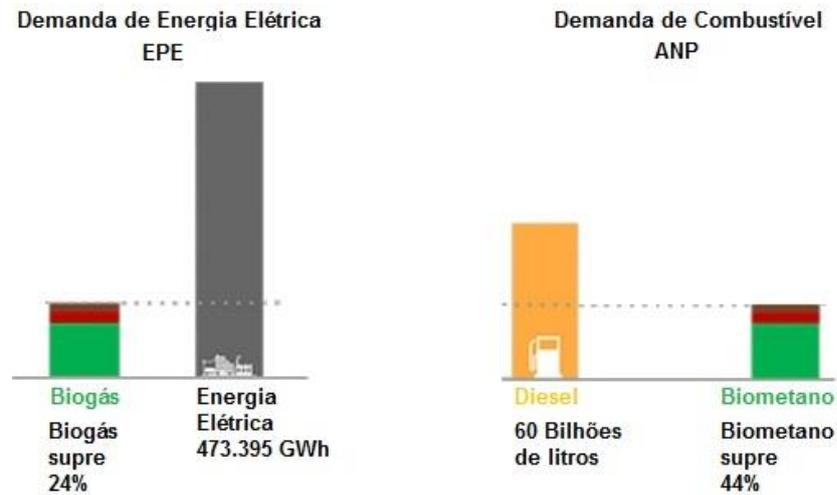
A Figura 2.6 apresenta o potencial nacional de geração de biogás a partir de resíduos por setor.



**Figura 2.6** - Potencial nacional de geração de biogás a partir de resíduos por setor.

Fonte: <https://www.abiogas.org.br/setor-no-brasil>

A Figura 2.7 apresenta como o biogás pode suprir a demanda de energia elétrica e diesel no Brasil.



**Figura 2.7** - Como o biogás pode suprir a demanda de energia elétrica e de diesel no Brasil.

Fonte: <https://www.abiogas.org.br/setor-no-brasil>

Além de nos digestores, o biogás pode ser encontrado naturalmente nos aterros sanitários controlados, onde os resíduos são depositados. Essas condições reproduzem um ambiente anaeróbio onde o biogás é produzido de forma lenta, mas é produzido.

Os insumos disponíveis, tipos de biomassa, para uma planta de biogás se subdividem em três grupos (ONUDI - BURNS, 2009):

- Esterco e dejetos (líquidos/sólidos), provenientes do manejo de animais;
- Recursos naturais renováveis de origem vegetal; e
- Restos/subprodutos orgânicos.

Segundo a ONUDI - Burns (2009), o processo que leva à produção de biogás é conhecido como digestão anaeróbia ou biometanização. A digestão anaeróbia é, portanto, um processo biológico no qual um conjunto de bactérias específicas, na ausência de oxigênio, é capaz de transformar a matéria orgânica em uma mistura de gases, denominada biogás, justamente por ser produzida dentro de um biodigestor.

Nesse processo forma-se também um componente líquido (efluente) denominado digestato, conhecido em alguns países como chorume, e que por possuir características bioquímicas poderosas é amplamente utilizado como adubo orgânico, recebendo o nome de biofertilizante (substrato degradado) por ser originário da biodigestão.

De acordo com Cortez, Lora e Gómez (2008), esse componente líquido pode ser utilizado também como ração e inseticida. O biofertilizante produzido tem propriedades superiores ao esterco ou resíduo que lhe deu origem.

A quantidade de biogás a ser produzida, ou seja, seu rendimento, depende de vários fatores (ONU DI - BURNS, 2009):

- a) do tipo e da composição da biomassa utilizada (homogeneidade da mistura, teor de matéria seca, concentração de ácidos graxos e eventuais substâncias inibidoras);
- b) do modelo do biodigestor; e
- c) das condições de operação (temperatura, pressão, pH, tempo de retenção hidráulica).

Segundo FNR (2010), o aumento do tempo de retenção hidráulica do substrato no biodigestor melhora a taxa de degradação da matéria orgânica ocorrida neste, refletindo em uma maior produção de biogás. Sabendo-se que a parte combustível dessa mistura gasosa é o metano, à medida que o tempo de retenção aumenta, uma quantidade cada vez maior desse gás vai sendo formada, elevando-se, assim, o poder calorífico inferior (PCI) do biogás.

Por meio do poder calorífico inferior é possível calcular a produção de energia elétrica para os mais diversos tipos de substrato (bovino, suíno, equino, caprino, de aves, etc...), desde que se tenha a concentração de metano no biogás formado por cada um deles.

O Quadro 2.1 apresenta a composição aproximada da mistura de gases, que formam o biogás.

**Quadro 2.1** - Composição média do biogás.

<b>GASES</b>	<b>PORCENTAGEM (%)</b>
Metano (CH <sub>4</sub> )	40 – 75
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	25 – 40
Hidrogênio (H)	1 – 3
Nitrogênio (N)	0,5 – 2,5
Oxigênio (O)	0,1 – 1
Ácido Sulfídrico - Sulfeto de Hidrogênio- (H <sub>2</sub> S)	0,1 – 0,5
Amônia - Amoníaco- (NH <sub>3</sub> )	0,1 – 0,5
Monóxido de Carbono (CO)	0 – 0,1
Vapor de Água (H <sub>2</sub> O)	Variável

**Fonte:** CERPCH e MME (2007)

De acordo com Cortez, Lora e Gómez (2008), o gás metano e o gás carbônico são gerados em maior quantidade no biodigestor, destacando-se comercial e ambientalmente dentre os demais gases. O gás carbônico é utilizado muito comumente na indústria de refrigerantes, além de outras aplicações. E, o gás metano pode sofrer combustão para gerar energia térmica e esta pode posteriormente ser convertida em energia elétrica. A energia térmica é utilizada nas indústrias alimentícia e de cerâmica, bem como em fábricas de telhas, tijolos, cimentos, e em qualquer lugar onde haja forno, fornalha ou caldeira. E, a energia elétrica tem uma ampla aplicação na sociedade atual (residências, comércios, indústrias, etc...).

Segundo CERPCH e MME (2007), uma grande quantidade de energia térmica é liberada durante a queima do gás metano.

Conforme Catapan et al. (2013), dependendo da composição e do tipo de substrato a ser decomposto dentro do biodigestor (matéria orgânica a ser degradada biologicamente pelos micro-organismos) obter-se-á uma taxa de conversão maior ou menor, ou seja, produzir-se-á mais ou menos biogás por tonelada de dejetos. Essa composição e tipo influenciam também em uma maior ou menor produção de metano, gás carbônico, e dos demais gases da mistura.

Pode-se colocar biomassa seca ou molhada dentro de um biodigestor, a única diferença será na capacidade de produção, pois a biomassa seca apresenta maior rendimento na quantidade de gás a ser produzida.

Conforme mencionado por ONUDI - Burns (2009), durante a produção de biogás, pelo processo da digestão anaeróbia, vários gases são formados. Todavia, o produto que mais interessa é o metano, devido ao seu valor energético. Deste modo, recomenda-se que o biogás seja purificado.

De acordo com Karlsson (2014), o processo de purificação do biogás consiste em remover, principalmente, o sulfeto de hidrogênio ( $H_2S$ ) e o dióxido de carbono ( $CO_2$ ), a partir da dissolução desses gases, o que pode ser feito de diversas formas, dentre elas por meio da lavagem com água pressurizada. O biogás pode ser utilizado para gerar eletricidade, antes e após a purificação, mas somente após ser purificado, ou seja, restar apenas o metano em sua composição, é que o biogás pode ser utilizado como combustível veicular.

O sulfeto de hidrogênio – ácido sulfídrico – combinado com o vapor do biogás forma ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ), que é altamente corrosivo. Desta maneira, o biogás deve passar por um processo de dessulfurização, que é o processo físico, biológico ou combinado para se reduzir o teor de sulfeto de hidrogênio ( $H_2S$ ) do biogás (KARLSSON, 2014).

Segundo Feiden et al. (2014), com exceção do metano, os demais gases constituintes do biogás interferem negativamente no seu poder calorífico. Dessa forma, a remoção do  $CO_2$  e, principalmente, do  $H_2S$  faz-se necessária para aumentar seu poder calorífico e não agredir as partes metálicas de motores a gás, equipamentos, caldeira e canos por onde o biogás passa. A dessulfurização do biogás deve ser realizada para se evitar a corrosão, bem como por motivos de saúde, segurança e ambiental.

Em conformidade com o SGC (2012), os volumes específicos do biogás e do metano oriundo de suínos são respectivamente 1,15 e 0,75. O quociente entre a densidade do metano e a do biogás resulta em aproximadamente 65%, valor este adotado por SGC (2012) para o teor de metano contido no biogás suinícola.

### **2.3.3 Tecnologias**

De acordo com a ONUDI - Burns (2009), a tecnologia de geração de biogás a ser empregada é definida, dentre outras formas, pelas características físicas e químicas dos insumos disponíveis, ou seja, dos resíduos a serem tratados, bem como pelas necessidades da propriedade (rural, industrial...) em questão.

Existem dois tipos de tecnologias relacionadas ao biogás: as básicas e as avançada.

#### **2.3.3.1 Tecnologia básica**

As tecnologias básicas foram as primeiras a serem introduzidas, e possuem uma abordagem mais energética. Tratam-se de tecnologias para se produzir biogás em pequena escala, utilizam pequenos digestores a um custo econômico menor, tais como o modelo chinês (digestor de cúpula fixa), o indiano (digestor de tambor flutuante), e o taiwanês - digestor tubular de polietileno - (ONU DI - BURNS, 2009).

A utilização destas tecnologias tem sido muito importante, pois é uma forma de se produzir energia em locais remotos (zonas rurais, vilarejos, quilombos, etc...), onde as energias convencionais praticamente não conseguem chegar, ou cujo custo de implementação, na visão das empresas, ainda não se justifica. O uso dessas tecnologias básicas evita a utilização de outros tipos de energia como a da biomassa que envolve corte excessivo de árvores e arbustos (lenha), sendo, portanto, uma forma de se preservar o meio ambiente (ONU DI - BURNS, 2009).

As tecnologias básicas são mais comumente utilizadas em regiões populosas onde se produz muitos resíduos e, normalmente, com grande demanda energética. Elas são uma fonte alternativa de energia, em pequena escala, barata e acessível, e que prestam um serviço bastante relevante às regiões e comunidades, carentes e/ou distantes dos grandes centros urbanos, que as utilizam.

Existem muitos digestores com estas características espalhados pelo mundo, sobretudo na região andina. A América Latina e o Caribe são, depois da China e da

Índia, a região que possuem mais digestores instalados de pequena escala e baixo custo (ONUDI - BURNS, 2009).

### 2.3.3.2 Tecnologia avançada

De acordo com a ONUDI - Burns (2009), as tecnologias mais avançadas possuem, além da abordagem energética, aplicação ambiental. Elas geram muito mais energia do que as tecnologias básicas, e sob o ponto de vista ambiental, são tecnologias mais recentes que podem ser utilizadas para solucionar problemas de gestão/gerenciamento de resíduos, o que lhes confere mais uma grande vantagem de utilização, ou seja, a gestão e redução de passivos ambientais.

As tecnologias avançadas são utilizadas para se produzir biogás em larga escala, utilizam grandes digestores a um custo econômico maior, tais como o modelo canadense. Exemplos de utilização são: nos digestores que tratam a vinhaça de grandes destilarias, em usinas de cana-de-açúcar, indústrias de laticínios, e em estações de tratamento de esgoto (ETE's).

O uso das tecnologias básicas ou avançadas para geração de biogás é um grande diferencial energético, social, econômico, e ambiental, para as propriedades e regiões/comunidades que as utilizam.

### 2.3.3.3 Tecnologias de conversão de biogás em eletricidade

O Quadro 2.2. apresenta três tecnologias de conversão do biogás em eletricidade.

**Quadro 2.2** - Comparação das 3 tecnologias de conversão do biogás em energia elétrica.

Tipos de Tecnologias	Potência Instalada	Rendimento Elétrico	Emissões de NOx
Motores a Gás Ciclo-Otto	30 kW - 20 MW	30% - 40%	250 ppm - 3.000 ppm
Turbinas a Gás (médio porte)	500 kW - 150 MW	20% - 30%	35 ppm - 50 ppm (gás de aterro)
Microturbinas (pequeno porte)	30 kW – 40kW	24% - 28%	< 9 ppm

Fonte: CENBIO (2004)

De acordo com Brazil Caterpillar Energy Solutions (2017), GMG's de alta eficiência elétrica são mais caros que os GMG's de menor eficiência. E, GMG's fabricados especialmente para queima de gás natural e/ou biogás possuem eficiência elétrica (rendimento),  $\eta$ , variando entre 30% a 49%, melhor do que os motores a diesel adaptados. Há casos de equipes ou até mesmo empresas inteiras voltadas à fabricação de GMG's a gás, o que resulta em produtos mais eficientes, com menores emissões e maior durabilidade.

#### **2.3.4 Tratamento do biogás**

Conforme Silva (2009), durante o processo de digestão anaeróbia e a conseguinte produção de biogás, constituído principalmente pelos gases Metano e Gás Carbônico, formam-se também traços de outros componentes, como: hidrogênio, nitrogênio, oxigênio, ácido sulfídrico, amônia ou amoníaco, monóxido de carbono, vapor de água, e outros (siloxanos, hidrocarbonetos) que, como o gás carbônico, também precisam ser removidos.

Dependendo da destinação final do biogás é que se escolhe o processo de tratamento (limpeza e purificação) mais adequado a ser utilizado, gerando assim maior rentabilidade e eficiência energética na utilização desta fonte de energia renovável.

De acordo com Borschiver e da Silva (2014), o tratamento do biogás é constituído de duas etapas principais para se chegar ao biometano (biogás purificado):

- (1) o processo de limpeza (do inglês, cleaning process) das impurezas; e
- (2) o processo de melhoria (do inglês, upgrading process) do poder calorífico do biogás.

Segundo Borschiver e da Silva (2014), o processo de limpeza do biogás visa remover os traços de componentes indesejáveis no biogás, tais como: sulfeto de hidrogênio, siloxanos, água, nitrogênio, oxigênio, amônia, e partículas em suspensão (particulados) presentes em concentrações diferentes, de acordo com a composição do substrato que produziu o biogás.

Conforme Probiogás (2016), “siloxanos ocorrem especialmente no biometano produzido a partir de aterros sanitários ou da digestão anaeróbia do lodo das estações de tratamento de esgoto. Resíduos orgânicos e estrume, todavia, são isentos de fontes de siloxanos, ou seja, o biometano gerado a partir dessas fontes não contém traços desses compostos”. Isso significa dizer que o biogás suinícola não precisa ser tratado quanto aos siloxanos.

Segundo a definição do site oficial da empresa CABOT (líder mundial de especialidades químicas e materiais de desempenho, que comemorou 40 anos de produção industrial no Brasil em novembro de 2016), “SILOXANO vem de SILicone, OXigênio e alcANO, são provenientes de detergentes, cosméticos, shampoos, etc... Os siloxanos causam incrustações e reduzem o tempo de vida do motor de biogás. O Carvão Ativado é a melhor tecnologia disponível para a remoção de siloxanos.”

A presença de impurezas, ainda que em concentrações baixas, pode afetar equipamentos e motores causando problemas de corrosão e desgaste mecânico. Ademais, durante a queima do biogás há ainda o problema de emissão de poluentes indesejáveis para a atmosfera. As impurezas e as tecnologias de limpeza são apresentadas no Quadro 2.3.

Como os processos de limpeza do biogás (dessulfurização e secagem) já estão consolidados, a maioria dos estudos está centrada nos processos de melhoria do poder calorífico do biogás (purificação).

Conforme Borschiver e da Silva (2014), o processo de melhoria do poder calorífico do biogás consiste em remover o dióxido de carbono contido neste, resultando no aumento da concentração de metano e, conseqüentemente, do poder energético do biogás.

Essa melhoria é requerida quando se precisa cumprir as normas de uso do biometano como combustível veicular ou para sua injeção na rede de gás natural. Alguns processos de melhoria do poder calorífico do biogás requerem tratamento prévio para remover certas impurezas (SILVA, 2009).

Conforme se pode observar no Quadro 2.4, várias tecnologias já se encontram disponíveis comercialmente para o processo de melhoria do poder calorífico do biogás e outras ainda estão em fase de desenvolvimento e teste.

Vale ressaltar que a escolha da melhor tecnologia de purificação de biogás deve levar em consideração os parâmetros específicos da planta onde está a atividade de projeto.

O Quadro 2.3 apresenta os tipos de impurezas contidas no biogás e suas tecnologias de limpeza.

**Quadro 2.3** - Impurezas e tecnologias de limpeza.

Un.	Impureza	Tecnologia de Limpeza
1	Sulfeto de Hidrogênio	Precipitação; Absorção Química; Adsorção em Carvão Ativado e Tratamento Biológico.
2	Siloxanos	Resfriamento; Absorção em Mistura Líquida de Hidrocarbonetos; Adsorção em Carvão Ativado, Alumínio e Sílica Gel; Co-separação com Sulfeto de Hidrogênio.
3	Água	Resfriamento, Compressão, Absorção e Adsorção.
4	Nitrogênio e Oxigênio	Adsorção em Carvão; Peneira Molecular ou Membranas.
5	Amônia	A mesma para se secar o biogás; Ou enquanto o gás estiver no Processo de Melhoria do Poder Calorífico.
6	Partículas em Suspensão (particulados)	Filtro Mecânico

Fonte: BORSCHIVER e DA SILVA (2014); e SILVA (2009).

O Quadro 2.4 apresenta os tipos de tecnologias de melhoria disponíveis, em fase de teste e em desenvolvimento para o biogás.

**Quadro 2.4** - Tecnologias de melhoria disponíveis, em fase de teste, e em desenvolvimento.

Un.	Tecnologias de Melhoria	Estado do Processo
1	Adsorção de Balanço de Pressão (Pressure Swing Adsorption - PSA)	(consolidado, disponível comercialmente)
2	Absorção (lavagem com água) Absorção Física (lavagem com solvente orgânico) Absorção Química (Lavagem com solventes químicos à base de aminas)	
3	Permeação ou Permeabilidade (separação por membranas)	(novo, em fase de teste)
4	Criogenia [diferença entre o ponto de congelamento do CH <sub>4</sub> (-161°C) e do CO <sub>2</sub> (-78,5 °C)]	
5	Pulmão Ecológico	(avançado, em fase de desenvolvimento)
6	Enriquecimento de Metano In Situ	

Fonte: BORSCHIVER e DA SILVA (2014); e SILVA (2009).

### **2.3.4.1 Qualidade de gás natural**

Se o aproveitamento energético do biogás for a injeção de biometano na rede de distribuição ou a utilização deste como combustível veicular, além de passar por todos os estágios de purificação, o biogás produzido terá de “ser submetido a um ajuste final para que se atinja o padrão de qualidade do gás natural” (FNR, 2010).

Esse ajuste final compreende três etapas: odorização, ajuste do poder calorífico superior, e ajuste da pressão.

#### **a) Odorização**

Faz-se necessário a odorização contínua do biometano para que ele possa ser sentido em caso de vazamentos. O mercaptano, o tetraidrotiofeno (THT) ou compostos orgânicos contendo enxofre são os odorantes comumente utilizados. “Por razões técnicas e ambientais, porém, os últimos anos têm registrado uma tendência no uso de odorantes sem enxofre. A aplicação do odorante pode ser por injeção ou por um sistema de by-pass” (FNR, 2010).

#### **b) Ajuste do poder calorífico superior**

Sabe-se que o biometano injetado e o gás natural existente devem ter suas propriedades comburentes equivalentes. Com o intuito de se assegurar essa equivalência entre os dois gases, analisam-se três propriedades: o poder calorífico superior, a densidade relativa e o índice de Wobbe. Seus “valores devem se situar nas faixas de variação permitidas, sendo que a densidade relativa e o índice de Wobbe podem ser excedidos ou reduzidos temporariamente”. Para se ajustar esses parâmetros faz-se uso da adição de ar quando o biogás tiver um poder calorífico superior muito elevado; ou se adiciona GLP (geralmente uma mistura de propano e butano) caso o poder calorífico superior do biogás esteja muito baixo. “A quantidade de GLP adicionada é limitada, por um lado, pelo risco de reliquefação em equipamentos de alta pressão conectados à rede de distribuição (reservatórios, postos de abastecimento de GNV)” (FNR, 2010).

### c) Ajuste da pressão

É imprescindível que a pressão do biometano esteja ligeiramente superior à da rede para que ele seja injetado nos diferentes níveis da rede de distribuição. “Os diferentes níveis de injeção são as redes de baixa pressão (< 0,1 bar), média pressão (0,1 a 1 bar) e alta pressão (a partir de 1 bar). As chamadas redes de máxima pressão são aquelas com pressões acima de 16 bar [6-5]. Para comprimir o biogás, normalmente são utilizados compressores de pistão e de parafuso. Observar que em muitos processos (PSA, lavagem com água sob pressão) o biogás tratado já sai com a pressão operacional de 5 a 10 bar, dispensando uma estação de compressão adicional conforme a pressão da rede)” (FNR, 2010).

## 2.4 Biometano

### 2.4.1 Definição

Biometano é o gás resultante do processo de purificação do biogás até que este atinja características similares à do gás natural. Para se chegar a esse estado, é necessário a remoção da umidade, do sulfeto do hidrogênio e do dióxido de carbono, resultando assim em um combustível de alto poder calorífico e que pode ser utilizado em substituição ao gás natural veicular – GNV – (Abiogás, 2016).

## 2.5 Dimensionamento do biodigestor modelo canadense com gasômetro de lona de PVC

Para se dimensionar o biodigestor é necessário conhecer a quantidade diária da biomassa que será tratada e o tempo de retenção previsto para a biodigestão (BLEY JR., 2015).

Segundo Martins e Oliveira (2011), a partir do número de suínos ( $N_{sui}$ ) de uma granja, pode-se calcular a quantidade de biomassa que ocupará a câmara de digestão

do biodigestor, ou seja, o volume do biodigestor ( $V_{bio}$ ), fornecendo o volume de biogás a ser consumido pelo grupo motor-gerador. Portanto, para se calcular o volume do biodigestor utiliza-se a expressão (2.1).

$$V_{bio} = N_{sui} \cdot TRH \cdot V_{dej} \quad (2.1)$$

Em que,  $V_{bio}$  é o volume do biodigestor, ou volume de biomassa no biodigestor, em  $m^3$ ;  $N_{sui}$  é o número de suínos necessário para a produção de dejetos;  $TRH$  – Tempo de Retenção Hidráulica, em dias; e  $V_{dej}$  é o volume médio diário de dejetos produzido por suíno na granja, em  $m^3/\text{animal}/\text{dia}$ . Lembrando que o volume total de dejetos produzidos diariamente (vazão) é a multiplicação do  $V_{dej}$  pelo  $N_{sui}$ .

## 2.6 Potencial de produção de biogás

Conforme Martins e Oliveira (2011), a partir do volume do biodigestor ( $V_{bio}$ ), é possível calcular o volume de biogás que alimentará o grupo motor-gerador (GMG). Assim, para se calcular o volume do biogás utiliza-se a expressão (2.2).

$$Q_{Biogás\ Dia} = V_{bio} \cdot k \quad (2.2)$$

Em que,  $Q_{Biogás\ Dia}$  é a quantidade de biogás a ser produzida pelo biodigestor, em  $m^3$  por dia.  $V_{bio}$  é o volume de biomassa no biodigestor, em  $m^3$ ; e  $k$  é o índice de eficiência de produção de biogás no biodigestor, em  $m^3$  biogás/ $m^3$  biomassa.

## 2.7 Potencial de produção de biometano

Primeiramente calcula-se a quantidade diária de metano,  $Q_{Metano\ Dia}$ , contida no biogás de suínos. Esse cálculo é feito pela multiplicação do índice adotado de

incidência de metano, em volume, no biogás advindo da digestão anaeróbia, no valor de 0,65 (65%) pela quantidade diária de biogás produzida  $Q_{Biogás\ Dia}$ , de acordo com (SGC, 2012) e (GARCES JÚNIOR, 2010).

Segundo SGC (2012) e Probiogás (2016), multiplicando-se a quantidade diária de metano contida no biogás pelo teor mínimo de metano, em volume, contido no biogás purificado para que o biometano possa ser utilizado como combustível veicular, no valor de 0,97 (97%), é possível calcular a quantidade de biometano produzida por dia,  $(Q_{Biometano\ Dia})$ , em metros cúbicos.

## 2.8 Potencial de produção de energia elétrica

Segundo Garces Júnior (2010), a potência elétrica gerada anualmente a partir do volume de biogás produzido por ano na granja pode ser estimada por meio da expressão (2.3), e a partir desse valor calculou-se a quantidade de energia elétrica gerada pela expressão (2.4).

$$P_T = \frac{(Q_{CH_4,T} \cdot PCI_{CH_4} \cdot \varepsilon \cdot \eta)}{31.536.000} \quad (2.3)$$

Em que,  $P_T$  é a potência elétrica útil no ano T, em MW;  $Q_{CH_4,T}$  é a quantidade de metano no ano T em  $m^3CH_4/ano$ ;  $PCI_{CH_4}$  é o Poder Calorífico Inferior no valor de 35,53 MJ/ $m^3$ ;  $\varepsilon$  é a eficiência de coleta do gás (biogás) no valor de 85%;  $\eta$  é a eficiência elétrica, rendimento do grupo motor gerador, no valor de 40%; e 31.536.000 é o fator de conversão de ano para segundo.

A energia elétrica gerada anualmente a partir da potência elétrica útil anual pode ser estimada por meio da expressão (2.4).

$$EE_{Biogás\ Anual} = (P_T \cdot t_{geração}) \quad (2.4)$$

Em que,  $EE_{\text{Biogás Anual}}$  é a energia elétrica útil anual, em MWh, advinda da queima do biogás; e  $t_{\text{geração}}$  é o tempo de geração de eletricidade no ano em horas.

No presente trabalho será utilizada uma adaptação da expressão (2.3) para se calcular a potência elétrica gerada anualmente pelo biogás e pelo biometano. E, a partir dos valores obtidos, será possível, pela expressão (2.4), calcular as quantidades de energia elétrica geradas no ano por esses dois gases e, conseqüentemente, as respectivas economias provenientes da utilização destas na propriedade.

## 2.9 Protocolo de Quioto e mecanismos de flexibilização

Segundo Garces Júnior (2010), o Protocolo de Quioto, adotado na cidade japonesa homônima, no dia 11 de dezembro de 1997 e que entrou em vigor no dia 16 de fevereiro de 2005, foi e é um importante passo rumo a um efetivo regime global de redução de emissões que estabilizará a concentração de GEE's (gás de efeito estufa) na atmosfera.

De acordo com Felipetto (2007), com o intuito de ajudar os países signatários do Protocolo de Quioto a cumprirem as metas de redução de emissões de GEE's acordadas, foram estabelecidos três mecanismos de flexibilização, a saber:

### a) Implementação conjunta

Conforme o artigo 6 do Protocolo de Quioto, esse mecanismo de flexibilização aplica-se apenas aos países signatários do Anexo I do referido protocolo, portanto, não se aplica ao Brasil, que é um país Não Anexo I. Desse artigo subentende-se que “uma empresa de um país-Parte, ou o próprio país-Parte, pode financiar projetos específicos para a redução de emissões em outros países-Parte” (FELIPETTO, 2007).

**b) Mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL)**

Previsto pelo artigo 12 do Protocolo de Quioto, este é o único mecanismo de flexibilização aplicável ao Brasil. Ao menos este, tendo em vista que ele é uma proposta brasileira modificada e adotada pelo referido protocolo. A proposta original estabelecia a criação de um Fundo de Desenvolvimento Limpo (FDL) que obteria recursos das penalidades financeiras infligidas aos países desenvolvidos cujas emissões de gases de efeito estufa superassem os níveis acordados no âmbito da convenção. A ideia brasileira sugeria que os recursos desse fundo fossem “aplicados em projetos de mitigação ou prevenção de mudanças climáticas em países em desenvolvimento. Ao longo da COP3, Terceira Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima,” a proposta brasileira evoluiu para o MDL (FELIPETTO, 2007).

**c) Comércio de emissões**

De acordo com o artigo 17 do Protocolo de Quioto, esse mecanismo de flexibilização destina-se exclusivamente aos países do Anexo I, podendo comercializar somente parte das suas emissões. Portanto, tal mecanismo também não se aplica ao Brasil. “Este mecanismo estabelece um mercado de compra e venda do “direito de emitir gases de efeito estufa”, em que a “moeda de troca” são os chamados “créditos de carbono”. Assim, os países que poluem mais podem comprar créditos daqueles que conseguiram reduzir suas emissões para além das metas impostas” (FELIPETTO, 2007).

**2.9.1 Conceitos utilizados no MDL****2.9.1.1 Linha de base**

Em conformidade com Felipetto (2007), a linha de base (*baseline*) de uma atividade de projeto do MDL é o cenário que representa as emissões antrópicas de gases de efeito estufa (GEE) por fontes que ocorreriam na ausência da atividade de

projeto proposta, incluindo as emissões de todos os gases, setores e categorias de fontes listadas no Anexo A do Protocolo de Quioto.

Esse cenário de linha de base serve de referência para:

- verificação da adicionalidade; e
- quantificação das RCE's (Reduções Certificadas de Emissões) decorrentes das atividades de projeto do MDL.

### **2.9.1.2 Cenário de projeto**

O cenário de projeto (project scenario) representa as emissões antropomórficas de gases de efeito estufa por fontes relacionadas à atividade de projeto proposta (FELIPETTO, 2007).

Os participantes de uma atividade de projeto do MDL poderão propor novas abordagens metodológicas, o que dependerá de aprovação do Conselho Executivo, ou utilizar metodologias já aprovadas e disponíveis por esse órgão.

### **2.9.2 Ciclo de vida do projeto de MDL**

De acordo com Cortez, Lora e Gómez (2008) e MCTIC (2009), para que um projeto de MDL possa efetivamente gerar as RCE's esperadas, seu ciclo de vida deve ser composto necessariamente por seis etapas descritas abaixo:

- 1) Elaboração do documento de concepção do projeto – DCP (Project Design Document – PDD), pelos participantes do projeto;
- 2) Validação/aprovação, pela Entidade Operacional Designada (EOD);
- 3) Registro, no Comitê Executivo (CE);
- 4) Monitoramento, pelos participantes do projeto;
- 5) Verificação/certificação, pelo CE; e
- 6) Emissão e aprovação das RCE's (ou CER's), pelo Comitê Executivo.

### **2.9.3 Créditos de carbono**

Quando se implementa projetos que reduzem as emissões de gases causadores do efeito estufa (GEE), de acordo com o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), as empresas que os implementam recebem como contrapartida Certificados de Emissões Reduzidas (CER's), popularmente conhecidos por Créditos de Carbono. Estes podem ser comercializados com os países desenvolvidos que assinaram o Protocolo de Quioto constituindo assim uma nova fonte de receita para essas empresas (GARCES JÚNIOR, 2010).

Para se estimar a receita dos créditos de carbono, deve-se primeiramente calcular a quantidade de créditos de carbono a ser gerada pelo projeto, ou seja, as emissões reduzidas de gases do efeito estufa (GEE), as quais se tornarão receitas caso venham a ser comercializadas. Para tanto, necessita-se utilizar uma metodologia aprovada e consolidada pelo IPCC – International Panel on Climate Changes.

Ademais, os projetos de MDL podem gerar outras fontes de receitas, tais como: venda de energia elétrica excedente e de biometano (biogás purificado). Igualmente, as empresas podem também economizar com o uso da própria eletricidade gerada, com a substituição dos combustíveis tradicionais pelo biometano veicular, e com o uso de biofertilizante na adubação orgânica no lugar dos tradicionais adubos químicos. Todas essas receitas e economias são provenientes do aproveitamento energético do biogás.

### **2.9.4 Metodologias do mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL)**

Para quantificar as reduções de emissão de gases de efeito estufa (GEE), ou seja, os créditos de carbono, é necessário escolher uma das metodologias do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) existentes.

A ACM0010 versão 8, intitulada de Redução das Emissões de GEE por meio de Sistemas de Gerenciamento de Dejetos é uma das metodologias utilizadas para se quantificar as emissões reduzidas. As quais são calculadas subtraindo-se das

emissões do cenário de linha de base as emissões do(s) cenário(s) de projeto proposto(s) e as emissões de vazamento (UNFCCC, 2013).

Os subitens a seguir abordam as equações da parte da metodologia ACM0010 necessária para se calcular a redução de emissões de linha de base.

#### 2.9.4.1 Emissões de linha de base

As emissões de linha de base, no ano  $y$ ,  $BE_Y$ , em t CO<sub>2</sub> e são calculadas pela expressão (2.5):

$$BE_Y = BE_{CH_4,y} + BE_{N_2O,y} + BE_{elec/heat,y} \quad (2.5)$$

Em que,  $BE_{CH_4,y}$  as emissões de metano da linha de base no ano  $y$ , em t CO<sub>2</sub> e/ano;  $BE_{N_2O,y}$  as emissões de N<sub>2</sub>O da linha de base no ano  $y$ , em t CO<sub>2</sub> e/ano; e  $BE_{elec/heat,y}$  as emissões de CO<sub>2</sub> da linha de base provenientes do uso de calor e/ou eletricidade na linha de base, em t CO<sub>2</sub> e/ano.

##### 2.9.4.1.1 Emissões de metano da linha de base ( $BE_{CH_4,y}$ )

As emissões de CH<sub>4</sub> da linha de base, por ano,  $BE_{CH_4,y}$ , em t CO<sub>2</sub> e são calculadas pela expressão (2.6):

$$BE_{CH_4,y} = GWP_{CH_4} \cdot D_{CH_4} \cdot \sum_{j,LT} MCF_j \cdot B_{0,LT} \cdot N_{LT} \cdot VS_{LT,y} \cdot MS\%_{BL,j} \quad (2.6)$$

Em que,  $GWP_{CH_4}$  é o potencial de aquecimento global do  $CH_4$ , igual a 21 t  $CO_2$  e/t  $CH_4$ , pela Tabela 9 da ACM0010;  $D_{CH_4}$  é a densidade do  $CH_4$ , igual a 0,00067 t/m<sup>3</sup> a 1 atm. e 20 °C, pela Tabela 11 da ACM0010;  $MCF_j$  o fator de conversão anual de metano para o sistema de gerenciamento de dejetos de animal, neste trabalho para as lagoas anaeróbicas adotou-se 80%;  $B_{0,LT}$  o potencial de produção máxima de metano do sólido volátil gerado por tipo de animal  $LT$ , igual a 0,29 m<sup>3</sup>  $CH_4$  /kg de matéria seca, pela Tabela 21 da ACM0010;  $N_{LT}$  o número médio anual de animais do tipo  $LT$  para o ano  $y$ ;  $VS_{LT,y}$  as excreções anuais de sólido volátil para animal  $LT$  que entra no sistema de gerenciamento de dejetos de animal, com base no peso de matéria seca, kg ms/animal/ano;  $MS\%_{BL,j}$  a fração de dejetos tratada no sistema  $j$  na linha de base;  $LT$  tipo de animal;  $j$  tipo de sistema de tratamento.

#### 2.9.4.1.1.1 Cálculo do $N_{LT,y}$

O cálculo do  $N_{LT}$  é realizado pela expressão (2.7):

$$N_{LT} = N_{da,LT} \cdot \frac{N_{p,LT}}{365} \quad (2.7)$$

Em que,  $N_{LT}$  o número médio anual de animais do tipo  $LT$  para o ano  $y$ ;  $N_{da,LT}$  é o número de dias em que os animais do tipo  $LT$  está vivo na fazenda no ano  $y$ , igual a 365 dias segundo a granja;  $N_{p,LT}$  o número de animais do tipo  $LT$  produzidos anualmente para o ano  $y$ , igual a 8.136 animais de acordo com a granja.

#### 2.9.4.1.1.2 Cálculo do $VS_{LT,y}$

O cálculo do  $VS_{LT,y}$  é realizado pela expressão (2.8):

$$VS_{LT,y} = \frac{W_{Site}}{W_{Default}} \cdot VS_{Default} \cdot nd_y \quad (2.8)$$

Em que,  $VS_{LT,y}$  as excreções anuais de sólido volátil para animal  $LT$  que entra no sistema de gerenciamento de dejetos de animal, com base no peso de matéria seca, em kg ms/animal/ano;  $W_{Site}$  é o peso médio dos animais de uma determinada população no local do projeto, em kg;  $W_{Default}$  é o peso médio padrão dos animais de uma determinada população, em kg;  $VS_{Default}$  é o valor padrão para a excreção de sólidos voláteis por dia, com base na matéria seca, para uma determinada classe de animais, em kg de matéria seca/animal/dia;  $nd_y$  o número de dias em que o sistema de tratamento estava operante no ano.

O peso médio dos animais ( $W_{Site}$ ), dado em kg, é obtido pelo quociente do peso total dos animais pela quantidade total de animais da granja.

#### 2.9.4.1.1.3 Potencial de produção máxima de metano do sólido volátil gerado ( $B_{0,LT}$ )

Este valor varia em função das espécies e da dieta dos animais. Quando se utiliza valores padrões, faz-se necessário consultar as tabelas do IPCC (2006).

#### 2.9.4.1.2 Emissões de óxido nitroso da linha de base ( $BE_{N_2O,y}$ )

Calculou-se as emissões de  $N_2O$  do cenário de linha de base, por ano,  $BE_{N_2O,y}$ , em t  $CO_2$  e pela expressão (2.9):

$$BE_{N_2O,y} = GWP_{N_2O} \cdot CF_{N_2O-N,N} \cdot \frac{1}{1000} \cdot (E_{N_2O,D,y} + E_{N_2O,ID,y}) \quad (2.9)$$

Em que,  $GWP_{N_2O}$  é o potencial de aquecimento global do  $N_2O$ , t  $CO_2$  e/t  $N_2O$ , igual a 310, pela Tabela 10 da ACM0010;  $CF_{N_2O-N,N}$  é fator de conversão do  $N_2O - N$  para  $N_2O$ , (44/28);  $E_{N_2O,D,y}$  as emissões diretas de  $N_2O$  no ano  $y$ , em kg  $N_2O$ /ano; e  $E_{N_2O,ID,y}$  as emissões indiretas de  $N_2O$  no ano  $y$ , em kg  $N_2O$ /ano.

#### 2.9.4.1.2.1 Cálculo do $NEX_{LT,y}$

O cálculo do  $NEX_{LT,y}$  é realizado pela expressão (2.10)

$$NEX_{LT,y} = \frac{W_{Site}}{W_{Default}} \cdot NEX_{IPCC\ default} \quad (2.10)$$

Em que,  $NEX_{LT,y}$  é a média anual ajustada de excreção de nitrogênio por cabeça de uma determinada população de animal, em kg N/animal/ano;  $W_{Site}$  é o peso médio dos animais de uma determinada população no local do projeto, em kg;  $W_{Default}$  é o peso médio padrão dos animais de uma determinada população, em kg;  $NEX_{IPCC\ default}$  o valor padrão anual para a excreção de nitrogênio por cabeça de uma determinada população, em kg N/animal/ano.

#### 2.9.4.1.2.2 Emissões diretas de óxido nitroso

As emissões diretas de  $N_2O$  da linha de base,  $E_{N_2O,D,y}$ , no ano  $y$ , em kg  $N_2O - N$ /ano, são calculadas pela expressão (2.11):

$$E_{N_2O,D,y} = \sum_{j,LT} EF_{N_2O,D,j} \cdot NEX_{LT,y} \cdot N_{LT} \cdot MS\%_{Bl,j} \quad (2.11)$$

Em que,  $EF_{N_2O,D,j}$  o fator de emissão direta para o sistema de tratamento  $j$  do sistema de gerenciamento de dejetos, em kg  $N_2O - N$ /kg N;  $MS\%_{Bl,j}$  a fração de dejetos

tratada no sistema  $j$ ;  $NEX_{LT,y}$  é a média anual ajustada de excreção de nitrogênio por cabeça de uma determinada população de animal, em kg N/animal/ano;  $N_{LT}$  o número médio anual de animais do tipo  $LT$  para o ano  $y$ ;  $MS\%_{BL,j}$  a fração de dejetos tratada no sistema  $j$  na linha de base.

#### 2.9.4.1.2.3 Emissões indiretas de óxido nitroso

As emissões indiretas de  $N_2O$  da linha de base,  $E_{N_2O,ID,y}$ , no ano  $y$ , em kg  $N_2O$  – N/ano, são calculadas pela expressão (2.12):

$$E_{N_2O,ID,y} = \sum_{j,LT} EF_{N_2O,ID} \cdot F_{gasMS,j,LT} \cdot NEX_{LT,y} \cdot N_{LT} \cdot MS\%_{BL,j} \quad (2.12)$$

Em que,  $EF_{N_2O,ID}$  o fator de emissão indireta para as emissões de óxido nitroso de deposição atmosférica de nitrogênio nos solos e superfícies aquáticas, em kg  $N_2O$  – N/kg  $NH_3$  – N e  $NO_x$  – N;  $F_{gasMS,j,LT}$  valores padrões para a perda de nitrogênio devido à volatilização de  $NH_3$  e  $NO_x$  a partir do gerenciamento de dejetos;  $NEX_{LT,y}$  é a média anual ajustada de excreção de nitrogênio por cabeça de uma determinada população de animal, em kg N/animal/ano;  $N_{LT}$  o número médio anual de animais do tipo  $LT$  para o ano  $y$ ;  $MS\%_{BL,j}$  a fração de dejetos tratada no sistema  $j$  na linha de base;

Os subitens a seguir abordam as equações da parte da metodologia ACM0010 necessária para se calcular a redução de emissões de projeto para cada um dos cenários propostos.

#### 2.9.4.2 Emissões de projeto

As emissões de projeto,  $PE_y$ , no ano  $y$ , em t  $CO_2$  e são calculadas de acordo com a expressão (2.13):

$$PE_Y = PE_{AD,y} + PE_{Aer,y} + PE_{N_2O,y} + PE_{PL,y} + PE_{GMG} + PE_{elec/heat,y} \quad (2.13)$$

Em que,  $PE_{AD,y}$  são as emissões de projeto associadas ao vazamento na digestão anaeróbica durante a captura do metano no ano  $y$ , em t CO<sub>2</sub> e/ano;  $PE_{Aer,y}$  as emissões de metano do projeto a partir do tratamento aeróbico do SMDA, em t CO<sub>2</sub> e/ano;  $PE_{N_2O,y}$  as emissões de óxido nitroso do cenário de projeto, por ano, em t CO<sub>2</sub> e;  $PE_{PL,y}$  as emissões de projeto devido ao vazamento físico da rede de coleta do biogás para a queima ou suprimento para a geração de calor e/ou eletricidade em t CO<sub>2</sub> e/ano;  $PE_{GMG}$  as emissões de gás carbônico do cenário de projeto, por ano, provenientes da queima do gás metano em um motor de combustão interna, em t CO<sub>2</sub> e/ano;  $PE_{elec/heat,y}$  as emissões de CO<sub>2</sub> do projeto provenientes do uso de calor e/ou eletricidade no projeto, em t CO<sub>2</sub> e/ano.

#### 2.9.4.2.1 Emissões de metano do projeto

##### 2.9.4.2.1.1 Emissões de metano oriundas do SMDA na etapa em que o gás é capturado ( $PE_{AD,y}$ )

As emissões de projeto associadas ao vazamento na digestão anaeróbica durante a captura do metano no ano  $y$ , em t CO<sub>2</sub> e/ano,  $PE_{AD,y}$  são calculadas pela expressão (2.14):

$$PE_{AD,y} = GWP_{CH_4} \cdot D_{CH_4} \cdot LF_{AD} \cdot F_{AD} \cdot \sum_{LT} (B_{0,LT} \cdot N_{LT} \cdot VS_{LT,y}) \quad (2.14)$$

Em que,  $GWP_{CH_4}$  é o potencial de aquecimento global do CH<sub>4</sub>, igual a 21 t CO<sub>2</sub> e/t CH<sub>4</sub>, pela Tabela 9 da ACM0010;  $D_{CH_4}$  é a densidade do CH<sub>4</sub>, igual a 0,00067 t/m<sup>3</sup>

a 1 atm. e 20 °C, pela Tabela 11 da ACM0010;  $LF_{AD}$  vazamento de metano dos digestores anaeróbios, valor padrão de 0,15;  $F_{AD}$  fração de sólidos voláteis direcionados aos digestores anaeróbios, valor padrão igual a 1;  $B_{0,LT}$  o potencial de produção máxima de metano do sólido volátil gerado por tipo de animal  $LT$ , em  $m^3$   $CH_4$  /kg de matéria seca;  $N_{LT}$  o número médio anual de animais do tipo  $LT$  para o ano  $y$ ;  $VS_{LT,y}$  as excreções anuais de sólido volátil para animal  $LT$  que entra no sistema de gerenciamento de dejetos de animal, com base no peso de matéria seca, kg ms/animal/ano.

“No digestor anaeróbio, nem todos os sólidos voláteis são degradados. Caso o sólido volátil não degradado no efluente do digestor anaeróbio seja despejado fora dos limites do projeto sem um tratamento posterior, tais emissões devem ser consideradas, como vazamento (*leakage*), e devidamente registradas e computadas (GARCES JÚNIOR, 2010)”.

#### 2.9.4.2.1.2 Emissões de metano advindas do tratamento aeróbico dos dejetos no SMDA ( $PE_{Aer,y}$ )

Segundo o IPCC (2006) as emissões das lagoas aeróbicas são 0,1% do total do potencial de geração de metano dos dejetos processados, valor este que pode ser utilizado como padrão para todos os tipos de tratamento aeróbio do SMDA.

#### 2.9.4.2.2 Emissões de óxido nitroso do projeto ( $PE_{N_2O,y}$ )

As emissões de  $N_2O$  do cenário de projeto, por ano,  $PE_{N_2O,y}$ , em t  $CO_2$  e são calculadas pela expressão (2.15):

$$PE_{N_2O,y} = GWP_{N_2O} \cdot CF_{N_2O-N,N} \cdot \frac{1}{1000} \cdot (E_{N_2O,D,y} + E_{N_2O,ID,y}) \quad (2.15)$$

Em que,  $GWP_{N_2O}$  é o potencial de aquecimento global do  $N_2O$ , t  $CO_2$  e/t  $N_2O$ , igual a 310, pela Tabela 10 da ACM0010;  $CF_{N_2O-N,N}$  é fator de conversão do  $N_2O - N$  para  $N_2O$ , (44/28);  $E_{N_2O,D,y}$  as emissões diretas de  $N_2O$  no ano y, em kg  $N_2O$ /ano; e  $E_{N_2O,ID,y}$  as emissões indiretas de  $N_2O$  no ano y, em kg  $N_2O$ /ano.

#### **2.9.4.2.3 Vazamento físico originário da rede de distribuição do biogás capturado ( $PE_{PL,y}$ )**

Nos casos em que o biogás é queimado ou serve de suprimento para a geração de calor e/ou eletricidade e a distância entre o tubo no ponto de coleta e sua aplicação é pequena (menor que 1 km) o vazamento físico pode ser considerado como sendo igual a zero.

#### **2.9.4.2.4 Emissões de gás carbônico do projeto ( $PE_{GMG}$ )**

O gás metano ( $CH_4$ ) contido no biogás suinícola após passar pelo processo de combustão, converte-se em gás carbônico ( $CO_2$ ), ou seja, dióxido de carbono.

A expressão (2.16) representa a equação estequiométrica de combustão do gás metano, a qual será utilizada para o cálculo das emissões de  $CO_2$  do projeto somente para os cenários 1 e 2, em que o metano, do biogás e do biometano, será queimado na câmara de combustão interna do grupo motor-gerador.



De acordo com a equação estequiométrica de combustão do metano, representada pela expressão (2.16), para cada 1 mol de gás metano queimado, 1 mol de dióxido de carbono é produzido. Sabendo-se que a massa molar do  $CH_4$  é igual a 16g/mol, e a massa molar do  $CO_2$  igual a 44 g/mol, e que neste trabalho a fração de

metano contida no biogás é igual a 65%, e no biometano 97%, é possível se calcular a quantidade de gás carbônico que é produzida pelo volume anual de biogás, e biometano, queimado dentro da câmara de combustão interna do grupo motor-gerador.

#### 2.9.4.3 Redução de emissão

A redução de emissão,  $ER_Y$ , ou emissões reduzidas, proporcionada pela atividade de projeto durante um dado ano  $y$  é calculada pela diferença entre as emissões do cenário de linha de base e a soma das emissões de projeto e das emissões de vazamentos, no ano  $y$ , segundo a expressão (2.17).

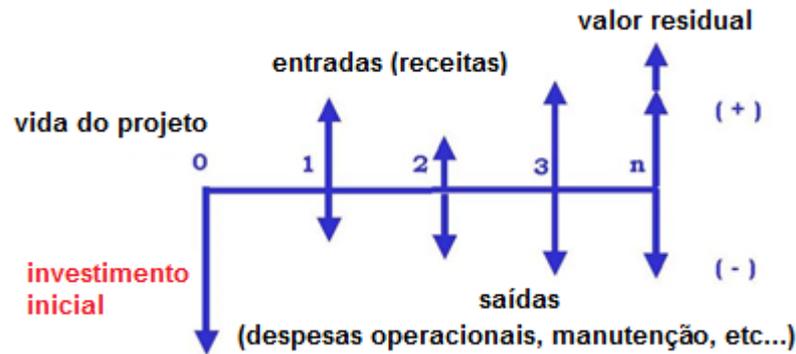
$$ER_Y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (2.17)$$

Em que,  $BE_y$  são as emissões do cenário de linha de base, no ano  $y$ , em t CO<sub>2</sub> e;  $PE_y$  a soma das emissões de projeto, no ano  $y$ , em t CO<sub>2</sub> e; e  $LE_y$  a soma das emissões de vazamento, no ano  $y$ , em t CO<sub>2</sub> e.

## 2.10 Fluxo de caixa

De acordo com Pamplona e Montevechi (2013), fluxo de caixa é a representação gráfica do conjunto de entradas (receitas) e saída (despesas) relativo a certo intervalo de tempo. Os gráficos de fluxo de caixa devem ser feitos do ponto de vista de quem faz a análise.

A Figura 2.8 representa um fluxo de caixa convencional com suas entradas e saída e valor residual.



**Figura 2.8** - Representação de um fluxo de caixa convencional.

Fonte: PAMPLONA e MONTEVECHI (2013)

Ao se analisar um fluxo de caixa pode-se determinar se o saldo deste (receitas - despesas) é positivo ou negativo.

### 2.11 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A taxa mínima de atratividade (TMA), como o próprio nome já diz, é a menor taxa que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento. Esta taxa é formada a partir de 3 componentes básicos: custo de oportunidade (custo do capital investido), risco do negócio (alternativa de investimento) e liquidez (velocidade de conversão do investimento em caixa).

Quando se utiliza a TMA como taxa de juros de referência a partir da qual o investidor espera obter ganhos financeiros, entende-se ela como a taxa de desconto do fluxo de caixa. Nesse contexto, para que uma proposta de investimento seja atrativa ela deve render no mínimo o valor da TMA. Um projeto ou investimento é dito atrativo, quando seu resultado é positivo, ou seja, a TIR (taxa interna de retorno) supera a TMA. Em caso adverso, o resultado é negativo, e o projeto ou investimento é considerado não interessante (PAMPLONA E MONTEVECHI, 2013).

## 2.12 Análise determinística de viabilidade econômica

Segundo Cirino e Faria (2013), quando se usa métodos determinísticos para se analisar a rentabilidade dos cenários de projeto, é porque os valores dos fluxos de caixa utilizados para se calcular os indicadores de viabilidade econômica são conhecidos com certeza.

De acordo com Lira (2009), em uma análise de viabilidade econômica de projeto de investimento, há vários critérios de decisão que podem ser considerados para se decidir qual dos cenários é o mais rentável. Dentre os critérios de decisão econômica existentes, os mais utilizados são:

- a) o VPL (Valor Presente Líquido);
- b) a TIR (Taxa Interna de Retorno); e
- c) o *Payback* (Tempo de Retorno do Investimento) descontado.

### 2.12.1 Critérios de decisão econômica

#### 2.12.1.1 Valor presente líquido – VPL

Segundo Lira (2009), para se determinar o valor presente líquido (*VPL*) no ano  $y$  de todas as alternativas econômicas propostas utiliza-se a expressão (2.18).

$$VPL = \sum_{j=0}^n \frac{C_j}{(1+i)^j} \quad (2.18)$$

Em que, *VPL* é o valor presente líquido no ano  $y$  obtido para cada alternativa, em reais;  $C_j$  é o capital atualizado/descontado anualmente, no caso deste trabalho, o saldo do fluxo de caixa no ano  $y$  para cada alternativa, em reais;  $(1+i)^j$  o fator de

capitalização/desconto do capital;  $i$  é a taxa de juros em %;  $j$  o ano y em análise; e  $n$  o número máximo de anos analisados.

### 2.12.1.2 Taxa interna de retorno – TIR

De acordo com Lira (2009), para se determinar a taxa interna de retorno ( $TIR$ ) no ano y de todas as alternativas econômicas propostas utiliza-se a expressão (2.19)

$$VPL = 0 = \sum_{j=0}^n \frac{C_j}{(1 + TIR)^j} \quad (2.19)$$

Em que,  $(1 + TIR)^j$  é o fator de capitalização/desconto do capital para a taxa interna de retorno;  $TIR$  é a taxa interna de retorno sobre o investimento obtida no ano y para cada alternativa, em %.

### 2.12.1.3 Payback descontado

Segundo Bertolo (2009), o valor do *Payback* descontado (tempo de retorno do investimento) será obtido quando, após descontar o valor do dinheiro no tempo, o saldo do fluxo de caixa em um ano y se igualar ao investimento inicial realizado, para cada alternativa econômica, conforme expressão (2.20).

$$FCC(t) = -I + \sum_{j=1}^t \frac{(R_j - C_j)}{(1 + i)^j} ; 1 \leq t \leq n \quad (2.20)$$

Em que,  $FCC(t)$ , Fluxo de Caixa Cumulativo, é o valor presente do capital, ou seja, o fluxo de caixa descontado para o valor presente cumulativo até o instante  $t$  ;  $I$

é o investimento inicial (em módulo), ou seja,  $-I$  é o valor algébrico do investimento, localizado no instante 0 (início do primeiro período);  $R_j$  é a receita proveniente do ano  $j$ ;  $C_j$  é o custo proveniente do ano  $j$ ;  $i$  é a taxa de juros empregada; e  $j$  é o índice genérico que representa os períodos  $j = 1 a t$ .

Quando ocorrer  $FCC(t) = 0$ ,  $t$  é o payback descontado, com  $t$  inteiro. Se ocorrer  $FCC(t) < 0$  em  $j - 1$ , interpola-se para determinar um  $t$  fracionário.

Ao se comparar os resultados obtidos por esses 3 (três) critérios de decisão econômica nos 4 (quatro) cenários de projeto, será possível conhecer os cenários mais e menos viáveis economicamente.

### **2.12.2 Análise incremental de fluxo de caixa**

Quando se obtém valores divergentes para os critérios de análise de investimento de duas alternativas (ou cenários), deve-se realizar uma análise incremental dos fluxos de caixa desses cenários. Nessa situação, calcula-se um novo fluxo de caixa construído a partir da diferença entre os fluxos de caixa da alternativa de maior investimento inicial e a de menor, respectivamente. A seguir, calcula-se a TIR incremental, que é a taxa interna de retorno do novo fluxo de caixa. Caso esta TIR incremental seja maior do que a TMA adotada para o projeto, a alternativa que apresenta o maior investimento inicial deve então ser escolhida (PAMPLONA E MONTEVECHI, 2013).

### **2.13 Análise de sensibilidade**

De acordo com Cirino e Faria (2013), o risco é parte inerente ao investimento, devendo, portanto, ser incorporado na análise. Uma forma de incorporá-lo é por meio da técnica de análise de sensibilidade que permite conhecer como mudanças nas variáveis do projeto influenciam a rentabilidade deste.

Segundo Cirino e Faria (2013) e Neto (2017), variando-se parâmetros de entrada em uma dada faixa de valores, é possível medir os efeitos produzidos por esta variação nos critérios de decisão econômica do projeto.

Quando uma pequena variação em um parâmetro altera drasticamente a rentabilidade de um projeto, diz-se que o projeto é muito sensível a este parâmetro (CASAROTTO E KOPPITKE, 2000).

Oda et al. (2001) em seu estudo relata que na prática, a análise de sensibilidade deve ser feita para as variáveis que apresentam maior impacto nos custos, prazos ou outros resultados do projeto, ou seja, para aquelas às quais o projeto é mais sensível.

Conforme Ferreira (2009), uma decisão ou alternativa de investimento é considerada sensível a um dado parâmetro, ou variável, quando pequenas variações no valor deste, ou desta, resultarem em mudança na escolha da decisão ou alternativa analisada. O caso inverso se passa quando grandes variações nos parâmetros, ou variáveis, relacionados a uma dada decisão ou alternativa não resultarem em qualquer mudança na escolha da decisão ou proposta analisada, denominando-a nesse caso de insensível à variação procedida.

A variação dos parâmetros pode ser analisada individualmente, através da análise univariada, ou conjuntamente, através da análise multivariada, quando mais de um parâmetro é variado simultaneamente (BERTOLO, 2009).

A análise univariada é a forma mais usual de análise de sensibilidade, em que se varia um parâmetro por vez, mantendo-se os demais constantes, permitindo assim analisar individualmente os efeitos ocorridos no resultado econômico do projeto (NETO, 2017).

De acordo com Cirino e Faria (2013) por meio da técnica de análise de sensibilidade univariada pode-se identificar variáveis estratégicas em um empreendimento, uma vez que é possível medir em que magnitude uma alteração prefixada em uma delas, mantendo-se as demais variáveis constante, altera o resultado do projeto.

### 3 METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentada a metodologia utilizada para o desenvolvimento do presente estudo. Nela é exposto, dentre outras coisas, o dimensionamento do biodigestor, o potencial de produção de biogás e de biometano, e quatro cenários das principais formas de aproveitamento desses gases.

A Figura 3.1 apresenta o fluxograma geral das etapas da metodologia utilizada neste trabalho, as quais são explicadas nos subitens a seguir.

#### 3.1 Coleta de dados

Conforme já mencionado, neste trabalho são estudados os dejetos da suinocultura. Primeiramente, determina-se a quantidade de suínos da granja em estudo. A partir desta calcula-se o volume total de dejetos produzidos diariamente (vazão). Esse volume permite dimensionar o biodigestor modelo canadense através de (2.1); em seguida o volume do biogás, por meio de (2.2), bem como outros parâmetros deste trabalho.

#### 3.2 Cálculo das emissões de linha de base

A metodologia ACM0010 versão 8 é utilizada para o cálculo das emissões de linha de base, expressão (2.5), e da redução de emissões de carbono (créditos de carbono), expressão (2.17), por se tratar de uma metodologia aprovada e consolidada pelo IPCC (2006) aplicável ao manejo de dejetos de grandes sistemas de criação animal, a qual se encontra descrita no subitem 2.9.4 (UNFCCC, 2013).

#### 3.3 Volume total de dejetos

Calcula-se o volume total de dejetos produzidos diariamente (vazão) pela multiplicação do  $V_{dej}$ , volume médio diário de dejetos, pelo  $N_{sui}$ , número de suínos.

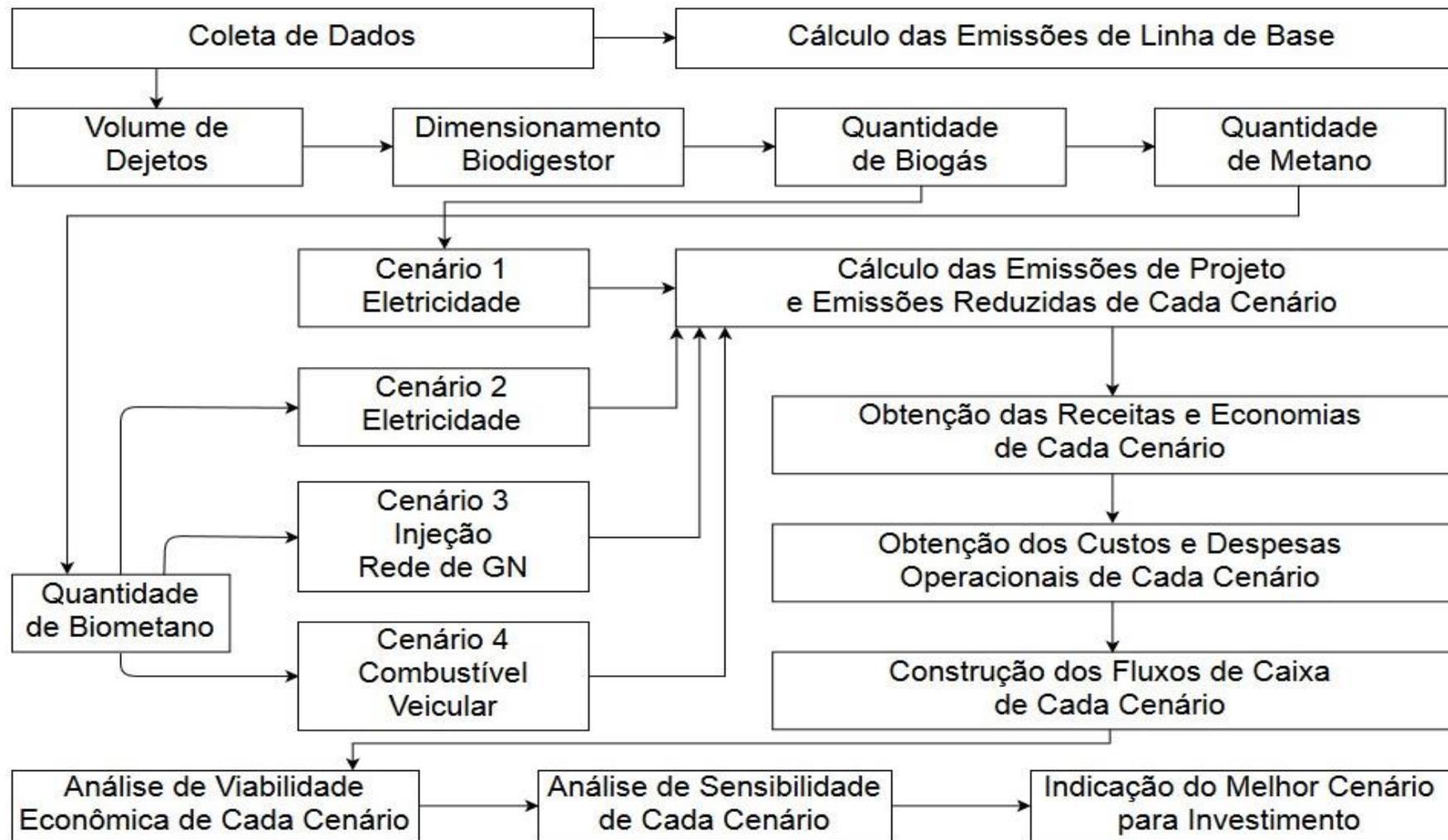


Figura 3.1- Fluxograma geral da metodologia.

Fonte: Autor (2017).

### **3.4 Dimensionamento do biodigestor modelo canadense com gasômetro de lona de PVC**

Para a geração e cálculo da quantidade de biogás, adota-se o modelo fluxo tubular (canadense ou da marinha brasileira), por causa das vantagens citadas no subitem 2.2.1.3, e por ser um tipo de biodigestor bastante utilizado em granjas. O dimensionamento deste modelo de biodigestor é calculado pela expressão (2.1).

### **3.5 Potencial de produção de biogás**

Calculado pela expressão (2.2).

### **3.6 Quantidade de metano no biogás**

O índice de incidência de metano, em volume, no biogás originário da digestão anaeróbia de dejetos de suínos é estimado em 0,65 (65%), de acordo com SGC (2012) no final do subitem 2.3.2 do referencial teórico, e com Garces Júnior (2010).

### **3.7 Potencial de produção de biometano**

O teor mínimo de metano contido no biogás purificado, para que o biometano possa ser utilizado como combustível veicular é estimado em 0,97 (97%), segundo SGC (2012) e Probiogás (2016), conforme item 2.7 do referencial teórico.

### **3.8 Definição dos cenários de projeto**

Com o intuito de analisar qual é a melhor forma de aproveitamento energético do biogás são apresentados neste trabalho quatro cenários, sendo que o 1º utiliza o biogás e os outros cenários o biometano.

Para o cenário 1 e 2, utiliza-se a tecnologia de grupo motor-gerador a gás Ciclo-Otto para realizar a conversão de gás em energia elétrica, por ter um bom rendimento elétrico, além de ser barata, e por ser uma tecnologia nacional.

Conforme mencionado no referencial teórico, o presente trabalho utiliza uma adaptação da expressão utilizada por Garces Júnior (2010) para calcular a potência elétrica do biogás e do biometano. E, a partir dela é possível calcular a energia elétrica gerada por esses dois gases conforme os cenários 1 e 2 a seguir.

### 3.8.1 Cenário 1 (C1) – Geração de energia elétrica a partir da queima do biogás no GMG

Neste cenário o biogás é queimado na câmara de combustão interna do grupo motor-gerador (GMG) para se gerar energia elétrica.

A potência elétrica gerada no ano  $y$  a partir do volume de biogás produzido por ano na granja pode ser estimada por meio da expressão (3.1), adaptada de Garcez Júnior (2010).

$$Pel_{Biogás_y} = \frac{(Q_{Biogás_y} \cdot PCI_{Biogás} \cdot \varepsilon \cdot \eta)}{31.536.000} \quad (3.1)$$

Em que,  $Pel_{Biogás_y}$  é a potência elétrica no ano  $y$ , em MW, advinda da queima do biogás;  $Q_{Biogás_y}$  é a quantidade de biogás gerada no ano  $y$  em  $m^3$ ;  $PCI_{Biogás}$  é o Poder Calorífico Inferior do biogás em  $MJ/m^3$ ;  $\varepsilon$  é a eficiência de coleta do gás em %;  $\eta$  é a eficiência elétrica (rendimento) em %; e 31.536.000 é o fator de conversão de ano para segundo.

A energia elétrica gerada no ano  $y$  a partir da potência elétrica do ano  $y$  pode ser estimada por meio da expressão (3.2).

$$EE_{Biogás_y} = (Pel_{Biogás_y} \cdot t_{geração_y}) \quad (3.2)$$

Em que,  $EE_{Biogás_y}$  é a energia elétrica no ano y, em MWh, advinda da queima do biogás; e  $t_{geração_y}$  é o tempo de geração de eletricidade no ano y em horas.

O tempo de geração de eletricidade,  $t_{geração_y}$ , adotado é de 8030 horas no ano. Considera-se o ano de 365 dias e o dia contendo 22 horas, devido ao tempo de manutenção e parada inesperada do GMG.

A quantidade de biogás produzida no ano y,  $Q_{Biogás_y}$ , dada em m<sup>3</sup>, pode ser estimada a partir da multiplicação da quantidade diária,  $Q_{Biogás_Dia}$ , por 365 dias.

### 3.8.2 Cenário 2 (C2) – Geração de energia elétrica a partir da queima do biometano no GMG

Neste cenário o biometano é queimado na câmara de combustão interna do grupo motor-gerador (GMG) para se gerar energia elétrica.

A potência elétrica gerada no ano y a partir do volume de biometano produzido por ano na granja pode ser estimada por meio da expressão (3.3), adaptada de Garcez Júnior (2010).

$$Pel_{Biometano_y} = \frac{(Q_{Biometano_y} \cdot PCI_{Metano} \cdot \varepsilon \cdot \eta)}{31.536.000} \quad (3.3)$$

Em que,  $Pel_{Biometano_y}$  é a potência elétrica no ano y, em MW, advinda da queima do biometano;  $Q_{Biometano_y}$  é a quantidade de biometano produzida no ano y em m<sup>3</sup>;  $PCI_{Metano}$  é o Poder Calorífico Inferior do metano em MJ/m<sup>3</sup>;  $\varepsilon$  é a eficiência de coleta do gás em %;  $\eta$  é a eficiência elétrica (rendimento) em %; e 31.536.000 é o fator de conversão de ano para segundo.

A energia elétrica gerada no ano y a partir da potência elétrica do ano y pode ser estimada por meio da expressão (3.4).

$$EE_{Biometano_y} = (Pel_{Biometano_y} \cdot t_{geração_y}) \quad (3.4)$$

Em que,  $EE_{Biometano_y}$  é a energia elétrica no ano  $y$ , em MWh, advinda da queima do biometano; e  $t_{geração_y}$  é o tempo de geração de eletricidade no ano  $y$  em horas.

O tempo de geração de eletricidade,  $t_{geração_y}$ , adotado é de 8030 horas no ano. Considera-se o ano de 365 dias e o dia contendo 22 horas, devido ao tempo de manutenção e parada inesperada do GMG.

A quantidade de biometano produzida no ano  $y$ ,  $Q_{Biometano_y}$ , dada em  $m^3$ , pode ser estimada a partir da multiplicação da quantidade diária,  $Q_{Biometano_Dia}$ , por 365 dias.

### **3.8.3 Cenário 3 (C3) – Injeção de biometano em uma rede fictícia de gás natural (GN)**

Neste cenário considera-se que todo o biometano produzido no ano  $y$  é injetado em uma rede fictícia de distribuição de gás natural com o intuito de vendê-lo a uma suposta concessionária de gás do Estado de Goiás.

### **3.8.4 Cenário 4 (C4) – Uso do biometano veicular**

Neste cenário considera-se que todo o biometano produzido no ano  $y$  é utilizado como combustível veicular na frota da granja em substituição aos combustíveis tradicionais.

Por meio da equivalência energética, ou seja, o valor energético (VE), de alguns combustíveis em relação ao biogás e de uma regra de três simples, é possível chegar à equivalência energética desses combustíveis em relação ao biometano.

O Quadro 3.1 apresenta as equivalências energéticas do biogás e do biometano em relação a outros combustíveis.

**Quadro 3.1** - Equivalência energética do biogás e biometano em relação a outros combustíveis.

Combustível	1 m <sup>3</sup> de Biogás	1 m <sup>3</sup> de Biometano
Diesel (Litro)	0,55*	0,87***
Gasolina (Litro)	0,60*	0,95***
Álcool (Litro)	0,79**	1,25***
Biogás (m <sup>3</sup> )	1	1,59***
Biometano (m <sup>3</sup> )	0,6305***	1
Gás Natural (m <sup>3</sup> )	0,53*	0,84***

Fonte: \* Bley Júnior (2015). \*\* Barreira (2011). \*\*\* Autor (2017).

Para se determinar a equivalência energética, ou valor energético (VE), dos combustíveis em relação ao biometano,  $VE_{Comb,Biom}$ , parte-se da equivalência destes em relação ao biogás. Para tanto, é necessário primeiramente calcular a equivalência energética do biometano em relação ao biogás,  $VE_{Biom,Biogás}$ , ou seja, a quantidade de biometano extraída de 1 m<sup>3</sup> de biogás. Sabendo-se que, para este trabalho, no biogás suinícola há 65% de metano e que deste metano 97% torna-se biometano após o processo de purificação, multiplicando-se as duas porcentagem chega-se ao valor de 63,05%. Isto significa que 1 m<sup>3</sup> de biogás equivale energeticamente a 0,6305 m<sup>3</sup> de biometano. Invertendo-se esse valor obtém-se a equivalência energética do biogás em relação ao biometano,  $VE_{Biogás,Biom}$ , ou seja, a quantidade de biogás encontrada em 1 m<sup>3</sup> de biometano.

Assim, para se determinar o valor energético de um dado combustível em relação ao biometano,  $VE_{Comb,Biom}$ , basta dividir o valor energético do combustível a ser substituído em relação ao biogás,  $VE_{Comb,Biogás}$ , pelo valor energético do biometano em relação ao biogás,  $VE_{Biom,Biogás}$ , que neste trabalho vale 0,6305 m<sup>3</sup>.

Para se determinar a quantidade de biometano que substitui um dado combustível,  $Vol_{Biom Veicular}$ , basta dividir a quantidade de combustível que se deseja substituir,  $Vol_{Comb Substituir}$ , pelo seu valor energético em relação ao biometano,  $VE_{Comb,Biom}$ .

### 3.9 Quantificação de emissões reduzidas de gases de efeito estufa (GEE)

As emissões reduzidas pelos cenários propostos por este trabalho são calculadas pela ACM0010 versão 8, pois esta metodologia trata especificamente de redução das emissões de GEE por meio de sistemas de gerenciamento de dejetos.

As emissões de projeto,  $PE_Y$ , no ano  $y$ , em t CO<sub>2</sub> e, são calculadas de acordo com a expressão (2.13) do referencial teórico. O cálculo das emissões dos cenários 3 e 4 é igual ao das emissões calculadas para os cenários 1 e 2 com exceção das emissões de gás carbônico do projeto,  $PE_{GMG}$ , originadas da queima do metano na câmara de combustão interna do grupo motor-gerador.

O presente trabalho considera apenas o uso do digestor anaeróbio para os cenários de projeto. Segundo o IPCC (2006) o vazamento físico do digestor anaeróbio é de 15% do total de biogás produzido, valor este a ser utilizado para o cálculo das emissões de projeto associadas ao vazamento na digestão anaeróbica durante a captura do metano no ano  $y$ , em t CO<sub>2</sub> e/ano,  $PE_{AD,y}$ , pela expressão (2.14) do referencial teórico.

Para se calcular as emissões de gás carbônico do projeto,  $PE_{GMG}$ , adota-se para a densidade do metano (CH<sub>4</sub>) o valor de 0,00067 t/m<sup>3</sup> a 1 atm. e 20 °C, pela Tabela 11 da ACM0010 versão 8.

### 3.10 Composição do fluxo de caixa

Para se realizar a análise econômica é necessário primeiramente montar os fluxos de caixa de cada cenário, para tanto a Tabela 3.1 apresenta os componentes de fluxo de caixa dos 4 (quatro) cenários de projeto de investimento propostos por este trabalho. Não se considera o valor residual de máquinas e equipamentos, pois estes não são vendidos, e sim consertados, retificados, recuperados ou revitalizados, desde que possível, durante a vida útil do projeto.

**Tabela 3.1** - Componentes de fluxo de caixa por cenário de projeto.

COMPONENTES DE FLUXO DE CAIXA	CENÁRIOS			
	1	2	3	4
<b>INVESTIMENTOS INICIAIS (Inv<sub>iniciais</sub>)</b>				
Biodigestor	x	x	x	x
Sistema de tratamento do biogás	-	x	x	x
Motor elétrico monofásico blindado baixa rotação	-	x	x	x
Grupo motor-gerador	x	x	-	-
Implementação do Projeto de MDL	x	x	x	x
<b>+ RECEITAS E ECONOMIAS (RecEco)</b>				
Economia pelo Uso do Biofertilizante	x	x	x	x
Economia pela Utilização da Eletricidade Gerada	x	x	-	-
Receita com a Venda dos Créditos de Carbono	x	x	x	x
Receita com a Venda do Biometano	-	-	x	-
Economia pelo Uso do Biometano Veicular	-	-	-	x
<b>- CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS (CDO)</b>				
Biodigestor (revitalização após 10 anos)	x	x	x	x
Biodigestor	x	x	x	x
Sistema de tratamento do biogás	-	x	x	x
Motor elétrico monofásico blindado baixa rotação	-	x	x	x
CELG compra de energia para tratar o biogás	-	x	x	x
Grupo motor-gerador	x	x	-	-
<b>= SALDO DO FLUXO DE CAIXA (RecEco - CDO)</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>

Fonte: Autor (2017)

### 3.10.1 Investimento inicial (Inv<sub>inicial</sub>)

A Tabela 3.2 apresenta os investimentos iniciais em bens de capital referentes à aquisição de máquinas e equipamentos para cada um dos cenários de projeto.

**Tabela 3.2** - Investimentos Iniciais dos cenários de projeto

INVESTIMENTOS INICIAIS	C1	C2	C3	C4
Biodigestor	x	x	x	x
Sistema de Tratamento do Biogás	-	x	x	x
Motor Elétrico Monofásico WEG	-	x	x	x
Grupo motor-gerador (GMG) CUMMINS	x	x	-	-
Implementação do Projeto de MDL	x	x	x	x

Fonte: Autor (2017)

### 3.10.2 Receitas e economias (RecEco)

A Tabela 3.3 apresenta as receitas e economias obtidas para cada um dos cenários de projeto.

**Tabela 3.3** - Receitas e economias dos cenários de projeto

RECEITAS E ECONOMIAS	C1	C2	C3	C4
Economia pelo Uso do Biofertilizante	x	x	x	x
Economia pela Utilização da Eletricidade Gerada	x	x	-	-
Receita com a Venda dos Créditos de Carbono	x	x	x	x
Receita com a Venda do Biometano	-	-	x	-
Economia pelo Uso do Biometano Veicular	-	-	-	x

Fonte: Autor (2017)

#### 3.10.2.1 Economia pelo uso do biofertilizante

Para se estimar a economia no ano  $y$  advinda do uso de biofertilizante,  $EC_{Biofer_y}$ , como adubo líquido na pastagem, para os 4 (quatro) cenários de projeto, utiliza-se a expressão (3.5).

$$EC_{Biofer_y} = Q_{Adubo_y} \cdot \$_{Litro_y} \quad (3.5)$$

Em que,  $Q_{Adubo_y}$  é a quantidade de adubo líquido no ano  $y$  a ser utilizada na pastagem da granja; e  $\$_{Litro_y}$  o preço mínimo de mercado do litro do adubo líquido para pastagem no ano  $y$ .

### 3.10.2.2 Economia pelo consumo da própria eletricidade gerada

Para se calcular a economia no ano  $y$  advinda do consumo da própria energia elétrica gerada pela queima de gás na granja, ou seja, o custo evitado com a compra de eletricidade da concessionária, para os cenários 1 e 2, utiliza-se a expressão (3.6).

$$EC_{EE\ Gás\ y} = EE_{Gás\ y} \cdot \$_{TMP\ y} \quad (3.6)$$

Em que,  $EC_{EE\ Gás\ y}$  é a economia no ano advinda do consumo da própria energia elétrica gerada no ano  $y$  pela queima do biogás para o cenário 1 e pela queima do biometano para o cenário 2, em reais;  $EE_{Gás\ y}$  é a energia elétrica gerada no ano  $y$  pela queima do biogás para o cenário 1 e pela queima do biometano para o cenário 2, em kWh, e  $\$_{TMP\ y}$  a tarifa média ponderada de energia elétrica da concessionária local em  $R\$/kWh$ , no ano  $y$ .

### 3.10.2.3 Receita obtida com a venda de créditos de carbono

Após o cálculo das emissões reduzidas no ano  $y$  ( $ER_y$ ) de GEE (créditos de carbono), para os 4 (quatro) cenários de projeto, pode-se estimar a receita no ano  $y$  originada da venda desses créditos, baseando-se nos valores atuais destes no mercado de crédito de carbono, conforme a expressão (3.7).

$$R_{CC\ y} = ER_y \cdot \$_{t\ CO_2\ e} \quad (3.7)$$

Em que,  $R_{CC\ y}$  é a receita no ano  $y$  advinda da venda de créditos de carbono para os cenários de projeto;  $ER_y$  é a quantidade de emissões reduzidas no ano  $y$ , ou seja, a quantidade de créditos de carbono obtida no ano  $y$ , para cada cenário de projeto em t CO<sub>2</sub> e; e  $\$_{t\ CO_2\ e}$  o preço em real da tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente no ano  $y$ .

### 3.10.2.4 Receita proveniente da venda de biometano

A receita no ano  $y$  proveniente da venda do biometano,  $R_{Biometano_y}$ , produzido na granja e injetado em uma rede fictícia de distribuição de gás natural de uma suposta companhia de gás do Estado de Goiás é calculada apenas para o cenário 3 pela expressão (3.8).

$$R_{Biometano_y} = Q_{Biometano_y} \cdot \$_{Biometano_y} \quad (3.8)$$

Em que,  $Q_{Biometano_y}$  é a quantidade de biometano produzida no ano  $y$  em  $m^3$ ; e  $\$_{Biometano_y}$  o preço de compra do metro cúbico de biometano na qualidade de gás natural no ano  $y$ .

### 3.10.2.5 Economia obtida pelo uso do biometano veicular

A economia no ano  $y$  obtida pelo uso do biometano como combustível veicular,  $EC_{Comb_y}$ , na frota da granja em substituição aos combustíveis tradicionais, apenas para o cenário 4, é dada pela expressão (3.9).

$$EC_{Comb_y} = Q_{Comb_y} \cdot \$_{Comb_y} \quad (3.9)$$

Em que,  $EC_{Etanol_y}$  é a economia no ano  $y$  com a substituição do etanol pelo biometano veicular;  $EC_{Diesel_y}$  é a economia no ano  $y$  com a substituição do óleo diesel pelo biometano veicular;  $Q_{Comb_y}$  é a quantidade no ano  $y$  de combustível a ser substituída; e  $\$_{Comb_y}$  o preço no ano  $y$  do litro do combustível a ser substituído.

### 3.10.3 Custos e despesas operacionais (CDO)

A Tabela 3.4 apresenta os custos e despesas operacionais referentes às máquinas e equipamentos adquiridos em cada um dos quatro cenários de projeto.

**Tabela 3.4** - Custos e despesas operacionais dos cenários de projeto

<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>	<b>C4</b>
Biodigestor (revitalização após 10 anos)	x	x	x	x
Biodigestor	x	x	x	x
Sistema de Tratamento do Biogás	-	x	x	x
Motor Elétrico 40CV (30KW) – WEG <sup>1</sup>	-	x	x	x
Despesa no ano y com a Compra de Energia Elétrica da CELG* para o Motor de 40 CV	-	x	x	x
GMG 150 kVA (96 kW), incluso OPEX da GD <sup>2</sup>	x	x	-	-

Fonte: <sup>1</sup>ER-BR (2017), <sup>2</sup>Granja (2017), Autor (2017)

### 3.10.4 Saldo dos fluxos de caixa dos cenários

O saldo do fluxo de caixa no ano y de cada cenário,  $SFC_{y\text{ cenário}}$ , é calculado pela expressão (3.10).

$$SFC_{y\text{ cenário}} = Inv_{inicial} + RecEco_y - CDO_y \quad (3.10)$$

Em que, para cada cenário de projeto,  $Inv_{inicial}$  é o investimento inicial em bens de capital no primeiro ano de projeto;  $RecEco_y$  a receita e economia totais no ano y; e  $CDO_y$  custos e despesas operacionais totais no ano y.

### 3.11 Análise de viabilidade econômica

Este trabalho realiza análises determinísticas de viabilidade econômica dos cenários de projeto propostos por meio de 3 (três) critérios de decisão (VPL, TIR e *Payback* descontado), para um período de 20 anos, que corresponde ao tempo de vida útil adotado para o grupo motor-gerador (GMG), período no qual é possível observar se há ou não inversão do fluxo de caixa, tendo em vista que o tempo de vida útil a ser adotado para o biodigestor é de 10 (dez) anos, período em que se faz a revitalização deste.

Para se realizar as projeções de fluxo de caixa, todas as receitas e economias bem como os custos e despesas operacionais dos 4 (quatro) cenários sofrem variações anuais a partir do 2º ano de projeto durante os 19 anos seguintes pela meta da taxa de inflação do Governo Federal para o ano de 2018 que é de 4,5% a.a., conforme resolução nº 4.499, de 30 de Junho de 2016.

Escolheu-se como valor da taxa mínima de atratividade (TMA) o valor da SELIC de dezembro de 2017 que foi de 7% a.a., para se descontar os fluxos de caixa anuais e calcular os VPL's, dos quatro cenários de projeto de investimento.

Nas análises de viabilidade econômica deste trabalho, não se considera o valor residual dos bens de capital, pois estes são reformados ou revitalizados ao final de suas vidas úteis.

### 3.12 Análise de sensibilidade

No presente estudo, a questão do risco é tratada por meio da técnica conhecida como análise de sensibilidade, descrita sucintamente no subitem 2.12 do referencial teórico.

A análise de sensibilidade desenvolvida neste trabalho é determinística e univariada e aponta os cenários de projeto mais e menos sensíveis em relação à variação de certos parâmetros. Os parâmetros escolhidos para serem analisados neste trabalho são:

- a) a quantidade de suínos da granja, que reflete diretamente na produção de biogás/biometano;
- b) o custo médio de implementação do sistema de tratamento de biogás, e
- c) o preço pago pelo biometano injetado na rede de distribuição de gás natural.
- d) o preço pago pelos certificados de emissões reduzidas (CER's).

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados obtidos de acordo com a metodologia descrita.

### 4.1 Caracterização da propriedade

Para efeitos de cálculo, foram adotados os dados de uma granja, cujo nome não foi mencionado neste trabalho por sigilo comercial, a qual é denominada doravante apenas de Granja.

A granja de suínos em estudo é considerada de grande porte (> 100 matrizes), possuindo como sistema de produção a criação intensiva de suínos, em que os animais são criados confinados em baias ou gaiolas, em uma área relativamente pequena em relação à da propriedade, com foco na produtividade e na economia do sistema. O tipo de criação intensiva desenvolvido na granja é o tipo confinado (confinamento), em que os animais de todas as categorias permanecem sobre piso e sob cobertura, estando separados por fases em duas edificações (barracões). O tipo de produção adotado na Granja é o tipo Ciclo Completo, em que se engloba todo o ciclo de produção, ou seja, abrange todas as fases de produção tendo como produto final o suíno terminado.

O plantel da Granja é de 8.136 animais. Ela possui um biodigestor em funcionamento da marca Sansuy, modelo canadense (gasômetro de vinimanta: lona de PVC) e um grupo motor-gerador (GMG), da marca CUMMINS, de 150 kVA (96 kW), consumindo entre 50 a 60 m<sup>3</sup> de biogás por hora, trabalhando em média 22 horas por dia, o qual não está interligado à rede de distribuição de energia da concessionária, tendo em vista que na falta deste, por qualquer motivo, há na granja uma PCH que é acionada imediatamente para substituí-lo, daí o motivo da não ligação com a concessionária local de energia elétrica. O GMG supre toda a demanda energética da granja.

O Quadro 4.1 apresenta as características da propriedade em estudo.

**Quadro 4.1** – Características da propriedade em estudo.

Nome:	Granja
Local:	Centro-oeste do Brasil
Coordenadas Geográficas:	Sul e Oeste
Sistema de Produção:	Criação Intensiva de Suínos
Tipo de Criação Intensiva	Confinado (confinamento)
Tipo de Produção	Ciclo Completo
Biodigestor, marca Sansuy	Modelo Canadense (gasômetro de vinimanta: lona de PVC)
Grupo Motor Gerador - CUMMINS	150 kVA (96 kW)
Tempo de Funcionamento	22 horas por dia
Consumo de Biogás do GMG	50 a 60 m <sup>3</sup> /h
Plantel, $Q_{Total\ animais}$	8.136 animais

Fonte: Granja (2017)

## 4.2 Dados coletados

O plantel da suinocultura em estudo é constituído de 8.136 animais divididos em sete fases do ciclo completo ou unidades de produção, conforme o Quadro 4.2.

**Quadro 4.2** - Peso dos animais por unidade de produção.

Unidade de produção	Quantidade de animais	Peso médio do animal (kg)	Peso por unidade de produção (kg)
Leitões mamando (0 a 25 dias)	1.300	5,65	7.339,80
Leitões na creche (<= 25 kg) (26 a 60 dias)	1.800	21,50	38.700,00
Cevados na recria (61 a 100 dias)	300	55,00	16.500,00
Cevados na terminação (90 a 150 dias)	4.200	110,00	462.000,00
Matrizes na maternidade	100	110,00	11.000,00
Matrizes em cobertura/gestação	430	110,00	47.300,00
Machos reprodutores (cachaços)	6	110,00	660,00
<b>TOTAL</b>	<b>8.136</b>	<b>71,72</b>	<b>583.499,80</b>

Fonte: Granja (2017)

O peso médio dos animais ( $W_{Site}$ ) foi calculado pelo quociente do peso total dos animais, 583.499,80 kg, pela quantidade total de animais da granja, 8136. Utilizou-se nas expressões (2.8) e (2.10) do referencial teórico, o  $W_{Site}$  obtido que foi de 71,72 kg e o  $W_{Default}$ , peso médio padrão dos animais, no valor de 28 kg.

Para a expressão (2.8),  $VS_{LT,y}$ , excreções anuais de sólido volátil para animal  $LT$  que entra no sistema de gerenciamento de dejetos de animal, com base no peso de matéria seca, em kg ms/animal/ano, adotou-se como valor padrão para a excreção dos sólidos voláteis por dia,  $VS_{Default}$ , 0,3 kg/cabeça/dia, segundo o IPCC (2006), e  $nd_y$  o número de dias em que o sistema de tratamento estava operante no ano, igual a 365 dias de acordo com a Granja.

Para a expressão (2.10),  $NEX_{LT,y}$ , média anual ajustada de excreção de nitrogênio por cabeça de uma determinada população de animal, em kg N/animal/ano, adotou-se como valor padrão anual para a excreção de nitrogênio por cabeça de uma determinada população,  $NEX_{IPCC\ default}$ , 20 kg N/animal/ano, segundo o IPCC (2006).

### 4.3 Dimensionamento do biodigestor

De acordo com a Granja o  $N_{sui}$  é 8.136 animais, e para este trabalho, adotou-se  $V_{dej}$  igual a 0,0125 m<sup>3</sup>/animal/dia segundo Garces Júnior (2010) e  $TRH$  igual a 30 dias conforme Martins e Oliveira (2011).

Substituindo-se esses valores na expressão (2.1), obteve-se o volume da câmara de digestão, ou seja, o volume do biodigestor:

$$V_{bio} = 3.051,00 \text{ m}^3$$

### 4.4 Produção de biogás

Quando o assunto é produção pecuária (suínos, gado e aves), a alimentação e o manejo dos dejetos influenciam diretamente na qualidade do biogás produzido.

De acordo com Martins e Oliveira (2011), o índice de eficiência de produção de biogás,  $k$ , pode variar de 0,35 a 0,60 m<sup>3</sup> de biogás por m<sup>3</sup> de biomassa.

Para este trabalho, preferiu-se seguir o conservadorismo da SANSUY (um dos maiores fabricante de biodigestores de PVC no Brasil) e adotar o limite inferior de  $k$ ,

ou seja, 0,35 m<sup>3</sup> biogás/m<sup>3</sup> biomassa para o índice de eficiência de produção de biogás no biodigestor para evitar problemas/reclamações futuras por parte de produtores/empreendedores/investidores.

Pois, segundo o representante comercial da SANSUY para o Centro-Oeste, eles já enfrentaram problemas ao garantir uma dada produção de biogás e por descuido no manejo dos efluentes por parte do cliente a produção estimada ficou comprometida, e, conseqüentemente, a produção de eletricidade e a geração de receita/economia.

Ao se substituir o valor adotado  $k = 0,35$  na expressão (2.2), obteve-se a quantidade de biogás a ser produzida diariamente pelo biodigestor ( $Q_{Biogás\ Dia}$ ) em m<sup>3</sup>:

$$Q_{Biogás\ Dia} = 1.067,85\ m^3/dia$$

A quantidade de biogás produzida no ano  $y$ ,  $Q_{Biogás\ y}$ , dada em m<sup>3</sup>, pode ser estimada a partir da multiplicação da quantidade diária,  $Q_{Biogás\ Dia}$ , por 365 dias.

$$Q_{Biogás\ y} = 389.765,25\ m^3/ano$$

#### 4.5 Tratamento do biogás

Atualmente, a Granja utiliza o biogás apenas para gerar eletricidade, aproveitando-se o digestato (resíduos da digestão anaeróbia) na fertirrigação da pastagem. Ou seja, o biogás é tratado na propriedade somente em nível de limpeza, ou seja, dessulfurização e secagem do gás, não ocorrendo a etapa de purificação, pois não se produz biometano na Granja.

Portanto, para efeitos de cálculo dos cenários 3 e 4 foi necessário considerar, além da limpeza, as fases de purificação referente à remoção do dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e à qualidade de gás natural.

## 4.6 Produção de biometano

Seguindo-se os passos descritos na parte do referencial teórico acerca do potencial de produção de biometano, subitem 2.7, foi possível calcular a quantidade diária de metano contida no biogás suinícola, bem como o volume de biometano produzido diariamente na granja de suínos em estudo, cujos valores seguem-se abaixo:

$$Q_{Metano\ Dia} = 694,10\ m^3/dia$$

$$Q_{Biometano\ Dia} = 673,28\ m^3/dia$$

A quantidade de biometano produzida no ano  $y$ ,  $Q_{Biometano\ y}$ , dada em  $m^3$ , pode ser estimada a partir da multiplicação da quantidade diária,  $Q_{Biometano\ Dia}$ , por 365 dias.

$$Q_{Biometano\ y} = 245.747,20\ m^3/ano$$

## 4.7 Cenários de projeto

### 4.7.1 Cenário 1 (C1) – Geração de energia elétrica a partir do biogás.

Primeiramente, calculou-se a potência elétrica gerada no ano  $y$ , substituindo-se os valores abaixo na expressão (3.1):

- Quantidade no ano  $y$  de biogás  $Q_{Biogás\ y} = 389.765,25\ m^3\ biogás/ano$ ;
- Poder Calorífico Inferior (PCI) do biogás igual a  $23,00\ MJ/Nm^3$ , segundo SGC (2012);

- Eficiência de coleta do biogás igual a 85%, devido ao vazamento físico previsto nos biodigestores conforme a ACM0010;
- Rendimento do grupo motor-gerador igual a 40%, segundo Garces Júnior (2010).

Após os cálculos, obteve-se a potência elétrica no ano  $y$  oriunda da queima do biogás no valor de  $Pe_{Biogás_y} = 0,09665 \text{ MW/ano}$ .

Substituindo-se esse valor na expressão (3.2), obteve-se o seguinte valor de energia elétrica gerada no ano  $y$  pela queima do biogás:

$$EE_{Biogás_y} = 776,10 \text{ MWh/ano}$$

#### 4.7.2 Cenário 2 (C2) – Geração de energia elétrica a partir do biometano

Primeiramente, calculou-se a potência elétrica gerada no ano  $y$ , substituindo-se os seguintes valores na expressão (3.3):

- Quantidade no ano  $y$  de biometano  $Q_{Biometano_y} = 245.747,20 \text{ m}^3 \text{ biometano/ano}$ ;
- Poder Calorífico Inferior (PCI) do metano igual a  $35,53 \text{ MJ/Nm}^3$ , segundo SGC (2012);
- Eficiência de coleta do biometano igual a 100%, pois já se descontou as perdas durante o cálculo de sua quantidade diária quando se usou 97% de purificação;
- Rendimento do grupo motor-gerador igual a 40%, segundo Garces Júnior (2010).
- Após os cálculos, obteve-se a potência elétrica no ano  $y$  oriunda da queima do biometano no valor de  $Pe_{Biometano_y} = 0,110748 \text{ MW/ano}$ .

Substituindo-se esse valor na expressão (3.4), obteve-se o seguinte valor de energia elétrica gerada no ano  $y$  pela queima do biometano:

$$EE_{Biometano_y} = 889,31 \text{ MWh/ano}$$

A Tabela 4.1 apresenta os volumes produzidos diariamente e no ano y, os PCI's e os valores no ano y de potência elétrica e eletricidade geradas para o biogás (C1) e biometano (C2).

**Tabela 4.1** – Volume, PCI's, potência e energia elétrica do biogás e biometano.

<b>Parâmetros Obtidos e Utilizados</b>	<b>Biogás</b>	<b>Biometano</b>	<b>Varição</b>
Quantidade produzida diariamente (m <sup>3</sup> /dia)	1.067,85	673,28	-36,95%
Quantidade produzida no ano y (m <sup>3</sup> /dia)	389.765,25	245.747,20	
PCI - Poder Calorífico Inferior - (MJ/Nm <sup>3</sup> )	23	35,53	54,48%
Potência elétrica gerada no ano y (MW/ano)	0,09665	0,110748	14,59%
Energia elétrica gerada no ano y (MWh/ano)	776,10	889,31	

**Fonte:** Autor (2017)

A partir da Tabela 4.1, percebeu-se que as quantidades diária e anual de biometano foram menores (-36,95%) do que as de biogás, devido ao processo de tratamento deste. Porém, como o PCI do biometano é maior (54,48%) do que o do biogás, isso produziu uma potência e energia elétrica maiores (14,59%) do que as do biogás.

#### **4.7.3 Cenário 3 (C3) – Injeção de biometano em uma rede fictícia de gás natural (GN)**

No subitem 4.6, produção de biometano, encontra-se o cálculo da quantidade de biometano produzida no ano y, cujo valor segue-se abaixo:

$$Q_{Biometano_y} = 245.747,20 \text{ m}^3/\text{ano}$$

#### **4.7.4 Cenário 4 (C4) – Uso do biometano veicular**

A Granja em estudo consome por ano, aproximadamente, as quantidades de combustíveis apresentadas no Quadro 4.3.

**Quadro 4.3** - Combustíveis consumidos anualmente pela Granja

<b>Combustíveis Consumidos Anualmente</b>	<b>Valores</b>
Etanol (álcool hidratado) [l/ano]	48.300
Óleo Diesel [l/ano]	814.944

Fonte: Granja (2017)

#### **4.7.4.1 Quantidade de biometano que substitui o consumo anual de etanol**

Por meio de uma regra de três simples e da explicação do subitem 3.8.4, pode-se determinar a quantidade de biometano que substitui o consumo anual de litros de etanol da granja. Após esse cálculo elementar, concluiu-se que os 48.300 litros de etanol consumidos anualmente pela granja podem ser substituídos por 38.640 m<sup>3</sup> de biometano veicular.

#### **4.7.4.2 Quantidade de óleo diesel que pode ser substituída na granja**

Primeiramente, teve-se que determinar a quantidade restante de biometano que substitui o óleo diesel.

Subtraindo-se da quantidade de biometano produzida anualmente, 245.747,20 m<sup>3</sup>, a quantidade de biometano que substituiu o etanol, 38.640 m<sup>3</sup>, obteve-se a quantidade restante de biometano, 207.107,20 m<sup>3</sup>, a qual pode ser utilizada para substituir parte do óleo diesel consumido anualmente pela Granja.

Utilizando-se uma regra de três simples e este valor restante de biometano, chegou-se à quantidade de óleo diesel que pode ser substituída anualmente pelo biometano veicular, 180.183,26 litros. Lembrando que 1 m<sup>3</sup> de biometano equivale a 0,87 litros de óleo diesel, conforme Quadro 3.1.

O Quadro 4.4 apresenta as quantidades anuais substituíveis de etanol e óleo diesel e os respectivos volumes de biometano que os substitui.

**Quadro 4.4** – Combustíveis consumidos e substituíveis anualmente.

Parâmetro	Combustíveis Consumidos e Substituíveis Anualmente		
	Biometano veicular	Etanol	Diesel
Volume	38.640 m <sup>3</sup> /ano	48.300 l/ano*	-
	207.107,20 m <sup>3</sup> /ano	-	180.183,26 l/ano
<b>Total</b>	<b>245.747,20 m<sup>3</sup>/ano</b>	<b>48.300 l/ano*</b>	<b>180.183,26 l/ano</b>

Fonte: Autor (2017), \*Granja (2017).

A partir do Quadro 4.4, percebeu-se que todo o etanol consumido anualmente pela granja em estudo pode ser substituído por 38.640 m<sup>3</sup> de biometano veicular e que 207.107,20 m<sup>3</sup> de biometano veicular podem substituir parte do consumo de óleo diesel da granja por ano. Nota-se também que ao se subtrair do consumo anual de óleo diesel da Granja, 814.944 litros, a quantidade parcial de óleo diesel a ser substituída anualmente, 180.183,26 litros, a granja poderá reduzir sua compra de óleo de diesel para 634.760,74 litros por ano, obtendo, assim, uma economia de 22,11%.

## 4.8 Quantificação das emissões de gases de efeito estufa (GEE)

### 4.8.1 Emissões de linha de base

As emissões totais do cenário de linha de base, dada pela expressão (2.3), é a soma das emissões anuais de metano e de óxido nítrico, ambos da linha de base, dadas pelas expressões (2.4) e (2.7), respectivamente.

A Tabela 4.2 apresenta os valores das emissões anuais do cenário de linha de base, em tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente:

**Tabela 4.2** – Emissões do cenário de linha de base

Emissões de Linha de Base	t CO <sub>2</sub> e
Metano, ( $BE_{CH_4,y}$ )	7.001,92
Óxido Nítrico, ( $BE_{N_2O,y}$ )	114,13
Eletricidade/Calor ( $BE_{elec/heat,y}$ )	0
<b>Emissões Totais, (<math>BE_Y</math>)</b>	<b>7.116,05</b>

Fonte: Autor (2017)

#### 4.8.2 Emissões de projeto e emissões reduzidas do cenário 1 – geração de energia elétrica a partir do biogás

Com o intuito de simplificar os cálculos, as emissões anuais de metano a partir do tratamento aeróbico do SMDA e as emissões anuais de óxido nitroso não foram contabilizadas para os cenários de projeto propostos por este trabalho.

As emissões de projeto do cenário 1 para o ano  $y$ , dada pela expressão (2.13), estão apresentadas na Tabela 4.3, em tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente:

**Tabela 4.3** – Emissões de projeto do cenário 1

<b>Cenário 1</b>	<b>t CO<sub>2</sub> e</b>
Metano, vazamento na digestão anaeróbica, $PE_{AD,y}$	1.396,66
Metano, tratamento aeróbico do SMDA $PE_{Aer,y}$	-
Óxido Nitroso, $PE_{N_2O,y}$	-
Vazamento físico da rede de coleta do biogás, $PE_{PL,y}$	0
Gás carbônico, $PE_{GMG}$	315,95
<b>Emissões de Projeto Cenário 1, (<math>PE_y</math>)</b>	<b>1.712,61</b>

Fonte: Autor (2017)

Para todos os cenários, as RCE's (Reduções Certificadas de Emissões) foram calculadas pela diferença entre as emissões no cenário de linha de base e as emissões verificadas em decorrência das atividades de projeto, incluindo as fugas, conforme expressão (2.17).

As emissões reduzida do cenário 1 para o ano  $y$ , dada pela expressão (2.17), estão apresentadas na Tabela 4.4, em tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente:

**Tabela 4.4** – Emissões reduzidas do cenário 1

<b>Cenário 1</b>	<b>t CO<sub>2</sub> e</b>
Emissões anuais de Linha de Base, ( $BE_y$ )	7.116,05
Emissões anuais de Projeto, ( $PE_y$ )	1.712,61
Emissões anuais de Vazamento, ( $LE_y$ )	283,09
<b>Emissões Reduzidas Cenário 1, (<math>ER_y</math>)</b>	<b>5.120,35</b>

Fonte: Autor (2017)

#### 4.8.3 Emissões de projeto e emissões reduzidas do cenário 2 – geração de eletricidade a partir do biometano

As emissões anuais de projeto do cenário 2, dada pela expressão (2.13), estão apresentadas na Tabela 4.5, em tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente:

**Tabela 4.5** – Emissões de projeto do cenário 2

<b>Cenário 2</b>	<b>t CO<sub>2</sub> e</b>
Metano, vazamento na digestão anaeróbica, $PE_{AD,y}$	1.396,66
Metano, tratamento aeróbico do SMDA $PE_{Aer,y}$	-
Óxido Nitroso, $PE_{N_2O,y}$	-
Vazamento físico da rede de coleta do biogás, $PE_{PL,y}$	0
Gás carbônico, $PE_{GMG}$	306,47
<b>Emissões de Projeto Cenário 2, (<math>PE_y</math>)</b>	<b>1.703,13</b>

Fonte: Autor (2017)

As emissões reduzida do cenário 2 para o ano y, dada pela expressão (2.17), estão apresentadas na Tabela 4.6, em tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente:

**Tabela 4.6** – Emissões reduzidas do cenário 2

<b>Cenário 2</b>	<b>t CO<sub>2</sub> e</b>
Emissões anuais de Linha de Base, ( $BE_y$ )	7.116,05
Emissões anuais de Projeto, ( $PE_y$ )	1.703,13
Emissões anuais de Vazamento, ( $LE_y$ )	283,09
<b>Emissões Reduzidas Cenário 2, (<math>ER_y</math>)</b>	<b>5.129,83</b>

Fonte: Autor (2017)

#### 4.8.4 Emissões de projeto e emissões reduzidas do cenário 3 – injeção de biometano em uma rede fictícia de gás natural (GN)

As emissões anuais de projeto do cenário 3, dada pela expressão (2.13), estão apresentadas na Tabela 4.7, em tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente:

**Tabela 4.7** – Emissões de projeto do cenário 3

<b>Cenário 3</b>	<b>t CO<sub>2</sub> e</b>
Metano, vazamento na digestão anaeróbica, $PE_{AD,y}$	1.396,66
Metano, tratamento aeróbico do SMDA $PE_{Aer,y}$	-
Óxido Nitroso, $PE_{N_2O,y}$	-
Vazamento físico da rede de coleta do biogás, $PE_{PL,y}$	0
<b>Emissões de Projeto Cenário 3, (<math>PE_y</math>)</b>	<b>1.396,66</b>

Fonte: Autor (2017)

As emissões reduzida do cenário 3 para o ano  $y$ , dada pela expressão (2.17), estão apresentadas na Tabela 4.8, em tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente:

**Tabela 4.8** – Emissões reduzidas do cenário 3

<b>Cenário 3</b>	<b>t CO<sub>2</sub> e</b>
Emissões anuais de Linha de Base, ( $BE_y$ )	7.116,05
Emissões anuais de Projeto, ( $PE_y$ )	1.396,66
Emissões anuais de Vazamento, ( $LE_y$ )	283,09
<b>Emissões Reduzidas Cenário 3, (<math>ER_y</math>)</b>	<b>5.436,30</b>

Fonte: Autor (2017)

#### 4.8.5 Emissões de projeto e emissões reduzidas do cenário 4 – uso do biometano veicular

As emissões anuais de projeto do cenário 4, dada pela expressão (2.13), estão apresentadas na Tabela 4.9, em tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente:

**Tabela 4.9** – Emissões de projeto do cenário 4

<b>Cenário 4</b>	<b>t CO<sub>2</sub> e</b>
Metano, vazamento na digestão anaeróbica, $PE_{AD,y}$	1.396,66
Metano, tratamento aeróbico do SMDA $PE_{Aer,y}$	-
Óxido Nitroso, $PE_{N_2O,y}$	-
Vazamento físico da rede de coleta do biogás, $PE_{PL,y}$	0
<b>Emissões de Projeto Cenário 4, (<math>PE_y</math>)</b>	<b>1.396,66</b>

Fonte: Autor (2017)

As emissões reduzida do cenário 4 para o ano  $y$ , dada pela expressão (2.17), estão apresentadas na Tabela 4.10, em tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente:

**Tabela 4.10** – Emissões reduzidas do cenário 4

<b>Cenário 4</b>	<b>t CO<sub>2</sub> e</b>
Emissões anuais de Linha de Base, ( $BE_y$ )	7.116,05
Emissões anuais de Projeto, ( $PE_y$ )	1.396,66
Emissões anuais de Vazamento, ( $LE_y$ )	283,09
<b>Emissões Reduzidas Cenário 4, (<math>ER_y</math>)</b>	<b>5.436,30</b>

Fonte: Autor (2017)

#### 4.8.6 Resultados das reduções de emissão de gases de efeito estufa (GEE)

A Tabela 4.11 apresenta os resultados obtidos das emissões reduzidas no ano  $y$ , em toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente, para os 4 (quatro) cenários de projeto propostos por este trabalho.

**Tabela 4.11** – Resultados das emissões reduzidas no ano  $y$  de GEE dos cenários, em t CO<sub>2</sub> e.

<b>Gases de Efeito Estufa (GEE)</b>	<b>Cenário 1</b>	<b>Cenário 2</b>	<b>Cenário 3</b>	<b>Cenário 4</b>
Emissões anuais de Linha de Base, ( $BE_y$ )	7.116,05	7.116,05	7.116,05	7.116,05
Emissões anuais de Projeto, ( $PE_y$ )	1.712,61	1.703,13	1.396,66	1.396,66
Emissões anuais de Vazamento, ( $LE_y$ )	283,09	283,09	283,09	283,09
<b>Emissões Reduzidas no ano <math>y</math> (<math>ER_y</math>)</b>	<b>5.120,35</b>	<b>5.129,83</b>	<b>5.436,30</b>	<b>5.436,30</b>

Fonte: Autor (2017)

Cada cenário de projeto analisado propôs evitar a emissão de certa quantidade de GEE na atmosfera, cujos valores estão apresentados na tabela acima. Desse valores, concluiu-se que os cenários que mais evitaram a emissão de GEE foram os cenários 3 e 4, igualmente, uma vez que o biogás passa por um processo de tratamento mais completo, sendo elevado à qualidade de gás natural. Enquanto que o cenário que evitou menos a emissão de GEE foi o cenário 1, pois queima o biogás diretamente no GMG, passando apenas pelo processo de limpeza do gás. O cenário 2 evitou um pouco mais do que o cenário 1 a emissão de GEE, pois trata o biogás antes de queimá-lo no GMG.

## 4.9 Análise de viabilidade econômica

O Quadro 4.5 apresenta os dados utilizados nos cálculos das análises de viabilidade econômica dos 4 (quatro) cenários de projeto.

**Quadro 4.5** – Parâmetros utilizados nos cálculos das análises de viabilidade econômica.

<b>Parâmetros Utilizados na Análise Econômica</b>	<b>Valores</b>	<b>Unidades</b>
Vida útil do projeto*, adotou-se a mesma do GMG.	20	anos
Taxa de inflação utilizada para se projetar todas as receitas, economias, custos e despesas operacionais, dos fluxos de caixa foi a meta da taxa de inflação do Governo Federal para o ano de 2018.	4,50	% a.a.
TMA adotada (taxa global de juros) para se descontar os fluxos de caixa anuais foi a SELIC de dezembro de 2017.	7,00	% a.a.

**Fonte:** \*Autor (2017), Governo Federal (2016).

### 4.9.1 Componentes de fluxo de caixa

A Tabela 3.1 apresentou os componentes de fluxo de caixa para os 4 (quatro) cenários de projeto de investimento propostos por este trabalho. Os subitens a seguir detalham e quantificam esses componentes.

#### 4.9.1.1 Investimento inicial ( $Inv_{inicial}$ )

A Tabela 4.12 apresenta os investimentos iniciais ( $Inv_{inicial}$ ) referentes à aquisição de máquinas e equipamentos para cada um dos cenários de projeto, considerando e desconsiderando o investimento inicial do projeto de MDL.

**Tabela 4.12** - Investimentos iniciais ( $Inv_{inicial}$ )

<b>INVESTIMENTOS INICIAIS (<math>Inv_{inicial}</math>)</b>	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>	<b>C4</b>
Biodigestor	R\$ 336.420,00			
Sistema de Tratamento do Biogás	-	R\$ 304.380,00		
Motor Elétrico Mono 40CV/30kW WEG	-	R\$ 12.841,00		
GMG, 150 kVA (96 kW), CUMMINS (R\$)	R\$ 309.534,00		-	-
Dispenser de Combustível*	-	-	-	R\$ 15.490,00
Implementação do Projeto de MDL	R\$ 153.102,00			
<b>TOTAL (com MDL)</b>	<b>R\$ 799.056,00</b>	<b>R\$ 1.116.277,00</b>	<b>R\$ 806.743,00</b>	
<b>TOTAL (sem MDL)</b>	<b>R\$ 645.954,00</b>	<b>R\$ 963.175,00</b>	<b>R\$ 653.641,00</b>	

Dispenser de Combustível\* cujo valor é R\$ 15.490,00 não está incluso no total desta tabela. Mas, no total de investimentos iniciais do fluxo de caixa do cenário 4.

**Fonte:** \*Autor (2017), Governo Federal (2016).

O preço total do biodigestor foi avaliado em R\$ 336.420,00, calculado pela multiplicação da quantidade de biogás gerada igual a 1.068,00 m<sup>3</sup>/dia pelo custo médio total de implementação de um biodigestor modelo canadense (escavação mecânica do terreno, materiais de construção, mão-de-obra, manta impermeabilizadora, lona de PVC) estimado em R\$ 315,00/m<sup>3</sup>/dia, adaptado de Bley Júnior (2015).

O valor total do sistema de tratamento foi de R\$ 304.380,00, obtido pela multiplicação dos 1.068,00 m<sup>3</sup>/dia de biogás pelo custo médio total de implementação do sistema estimado em R\$ 285,00/m<sup>3</sup>/dia, adaptado de Bley Júnior (2015).

O preço do motor elétrico, 40cv (30kw), 1770 RPM, 220/380v Trifásico, 4 Polos, Marca WEG, Modelo W22 IR2 Plus, IP55, B3D, utilizado no sistema de tratamento foi orçado em R\$ 12.840,93 (REDUTORES LILO, 2017).

O custo de aquisição do grupo motor-gerador (GMG) de 150 kVA (96 kW) c/ subestação foi de R\$ 309.533,75, adaptado de ER-BR (2017).

O valor total de implementação do projeto de MDL (validação, registro, verificação e DCP) foi estimado em US\$ 47,400.00, que para uma cotação de R\$ 3,23 por dólar, no dia 24/11/2017, resulta em R\$ 153.102,00.

#### 4.9.1.2 Receitas e economias

A Tabela 4.13 apresenta as receitas e economias (RecEco) anuais obtidas para o primeiro ano de cada cenário de projeto.

**Tabela 4.13** - Receitas e economias

<b>RECEITAS E ECONOMIAS</b>	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>	<b>C4</b>
Economia pelo Uso do Biofertilizante	R\$ 29.964,00			
Economia pela Utilização da Eletricidade Gerada	R\$ 297.176,00	R\$ 340.526,00	-	-
Receita com a Venda dos Créditos de Carbono	R\$ 4.813,00	R\$ 4.822,00	R\$ 5.110,00	R\$ 5.110,00
Receita com a Venda do Biometano	-	-	R\$ 243.290,00	-
Economia pelo Uso do Biometano Veicular	-	-	-	R\$ 602.172,00
<b>TOTAL com CC</b>	<b>R\$ 331.953,00</b>	<b>R\$ 375.312,00</b>	<b>R\$ 278.364,00</b>	<b>R\$ 637.246,00</b>
<b>TOTAL sem CC</b>	<b>R\$ 327.140,00</b>	<b>R\$ 370.490,00</b>	<b>R\$ 273.254,00</b>	<b>R\$ 632.136,00</b>

Fonte: Autor (2017)

##### 4.9.1.2.1 Economia obtida pelo uso do biofertilizante

Na Granja, o biofertilizante é armazenado em reservatório aberto e é aplicado na área agrícola da propriedade na forma de adubo líquido.

A Fertirrigação da granja atende 100 ha de capim Mombaça e 127 ha de capim Tifton, esvaziando assim as duas lagoas que existem após o Biodigestor em 3 ou 4 dias. A aplicação na pastagem é feita 6 (seis) vezes por ano.

Considerando-se a dosagem de adubação foliar e a líquida de solo como sendo de 1litros por hectare (ha), a Granja gastaria 227 litros de adubo líquido por aplicação, que multiplicados pelas 6 aplicações anuais, resultaria em 1.362 litros que deveriam ser adquiridos pela granja anualmente. Lembrando que esses valores podem variar conforme a marca do adubo líquido e as necessidades do solo e do pasto.

Em 30/11/2017, o preço mínimo de mercado do litro do adubo líquido para pastagem (Adubo Líquido NPK 20-05-20) custava aproximadamente R\$ 22,00/litro, também variável ao longo dos anos.

A economia anual obtida pelo uso do biofertilizante, que é a mesma para os 4 (quatro) cenários de projeto, foi calculada pela expressão (3.5), conforme se segue:

$$EC_{Biofer_y} = 1.362 \text{ litros} \cdot R\$ 22,00/\text{litro}$$

$$EC_{Biofer_y} = R\$ 29.964,00 \text{ por ano}$$

Em que,

$Q_{Adubo_y} = 1.362 \text{ litros}$  é a quantidade anual de adubo líquido a ser adquirido pela granja; e

$\$_{Litro_y} = R\$ 22,00/\text{litro}$  é o preço mínimo de mercado do litro do adubo líquido para pastagem.

A Tabela 4.14 apresenta os parâmetros utilizados e resultados obtidos, a saber: o preço mínimo de mercado do litro do adubo líquido, os valores das quantidades de hectares de pastagem, aplicações por ano, consumo de adubo líquido pela granja e a economia anual obtida com o uso do biofertilizante na pastagem da granja.

**Tabela 4.14** – Preço do adubo foliar, hectares de pastagem, aplicações anuais, consumo de adubo líquido e economia com o uso do biofertilizante.

Parâmetros Utilizados e Resultados Obtidos	Valores	Unidades
Preço do Adubo Foliar para Pastagem (Adubo Líquido NPK 20-05-20)	22,00	R\$/litro
Quantidade de hectares de pastagem	227	ha
Quantidade de aplicações por ano	6	vezes
Quantidade anual de adubo líquido consumida pela granja	1.362	litros
Economia Anual com o Uso do Biofertilizante na Pastagem	29.964,00	R\$/ano

Fonte: Autor (2017)

#### 4.9.1.2.2 Economia obtida pela utilização da eletricidade gerada

As economias anuais obtidas pela utilização da energia elétrica gerada na granja foram calculadas, para os cenários 1 e 2, pela expressão (3.6), conforme se segue:

$$EC_{EE\ Biogás_y} = (776.100\ kWh \cdot R\$ 0,38291/kWh)$$

$$EC_{EE\ Biogás_y} = R\$ 297.176,45\ por\ ano$$

$$EC_{EE\ Biometano_y} = (889.310\ kWh \cdot R\$ 0,38291/kWh)$$

$$EC_{EE\ Biometano_y} = R\$ 340.525,69\ por\ ano$$

Em que,

$EE_{Biogás_y} = 776.100\ kWh$  é a energia elétrica gerada no ano  $y$  pela queima do biogás para o cenário 1 e pela queima do biometano para o cenário 2,  $EE_{Biometano_y} = 889.310\ kWh$ ; e

$\$_{TMP_y} = R\$ 0,38291/kWh$  é o valor da tarifa média ponderada ( $TMP$ ) de energia elétrica da concessionária local no ano  $y$ , calculada no Apêndice A.

A Tabela 4.15 apresenta os valores anuais de eletricidade gerada e as respectivas economias pela utilização desta, para o biogás e biometano.

**Tabela 4.15** – Energia elétrica gerada e economias anuais advindas do biogás e biometano.

<b>Parâmetros Obtidos e Utilizados</b>	<b>Biogás</b>	<b>Biometano</b>
Energia elétrica gerada anualmente	776,10 MWh	889,31 MWh
Economia anual pela utilização da eletricidade gerada	R\$ 297.176,00	R\$ 340.526,00

**Fonte:** Autor (2017)

#### 4.9.1.2.3 Receita advinda da venda dos créditos de carbono

O Quadro 4.6 apresenta os dados utilizados para se calcular, para os 4 (quatro) cenários de projeto, as quantidades de créditos de carbono e as respectivas receitas anuais obtidas com a venda destes.

**Quadro 4.6** – Parâmetros utilizados e resultados obtidos referentes aos créditos de carbono.

Parâmetros Utilizados e Resultados Obtidos	Valores	Unidades
Cotação do EURO (30/10/2017)	3,76	Real
Valor da tonelada de carbono equivalente em Euro *	0,25	€/t CO <sub>2</sub> e
Valor da tonelada de carbono equivalente em Real	0,94	R\$/t CO <sub>2</sub> e
Quantidade de créditos de carbono obtida pela queima de biogás no GMG (cenário 1)	5.120,35	t CO <sub>2</sub> e/ano
Quantidade de créditos de carbono obtida pela queima de biometano no GMG (cenário 2)	5.129,83	t CO <sub>2</sub> e/ano
Quantidade de créditos de carbono obtida pela injeção de biometano na rede (cenário 3) e utilização do biometano veicular (cenário 4)	5.436,30	t CO <sub>2</sub> e/ano
Receita anual proveniente da venda dos créditos de carbono para o cenário 1	4.813,13	R\$/ano
Receita anual proveniente da venda dos créditos de carbono para o cenário 2	4.822,04	R\$/ano
Receita anual proveniente da venda dos créditos de carbono para o cenário 3 e 4	5.110,12	R\$/ano

Fonte: \* SENDECO<sub>2</sub> (2017)

A receita no ano  $y$  advinda da venda dos créditos de carbono foi calculada para o cenário 1 pela expressão (3.7):

$$R_{CC_y} = 5.120,35 \cdot R\$ 0,94$$

$$R_{CC_y} = R\$ 4.813,13 \text{ por ano}$$

Em que,

$ER_y = 5.120,35$  é a quantidade de emissões reduzidas no ano  $y$ , ou seja, a quantidade de créditos de carbono obtida pelo cenário de projeto 1, em t CO<sub>2</sub> e;

$\$_{tCO_2eq} = R\$ 0,94$  é o preço da tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente em real.

Para os demais cenários, calculou-se as receitas dos créditos de carbono utilizando-se a mesma expressão.

Percebeu-se a partir do Quadro 4.6 que devido ao baixo preço atual da tonelada de carbono equivalente, as receitas geradas pelos cenários que consideram os créditos de carbono foram pequenas.

#### 4.9.1.2.4 Receita advinda da venda do biometano

A receita anual advinda da venda do biometano a uma rede fictícia de uma suposta companhia de gás foi calculada, para o cenário 3, pela expressão (3.8), conforme se segue:

$$R_{Biometano_y} = 245.747,20 \text{ m}^3 \cdot R\$ 0,99/\text{m}^3$$

$$R_{Biometano_y} = R\$ 243.289,73 \text{ por ano}$$

Em que,

$Q_{Biometano_y} = 245.747,20 \text{ m}^3$  é a quantidade de biometano produzida no ano  $y$  na granja; e

$\$_{Biometano_y} = R\$ 0,99$  é o preço de compra do metro cúbico de biometano na qualidade de gás natural no ano  $y$  pela suposta companhia de gás do Estado de Goiás (SULGÁS, 2016).

#### 4.9.1.2.5 Economia obtida pelo uso do biometano veicular

A economia anual obtida pelo uso do biometano como combustível veicular em substituição a um dado combustível foi calculada pela expressão (3.9), conforme se segue:

$$EC_{Etanol_y} = 48.300 \text{ litros} \cdot R\$ 1,91/\text{litro}$$

$$EC_{Etanol_y} = R\$ 92.253,00 \text{ por ano}$$

$$EC_{Diesel_y} = 180.183,26 \text{ litros} \cdot R\$ 2,83/\text{litro}$$

$$EC_{Diesel_y} = R\$ 509.918,62 \text{ por ano}$$

Em que,

$Q_{Etanol_y} = 48.300 \text{ litros/ano}$  é a quantidade total de etanol no ano y a ser substituída;

$Q_{Parcial Diesel_y} = 180.183,26 \text{ litros/ano}$  é a quantidade parcial de óleo diesel no ano y a ser substituída;

$\$_{Etanol} = R\$ 1,91/\text{litro}$  é o preço de compra na distribuidora de combustível no ano y do litro de etanol pela granja; e

$\$_{Diesel} = R\$ 2,83/\text{litro}$  é o preço de compra na distribuidora de combustível no ano y do litro de óleo diesel pela granja.

A Tabela 4.16 apresenta os volumes substituíveis anualmente de etanol e óleo diesel pelo biometano veicular, o preço pago pela granja à distribuidora pelos combustíveis tradicionais, e as respectivas economias anuais advindas dessa substituição.

**Tabela 4.16** – Tipos de combustível, volumes substituíveis, preço por litro e economias anuais.

COMBUSTÍVEL	VOLUME SUBSTITUÍVEL		PREÇO	ECONOMIA ANUAL
<b>Etanol</b>	48.300 litros/ano	-	R\$ 1,91/litro*	R\$ 92.253,00
<b>Diesel</b>	-	180.183,00 litros/ano	R\$ 2,83/litro*	R\$ 509.919,00
<b>Biometano veicular</b>	38.640 m <sup>3</sup> /ano	207.107,00 m <sup>3</sup> /ano	-	<b>R\$ 602.172,00</b>

R\$ 1,91/litro\* e R\$ 2,83/litro\*\*: preço dos combustíveis adquiridos diretamente na distribuidora no mês de maio de 2017.

**Fonte:** Autor (2017).

Da Tabela 4.16 concluiu-se que caso a Granja em estudo opte por purificar o biogás e substituir os combustíveis tradicionais pelo biometano veicular isso pode possibilitar uma economia anual de 22,11% (180.183,26/814.944) no consumo de óleo diesel, além da economia advinda da substituição total do etanol consumido pela frota.

#### 4.9.1.3 Custos e despesas operacionais

A Tabela 4.17 apresenta os custos e despesas operacionais (CDO) anuais e decenais referentes às máquinas e equipamentos adquiridos em cada um dos quatro cenários de projeto.

Tabela 4.17 - Custos e despesas operacionais (CDO)

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS (CDO)	VALORES	C1	C2	C3	C4
Biodigestor (revitalização)	20% do $Inv_{inicial}^1$	R\$ 67.284,00			
Biodigestor	4% do CDO <sup>1</sup>	R\$ 2.691,00			
Sistema Tratamento Biogás	5% do $Inv_{inicial}^2$	-	R\$ 15.219,00		
Motor Elétrico 40CV/30KW	10,50% do $Inv_{inicial}^3$	-	R\$ 1.348,00		
Despesa Anual CELG*	R\$ 52.271,04	-	R\$ 52.271,00		
GMG 150 kVA (96 kW)	10,50% do $Inv_{inicial}^3$	R\$ 32.501,00		-	-
Dispenser de Combustível**	5% do $Inv_{inicial}^2$	-	-	-	R\$ 775,00
<b>TOTAL</b>	-	<b>R\$ 35.192,00</b>	<b>R\$ 104.030,00</b>	<b>R\$ 71.529,00</b>	

Fonte: <sup>1</sup>Granja (2017), <sup>2</sup>SULGÁS (2017), <sup>3</sup>ER-BR (2017), <sup>4</sup>Autor (2017)

#### 4.9.1.4 Saldos dos fluxos de caixa dos cenários de projeto (SFC)

Os saldos dos fluxos de caixa anuais dos cenários,  $SFC_{y\text{ Cenário}}$ , foram calculados por meio da expressão (3.12), considerando e desconsiderando as receitas dos créditos de carbono (CC).

Segue-se um exemplo de cálculo para o segundo ano de projeto do cenário 1, uma vez que no primeiro ano de projeto há apenas os investimentos iniciais. Para os demais anos e cenários, utiliza-se o mesmo raciocínio.

$$SFC_{2\text{ Cenário }1} = 0 + R\$ 331.953,00 - R\$ 35.192,00$$

$$SFC_{2\text{ Cenário }1} = R\$ 296.761,00$$

Despesa Anual CELG\*, R\$ 52.271,044 é a energia consumida pelo sistema de tratamento de biogás, no caso adaptado de Silva (2009), no valor de 136.510 kWh/ano multiplicada pela tarifa média ponderada de energia elétrica da concessionária local, vide Apêndice B, no valor de R\$ 0,38291/kWh. Dispenser de Combustível\*\*, R\$ 775,00\* valor não incluso no total desta tabela. Mas, no total dos custos e despesas operacionais do fluxo de caixa do cenário 4.

Em que,

$SFC_{2\text{ Cenário }1} = R\$ 296.761,00$  é o saldo do fluxo de caixa do segundo ano de projeto do cenário 1, considerando as receitas dos créditos de carbono;

$RecEco_{2\text{ Cenário }1} = R\$ 331.953,00$  são as receitas e economias anuais do segundo ano de projeto do cenário 1, considerando as receitas dos créditos de carbono;

$CDO_{2\text{ Cenário }1} = R\$ 35.192,00$  os custos e despesas operacionais anuais do segundo ano de projeto do cenário 1;

#### **4.9.2 Representação dos fluxos de caixa (FC) dos cenários**

Os fluxos de caixa foram construídos para 20 anos de projeto, que corresponde ao tempo de vida útil adotado para o grupo motor-gerador (GMG). Nesse período foi possível observar a existência ou não de alguma inversão no fluxo de caixa. Os fluxos de caixa dos 4 (quatro) cenários foram construídos com e sem o investimento inicial do projeto de MDL, considerando e desconsiderando as receitas dos créditos de créditos de carbono (CC).

##### **4.9.2.1 FC cenário 1**

Os fluxos de caixa do cenário 1 (queima de biogás no GMG) estão representados na Tabela 4.18, e nos gráficos que se seguem.

Tabela 4.18 - Fluxos de caixa do cenário 1.

FLUXOS DE CAIXA CENÁRIO 1	VALOR com MDL e CC	VALOR sem MDL e CC
<b>INVESTIMENTOS INICIAIS (Inv<sub>inicial</sub>)</b>	<b>R\$ 799.056,00</b>	<b>R\$ 645.954,00</b>
Biodigestor	R\$ 336.420,00	
Grupo Motor-Gerador 150 kVA (96 kW) c/ Subestação	R\$ 309.534,00	
Implementação do Projeto de MDL	R\$ 153.102,00	-
<b>+ RECEITAS E ECONOMIAS (RecEco)</b>	<b>R\$ 331.953,00</b>	<b>R\$ 327.140,00</b>
Economia Anual Uso do Biofertilizante	R\$ 29.964,00	
Economia Anual Uso da Eletricidade Gerada	R\$ 297.176,00	
Receita Anual Venda dos Créditos de Carbono	R\$ 4.813,00	-
<b>- CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS (CDO)</b>	<b>R\$ 35.192,00</b>	<b>R\$ 35.192,00</b>
Biodigestor: Revitalização após 10 anos, 20% do Inv <sub>inicial</sub> (uma vez em 20 anos)	R\$ 67.284,00	
Biodigestor: Custo de operação e manutenção anual: 4% do CDO	R\$ 2.691,00	
Grupo Motor-Gerador 150 kVA (96 kW) c/ Subestação: 10,50% do Inv <sub>inicial</sub>	R\$ 32.501,00	
<b>= SALDO DO FLUXO DE CAIXA (RecEco - CDO)</b>	<b>R\$ 296.761,00</b>	<b>R\$ 291.948,00</b>

Fonte: Autor (2017)

A Figura 4.1 representa o diagrama de fluxo de caixa do cenário 1 com CC.

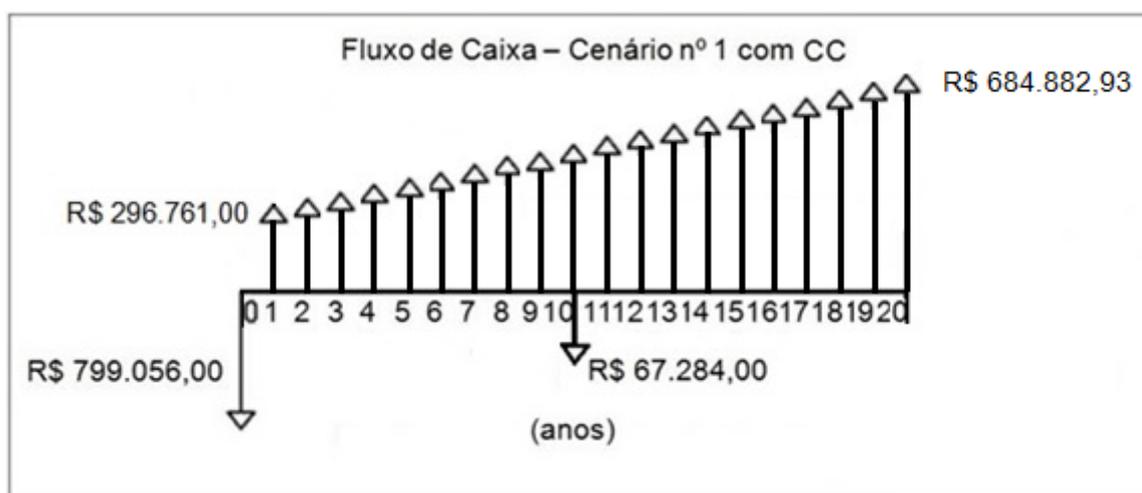


Figura 4.1 – Fluxo de caixa do cenário 1 com CC.

Fonte: Autor (2017).

A Figura 4.2 representa o diagrama de fluxo de caixa do cenário 1 sem CC.

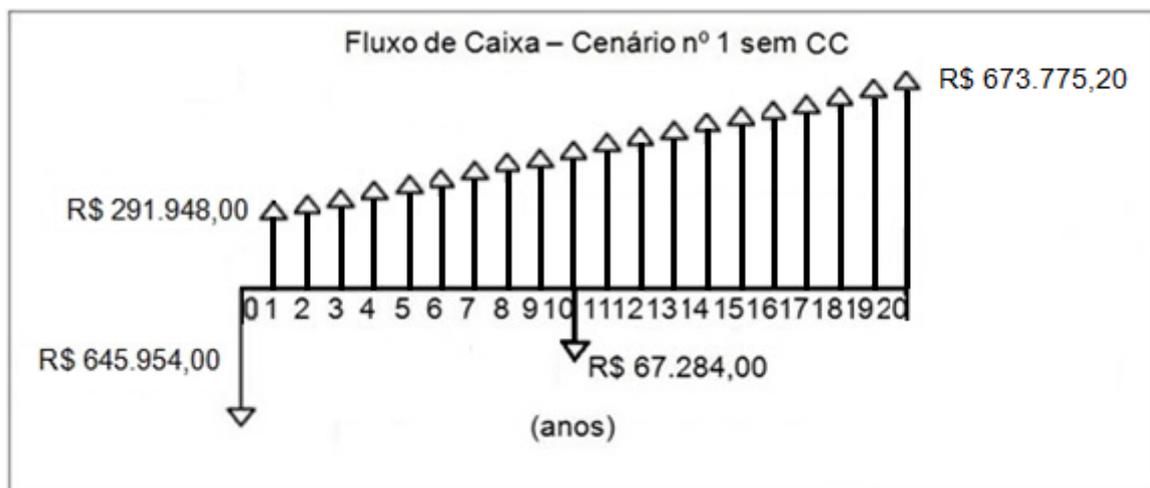


Figura 4.2 – Fluxo de caixa do cenário 1 sem CC.

Fonte: Autor (2017).

#### 4.9.2.2 FC cenário 2

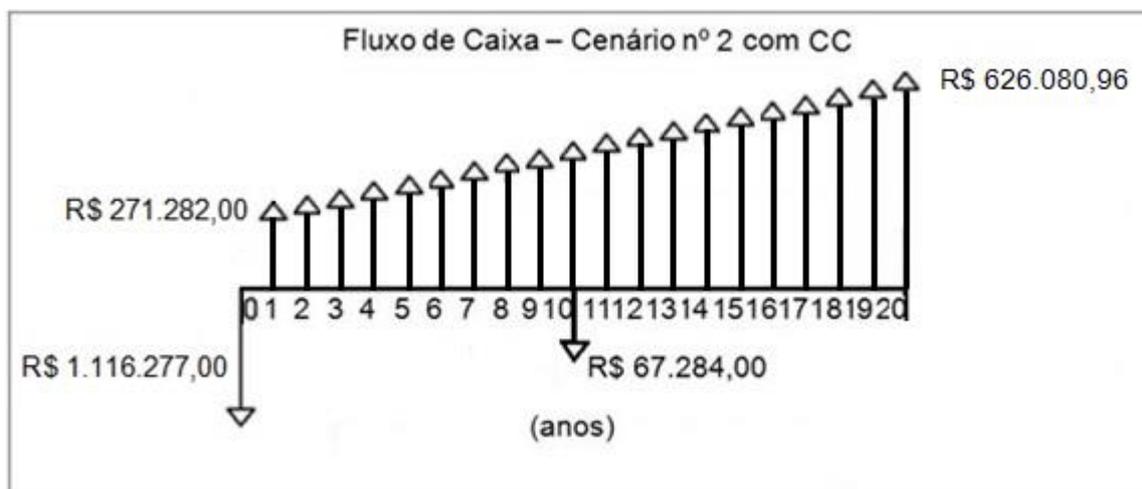
Os fluxos de caixa do cenário 2 (queima de biometano no GMG) estão representados na Tabela 4.19, e nas figuras que se seguem.

Tabela 4.19 - Fluxos de caixa do cenário 2.

FLUXOS DE CAIXA CENÁRIO 2	VALOR com MDL e CC	VALOR sem MDL e CC
<b>INVESTIMENTOS INICIAIS (Inv<sub>inicial</sub>)</b>	<b>R\$ 1.116.277,00</b>	<b>R\$ 963.175,00</b>
Biodigestor	R\$ 336.420,00	
Grupo Motor-Gerador 150 kVA (96 kW) c/ Subestação	R\$ 309.534,00	
Sistema de Tratamento do Biogás (Limpeza e Purificação)	R\$ 304.380,00	
Motor Elétrico 40cv (30kW), Marca WEG, para o Tratamento do Biogás	R\$ 12.841,00	
Implementação do Projeto de MDL	R\$ 153.102,00	-
<b>+ RECEITAS E ECONOMIAS (RecEco)</b>	<b>R\$ 375.312,00</b>	<b>R\$ 370.490,00</b>
Economia Anual Uso do Biofertilizante	R\$ 29.964,00	
Economia Anual Uso da Eletricidade Gerada	R\$ 340.526,00	
Receita Anual Venda dos Créditos de Carbono	R\$ 4.822,00	-
<b>- CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS (CDO)</b>	<b>R\$ 104.030,00</b>	<b>R\$ 104.030,00</b>
Biodigestor: Revitalização após 10 anos, 20% do Inv <sub>inicial</sub> (uma vez em 20 anos)	R\$ 67.284,00	
Biodigestor: Custo de operação e manutenção anual, 4% do CDO	R\$ 2.691,00	
Grupo Motor-Gerador 150 kVA (96 kW) c/ Subestação: 10,50% do Inv <sub>inicial</sub>	R\$ 32.501,00	
Sistema de Tratamento do Biogás, 5% do Inv <sub>inicial</sub>	R\$ 15.219,00	
Motor Elétrico 40cv (30kw), Marca WEG, 10,50% do Inv <sub>inicial</sub>	R\$ 1.348,00	
Despesa Anual Compra de Energia Elétrica da CELG para Tratar o Biogás	R\$ 52.271,00	
<b>= SALDO DO FLUXO DE CAIXA (RecEco - CDO)</b>	<b>R\$ 271.282,00</b>	<b>R\$ 266.460,00</b>

Fonte: Autor (2017)

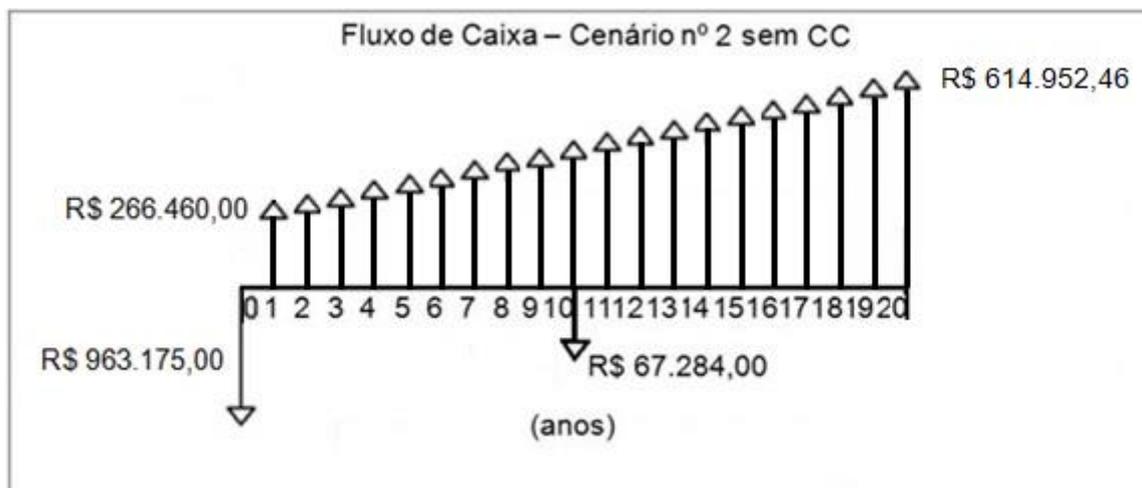
A Figura 4.3 representa o diagrama de fluxo de caixa do cenário 2 com CC.



**Figura 4.3** – Fluxo de caixa do cenário 2 com CC.

Fonte: Autor (2017).

A Figura 4.4 representa o diagrama de fluxo de caixa do cenário 2 sem CC.



**Figura 4.4** – Fluxo de caixa do cenário 2 sem CC.

Fonte: Autor (2017).

#### 4.9.2.3 FC cenário 3

Os fluxos de caixa do cenário 3 (injeção de biometano na rede) estão representados na Tabela 4.20, e nas figuras que se seguem.

Tabela 4.20 - Fluxos de caixa do cenário 3.

FLUXOS DE CAIXA CENÁRIO 3	VALOR com MDL e CC	VALOR sem MDL e CC
<b>INVESTIMENTOS INICIAIS (Inv<sub>inicial</sub>)</b>	<b>R\$ 806.743,00</b>	<b>R\$ 653.641,00</b>
Biodigestor	R\$ 336.420,00	
Sistema de Tratamento do Biogás (Limpeza e Purificação)	R\$ 304.380,00	
Motor Elétrico 40cv (30kW), Marca WEG, para o Tratamento do Biogás	R\$ 12.841,00	
Implementação do Projeto de MDL	R\$ 153.102,00	-
<b>+ RECEITAS E ECONOMIAS (RecEco)</b>	<b>R\$ 278.364,00</b>	<b>R\$ 273.254,00</b>
Economia Anual Uso do Biofertilizante	R\$ 29.964,00	
Receita Anual com a Venda do Biometano à Rede de Distrib. (R\$ 0,99/m <sup>3</sup> )	R\$ 243.290,00	
Receita Anual Venda dos Créditos de Carbono	R\$ 5.110,00	-
<b>- CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS (CDO)</b>	<b>R\$ 71.529,00</b>	<b>R\$ 71.529,00</b>
Biodigestor: Revitalização após 10 anos, 20% do Inv <sub>inicial</sub> (uma vez em 20 anos)	R\$ 67.284,00	
Biodigestor: Custo de operação e manutenção anual, 4% do CDO	R\$ 2.691,00	
Sistema de Tratamento do Biogás, 5% do Inv <sub>inicial</sub>	R\$ 15.219,00	
Motor Elétrico 40cv (30kw), Marca WEG, 10,50% do Inv <sub>inicial</sub>	R\$ 1.348,00	
Despesa Anual Compra de Energia Elétrica da CELG para Tratar o Biogás	R\$ 52.271,00	
<b>= SALDO DO FLUXO DE CAIXA (RecEco - CDO)</b>	<b>R\$ 206.835,00</b>	<b>R\$ 201.725,00</b>

Fonte: Autor (2017)

A Figura 4.5 representa o diagrama de fluxo de caixa do cenário 3 com CC.

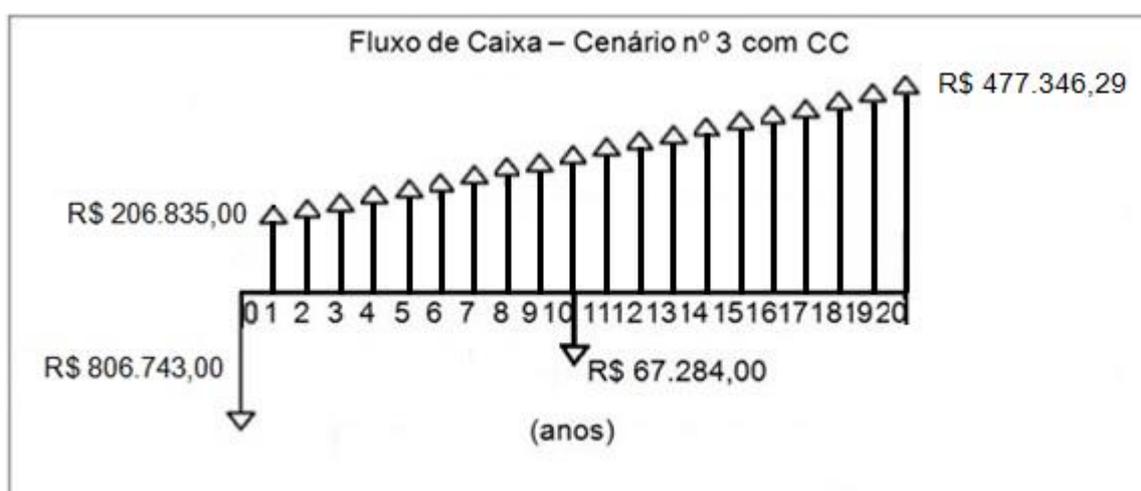
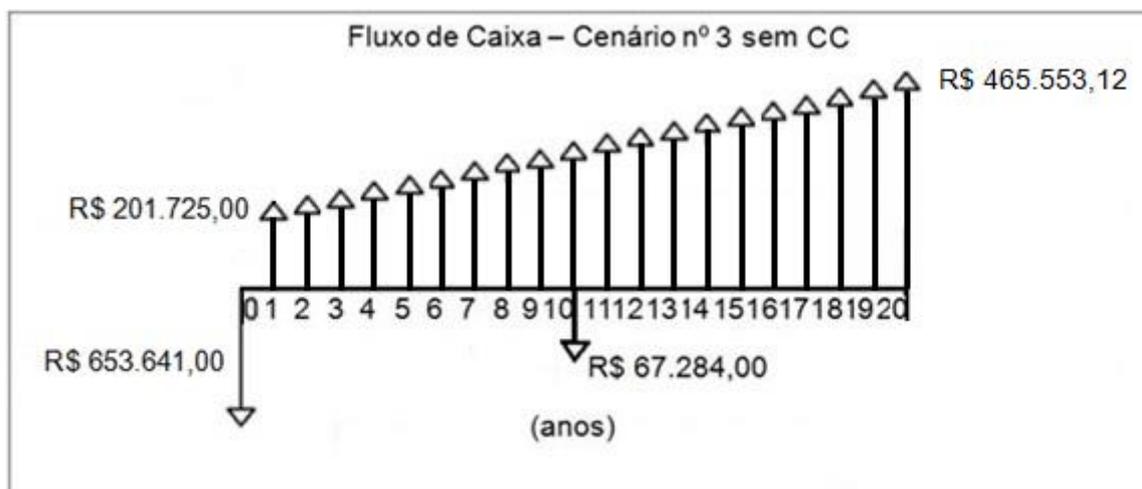


Figura 4.5 – Fluxo de caixa do cenário 3 com CC.

Fonte: Autor (2017).

A Figura 4.6 representa o diagrama de fluxo de caixa do cenário 3 sem CC.



**Figura 4.6** – Fluxo de caixa do cenário 3 sem CC.

Fonte: Autor (2017).

#### 4.9.2.4 FC cenário 4

Os fluxos de caixa do cenário 4 (uso do biometano como combustível veicular) estão representados na Tabela 4.21, e nas figuras que se seguem.

**Tabela 4.21** - Fluxos de caixa do cenário 4.

FLUXOS DE CAIXA CENÁRIO 4	VALOR com MDL e CC	VALOR sem MDL e CC
<b>INVESTIMENTOS INICIAIS (Inv<sub>inicial</sub>)</b>	<b>R\$ 822.233,00</b>	<b>R\$ 669.131,00</b>
Biodigestor	R\$ 336.420,00	
Sistema de Tratamento do Biogás (Limpeza e Purificação)	R\$ 304.380,00	
Dispenser de Combustível (Bomba de Abastecimento)	R\$ 15.490,00	
Motor Elétrico 40cv (30kW), Marca WEG, para o Tratamento do Biogás	R\$ 12.841,00	
Implementação do Projeto de MDL	R\$ 153.102,00	-
<b>+ RECEITAS E ECONOMIAS (RecEco)</b>	<b>R\$ 637.246,00</b>	<b>R\$ 632.136,00</b>
Economia Anual Uso do Biofertilizante	R\$ 29.964,00	
Economia Anual com a Substituição dos 48.300 litros de Álcool pelo Biometano	R\$ 92.253,00	
Economia Anual com a Substituição dos 180.183 litros de Diesel pelo Biometano	R\$ 509.919,00	
Receita Anual Venda dos Créditos de Carbono	R\$ 5.110,00	-

<b>- CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS (CDO)</b>	<b>R\$ 72.304,00</b>	<b>R\$ 72.304,00</b>
Biodigestor: Revitalização após 10 anos, 20% do $In_{\text{inicial}}$ (duas em 20 anos)	R\$ 67.284,00	
Biodigestor: Custo de operação e manutenção anual, 4% do CDO	R\$ 2.691,00	
Sistema de Tratamento do Biogás, 5% do $In_{\text{inicial}}$	R\$ 15.219,00	
Dispenser de Combustível (Bomba de Abastecimento), 5% do $In_{\text{inicial}}$	R\$ 775,00	
Motor Elétrico 40cv (30kw), Marca WEG, 10,50% do $In_{\text{inicial}}$	R\$ 1.348,00	
Despesa Anual Compra de Energia Elétrica da CELG para Tratar o Biogás	R\$ 52.271,00	
<b>= SALDO DO FLUXO DE CAIXA (RecEco - CDO)</b>	<b>R\$ 564.942,00</b>	<b>R\$ 559.832,00</b>

Fonte: Autor (2017)

A Figura 4.7 representa o diagrama de fluxo de caixa do cenário 4 com CC.

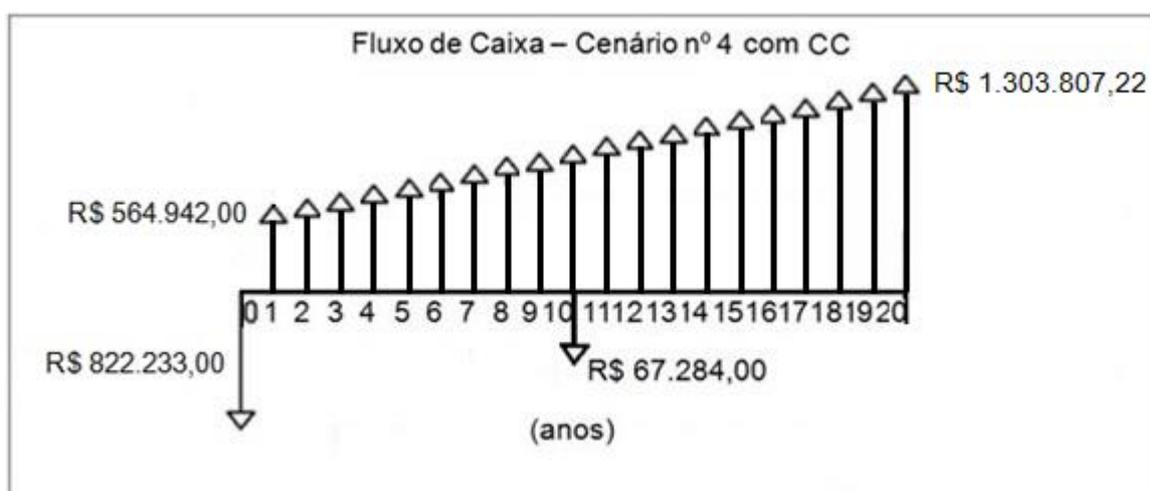
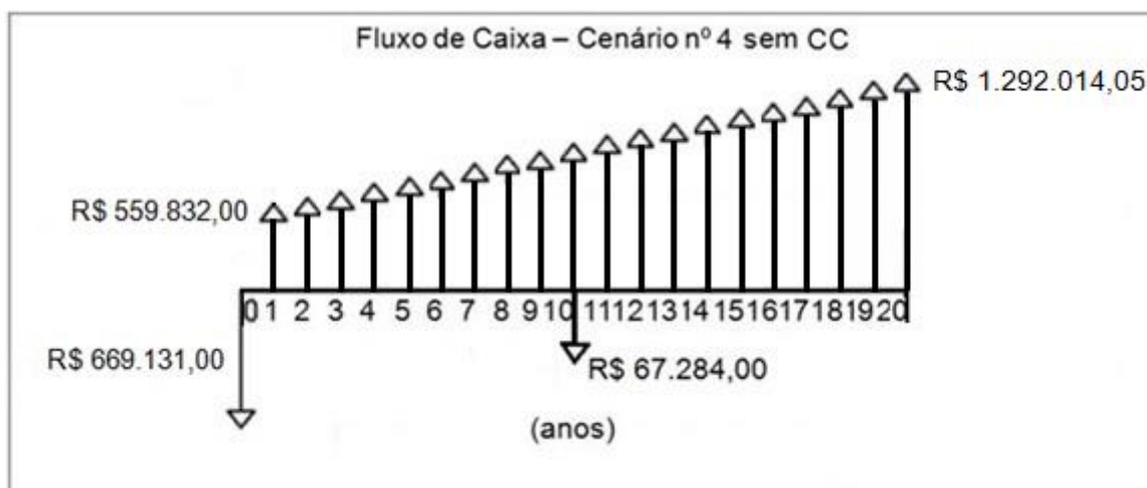


Figura 4.7 – Fluxo de caixa do cenário 4 com CC.

Fonte: Autor (2017).

A Figura 4.8 representa o diagrama de fluxo de caixa do cenário 4 sem CC.



**Figura 4.8** – Fluxo de caixa do cenário 4 sem CC.

Fonte: Autor (2017).

#### 4.9.3 Dados dos fluxos de caixa dos cenários

As tabelas 4.22 e 4.23 apresentam os valores dos principais componentes dos fluxos de caixa obtidos, e os saldos a partir do 2º ano, para os 4 (quatro) cenários de projeto propostos, considerando e desconsiderando o investimento inicial do projeto de MDL, respectivamente.

**Tabela 4.22** – Valores dos principais componentes dos fluxos de caixa considerando as receitas dos créditos de carbono.

Parâmetros	C1	C2	C3	C4
InVincial com MDL	R\$ 799.056,00	R\$ 1.116.277,00	R\$ 806.743,00	R\$ 822.233,00
RecEco	R\$ 331.953,00	R\$ 375.312,00	R\$ 278.364,00	R\$ 637.246,00
CDO	R\$ 35.192,00	R\$ 104.030,00	R\$ 71.529,00	R\$ 72.304,00
<b>Saldo FC</b>	<b>R\$ 296.761,00</b>	<b>R\$ 271.282,00</b>	<b>R\$ 206.835,00</b>	<b>R\$ 564.942,00</b>

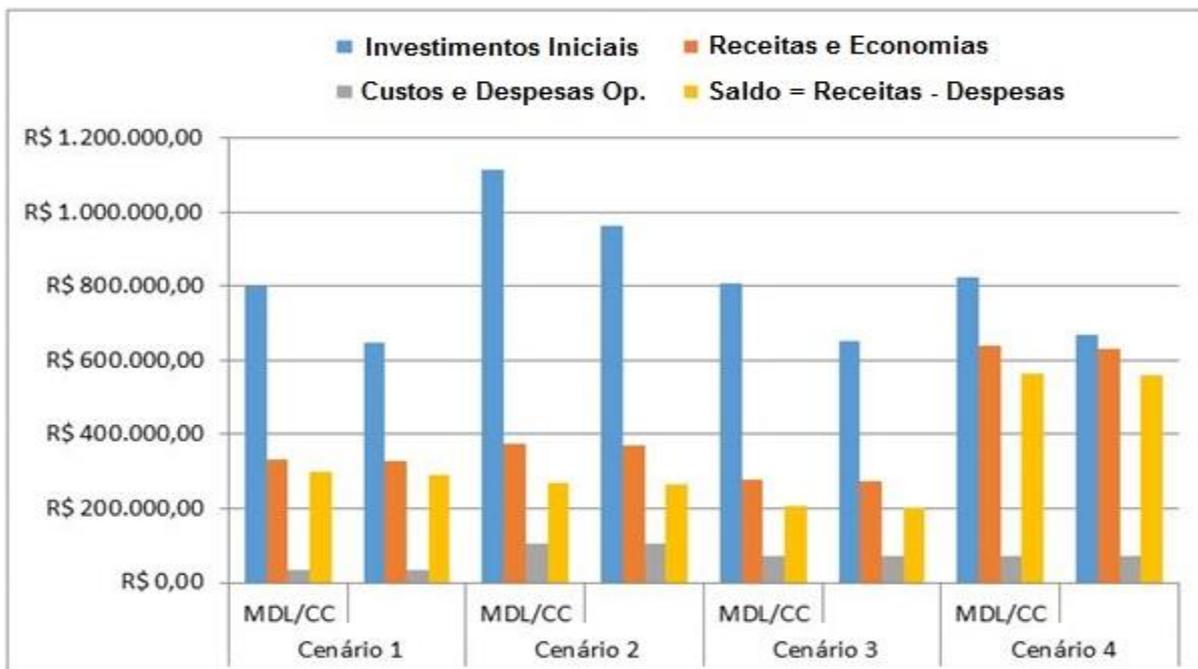
Fonte: Autor (2017)

**Tabela 4.23** – Valores dos principais componentes dos fluxos de caixa desconsiderando as receitas dos créditos de carbono.

Parâmetros	C1	C2	C3	C4
InVincial sem MDL	R\$ 645.954,00	R\$ 963.175,00	R\$ 653.641,00	R\$ 669.131,00
RecEco	R\$ 327.140,00	R\$ 370.490,00	R\$ 273.254,00	R\$ 632.136,00
CDO	R\$ 35.192,00	R\$ 104.030,00	R\$ 71.529,00	R\$ 72.304,00
<b>Saldo FC</b>	<b>R\$ 291.948,00</b>	<b>R\$ 266.460,00</b>	<b>R\$ 201.725,00</b>	<b>R\$ 559.832,00</b>

Fonte: Autor (2017)

O Gráfico 4.1 representa os dados das tabelas 4.22 e 4.23, respectivamente.



**Gráfico 4-1** – Fluxos de caixa dos cenários com e sem MDL/CC.

Fonte: Autor (2017).

#### 4.9.4 Análise dos cenários

A partir dos resultados das análises de viabilidade econômica, foi possível conhecer qual foi a melhor forma de aproveitamento energético do biogás proposta por este trabalho.

As tabelas a seguir apresentam os resultados obtidos das análises de viabilidade econômica (AE) dos cenários de projeto propostos, em que se utilizou 3 (três) critérios de decisão, considerando e desconsiderando os créditos de carbono.

Os 4 (quatro) cenários de projeto analisados neste trabalho são mutuamente excludentes, ou seja, investir em um deles significa abandonar os demais.

##### 4.9.4.1 AE cenário 1

A Tabela 4.24 apresenta os resultados obtidos da análise de viabilidade econômica de investimento para o cenário 1 (queima de biogás no GMG).

**Tabela 4.24** - Resultados dos critérios de decisão de análise econômica para o cenário 1.

<b>Análise de Viabilidade Econômica do Cenário 1 c/s CC</b>		
<b>Crítérios de Decisão</b>	<b>Resultados com CC</b>	<b>Resultados sem CC</b>
VPL	R\$ 3.620.219,82	R\$ 3.700.799,55
TIR	32,15%	39,75%
<i>Payback</i> descontado	2,95 anos	2,41 anos

Fonte: Autor (2017)

#### 4.9.4.2 AE cenário 2

A Tabela 4.25 apresenta os resultados obtidos da análise de viabilidade econômica de investimento para o cenário 2 (queima de biometano no GMG).

**Tabela 4.25** - Resultados dos critérios de decisão de análise econômica para o cenário 2.

<b>Análise de Viabilidade Econômica do Cenário 2 c/s CC</b>		
<b>Crítérios de Decisão</b>	<b>Resultados com CC</b>	<b>Resultados sem CC</b>
VPL	R\$ 2.919.012,69	R\$ 2.999.423,93
TIR	19,82%	23,09%
<i>Payback</i> descontado	4,59 anos	4,01 anos

Fonte: Autor (2017)

#### 4.9.4.3 AE cenário 3

A Tabela 4.26 apresenta os resultados obtidos da análise de viabilidade econômica de investimento para o cenário 3 (injeção de biometano na rede).

**Tabela 4.26** - Resultados dos critérios de decisão de análise econômica para o cenário 3.

<b>Análise de Viabilidade Econômica do Cenário 3 c/s CC</b>		
<b>Crítérios de Decisão</b>	<b>Resultados com CC</b>	<b>Resultados sem CC</b>
VPL	R\$ 2.257.285,89	R\$ 2.333.364,00
TIR	21,07%	26,11%
<i>Payback</i> descontado	4,34 anos	3,58 anos

Fonte: Autor (2017)

#### 4.9.4.4 AE cenário 4

A Tabela 4.27 apresenta os resultados obtidos da análise de viabilidade econômica de investimento para o cenário 4 (uso do biometano veicular).

**Tabela 4.27** - Resultados dos critérios de decisão de análise econômica para o cenário 4.

<b>Análise de Viabilidade Econômica do Cenário 4 c/s CC</b>		
<b>Critérios de Decisão</b>	<b>Resultados com CC</b>	<b>Resultados sem CC</b>
VPL	R\$ 7.638.715,71	R\$ 7.714.788,17
TIR	61,84%	75,83%
<i>Payback</i> descontado	1,57 anos	1,28 anos

Fonte: Autor (2017)

#### 4.9.5 Resumo dos resultados das análises de viabilidade econômica dos cenários

As tabelas 4.28 e 4.29 apresentam um resumo dos resultados obtidos das análises de viabilidade econômica para os 4 (quatro) cenários de projeto propostos por este trabalho, para os 3 (três) critérios de decisão utilizados, considerando e desconsiderando o projeto de MDL e os créditos de carbono.

**Tabela 4.28** – Resumo dos resultados das análises de viabilidade econômica dos cenários c/ CC.

<b>Critérios de Decisão</b>	<b>Considerando o Projeto de MDL e os Créditos de Carbono</b>			
	<b>Resultados</b>			
	<b>Cenário 1</b>	<b>Cenário 2</b>	<b>Cenário 3</b>	<b>Cenário 4</b>
VPL	R\$ 3.620.219,82	R\$ 2.919.012,69	R\$ 2.257.285,89	R\$ 7.638.715,71
TIR	32,15%	19,82%	21,07%	61,84%
<i>Payback</i> descontado	2,95 anos	4,59 anos	4,34 anos	1,57 anos

Fonte: Autor (2017)

**Tabela 4.29** – Resumo dos resultados das análises de viabilidade econômica dos cenários s/ CC.

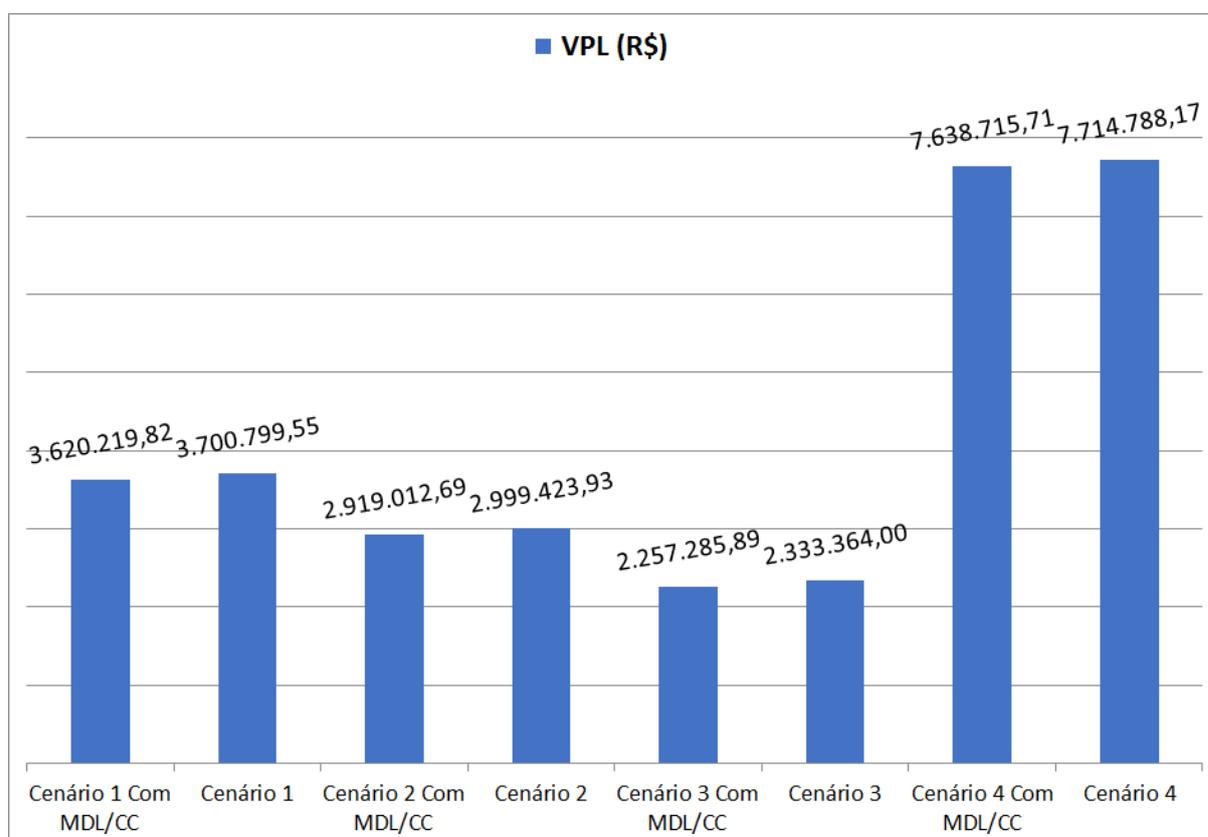
Critérios de Decisão	Desconsiderando o Projeto de MDL e os Créditos de Carbono			
	Resultados			
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
VPL	R\$ 3.700.799,55	R\$ 2.999.423,93	R\$ 2.333.364,00	R\$ 7.714.788,17
TIR	39,75%	23,09%	26,11%	75,83%
<i>Payback</i> descontado	2,41 anos	4,01 anos	3,58 anos	1,28 anos

Fonte: Autor (2017)

Da análise dos cenários, confirmou-se que, normalmente, VPL's maiores geram tempos de retorno do investimento (*Payback's*) menores e produzem TIR's maiores.

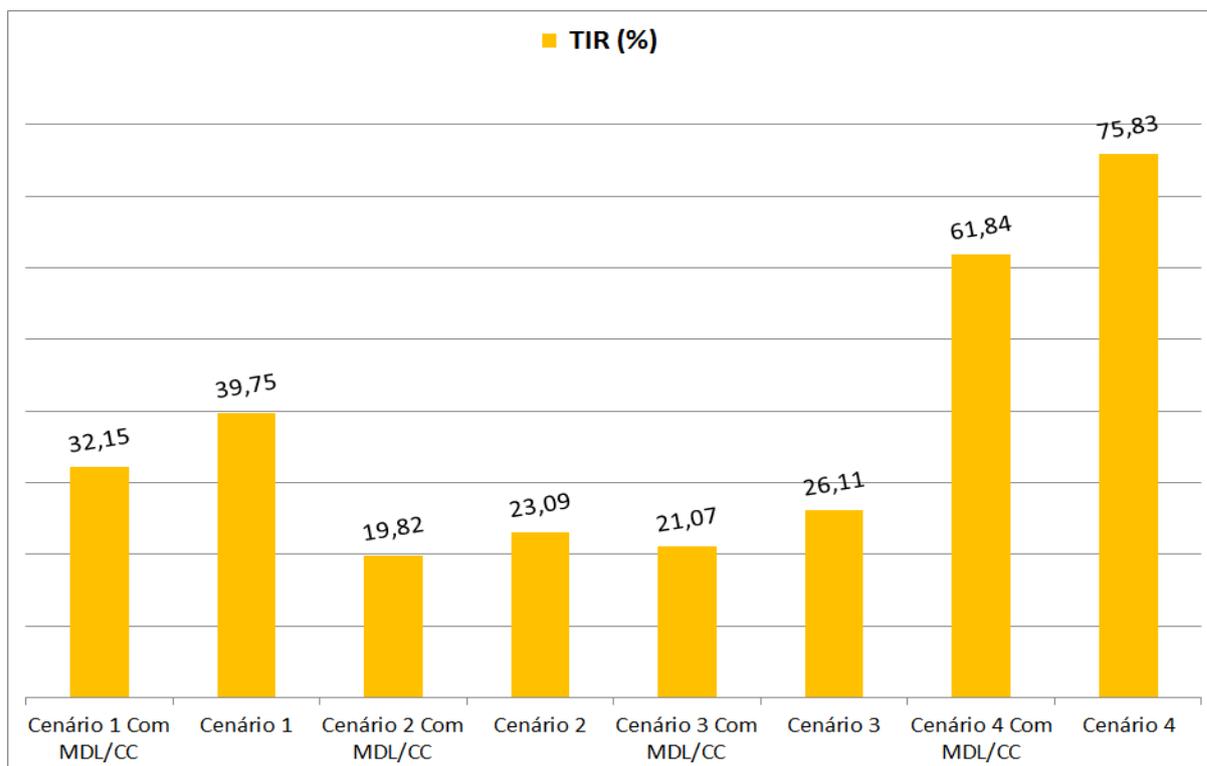
Nota-se, pela análise das tabelas 4.28 e 4.29, que em todos os cenários, os VPL's foram positivos e que as TIR's foram maiores do que a TMA adotada (7%), portanto todos eles são viáveis economicamente.

O Gráfico 4.2 representa os VPL's dos cenários.

**Gráfico 4-2** – Representação dos VPL's dos cenários com e sem MDL/CC.

Fonte: Autor (2017).

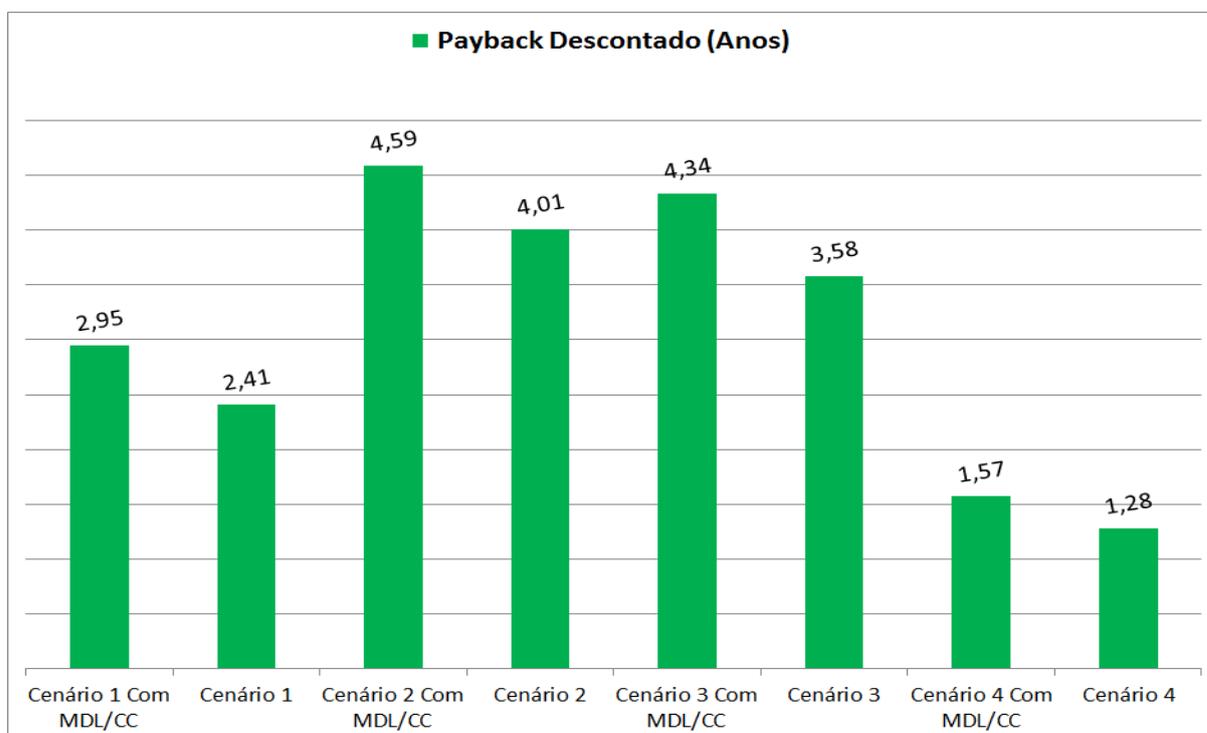
O Gráfico 4.3 representa as TIR's dos cenários.



**Gráfico 4-3** – Representação das TIR's dos cenários com e sem MDL/CC.

Fonte: Autor (2017).

O Gráfico 4.4 representa os *Payback* descontados dos cenários.



**Gráfico 4-4** – Representação dos *Payback* descontados dos cenários com e sem MDL/CC.

Fonte: Autor (2017).

Percebeu-se, pela análise dos Gráficos 4.2, 4.3 e 4.4, que para todos os cenários, quando o projeto de MDL e os créditos de carbono (CC) são desconsiderados, os VPL's e as TIR's dos cenários foram maiores do que quando aqueles são considerados. Nestes cenários de desconsideração os *Payback* descontados foram menores do que quando se considera o projeto de MDL e os CC.

Portanto, para todos os cenários, a não utilização dos créditos de carbono possibilitou um retorno financeiro maior para o empreendimento do que quando estes são contabilizados na análise econômica, devido ao:

- a) Preço de implementação de um projeto de MDL onerar o investimento inicial; e
- b) Baixíssimo preço atual da tonelada de carbono equivalente no mercado internacional (receita ínfima);

O cenário 4 mostrou-se ser o mais viável economicamente em relação aos demais cenários. A economia obtida com a substituição dos combustíveis tradicionais pelo biometano veicular compensou sobremaneira o investimento no cenário 4, devido à grande quantidade de combustíveis consumida anualmente pela granja e, principalmente, pelo alto preço, e aumento contínuo, dos combustíveis tradicionais.

Assim, a substituição dos combustíveis tradicionais proporcionou VPL e TIR elevados e, obviamente, redução rápida do *Payback* (tempo de retorno sobre o investimento).

O cenário 1 foi o segundo mais viável economicamente, uma vez que seu investimento inicial foi o menor de todos os cenários, bem como seu saldo do fluxo de caixa foi o segundo maior entre os 4 cenários, conforme tabelas 4.22 e 4.23.

No cenário 2, a queima do biometano no GMG para se produzir eletricidade não foi economicamente vantajosa em relação ao cenário 1 devido ao alto custo de investimento no processo de purificação do biogás para se produzir biometano.

Analisando-se os cenários 1 e 2, percebeu-se que não compensa economicamente purificar o biogás para queimá-lo no GMG e produzir energia elétrica. Todavia, por razões ambientais, técnicas e futuramente legais, faz-se necessário a purificação do biogás, sendo imprescindível esta, quando se pretende usá-lo como combustível veicular ou para injetá-lo na rede de gás natural.

Analisando-se os cenários 2 e 3, nota-se uma incongruência entre os critérios de análise de investimento desses cenários, a qual está retratada na Tabela 4.30.

**Tabela 4.30** – Resultados das análises de viabilidade econômica dos cenários 2 e 3.

Análise de Viabilidade Econômica	Resultados			
	Considerando o Projeto de MDL e os Créditos de Carbono		Desconsiderando o Projeto de MDL e os Créditos de Carbono	
Critérios de Decisão	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 2	Cenário 3
VPL	R\$ <b>2.919.012,69</b>	R\$ 2.257.285,89	R\$ <b>2.999.423,93</b>	R\$ 2.333.364,00
TIR	19,82%	<b>21,07%</b>	23,09%	<b>26,11%</b>
Payback descontado	4,59 anos	4,34 anos	4,01 anos	3,58 anos

Fonte: Autor (2017)

Em vermelho destacam-se os maiores valores de cada cenário. Embora o VPL do cenário 2 tenha sido maior do que o do 3, devido aos saldos de seus fluxos de caixa serem maiores; a TIR do cenário 3 foi um pouco maior do que a do cenário 2, pois o investimento inicial do cenário 3 foi menor do que o do cenário 2, fazendo também com que o *Payback* descontado fosse menor para o cenário 3.

Portanto, os cenários 2 e 3 tiveram que ser analisados mais detalhadamente para se saber qual deles foi de fato o mais rentável. Para solucionar este impasse, foi realizada a análise incremental dos fluxos de caixa dos cenários 2 e 3, que consiste em calcular os critérios de decisão econômica para a diferença entre os fluxos de caixa 2 e 3 (FC 2 – FC 3).

#### 4.9.5.1 Análise incremental pelo método da taxa interna de retorno (TIR)

Tendo em vista que o VPL obtido para o cenário 2 foi maior do que o do cenário 3, e que a TIR do cenário 3 foi maior do que a do cenário 2, percebeu-se uma disparidade entre os dois parâmetros em questão.

Portanto, para que se pudesse escolher qual foi de fato o melhor cenário de projeto para investimento, teve-se realizar uma análise incremental pelo método da TIR. Esse método consiste em calcular os critérios de decisão econômica VPL e TIR para a diferença entre os fluxos de caixa dos cenários 2 e 3, construindo assim um fluxo de caixa incremental.

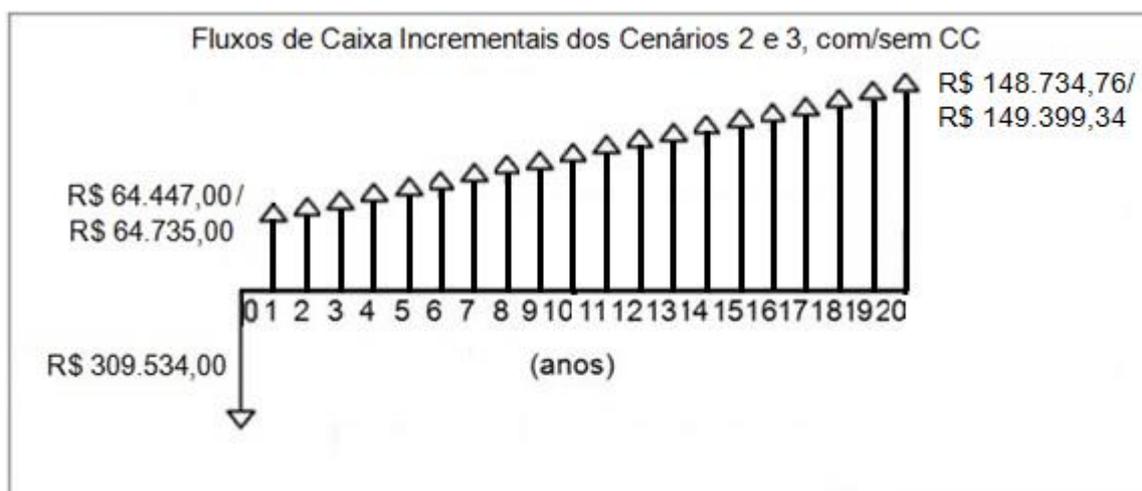
A diferença de fluxos de caixa dos cenários 2 e 3, denominada de fluxo de caixa incremental, considerando e desconsiderando os créditos de carbono, está representada na Tabela 4.31 e na figura que a segue.

**Tabela 4.31** – Fluxos de caixa incrementais dos cenários 2 e 3, com/sem CC.

FLUXOS DE CAIXA INCREMENTAIS CENÁRIOS 2 E 3	VALOR com CC	VALOR sem CC
INVESTIMENTOS INICIAIS (II)	R\$ 309.534,00	R\$ 309.534,00
+ RECEITAS E ECONOMIAS (RecEco)	R\$ 96.948,00	R\$ 97.236,00
- CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS (CDO)	R\$ 32.501,00	R\$ 32.501,00
= SALDO DO FLUXO DE CAIXA (RecEco - CDO)	R\$ 64.447,00	R\$ 64.735,00

Fonte: Autor (2017)

A Figura 4.9 representa o diagrama dos fluxos de caixa incrementais dos cenários 2 e 3, com/sem CC.



**Figura 4.9** – Fluxos de caixa incrementais dos cenários 2 e 3 com/sem CC.

Fonte: Autor (2017).

A Tabela 4.32 apresenta os resultados obtidos da análise de viabilidade econômica dos fluxos de caixa incrementais dos cenários 2 e 3, considerando e desconsiderando os créditos de carbono (CC).

**Tabela 4.32** - Resultados dos critérios de decisão dos fluxos de caixa incrementais dos cenários 2 e 3, com/sem CC.

Análise Econômica dos Fluxos de Caixa Incrementais dos Cenário 2 e 3, com/sem CC		
Critérios de Decisão	Resultados com CC	Resultados sem CC
VPL	R\$ 661.726,80	R\$ 666.067,16
TIR	16,56%	16,65%
Payback descontado	5,41 anos	5,39 anos

Fonte: Autor (2017)

Interpretando-se os resultados da análise econômica dos fluxos de caixa incrementais foi possível concluir qual entre os cenários de projeto 2 e 3, considerados como sendo mutuamente excludentes, foi o mais viável economicamente.

Após analisar os critérios de decisão econômica, VPL e TIR, dos cenários incrementais, com e sem CC, chegou-se aos seguintes fatos: os VPL's obtidos foram maiores do que zero, e as TIR's obtidas foram maiores do que a TMA adotada (7%), ambos os resultados mostraram-se favoráveis ao cenário de maior investimento inicial (cenário C2).

Dessa forma, de acordo com a análise incremental pelo método da TIR, C2 foi mais viável economicamente do que o cenário C3, tanto considerando quanto desconsiderando os créditos de carbono, pois, embora ambos tiveram o mesmo investimento inicial na purificação do biogás, o preço da energia elétrica foi mais atrativo do que o preço de compra atual do biometano para injeção na rede de gás natural, desfavorecendo C3 em relação a C2.

Portanto, da análise determinística de viabilidade econômica concluiu-se que:

O cenário 4 mostrou-se ser o mais viável economicamente em relação aos demais cenários. Pois, a substituição dos combustíveis tradicionais proporcionou VPL e TIR elevados e, obviamente, redução rápida do *Payback* (tempo de retorno sobre o investimento).

O cenário 1, queima do biogás no GMG para se gerar eletricidade, foi o 2º mais viável economicamente.

O cenário 2, queima do biometano no GMG para se gerar eletricidade, foi menos viável economicamente do que o cenário 1, sendo assim, o 3º foi mais rentável.

Percebeu-se, da análise dos cenários 1 e 2, que não compensou economicamente purificar o biogás para queimá-lo no GMG e produzir energia elétrica. Todavia, por razões ambientais, técnicas e futuramente legais (por força de lei), faz-se necessário a purificação do biogás, sendo imprescindível esta, quando se pretende utilizá-lo como combustível veicular.

A análise incremental pelo método da TIR demonstrou que o cenário 2 foi mais rentável do que o cenário 3, devido ao preço da energia elétrica ser mais atrativo do que o preço de compra do biometano para injeção na rede de gás natural.

Em suma, os cenários de projeto mais atrativos economicamente em ordem decrescente de rentabilidade foram: cenário 4 (C4), cenário 1 (C1), cenário 2 (C2) e, por último, cenário 3 (C3), conforme demonstrado nas análises de viabilidade econômica e incremental. Enquanto que, em termos de benefícios ambientais, a ordem decrescente dos cenários foi: C3 e C4, empatados, C2 e, por último, C1, conforme explicado no subitem 4.8.6.

#### **4.10 Análise de sensibilidade**

A análise de sensibilidade possibilita avaliar os efeitos que a variação dos parâmetros, um de cada vez (univariada), ocasiona nos resultados dos cenários estudados; e identificar os cenários mais sensíveis em relação à variação dos parâmetros analisados.

Analisou-se de forma determinística e univariada a sensibilidade dos cenários de projeto em relação a 4 (quatro) parâmetros-chave (variáveis-chave) escolhidos, a saber:

- a) a quantidade de suínos da granja;
- b) o custo médio de implementação do sistema de tratamento de biogás, e
- c) o preço pago pelo biometano injetado na rede de distribuição de gás natural.
- d) o preço pago pelos certificados de emissões reduzidas (CER's)

Ao se variar estes parâmetros negativa e positivamente em 30 pontos percentuais, foi possível observar a variação ocasionada por estes nos critérios de decisão econômica (VPL's, TIR's e *Payback's* descontados) dos cenários de projeto em que se desconsidera os créditos de carbono. Escolheu-se estes cenários, pois eles são mais rentáveis do que quando os créditos de carbono são considerados, conforme demonstrado na análise de viabilidade econômica, tabelas 4.28 e 4.29.

É importante destacar que se considerou como cenário otimista uma elevação em 30 pontos percentuais na quantidade de animais (suínos) e no preço pago pelo biometano injetado na rede, e a diminuição na mesma magnitude no custo médio de implementação do sistema de tratamento. Por outro lado, o cenário pessimista foi traçado supondo uma queda de 30 pontos percentuais na quantidade de animais e no

preço pago pelo biometano, e aumento idêntico no custo médio de implementação do sistema de tratamento.

#### 4.10.1 Quantidade de suínos

Decidiu-se analisar a sensibilidade dos cenários de projeto em relação ao parâmetro “quantidade de suínos”, pois este influencia os 4 (quatro) cenários estudados, uma vez que afeta diretamente os cálculos de outros parâmetros, os componentes dos fluxos de caixa, e, conseqüentemente, as análises de viabilidade econômica de todos os cenários.

As tabelas 4.33, 4.34, 4.35 e 4.36 apresentam o intervalo de variação do parâmetro “quantidade de suínos” e dos valores dos critérios de decisão econômica para os cenários 1, 2, 3 e 4, respectivamente.

**Tabela 4.33** – Variação da quantidade de suínos e dos critérios de decisão econômica do cenário 1

<b>Geração de Eletricidade pela Queima do Biogás (Cenário 1)</b>				
<b>Porcentagem (%)</b>	<b>Quantidade de Suínos</b>	<b>VPL (R\$)</b>	<b>TIR (%)</b>	<b>Payback descontado (anos)</b>
<b>-30</b>	5.695,20	2.470.152,77	32,28	2,93
<b>-20</b>	6.508,80	2.880.273,91	35,06	2,71
<b>-10</b>	7.322,40	3.290.848,95	37,54	2,54
<b>0</b>	<b>8.136,00</b>	<b>3.700.799,55</b>	<b>39,75</b>	<b>2,41</b>
<b>10</b>	8.949,60	4.110.897,49	41,73	2,30
<b>20</b>	9.763,20	4.520.995,42	43,51	2,21
<b>30</b>	10.576,80	4.931.093,36	45,14	2,13

Fonte: Autor (2017)

Percebe-se pela Tabela 4.33 que o cenário 1 foi o terceiro mais sensível em relação ao parâmetro “quantidade de suínos”, uma vez que a variação deste parâmetro fez com que o VPL variasse quase 2,5 milhões de reais, a TIR em torno de 9%, e no *Payback* descontado por volta de 1 ano 6 meses e 7 dias.

**Tabela 4.34** – Variação da quantidade de suínos e dos critérios de decisão econômica do cenário 2

<b>Geração de Eletricidade pela Queima do Biometano (Cenário 2)</b>				
<b>Porcentagem (%)</b>	<b>Quantidade de Suínos</b>	<b>VPL (R\$)</b>	<b>TIR (%)</b>	<b>Payback descontado (anos)</b>
-30	5.695,20	1.732.715,02	17,44	5,03
-20	6.508,80	2.154.667,08	19,63	4,57
-10	7.322,40	2.576.619,14	21,48	4,24
<b>0</b>	<b>8.136,00</b>	<b>2.999.443,82</b>	<b>23,09</b>	<b>4,01</b>
10	8.949,60	3.421.375,99	24,47	3,78
20	9.763,20	3.843.328,05	25,68	3,63
30	10.576,80	4.265.280,10	26,75	3,51

Fonte: Autor (2017)

Nota-se pela Tabela 4.34 que o cenário 2 foi o segundo mais sensível em relação ao parâmetro “quantidade de suínos”, uma vez que a variação deste parâmetro promoveu uma variação no VPL de pouco mais de 2,5 milhões de reais, na TIR em torno de 13%, e o *Payback* descontado por volta de 9 meses e 18 dias.

**Tabela 4.35** – Variação da quantidade de suínos e dos critérios de decisão econômica do cenário 3

<b>Biometano Injetado na Rede de Distribuição (Cenário 3)</b>				
<b>Porcentagem (%)</b>	<b>Quantidade de Suínos</b>	<b>VPL (R\$)</b>	<b>TIR (%)</b>	<b>Payback descontado (anos)</b>
-30	5.695,20	1.506.277,03	24,24	3,81
-20	6.508,80	1.781.688,44	25,01	3,71
-10	7.322,40	2.057.099,85	25,60	3,64
<b>0</b>	<b>8.136,00</b>	<b>2.333.367,13</b>	<b>26,11</b>	<b>3,58</b>
10	8.949,60	2.608.775,42	26,49	3,53
20	9.763,20	2.884.186,83	26,81	3,49
30	10.576,80	3.159.598,24	27,09	3,46

Fonte: Autor (2017)

Percebe-se pela Tabela 4.35 que o cenário 3 foi o menos sensível entre os quatro cenários analisados em relação ao parâmetro “quantidade de suínos”, uma vez que a variação deste parâmetro fez com que o VPL variasse pouco aprox. 1,65 milhão de reais, e pequenas variações para a TIR, 2,85%, e o *Payback* descontado, por volta de 4 meses e 6 dias.

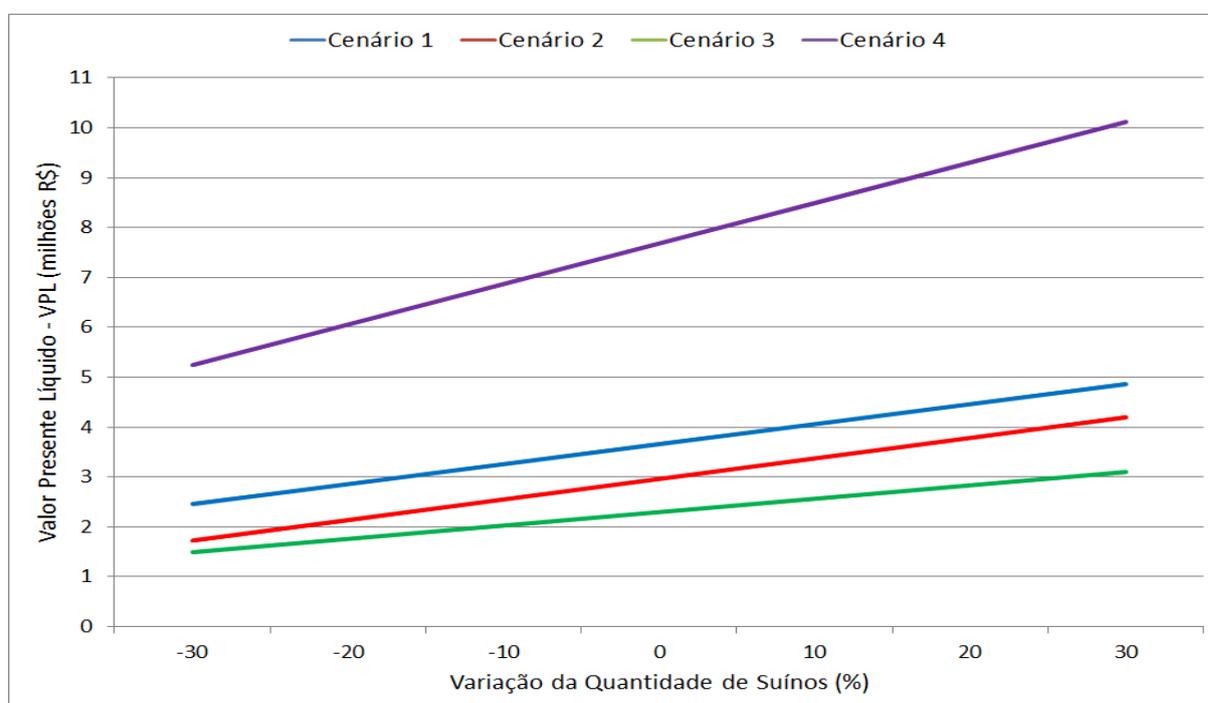
**Tabela 4.36** – Variação da quantidade de suínos e dos critérios de decisão econômica do cenário 4

<b>Biometano Veicular (Cenário 4)</b>				
<b>Porcentagem (%)</b>	<b>Quantidade de Suínos</b>	<b>VPL (R\$)</b>	<b>TIR (%)</b>	<b>Payback descontado (anos)</b>
-30	5.695,20	5.252.094,14	72,78	1,34
-20	6.508,80	6.072.720,27	74,01	1,32
-10	7.322,40	6.893.346,40	74,98	1,30
<b>0</b>	<b>8.136,00</b>	<b>7.714.788,17</b>	<b>75,83</b>	<b>1,286</b>
10	8.949,60	8.535.414,30	76,47	1,275
20	9.763,20	9.356.040,43	77,01	1,266
30	10.576,80	10.176.666,56	77,47	1,259

Fonte: Autor (2017)

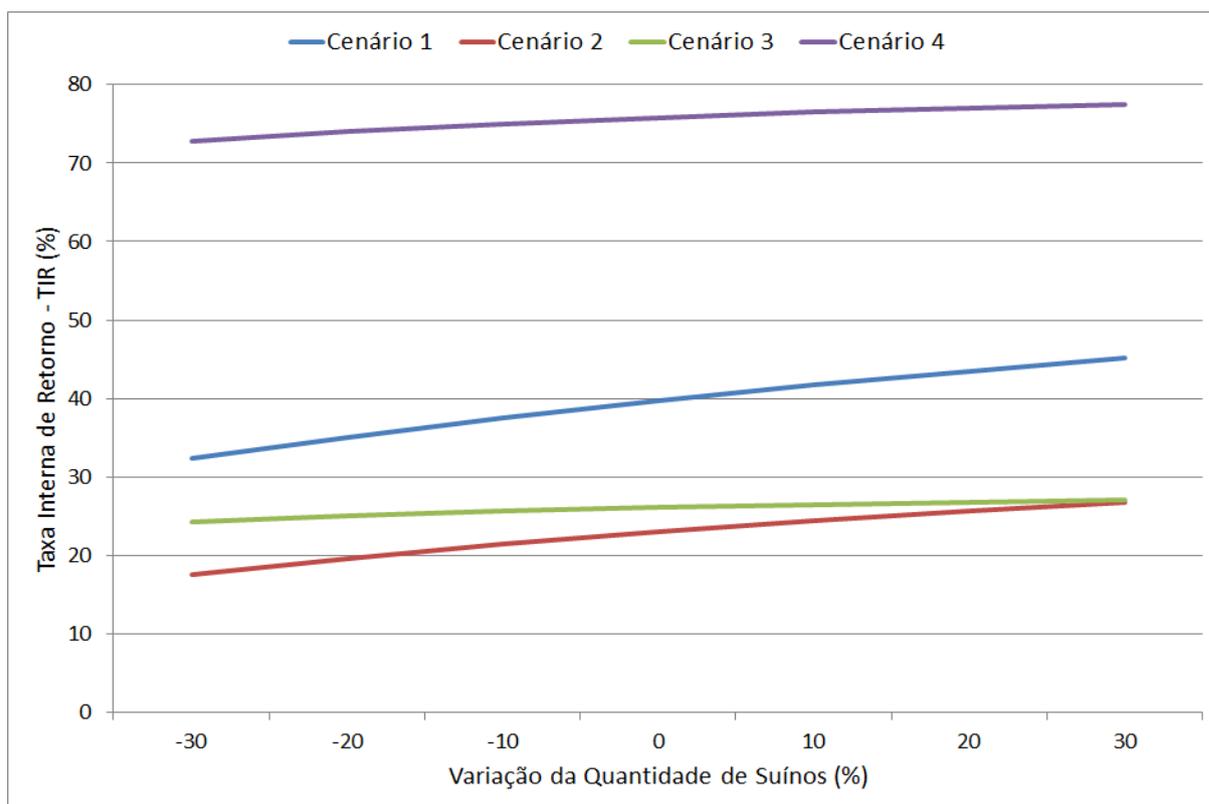
Nota-se pela Tabela 4.36 que o cenário 4 foi o mais sensível de todos em relação ao parâmetro “quantidade de suínos”, haja vista que seu VPL variou quase 5 milhões de reais quando se varia este parâmetro. A TIR do cenário 4 variou menos do que 5% e seu *Payback* descontado variou menos de 30 dias.

Os Gráficos 4.5, 4.6, 4.7 representam a variação do VPL, da TIR, e do *Payback* descontado, respectivamente, para os quatro cenários.

**Gráfico 4-5** – Valores da variação dos VPL's devido à variação da quantidade de suínos.

Fonte: Autor (2017)

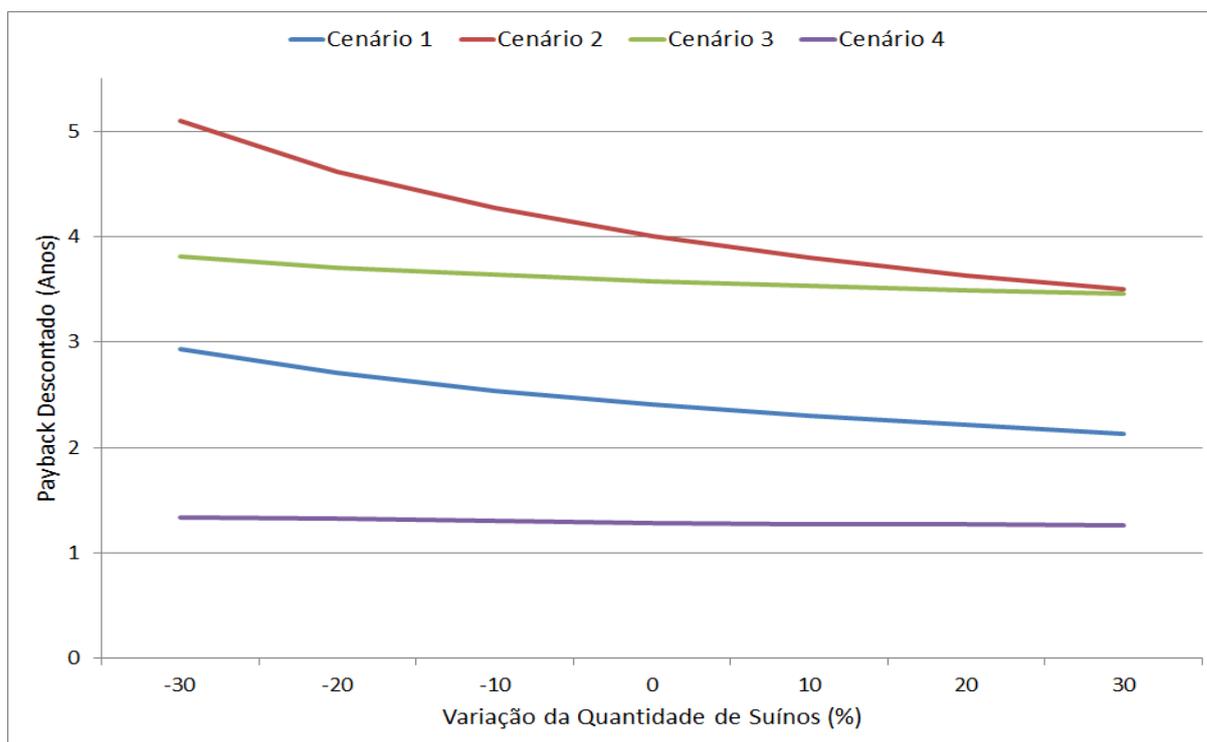
Conforme se pode observar pelas inclinações dos VPL's no Gráfico 4.5, o VPL do cenário 4 foi o que mais variou, seguido dos cenários 2, 1 e 3, respectivamente. Em termos de rentabilidade, o cenário 4 obteve o melhor VPL e o 3 apresentou o pior VPL de todos.



**Gráfico 4-6** – Valores da variação das TIR's devido à variação da quantidade de suínos.

**Fonte:** Autor (2017)

Conforme se pode observar pelas inclinações das TIR's no Gráfico 4.6, a TIR do cenário 1 foi a que mais variou, seguida dos cenários 2, 4 e 3, respectivamente. À medida em que se aumenta a quantidade de suínos a TIR do cenário 2 tende para a TIR do cenário 3.



**Gráfico 4-7** – Valores da variação dos Payback's descontados devido à variação da quantidade de suínos.

**Fonte:** Autor (2017)

Conforme se pode observar pelas inclinações dos *Payback's* no Gráfico 4.7, o *Payback* do cenário 2 foi o que mais variou, seguido dos cenários 1, 3 e 4, respectivamente. À medida em que se aumenta a quantidade de suínos o *Payback* do cenário 2 tende para o *Payback* do cenário 3.

Das tabelas e gráficos anteriores, pode-se ainda inferir a seguinte análise:

Qualquer variação a maior ou a menor do parâmetro “quantidade de suínos” impacta diretamente nos critérios de decisão econômica analisados dos quatro cenários de projeto, uma vez que as quantidades de biogás e biometano produzidos anualmente também variam, aumentando ou diminuindo as receitas e despesas dos cenários.

Independentemente de qual seja a variação do parâmetro “quantidade de suínos”, a escolha do C2 ou C3 acaba sendo decido pela análise incremental da TIR, conforme demonstrado no subitem 4.11.5.1.

Embora o cenário 4 tenha sido o mais sensível de todos em relação ao parâmetro “quantidade de suínos”, ele ainda foi o mais rentável, mesmo na sua pior

situação (-30%), pois ele continuou sendo o mais viável economicamente em relação aos demais cenários nos três critérios de decisão econômica analisados, devido ao grande consumo e altíssimo preço dos combustíveis tradicionais. Em segundo lugar, na pior situação (-30%), ficou o cenário 1, seguido dos cenários 2 e 3, respectivamente.

Em suma, mesmo após a análise de sensibilidade dos quatro cenários em relação ao parâmetro “quantidade de suínos”, a rentabilidade destes permaneceu a mesma da análise de viabilidade econômica e da incremental, ou seja, do mais para o menos rentável tem-se os cenários 4, 1, 2 e 3, respectivamente.

#### 4.10.2 Custo médio de implementação do sistema de tratamento de biogás

Escolheu-se analisar a sensibilidade dos cenários 2, 3 e 4 em relação ao parâmetro “custo médio de implementação do sistema de tratamento de biogás”, pois este interfere diretamente nos investimentos iniciais e custos de operação e manutenção desses cenários, e, conseqüentemente, nos critérios de decisão econômica adotados.

A Tabela 4.37 apresenta o intervalo de variação do parâmetro “custo médio de implementação do sistema de tratamento” e do preço desse sistema.

**Tabela 4.37** – Variação do custo médio de implementação do sistema de tratamento e do preço desse sistema.

Porcentagem (%)	Custo Médio de Implementação do Sistema de Tratamento (R\$/m <sup>3</sup> biogás)	Preço do Sistema de Tratamento (R\$)
-30	199,50	212.866,50
-20	228,00	243.504,00
-10	256,50	273.942,00
<b>0</b>	<b>285,00</b>	<b>304.380,00</b>
10	313,50	334.818,00
20	342,00	365.256,00
30	370,50	396.064,50

Fonte: Autor (2017)

As tabelas 4.38, 4.39 e 4.40 apresentam o intervalo de variação do parâmetro “custo médio de implementação do sistema de tratamento” e dos valores dos critérios de decisão econômica para os cenários 2, 3 e 4, respectivamente.

**Tabela 4.38** – Variação do custo médio de implementação do sistema de tratamento e dos critérios de decisão econômica do cenário 2.

<b>Geração de Eletricidade pela Queima do Biometano (Cenário 2)</b>				
<b>Porc. (%)</b>	<b>Custo Médio de Implementação do Sistema de Tratamento (R\$/m<sup>3</sup> biogás)</b>	<b>VPL (R\$)</b>	<b>TIR (%)</b>	<b>Payback descontado (anos)</b>
-30%	R\$ 199,50	R\$ 3.171.699,19	26,47%	3,54
-20%	R\$ 228,00	R\$ 3.114.261,44	25,27%	3,69
-10%	R\$ 256,50	R\$ 3.056.823,70	24,15%	3,85
<b>0%</b>	<b>R\$ 285,00</b>	<b>R\$ 2.999.443,82</b>	<b>23,09%</b>	<b>4,01</b>
10%	R\$ 313,50	R\$ 2.941.986,19	22,09%	4,17
20%	R\$ 342,00	R\$ 2.884.548,44	21,15%	4,34
30%	R\$ 370,50	R\$ 2.826.461,01	20,25%	4,51

Fonte: Autor (2017)

Percebe-se pela Tabela 4.38 que o cenário 2 foi o menos sensível dos três em relação ao parâmetro “custo médio de implementação do sistema de tratamento”, uma vez que a variação deste parâmetro fez com que a TIR variasse apenas 6,22% e o *Payback* descontado aprox. 11 meses e 19 dias.

**Tabela 4.39** – Variação do custo médio de implementação do sistema de tratamento e dos critérios de decisão econômica do cenário 3.

<b>Biometano Injetado na Rede (Cenário 3)</b>				
<b>Porc. (%)</b>	<b>Custo Médio de Implementação do Sistema de Tratamento (R\$/m<sup>3</sup> biogás)</b>	<b>VPL (R\$)</b>	<b>TIR (%)</b>	<b>Payback descontado (anos)</b>
-30%	R\$ 199,50	R\$ 2.505.639,26	31,79%	2,97
-20%	R\$ 228,00	R\$ 2.448.201,52	29,71%	3,17
-10%	R\$ 256,50	R\$ 2.390.763,77	27,82%	3,37
<b>0%</b>	<b>R\$ 285,00</b>	<b>R\$ 2.333.367,13</b>	<b>26,11%</b>	<b>3,58</b>
10%	R\$ 313,50	R\$ 2.275.926,26	24,53%	3,78
20%	R\$ 342,00	R\$ 2.218.488,51	23,09%	4,00
30%	R\$ 370,50	R\$ 2.160.401,08	21,74%	4,22

Fonte: Autor (2017)

Nota-se pela Tabela 4.39 que o cenário 3 foi o segundo mais sensível em relação ao parâmetro “custo médio de implementação do sistema de tratamento”, haja vista que a variação deste parâmetro promoveu uma variação na TIR de 10,05% e no *Payback* descontado de aprox. 1 (um) ano e 3 meses.

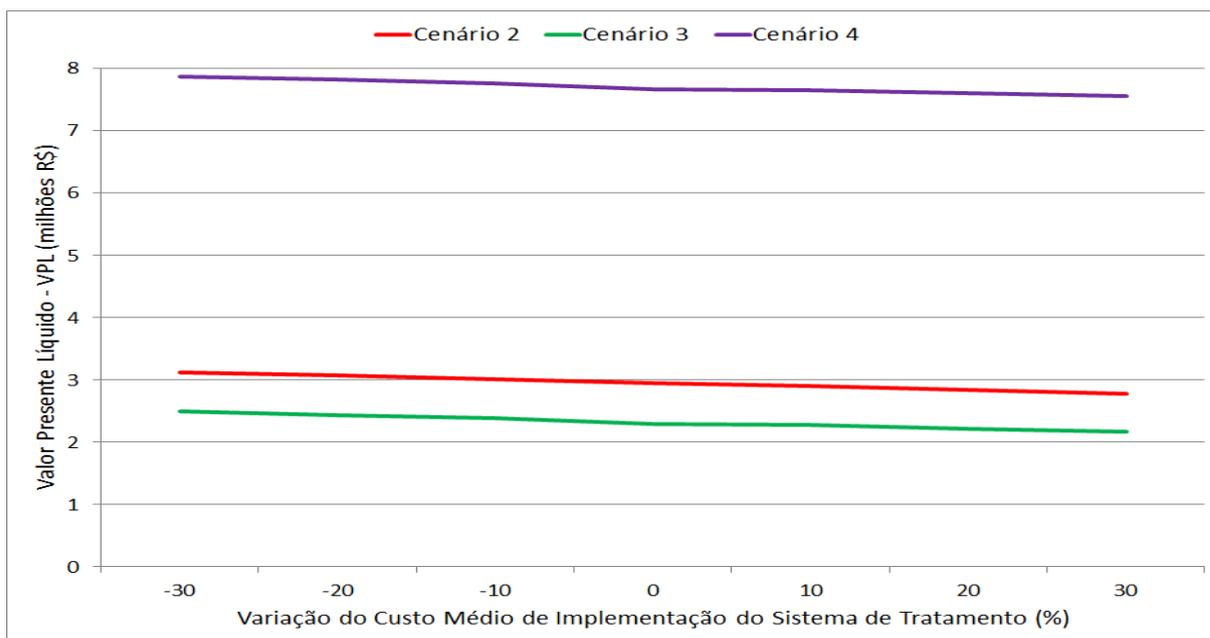
**Tabela 4.40** – Variação do custo médio de implementação do sistema de tratamento e dos critérios de decisão econômica do cenário 4.

<b>Biometano Veicular (Cenário 4)</b>				
<b>Porc. (%)</b>	<b>Custo Médio de Implementação do Sistema de Tratamento (R\$/m<sup>3</sup> biogás)</b>	<b>VPL (R\$)</b>	<b>TIR (%)</b>	<b>Payback descontado (anos)</b>
<b>-30%</b>	R\$ 199,50	R\$ 7.887.063,42	89,07%	1,10
<b>-20%</b>	R\$ 228,00	R\$ 7.829.625,68	84,21%	1,16
<b>-10%</b>	R\$ 256,50	R\$ 7.772.187,93	79,82%	1,22
<b>0%</b>	<b>R\$ 285,00</b>	<b>R\$ 7.714.788,17</b>	<b>75,83%</b>	<b>1,29</b>
<b>10%</b>	R\$ 313,50	R\$ 7.657.350,42	72,19%	1,35
<b>20%</b>	R\$ 342,00	R\$ 7.599.912,68	68,85%	1,41
<b>30%</b>	R\$ 370,50	R\$ 7.541.825,25	65,74%	1,48

Fonte: Autor (2017)

Percebe-se pela Tabela 4.40 que o cenário 4 foi o mais sensível de todos em relação ao parâmetro “custo médio de implementação do sistema de tratamento”, uma vez que a variação ocasionada por este parâmetro na TIR foi de 23,33%, embora o *Payback* descontado tenha variado aprox. 4 meses e 16 dias.

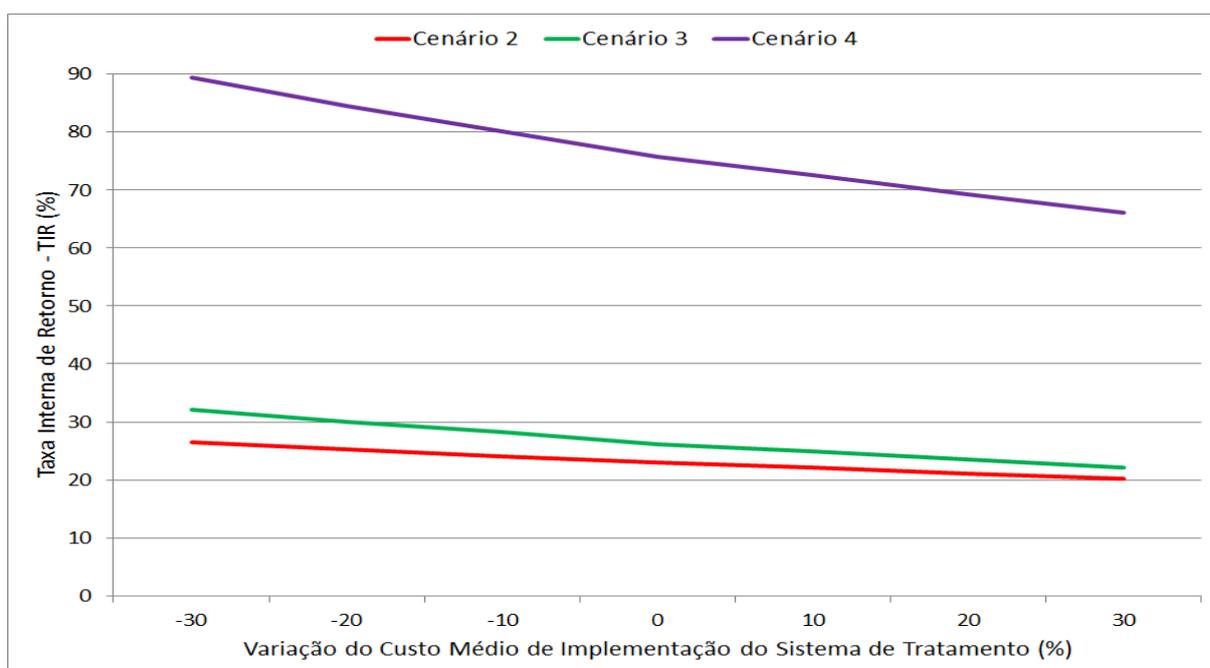
Os Gráficos 4.8, 4.9 e 4.10, representam a variação do custo médio de implementação do sistema de tratamento, e a conseqüente variação do VPL, da TIR, e do *Payback* descontado, respectivamente, dos cenários 2, 3 e 4.



**Gráfico 4-8** – Valores da variação dos VPL's devido à variação do custo do sistema de tratamento.

Fonte: Autor (2017)

Conforme se pode observar pelas inclinações dos VPL's no Gráfico 4.8, a variação do parâmetro “custo médio de implementação do sistema de tratamento”, CMIST, ocasionou a mesma variação nos VPL's dos cenários 2, 3 e 4, em torno de 345 mil reais, quando se passa da situação favorável (menor CMIST) para a desfavorável (maior CMIST).

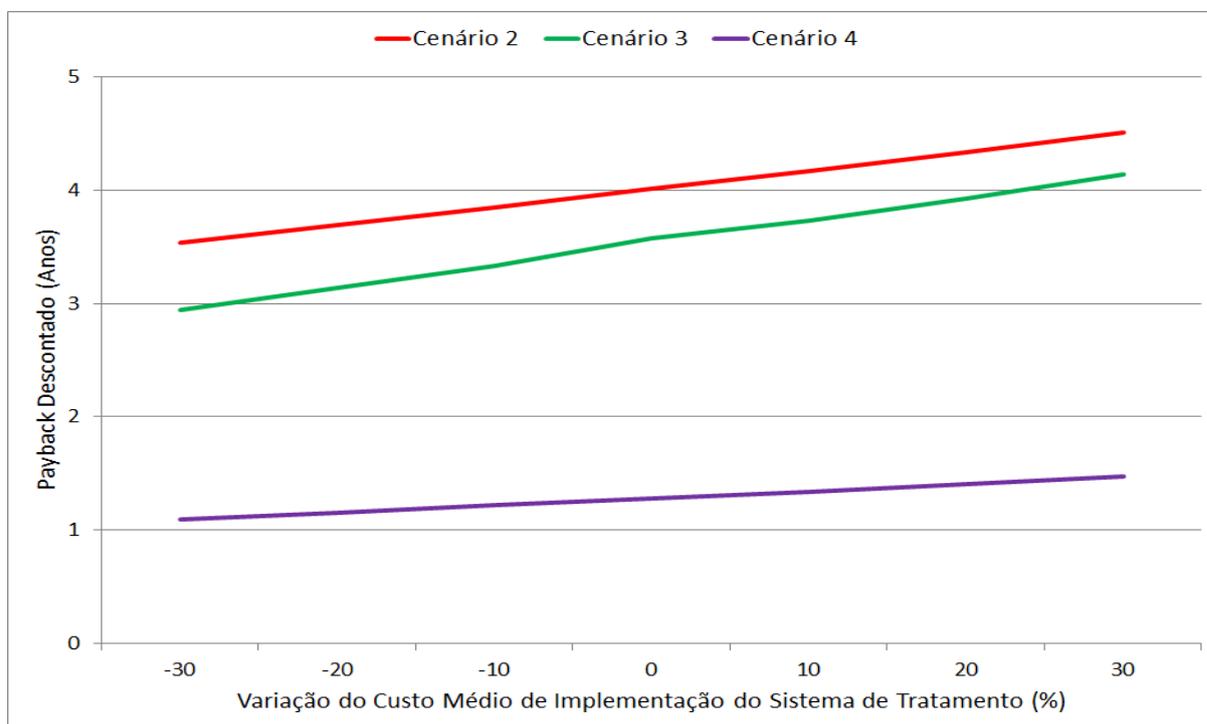


**Gráfico 4-9** – Valores da variação das TIR's devido à variação do custo do sistema de tratamento.

Fonte: Autor (2017)

Percebe-se pelo Gráfico 4.9 que a TIR do cenário 4 tende a diminuir bruscamente à medida que o parâmetro “custo médio de implementação do sistema de tratamento” (CMIST) aumenta. Enquanto isso, a TIR do cenário 3 tende para a TIR do cenário 2 à medida que o CMIST aumenta.

A enorme diferença nas variações da TIR do cenário 4 (23,33%) em relação às TIR's dos cenários 3 (10,05%) e 2 (6,22%) deve-se aos diferentes componentes de fluxos de caixa dos cenários e ao peso que o parâmetro CMIST tem nos fluxos de caixa de cada cenário.



**Gráfico 4-10** – Valores da variação dos Payback's descontados devido à variação do custo do sistema de tratamento.

**Fonte:** Autor (2017)

Nota-se pelo Gráfico 4.10 que o *Payback* descontado do cenário 4 variou muito pouco à medida que o parâmetro “custo médio de implementação do sistema de tratamento” (CMIST) aumenta. Enquanto isso, o *Payback* do cenário 3 tende para o *Payback* do cenário 2 à medida que o CMIST aumenta, variando ambos razoavelmente, em torno de 1 (um) ano.

Das tabelas e gráficos acima, pode-se ainda inferir a seguinte análise:

Qualquer variação a maior ou a menor do parâmetro “custo médio de implementação do sistema de tratamento” impacta diretamente nos critérios de decisão econômica analisados dos cenários 2, 3 e 4, uma vez que o biogás é tratado nestes, ocasionando assim um aumento ou diminuição das despesas desses cenários.

Mesmo com a variação do parâmetro “custo médio de implementação do sistema de tratamento”, há ainda a incongruência entre os critérios de decisão dos cenários 2 e 3. Portanto, a rentabilidade do cenário 2 em relação à do 3 acaba sendo decidida pela análise incremental da TIR, conforme demonstrado no subitem 4.11.5.1.

As variações da TIR e do *Payback* não são as mesmas como ocorreu para os VPL's. Quando as TIR's são maiores, normalmente, os *Payback* são menores e vice-versa, são grandezas inversamente proporcionais.

Em suma, o cenário 4 foi o mais sensível de todos em relação ao parâmetro “custo médio de implementação do sistema de tratamento”, seguido dos cenários 3 e 2, respectivamente.

#### **4.10.3 Preço pago pelo biometano injetado na rede**

Decidiu-se analisar a sensibilidade do cenário 3 em relação ao parâmetro “preço pago pelo biometano injetado na rede de distribuição”, pois na análise de viabilidade econômica havia sido constatado que este cenário era o menos rentável dos quatro cenários de projeto. Além disso, este parâmetro interfere direta e enormemente nas receitas e economias desse cenário, e, conseqüentemente, nos critérios de decisão econômica adotados, como pode ser visto nas tabelas 4.41 e 4.42.

A Tabela 4.41 apresenta o intervalo de variação do parâmetro “preço pago pelo biometano injetado na rede de GN” e dos valores das receitas e economias.

**Tabela 4.41** – Variação do preço pago pelo biometano injetado na rede e das receitas e economias

<b>Biometano Injetado na Rede (Cenário 3)</b>			
<b>Porcentagem (%)</b>	<b>Preço Pago (R\$/ m<sup>3</sup> biometano)</b>	<b>Receita da Venda (R\$)</b>	<b>Receitas e Economias (R\$)</b>
-30	0,693	170.302,81	200.266,81
-20	0,792	194.631,78	224.595,78
-10	0,891	218.960,76	248.924,76
<b>0</b>	<b>0,990</b>	<b>243.290,00</b>	<b>273.254,00</b>
10	1,089	267.618,70	297.582,70
20	1,188	291.947,67	321.911,67
30	1,287	316.276,65	346.240,65

Fonte: Autor (2017)

A Tabela 4.42 apresenta o intervalo de variação do parâmetro “preço pago pelo biometano injetado na rede” e dos valores dos critérios de decisão econômica.

**Tabela 4.42** – Variação do preço pago pelo biometano e dos critérios de decisão econômica.

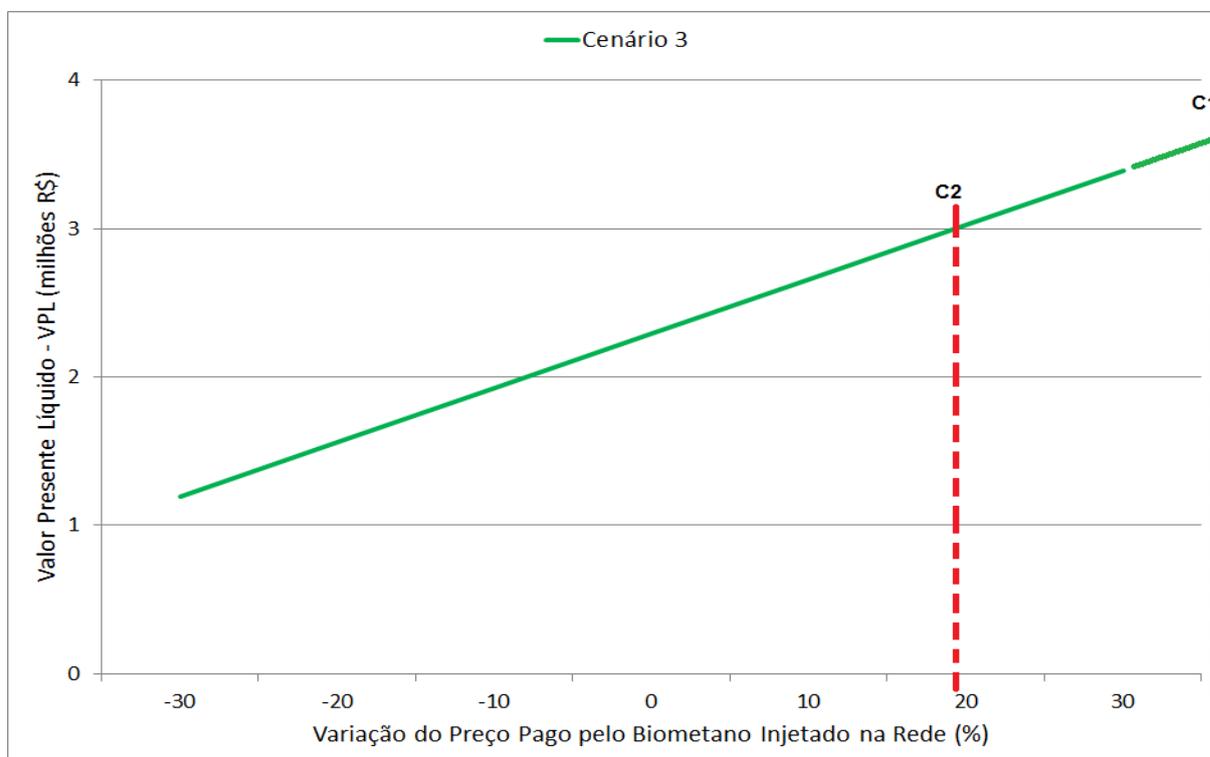
<b>Biometano Injetado na Rede (Cenário 3)</b>				
<b>Porcentagem (%)</b>	<b>Preço Pago (R\$/ m<sup>3</sup> biometano)</b>	<b>VPL (R\$)</b>	<b>TIR (%)</b>	<b>Payback descontado (anos)</b>
-30	0,693	1.233.403,87	15,02	5,74
-20	0,792	1.600.058,29	18,81	4,78
-10	0,891	1.966.712,71	22,49	4,09
<b>0</b>	<b>0,990</b>	<b>2.333.367,13</b>	<b>26,11</b>	<b>3,58</b>
10	1,089	2.700.021,56	29,68	3,18
20	1,188	3.066.675,98	33,23	2,86
30	1,287	3.433.330,40	36,76	2,60

Fonte: Autor (2017)

Percebe-se pela Tabela 4.42 que um aumento de 30% no preço pago pelo biometano injetado na rede implica um ganho no VPL de mais de 1 (um) milhão de reais e uma redução de praticamente 1 (um) ano no tempo de retorno do investimento (*Payback*). A situação inversa produz efeitos negativos, ou seja, uma diminuição de 30% no preço pago pelo biometano implica uma perda no VPL de mais de 1 (um) milhão de reais e um aumento de mais de 2 (dois) anos no tempo de retorno do

investimento (Payback), uma vez que o VPL caiu praticamente pela metade. Obviamente, a TIR também variou bastante, na situação desfavorável (-30%), mais de 11 pontos percentuais, e na favorável (30%), mais de 10 pontos. Em suma, o VPL do cenário 3 varia em torno de 2 milhões de reais, sua TIR por volta de 21% e seu *Payback* descontado aproximadamente 3 anos.

Os Gráficos 4.11, 4.12 e 4.13 representam a variação do preço pago pelo biometano injetado na rede de gás natural, e a consequente variação do VPL, da TIR e do *Payback* descontado, respectivamente, para o cenário 3.



**Gráfico 4-11** – Valores da variação do VPL devido à variação do preço do biometano.

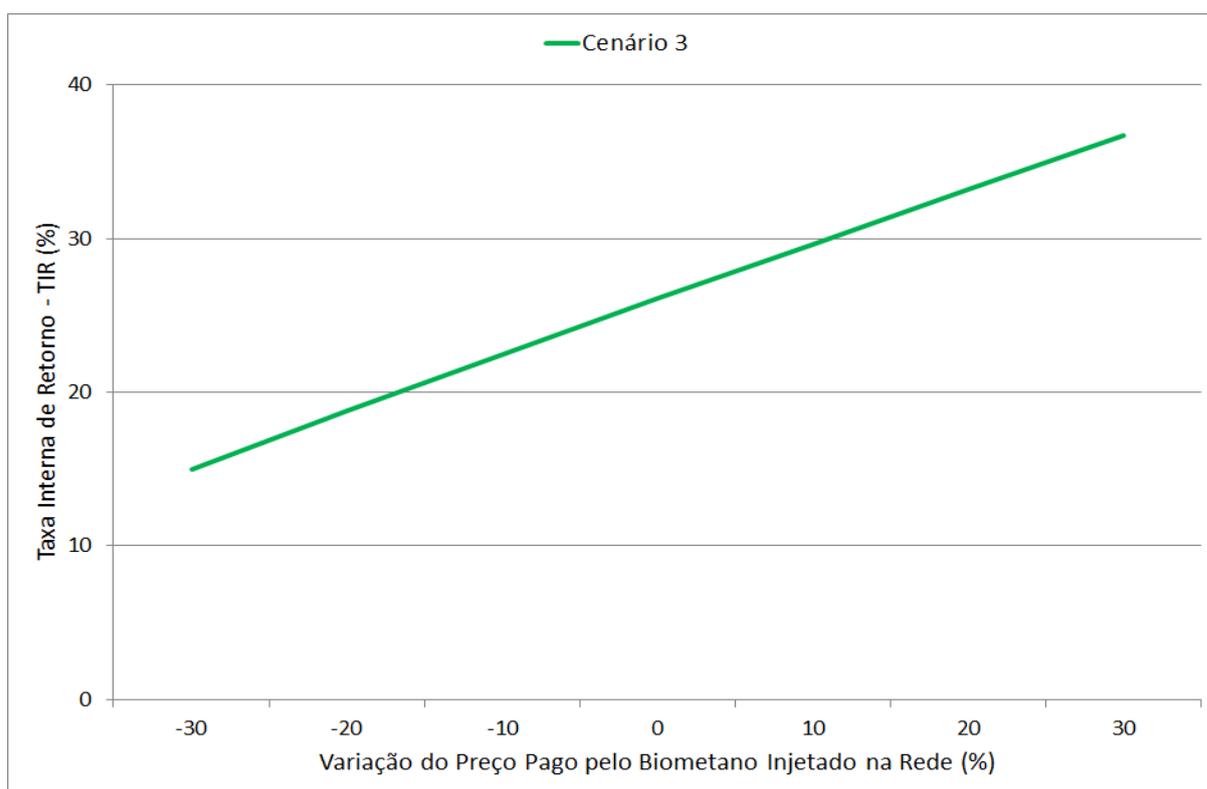
**Fonte:** Autor (2017)

Conforme se pode observar pela inclinação do VPL no Gráfico 4.11, o VPL do cenário 3 aumenta à medida que a variável “preço pago pelo biometano injetado na rede de distribuição” é aumentada.

Mesmo variando-se o parâmetro "preço pago pelo biometano" em 30%, o cenário 3 não se torna mais rentável do que a condição normal do cenário 1, somente a partir de 37,30% de variação desse parâmetro C3 ultrapassa C1.

Se o parâmetro "preço pago pelo biometano" for variado em 20%, o cenário 3 torna-se mais rentável do que a condição normal do cenário 2.

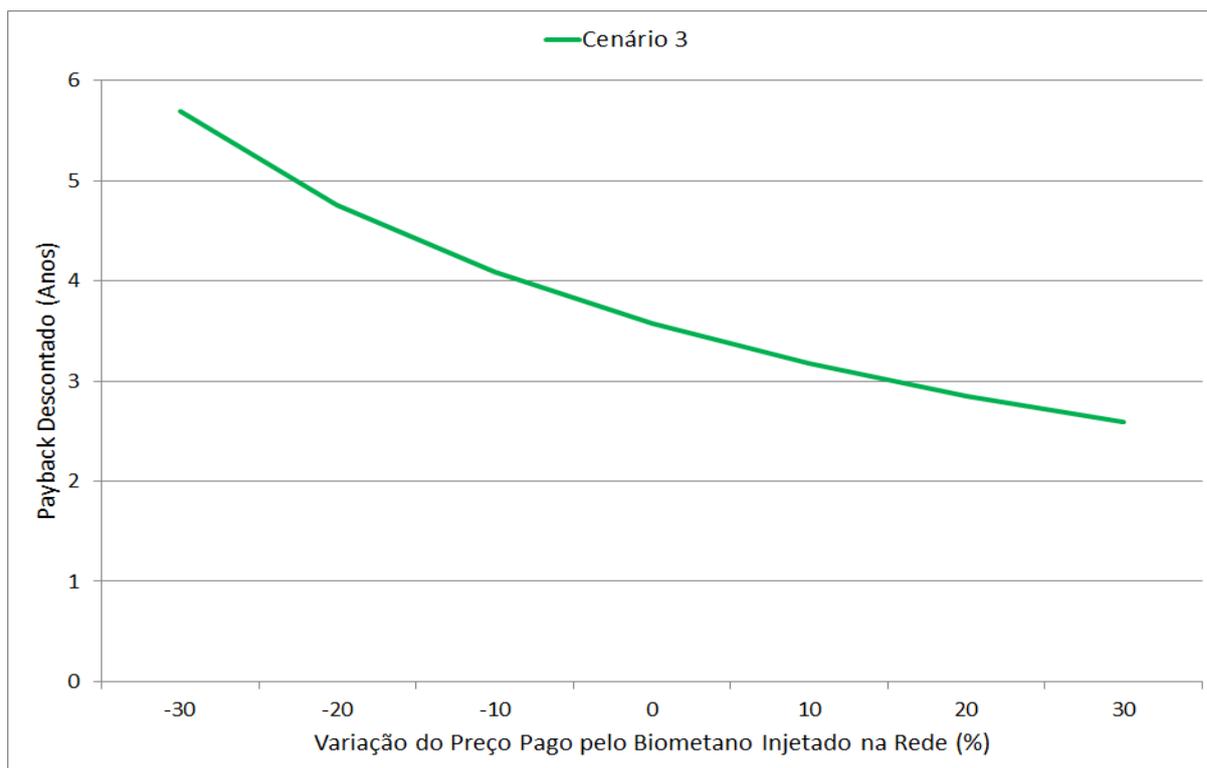
Somente se houvesse uma variação a maior exorbitante (146,78%) do parâmetro "preço pago pelo biometano" o cenário 3 ultrapassaria a rentabilidade do cenário 4 em sua condição normal.



**Gráfico 4-12** – Valores da variação da TIR devido à variação do preço do biometano.

**Fonte:** Autor (2017)

Conforme se pode observar pela inclinação da TIR no Gráfico 4.12, a TIR do cenário 3 aumenta à medida que a variável “preço pago pelo biometano injetado na rede de distribuição” é aumentada.



**Gráfico 4-13** – Valores da variação do Payback descontado devido à variação do preço do biometano.

**Fonte:** Autor (2017)

Conforme se pode observar pela inclinação do *Payback* no Gráfico 4.13, o *Payback* do cenário 3 diminui à medida que a variável “preço pago pelo biometano injetado na rede de distribuição” é aumentada.

Das tabelas e gráficos acima, pode-se ainda inferir a seguinte análise:

Qualquer variação a maior ou a menor do parâmetro “preço pago pelo biometano injetado na rede de distribuição” impacta diretamente nos critérios de decisão econômica analisados do cenário 3, uma vez que a receita obtida com a venda do biometano para a concessionária é a principal receita desse cenário.

À medida que a variável “preço pago pelo biometano injetado na rede de distribuição” é aumentada, aumenta-se as receitas e economias do fluxo de caixa do cenário 3, e por conseguinte, aumentam-se o VPL e a TIR e diminui-se o *Payback* descontado desse cenário, e vice-versa.

A enorme variação do VPL, da TIR e do *Payback* descontado pode ser vista, nos acentuados acíves dos Gráficos 4.11 e 4.12 e no acentuado declive do Gráfico 4.13, comprovando assim que o cenário 3 é altamente sensível à variação deste parâmetro.

#### 4.10.4 Preço pago pelos certificados de emissões reduzidas (CER's)

Das quatro variáveis para as quais as análises de sensibilidade foram realizadas, este parâmetro é o único que considerou as receitas oriundas dos créditos de carbono. Portanto, ao final, não foi possível comparar a sensibilidade dos cenários em relação a este parâmetro com a dos outros três parâmetros, pois foi aplicada uma variação anual no parâmetro CER's, enquanto que nos outros três aplicou-se uma variação percentual.

Escolheu-se analisar a sensibilidade dos cenários de projeto em relação ao parâmetro “preço pago pelos certificados de emissões reduzidas”, popularmente denominados de créditos de carbono, pois este pode voltar a aumentar afetando diretamente as receitas dos créditos de carbono dos 4 (quatro) cenários estudados, e, conseqüentemente, os critérios de decisão econômica adotados, como pode ser visto nas tabelas a seguir.

As tabelas 4.43, 4.44, 4.45 e 4.46 apresentam o intervalo de variação do parâmetro “preço pago pelos certificados de emissões reduzidas”, ou seja, do preço pago pela tonelada de crédito de carbono, dos valores das receitas de sua venda e das receitas e economias para os cenários 1, 2, 3 e 4, respectivamente.

**Tabela 4.43** – Variação do preço pago pela tonelada de crédito de carbono, da receita de sua venda e das receitas e economias do cenário 1

<b>Geração de Eletricidade pela Queima do Biogás (Cenário 1)</b>			
<b>Ano</b>	<b>Preço Pago (R\$/ t crédito de carbono)</b>	<b>Receita da Venda (R\$)</b>	<b>Receitas e Economias (R\$)</b>
<b>2008</b>	65,69	336.341,45	663.481,45
<b>2009</b>	44,89	229.875,04	557.015,04
<b>2010</b>	47,38	242.581,70	569.721,70
<b>2011</b>	37,45	191.755,06	518.895,06
<b>2012</b>	11,17	57.179,97	384.319,97
<b>2013</b>	1,47	7.508,48	334.648,48
<b>2014</b>	0,68	3.465,45	330.605,45
<b>2015</b>	1,47	7.508,48	334.648,48
<b>2016</b>	1,47	7.508,48	334.648,48
<b>2017</b>	0,94	4.813,13	331.953,13
<b>2018</b>	0,68	3.465,45	330.605,45

Fonte: Autor (2017)

**Tabela 4.44** – Variação do preço pago pela tonelada de crédito de carbono, da receita de sua venda e das receitas e economias do cenário 2

<b>Geração de Eletricidade pela Queima do Biometano (Cenário 2)</b>			
<b>Ano</b>	<b>Preço Pago (R\$/ t crédito de carbono)</b>	<b>Receita da Venda (R\$)</b>	<b>Receitas e Economias (R\$)</b>
2008	65,69	336.964,17	707.454,17
2009	44,89	230.300,64	600.790,64
2010	47,38	243.030,83	613.520,83
2011	37,45	192.110,08	562.600,08
2012	11,17	57.285,84	427.775,84
2013	1,47	7.522,38	378.012,38
2014	0,68	3.471,87	373.961,87
2015	1,47	7.522,38	378.012,38
2016	1,47	7.522,38	378.012,38
2017	0,94	4.822,04	375.312,04
2018	0,68	3.471,87	373.961,87

Fonte: Autor (2017)

**Tabela 4.45** – Variação do preço pago pela tonelada de crédito de carbono, da receita de sua venda e das receitas e economias do cenário 3

<b>Biometano Injetado na Rede de Distribuição (Cenário 3)</b>			
<b>Ano</b>	<b>Preço Pago (R\$/ t crédito de carbono)</b>	<b>Receita da Venda (R\$)</b>	<b>Receitas e Economias (R\$)</b>
2008	65,69	357.095,33	630.349,33
2009	44,89	244.059,43	517.313,43
2010	47,38	257.550,15	530.804,15
2011	37,45	203.587,26	476.841,26
2012	11,17	60.708,25	333.962,25
2013	1,47	7.971,79	281.225,79
2014	0,68	3.679,29	276.933,29
2015	1,47	7.971,79	281.225,79
2016	1,47	7.971,79	281.225,79
2017	0,94	5.110,12	278.364,12
2018	0,68	3.679,29	276.933,29

Fonte: Autor (2017)

**Tabela 4.46** – Variação do preço pago pela tonelada de crédito de carbono, da receita de sua venda e das receitas e economias do cenário 4

<b>Biometano Veicular (Cenário 4)</b>			
<b>Ano</b>	<b>Preço Pago (R\$/ t crédito de carbono)</b>	<b>Receita da Venda (R\$)</b>	<b>Receitas e Economias (R\$)</b>
2008	65,69	357.095,33	989.231,33
2009	44,89	244.059,43	876.195,43
2010	47,38	257.550,15	889.686,15
2011	37,45	203.587,26	835.723,26
2012	11,17	60.708,25	692.844,25
2013	1,47	7.971,79	640.107,79
2014	0,68	3.679,29	635.815,29
2015	1,47	7.971,79	640.107,79
2016	1,47	7.971,79	640.107,79
2017	0,94	5.110,12	637.246,12
2018	0,68	3.679,29	635.815,29

**Fonte:** Autor (2017)

Das tabelas 4.43, 4.44, 4.45 e 4.46 pode-se deduzir que à medida que o preço pago pela tonelada de crédito de carbono diminui caem também os valores das receitas de sua venda e das receitas e economias para os cenários 1, 2, 3 e 4. O preço pago pela tonelada de crédito de carbono nos últimos 11 (onze) anos reduziu em R\$ 65,00, redução altamente significativa (98,96%) para fins de receita com créditos de carbono.

As tabelas 4.47, 4.48, 4.49 e 4.50 apresentam o intervalo de variação do parâmetro “preço pago pelos certificados de emissões reduzidas”, ou seja, do preço pago pela tonelada de crédito de carbono, e dos valores dos critérios de decisão econômica para os cenários 1, 2, 3 e 4, respectivamente.

**Tabela 4.47** – Variação do preço pago pela tonelada de crédito de carbono e dos critérios de decisão econômica do cenário 1

Geração de Eletricidade pela Queima do Biogás (Cenário 1)				
Ano	Preço Pago (R\$/ t crédito de carbono)	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback descontado (anos)
2008	65,69	8.616.575,75	71,12	1,37
2009	44,89	7.012.059,60	58,65	1,65
2010	47,38	7.203.562,87	60,14	1,61
2011	37,45	6.437.564,87	54,18	1,78
2012	11,17	4.409.426,68	38,35	2,50
2013	1,47	3.660.835,33	32,47	2,92
2014	0,68	3.599.904,53	31,99	2,96
2015	1,47	3.660.835,33	32,47	2,92
2016	1,47	3.660.835,33	32,47	2,92
2017	0,94	3.620.219,82	32,15	2,95
2018	0,68	4.931.093,36	45,14	2,13

**Fonte:** Autor (2017)

Percebe-se pela Tabela 4.47 que com a queda acentuada nos últimos 11 (onze) anos do preço pago pela tonelada de crédito de carbono o valor do VPL do cenário 1 caiu 42,77%, a TIR reduziu 36,53%, e o tempo de retorno do investimento (*Payback*) aumentou 55,47%.

Nota-se, portanto, que o cenário 1 foi o terceiro mais sensível em relação ao parâmetro “preço pago pelos certificados de emissões reduzidas”, uma vez que a variação deste parâmetro fez com que o VPL caísse pouco mais de 3,6 milhões de reais, a TIR reduzisse em torno de 26 pontos percentuais, e o *Payback* descontado aumentasse por volta de 9 meses e 4 dias.

**Tabela 4.48** – Variação do preço pago pela tonelada de crédito de carbono e dos critérios de decisão econômica do cenário 2

<b>Geração de Eletricidade pela Queima do Biometano (Cenário 2)</b>				
<b>Ano</b>	<b>Preço Pago (R\$/ t crédito de carbono)</b>	<b>VPL (R\$)</b>	<b>TIR (%)</b>	<b>Payback descontado (anos)</b>
2008	65,69	7.924.622,03	48,12	2,00
2009	44,89	6.317.136,95	39,15	2,45
2010	47,38	6.508.986,84	40,22	2,38
2011	37,45	5.741.572,20	35,92	2,66
2012	11,17	3.709.681,41	24,41	3,81
2013	1,47	2.959.709,32	20,06	4,55
2014	0,68	2.898.667,26	19,70	4,62
2015	1,47	2.959.709,32	20,06	4,55
2016	1,47	2.959.709,32	20,06	4,55
2017	0,94	2.919.012,69	19,82	4,59
2018	0,68	2.898.667,26	19,70	4,62

Fonte: Autor (2017)

Percebe-se pela Tabela 4.48 que com a queda acentuada nos últimos 11 (onze) anos do preço pago pela tonelada de crédito de carbono o valor do VPL do cenário 2 caiu 63,42%, a TIR reduziu 59,06%, e o tempo de retorno do investimento (*Payback*) aumentou 131%.

Nota-se, portanto, que o cenário 2 foi o segundo mais sensível em relação ao parâmetro “preço pago pelos certificados de emissões reduzidas”, uma vez que a variação deste parâmetro fez com que o VPL caísse mais de 5 milhões de reais, a TIR reduzisse em torno de 28 pontos percentuais, e o *Payback* descontado aumentasse por volta de 2 anos 7 meses e 13 dias.

**Tabela 4.49** – Variação do preço pago pela tonelada de crédito de carbono e dos critérios de decisão econômica do cenário 3

<b>Biometano Injetado na Rede de Distribuição (Cenário 3)</b>				
<b>Ano</b>	<b>Preço Pago (R\$/ t crédito de carbono)</b>	<b>VPL (R\$)</b>	<b>TIR (%)</b>	<b>Payback descontado (anos)</b>
2008	65,69	7.561.942,94	62,36	1,56
2009	44,89	5.858.412,35	49,23	1,96
2010	47,38	6.061.731,04	50,08	1,90
2011	37,45	5.248.471,36	44,52	2,16
2012	11,17	3.095.186,15	27,75	3,38
2013	1,47	2.300.418,21	21,42	3,38
2014	0,68	2.235.719,73	20,90	4,37
2015	1,47	2.300.418,21	21,42	3,38
2016	1,47	2.300.418,21	21,42	3,38
2017	0,94	2.257.285,89	21,07	4,34
2018	0,68	2.235.719,73	20,90	4,37

**Fonte:** Autor (2017)

Percebe-se pela Tabela 4.49 que com a queda acentuada nos últimos 11 (onze) anos do preço pago pela tonelada de crédito de carbono o valor do VPL do cenário 3 caiu 70,43%, a TIR reduziu 66,48%, e o tempo de retorno do investimento (*Payback*) aumentou cerca de 180%.

Nota-se, portanto, que o cenário 3 foi o mais sensível em relação ao parâmetro “preço pago pelos certificados de emissões reduzidas”, uma vez que a variação deste parâmetro fez com que o VPL caísse mais de 5,326 milhões de reais, a TIR reduzisse em torno de 41 pontos percentuais, e o *Payback* descontado aumentasse por volta de 2 anos 9 meses e 22 dias.

**Tabela 4.50** – Variação do preço pago pela tonelada de crédito de carbono e dos critérios de decisão econômica do cenário 4

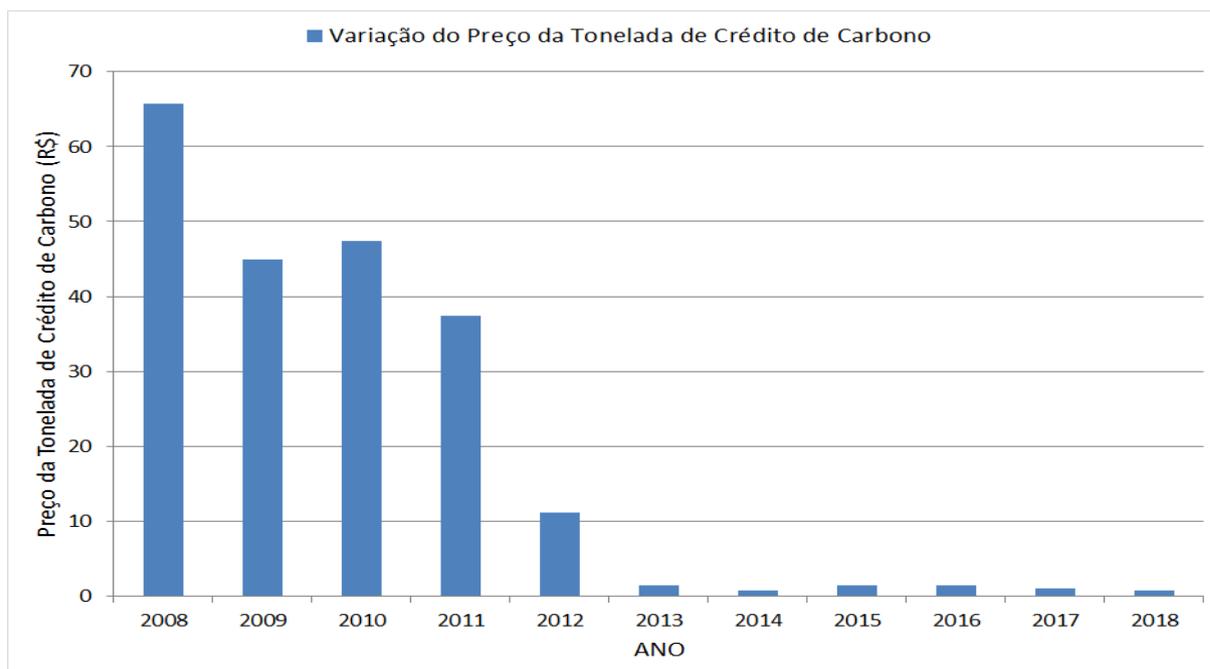
<b>Biometano Veicular (Cenário 4)</b>				
<b>Ano</b>	<b>Preço Pago (R\$/ t crédito de carbono)</b>	<b>VPL (R\$)</b>	<b>TIR (%)</b>	<b>Payback descontado (anos)</b>
2008	65,69	12.943.372,76	101,88	0,96
2009	44,89	11.239.842,17	89,03	1,10
2010	47,38	11.443.160,86	90,56	1,08
2011	37,45	10.629.901,18	84,42	1,16
2012	11,17	8.476.615,97	68,17	1,43
2013	1,47	7.681.848,03	62,17	1,56
2014	0,68	7.617.149,55	61,68	1,57
2015	1,47	7.681.848,03	62,17	1,56
2016	1,47	7.681.848,03	62,17	1,56
2017	0,94	7.638.715,71	61,84	1,57
2018	0,68	7.617.149,55	61,68	1,57

Fonte: Autor (2017)

Percebe-se pela Tabela 4.50 que com a queda acentuada nos últimos 11 (onze) anos do preço pago pela tonelada de crédito de carbono o valor do VPL do cenário 4 caiu 41,15%, a TIR reduziu 39,46%, e o tempo de retorno do investimento (*Payback*) aumentou 63,54%.

Nota-se, portanto, que o cenário 4 foi o menos sensível em relação ao parâmetro “preço pago pelos certificados de emissões reduzidas”, uma vez que a variação deste parâmetro fez com que o VPL caísse mais de 5,326 milhões de reais, a TIR reduzisse em torno de 40 pontos percentuais, e o *Payback* descontado aumentasse por volta de 7 meses e 10 dias.

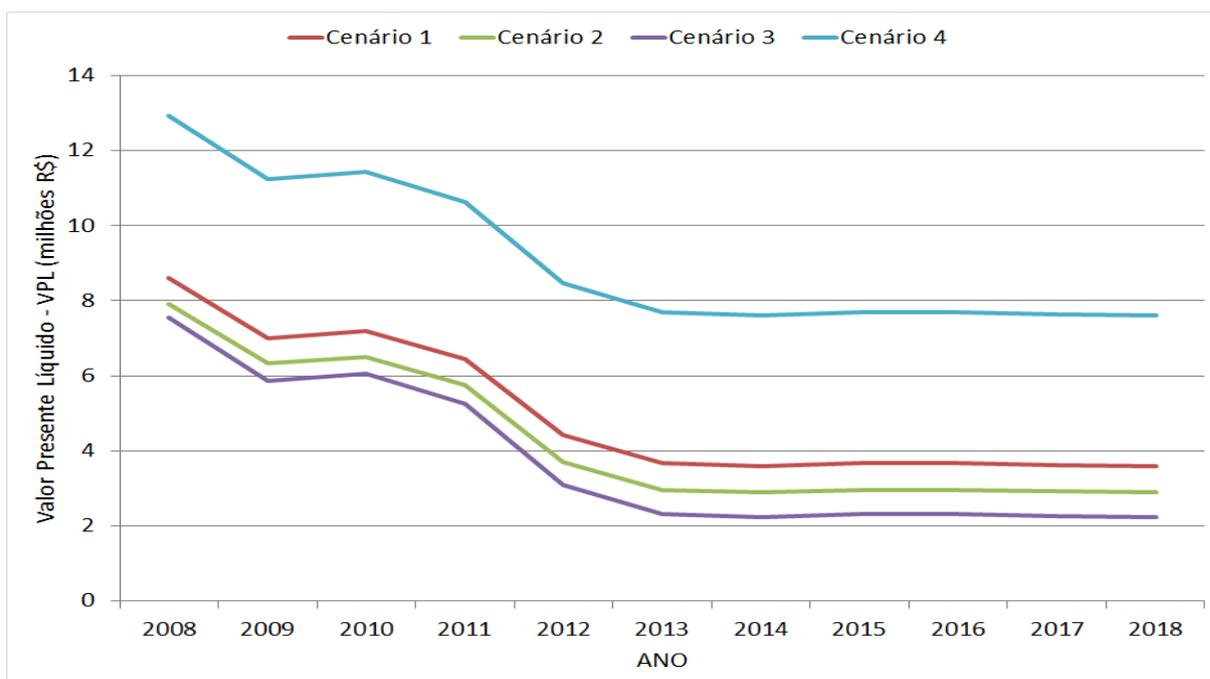
Os Gráficos 4.14, 4.15, 4.16 e 4.17 representam a variação do preço pago pelos certificados de emissões reduzidas, ou seja, do preço pago pela tonelada de crédito de carbono, e a conseqüente variação do VPL, da TIR, e do *Payback* descontado, respectivamente, para os quatro cenários.



**Gráfico 4-14** – Valores da variação do preço pago pela tonelada de crédito de carbono.

Fonte: Autor (2017)

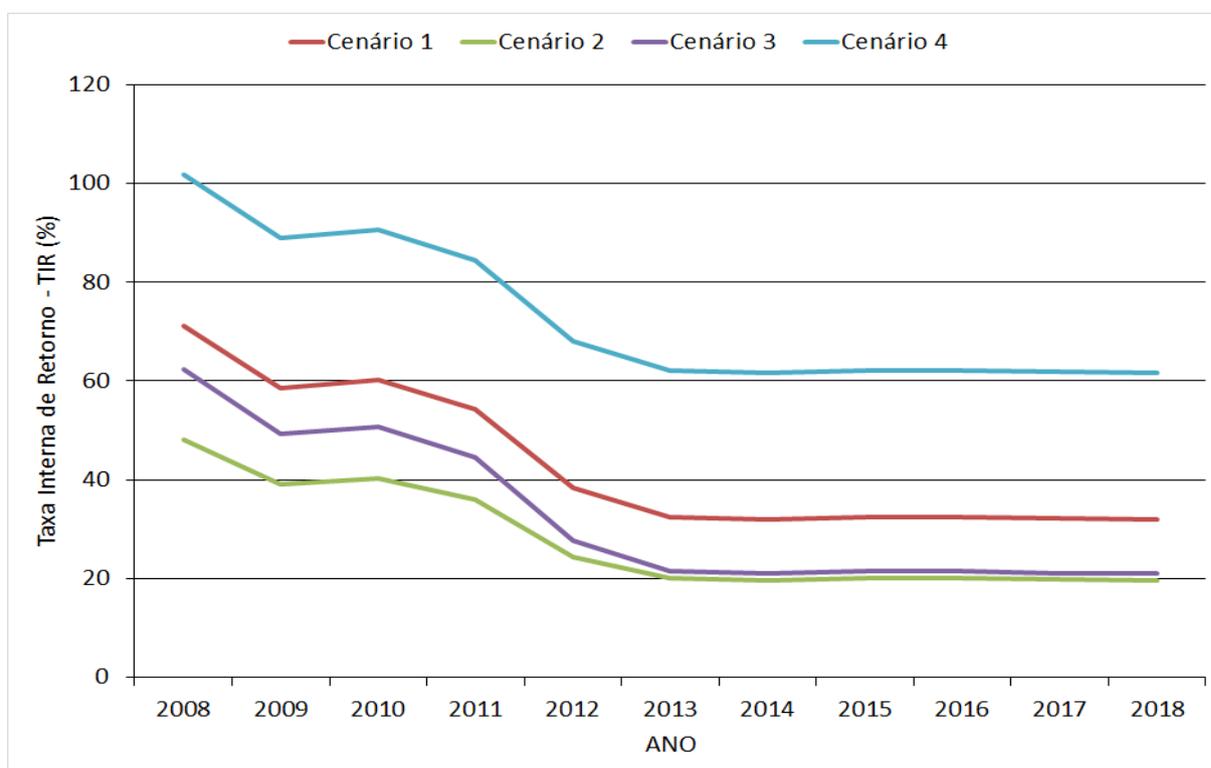
Pode-se observar no Gráfico 4.14, que em 2008 o preço pago pela tonelada de crédito de carbono teve seu maior valor no período considerado, mantendo-se relativamente altos até o ano 2011, decaindo em 2012 e estabilizando-se em valores bastante baixos após o ano de 2013.



**Gráfico 4-15** – Valores da variação dos VPL's devido ao preço pago pela tonelada de crédito de carbono.

Fonte: Autor (2017)

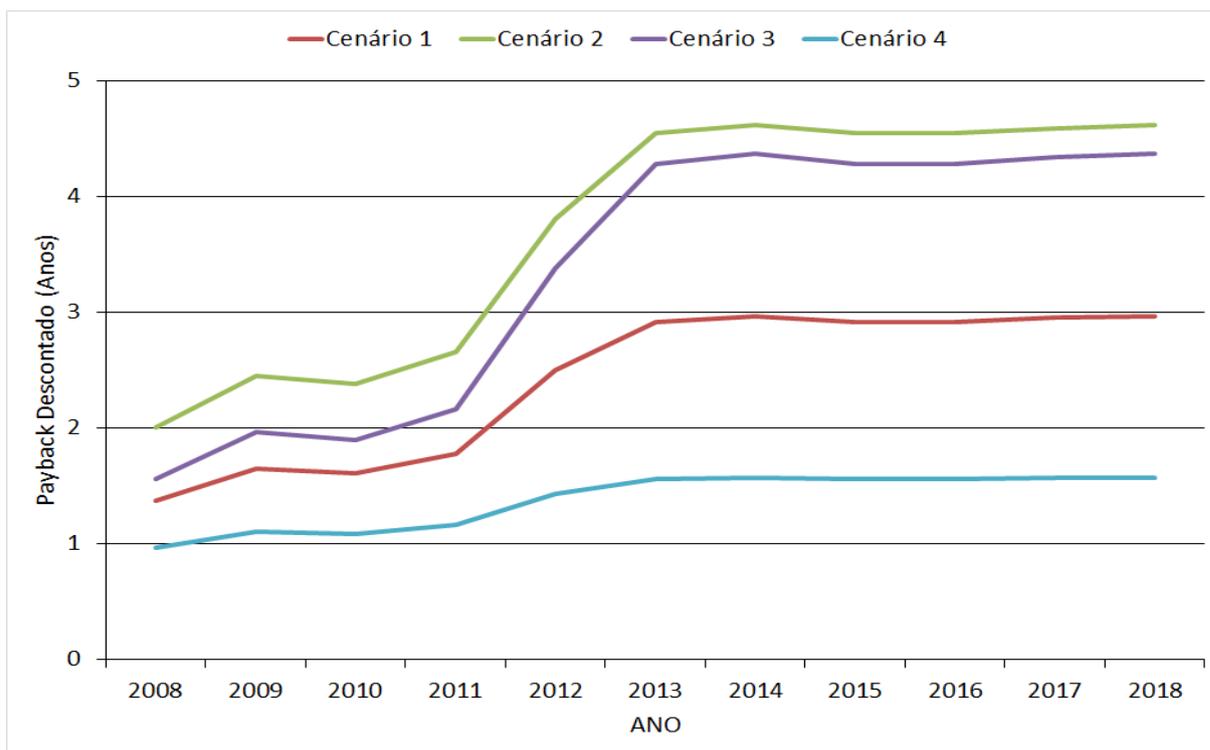
Conforme se pode observar pelas posições dos VPL's no Gráfico 4.15, o maior VPL foi o do cenário 4, seguido dos cenários 1, 2 e 3, respectivamente.



**Gráfico 4-16** – Valores da variação das TIR's devido ao preço pago pela tonelada de crédito de carbono.

Fonte: Autor (2017)

Conforme se pode observar pelas posições das TIR's no Gráfico 4.16, a melhor TIR foi a do cenário 4, seguida dos cenários 1, 3 e 2, respectivamente.



**Gráfico 4-17** – Valores da variação dos Payback's descontados devido ao preço pago pela tonelada de crédito de carbono.

**Fonte:** Autor (2017)

Conforme se pode observar pelas posições dos *Payback's* no Gráfico 4.17, o menor *Payback* foi o do cenário 4, seguido dos cenários 1, 3 e 2, respectivamente.

Das tabelas e gráficos anteriores, pode-se ainda inferir a seguinte análise:

Em 2008 os VPL's, as TIR's tiveram seus maiores valores no período considerado, mantendo-se relativamente altos até o ano 2011, decaindo em 2012 e estabilizando-se em valores relativamente baixos após o ano de 2013. Enquanto que em 2008 os *Payback's* tiveram seus menores valores no período considerado, mantendo-se relativamente baixos até o ano 2011, aumentando em 2012 e estabilizando-se em valores relativamente maiores após o ano de 2013.

Os VPL's dos cenários 3 e 4 tiveram a mesma redução, aprox. 5,326 milhões de reais, seguidos do cenário 2, aprox. 5 milhões, e cenário 1, pouco mais de 3,6 milhões. O VPL do cenário 3 foi o que mais variou, seguido dos cenários 2, 1 e 4, respectivamente.

Em termos de perda em pontos percentuais, a sequência das TIR's foram os cenários 3, 4, 2 e 1, respectivamente.

O *Payback* do cenário 3 foi o que mais aumentou, seguido dos cenários 2, 1 e 4, respectivamente.

Independentemente de qual seja a variação do parâmetro “preço pago pela tonelada de crédito de carbono”, a escolha do C2 ou C3 acabou sendo decidido pela análise incremental da TIR, conforme demonstrado no subitem 4.11.5.1.

Embora o cenário 4 tenha sido o menos sensível de todos em relação ao parâmetro “preço pago pela tonelada de crédito de carbono”, ele ainda foi o mais rentável, mesmo na sua pior situação (2018), pois ele continuou sendo o mais viável economicamente em relação aos demais cenários nos três critérios de decisão econômica analisados, devido ao grande consumo e altíssimo preço dos combustíveis tradicionais. Em segundo lugar, na pior situação (2018), ficou o cenário 1, seguido dos cenários 2 e 3, respectivamente.

Em suma, mesmo após a análise de sensibilidade dos quatro cenários em relação ao parâmetro “preço pago pela tonelada de crédito de carbono”, a rentabilidade destes permaneceu a mesma da análise de viabilidade econômica e da incremental, ou seja, do mais para o menos rentável tem-se os cenários 4, 1, 2 e 3.

Portanto, da análise determinística de sensibilidade concluiu-se que:

- a) O cenário 1, em relação ao parâmetro “quantidade de suínos”, foi o terceiro mais sensível, atrás dos cenários 4 e 2, respectivamente;
- b) O cenário 2 foi mais sensível à variável “quantidade de suínos” do que ao “custo médio de implementação do sistema de tratamento” (CMIST);
- c) O cenário 3 demonstrou-se ser altamente sensível em relação ao parâmetro “preço pago pelo biometano injetado na rede de distribuição”, muito mais do que em relação aos outros dois parâmetros, “quantidade de suínos” e CMIST, respectivamente;
- d) O cenário 4 foi mais sensível ao parâmetro “quantidade de suínos” do que em relação ao CMIST; e
- e) Para o parâmetro “preço pago pela tonelada de crédito de carbono”, do mais para o menos rentável tem-se os cenários 4, 1, 2 e 3, respectivamente.

## 5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresenta outros cenários de projeto de investimentos também interessantes e mais rentáveis do que a “simples” geração de energia elétrica a partir do biogás.

Do ponto de vista ambiental, é importante ressaltar que o tratamento de dejetos por meio do biodigestor possibilita que esse material seja estabilizado e utilizado como biofertilizante na propriedade. Vale destacar também que em termos de benefícios ambientais, a ordem decrescente dos cenários é C3 e C4, empatados, C2 e, por último, C1.

Para todos os cenários, infelizmente, a não utilização dos créditos de carbono possibilita um retorno financeiro maior para o empreendimento do que quando estes são contabilizados na análise econômica. No entanto, caso o preço da tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente volte a subir isso beneficiará mais ainda os projetos analisados.

O cenário 4 é muito mais rentável do que os cenários 1, 2 e 3, respectivamente, devido à grande quantidade de combustível utilizada na propriedade e ao altíssimo preço dos combustíveis tradicionais independentemente da variação dos quatro parâmetros analisados. O cenário 3 pode tornar-se mais rentável do que o cenário 2, pela “simples” variação do parâmetro “preço pago pelo biometano injetado na rede”, sem a necessidade de se variar os outros dois parâmetros da análise de sensibilidade. De qualquer forma, os cenários 4 e 1, nessa ordem, mostraram-se mais rentáveis do que o cenário 2 e 3, respectivamente.

Mesmo após este trabalho apresentar os cenários mais rentáveis em ordem decrescente, fica a cabo de cada investidor decidir qual desses cenários se adequa melhor ao seu perfil de risco, necessidade técnica e disponibilidade econômica.

## 6 CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO

Demonstrar para os empresários e investidores que purificar o biogás e substituir o uso de combustíveis tradicionais pelo biometano veicular é muito mais

rentável do que queimar biogás para se gerar eletricidade, além de ser mais ambientalmente correto. E, que dependendo das condições de mercado, a injeção do biometano na rede também pode ser mais rentável.

## **7 PUBLICAÇÕES**

Artigos submetidos para a Revista Tecnia do IFG:

- a) Análise de viabilidade econômica do aproveitamento energético do biogás e do biometano provenientes de dejetos de suínos
- b) Análise de sensibilidade do aproveitamento energético do biogás e do biometano provenientes de dejetos de suínos

## **8 SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS**

- a) Realizar uma análise de risco dos quatro cenários propostos por este trabalho.
- b) Desenvolver um estudo de viabilidade técnica e econômica para a instalação de uma rede de distribuição de gás natural na cidade de Goiânia, que pode ser abastecida tanto pelo gasoduto da Petrobrás em Senador Canedo quanto pelo biometano que pode ser produzido pelo aterro sanitário de Goiânia.
- c) Realizar um estudo de viabilidade econômica para a implementação em Goiânia de postos de combustíveis de gás natural veicular (GNV) e biometano veicular, abastecidos pela Petrobrás e por biometano originado de aterro sanitário.

## REFERÊNCIAS

Abiogás (**Associação Brasileira de Biogás e Biometano**). Menu Biogás e Biometano. Disponível em: < <https://www.abiogas.org.br/biogas-e-biometano>>. Acesso em 28 de outubro de 2016.

AVACI, A. B., SOUZA, S. N. M. de, CHAVES, L. I., NOGUEIRA, C. E. C., NIEDZIALKOSKI, R. K., SECCO, D. **Avaliação econômico-financeira da microgeração de energia elétrica proveniente de biogás da suinocultura**. Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental, v.17, n.4, p.456–462, 2013.

AGS (**Associação Goiana de Suinocultores**). Disponível em: < <http://ags.com.br/>>. Acesso em 14 de dezembro de 2017.

BALMANT, W. **Concepção, Construção e Operação de um Biodigestor e Modelagem Matemática da Biodigestão Anaeróbica**. UFPR. Curitiba – PR, 2009.

BARREIRA, P. **Biodigestores: Energia, Fertilidade e Saneamento para a Zona Rural**. Ícone Editora Ltda., 3ª Ed., São Paulo – SP, 2011.

BEN – Balanço Energético Nacional – **Síntese do Relatório Final 2016**, da EPE. Disponível em: < [https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final\\_2016\\_Web.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2016_Web.pdf)>. Acesso em 28 de novembro de 2016.

BEN – Balanço Energético Nacional – **Relatório Final BEN 2016**, da EPE. Disponível em: < [https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2016.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf)>. Acesso em 28 de novembro de 2016.

BEN – Balanço Energético Nacional – **Síntese do Relatório Final 2017**, da EPE. Disponível em: < [https://ben.epe.gov.br/downloads/S%c3%adntese%20do%20Relat%c3%b3rio%20Final\\_2017\\_Web.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/S%c3%adntese%20do%20Relat%c3%b3rio%20Final_2017_Web.pdf)>. Acesso em 20 de dezembro de 2017.

BEN – Balanço Energético Nacional – **Relatório Final BEN 2017**, da EPE. Disponível em: < [https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2017.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf)>. Acesso em 20 de dezembro de 2017.

BERTOLO, L.A. **Programação Linear e Análise de Sensibilidade. Notas de Aula**. UNIUBE, 19/09/2009.

BLEY JÚNIOR, C. **Biogás: A Energia Invisível**. 2ª Edição, Revista e Ampliada. Centro Internacional de Energias Renováveis – Biogás (CIBiogás-ER), 2015.

BORSCHIVER, S.; SILVA, A. L. R. DA. **Mapeamento Tecnológico para Purificação de Biogás e seu Aproveitamento: Panorama Mundial e Iniciativas Nacionais**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA QUÍMICA – COBEQ, 20. 2014 [= Blucher Chemical Engineering Proceedings, v.1, n.2]. São Paulo. Anais: Blucher, 2015. p. 8757-8765.

BRAZIL CATERPILLAR ENERGY SOLUTIONS. **Eficiência Elétrica em Grupos Motogeradores a Gás Natural e Biogás**. Disponível em: <<https://www.abiogas.org.br/biogas-e-biometano>>. Acesso em 11 de maio de 2017.

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITKE, B. H.. **Análise de Investimentos**: matemática financeira; engenharia econômica; tomada de decisão; estratégia empresarial. 9. Ed. São Paulo: Atlas, 2000. 458 p.

CATAPAN, A.; SOUZA, A.; CATAPAN, D. C.; HARZER, J. H. **Utilização de Biodigestores para Geração de Energia Elétrica a partir de Dejetos de Suínos e Equinos: uma Análise da Viabilidade Financeira com o Uso da Simulação de Monte Carlo**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE CUSTOS – CBC, 20., 2013 Uberlândia Anais Disponível em: <<https://anaiscbc.emnuvens.com.br/anais/article/view/196/196>>. Acesso em: 22 fev. 2017.

CENBIO - Centro Nacional de Referência em Biomassa. **Aproveitamento da Biomassa para a Geração de Energia Elétrica**. In. SEMINÁRIO SOBRE A UTILIZAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS PARA ELETRIFICAÇÃO RURAL DO NORTE E NORDESTE DO BRASIL, 1., 2004, Brasília, 09-12-2004.

CERPCH e MME. **Cartilha: Série Energias Renováveis, Biomassa**. Itajubá - MG, 2007.

CERVI, R. G. **Avaliação Econômica do Aproveitamento do Biogás e Biofertilizante Produzido por Biodigestão Anaeróbia: Estudo de Caso em Unidade Biointegrada**. UNESP. Botucatu - SP, 2009.

CIBiogás (**Centro Internacional de Energias Renováveis–Biogás**). Menu O BIOGÁS. Submenu O Que É O Biogás? Disponível em: <<https://www.cibiogas.org/biogas>>. Acesso em 28 de outubro de 2016.

CIRINO, J. F.; FARIA, L. V. P. **Biodigestor para Geração de Energia Elétrica a partir da Suinocultura: Análise de Viabilidade para um Sítio em Coimbra - MG**. Revista de Ciências Humanas, Viçosa, v. 13, n. 2, p. 421 - 440, jul./dez. 2013.

CIVARDI, J. F. D. **O Uso de Biodigestores na Suinocultura Como Alternativa de Sustentabilidade Econômica: Uma Análise Para a Região da Grande Dourados/MS**. Dourados - MS, 2014.

CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. E. S.; GÓMEZ, E. O. **BIOMASSA para energia**. Editora Unicamp, Campinas, SP, 2008.

ER-BR - Energias Renováveis Ltda. Londrina – PR, 2017.

FNR - FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE e.V. **Guia Prático do Biogás: Geração e Utilização**. 5ª edição. Gülzow, Alemanha, 2010.

FEIDEN et al. **Dessulfurização Biológica de Biogás Nas Condições Ambientais Do Brasil**. Brazilian Journal of Biosystems Engineering v. 8(1): 08-12, 2014.

FELIPETTO, A. V. M. **Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) Aplicado a Resíduos Sólidos, Caderno 2: Conceito, Planejamento e Oportunidades**. MMA, MC e IBAM, 2007.

FERREIRA, R.G. **Engenharia Econômica e Avaliação de Projetos de Investimento**. Critérios de Avaliação. Financiamentos e Benefícios Fiscais. Análise de Sensibilidade e Risco. Editora Atlas S.A., 1ª edição, São Paulo – SP, 2009.

GARCES JÚNIOR, W. B. **Estudo de Caso: Análise de Viabilidade Econômica do Uso do Biogás como Energia Renovável em Granjas de Suínos**. IFG. Goiânia - GO, 2010.

GASPAR, R. M. B. L. **Utilização de Biodigestores em Pequenas e Médias Propriedades Rurais com Ênfase na Agregação de Valor: Um Estudo de Caso na Região de Toledo-PR**. Florianópolis - PR. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção. Universidade Federal de Santa Catarina. 2003.

IPCC. **IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. National Greenhouse Gas Inventories Programme. Kanagawa, Japan: United Nation Environmental Programme, 2006.

KARLSSON et al. **Manual Básico de Biogás**. Editora Univates, 1ª Edição, Lajeado - RS, 2014.

LIRA, J. C. U. **Análise Econômica e Balanço Energético do Biogás em Granjas de Suínos**. Universidade Federal de Goiás (UFG), Escola de Engenharia Elétrica, Goiânia - GO, 2009.

MARTINS, F. M.; OLIVEIRA, P. A. V. DE. **Análise Econômica da Geração de Energia Elétrica a Partir do Biogás na Suinocultura**. Jaboticabal - SP, 2011.

MCTIC. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC). O MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO – MDL. Guia de Orientação, 2009.

MONTEIRO, S. D. S. C.; **Produção de Biometano: Análise de Mercado e Estudo da Separação por PSA**. Departamento de Engenharia Química. Faculdade de Engenharia. Universidade do Porto. FEUP. Portugal, Julho, 2011.

NETO, D. P. **Processo de Otimização Aplicada à Análise de Risco de Investimento em Geração de Energia Elétrica com Fontes Renováveis**. EMC. UFG. Goiânia - GO, 21 de setembro de 2017.

ODA et al. **Análise de Riscos de Projetos Agropecuários: um exemplo de como fundamentar a escolha entre projetos alternativos e excludentes**. In: IV Congresso Internacional de Economia e Gestão de Redes Agroalimentares. Ribeirão Preto: EDUSP. p.1-20, 2001.

OLIVEIRA, R. D. **Geração de Energia Elétrica a partir do Biogás Produzido pela Fermentação Anaeróbia de Dejetos em Abatedouro e as Possibilidades no Mercado de Crédito de Carbono**. UFSCAR, São Carlos – SP. 2009.

ONU DI - Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial. **Programa de Capacitação em Energias Renováveis, Módulo O BIOGÁS**. BURNS, 2009.

PAMPLONA, E. O.; MONTEVECHI, J. A. B. **Análise de Viabilidade Econômica de Empreendimentos**. UNIFEI. Itajubá - SP, 2013.

PATRI, L. **Geração de Energia Elétrica a Partir do Biogás Gerado por Biodigestores**. Universidade Federal do Paraná, Curitiba – PR, 2010.

PROBIOGÁS. ETE. **Viabilidade Técnico-Econômica de Produção de Energia Elétrica em ETE's a Partir do Biogás**. 1ª Edição, Ministério das Cidades e GIZ, Brasília - DF, 2017.

PROBIOGÁS. BIOGÁS. **Biometano como Combustível Veicular**. 1ª Edição, Ministério das Cidades e GIZ, Brasília - DF, 2016.

REDUTORES LILO. Avenida Dom Idílio José Soares, 36 - Jd. São Paulo - Limeira - SP - CEP.: 13.484-436. Disponível em: <[https://www.liloredutores.com.br/Motor\\_Eletrico\\_Weg\\_de\\_40cv\\_1770\\_RPM\\_220\\_380v\\_Trifasico\\_/prod-3607770/](https://www.liloredutores.com.br/Motor_Eletrico_Weg_de_40cv_1770_RPM_220_380v_Trifasico_/prod-3607770/)>. Acesso em 12 de setembro de 2017.

RORATTO, L. **Análise e Construção de um Biodigestor Para Pequenas Propriedades Rurais**. 2014.

SANTANA, L. E.; CINTRA, L. M. F.; PEDROSA, F.; PERES, S. **A Biodigestão Como Solução Para a Destinação dos Resíduos do Setor Pecuário**. Revista da Ciência da Administração. Recife-PE. v. 6, p. 1-26, 2012.

SANTOS, E. L. B. DOS; JUNIOR, G. DE N. **Produção de Biogás a Partir de Dejetos de Origem Animal**. Botucatu - SP, 2013.

SENDECO<sub>2</sub>: **Precios CO<sub>2</sub>**. Disponível em: < <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>>. Acesso em 27 de novembro de 2017.

SGC – Swedish Gas Technology Center Ltda. **Basic Data on Biogas**. Malmö, Sweden, 2012.

SILVA, C.A.B.V. e.; **Limpeza e Purificação de Biogás**. Universidade de Trás-Os-Montes e Alto Douro. Escola de Ciência e Tecnologia. Departamento de Engenharias. Portugal, Julho, 2009.

SILVA, C. E. AEQ- **Instituto Aequitas Consultoria Agrotecnológica**. Utilização de Biodigestor: Viabilidade Técnica e Econômica. X ENEL – Encontro Nordestino do Setor de Leite e Derivados. De 24 a 26 de Outubro de 2012. Disponível em: < <http://slideplayer.com.br/slide/49617/>> Acesso em 12/01/2018.

UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change).

\_\_\_\_\_. Methodology **ACM0010: Large-scale Consolidated Methodology for GHG emission reductions from manure management systems – Version 08.0**. 2013 onwards. Reduções de Emissões de Gases de Efeito Estufa Provenientes de Sistemas de Manejo de Estrume. Disponível em: <<https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/99QRTE6N5QJEBOV2XP374B25SSIXBB>>. Acesso em 06 de maio de 2017.

### Apêndice A: Cálculo da tarifa média ponderada ( $\$_{TMP}$ ) de eletricidade.

A tarifa média ponderada de energia elétrica  $\$_{TMP}$  da concessionária local, em R\$/kWh, é calculada com os dados do Quadro 7.1 e pela expressão (32), segundo Probiogás (2017).

$$\$_{TMP} = (7.980 h \cdot T_{fp} + 780 h \cdot T_p) / 8.760 h \quad (32)$$

Em que,  $T_{fp}$  é a tarifa fora de ponta em R\$/kWh;  $T_p$  é a tarifa de ponta em R\$/kWh; 7.980 h são as horas fora de ponta por ano; 780 h são as horas de ponta por ano; e 8.760 h é período de fornecimento anual de eletricidade em horas.

$$\$_{TMP} = R\$ 0,38291 / kWh$$

O Quadro A.1 apresenta os parâmetros de projeto adotados para o cálculo da tarifa média ponderada ( $\$_{TMP}$ ) de energia elétrica.

Quadro A.1 – Parâmetros de projeto adotados para o cálculo da tarifa média ponderada

PARÂMETROS	VALOR	FONTE
Período Fora de Ponta por Ano das 06:00 às 18:00h e 21:00 às 21:30 h (12h e 30min)	7.980 h	CELG – D (2017) Probiogás (2017)
Tarifa Fora de Ponta $T_{fp}$ de Energia Elétrica, Horo-sazonal Verde A4, para a faixa de tensão de 2,3 a 25 kV, ICMS (25%) e PIS (1,65%) e COFINS (7,60%)	R\$ 0,29513	CELG – D (2017)
Período de Ponta por Ano (das 18h00 às 21h00)	780 h	CELG – D (2017) Probiogás (2017)
Tarifa de Ponta $T_p$ de Energia Elétrica, Horo-sazonal Verde A4, para a faixa de tensão de 2,3 a 25 kV, ICMS (25%) e PIS (1,65%) e COFINS (7,60%)	R\$ 1,28093	CELG – D (2017)
Horário Reservado - das 21:30 às 06:00 h (08h 30min)	-	CELG – D (2017)
Período de Fornecimento Anual em horas	8.760 h	Probiogás (2017)

**Anexo A: Resolução nº 4.499, de 30 de junho de 2016.****BANCO CENTRAL DO BRASIL****RESOLUÇÃO Nº 4.499, DE 30 DE JUNHO DE 2016**

Fixa a meta para a inflação e seu intervalo de tolerância para o ano de 2018.

O Banco Central do Brasil, na forma do art. 9º da Lei nº 4.595, de 31 de dezembro de 1964, torna público que o Conselho Monetário Nacional, em sessão realizada em 30 de junho de 2016, tendo em vista o disposto no Decreto nº 3.088, de 21 de junho de 1999,

**R E S O L V E U :**

Art. 1º É fixada, para o ano de 2018, a meta para a inflação de 4,5% (quatro inteiros e cinco décimos por cento), com intervalo de tolerância de menos um e meio ponto percentual e de mais um e meio ponto percentual, de acordo com o § 2º do art. 1º do Decreto nº 3.088, de 21 de junho de 1999.

Art. 2º Fica determinada ao Banco Central do Brasil a efetivação das necessárias modificações em regulamentos e normas, visando à execução do contido nesta Resolução.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

Ilan Goldfajn  
Presidente do Banco Central do Brasil

Este texto não substitui o publicado no DOU de 1º/7/2016, Seção 1, p. 55, e no Sisbacen.