

MARCOS FELIPE MELLO ROCHA

COGERAÇÃO UTILIZANDO O BIOGÁS PROVENIENTE DO TRATAMENTO DE
ESGOTO POR LODOS ATIVADOS – UM ESTUDO DE CASO

São Paulo

2022

MARCOS FELIPE MELLO ROCHA

COGERAÇÃO UTILIZANDO O BIOGÁS PROVENIENTE DO TRATAMENTO DE
ESGOTO POR LODOS ATIVADOS – UM ESTUDO DE CASO

Monografia apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para a
obtenção do título de Especialista em
Energias Renováveis, Geração Distribuída e
Eficiência Energética

São Paulo

2022

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo-na-publicação

Rocha, Marcos Felipe Mello

Cogeração utilizando o biogás proveniente do tratamento de esgoto por lodos ativados – um estudo de caso / M. F. M. Rocha -- São Paulo, 2022.
93 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 2.BIOGÁS 3.TRATAMENTO DE ESGOTOS SANITÁRIOS 4.BIODIGESTORES ANAERÓBIOS I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

Dedico este trabalho a minha esposa
Suzane e aos meus pais, Sandra e
Marco.

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me capacitado e dado forças para alcançar mais esse objetivo.

À Suzane, por ser uma esposa excelente, compreensiva e estar sempre ao meu lado me incentivando e auxiliando durante toda essa caminhada.

Aos meus pais por desde cedo terem me incentivado a estudar, concedendo todo o suporte necessário para me proporcionar uma boa educação.

À Profa. Dra. Vanessa Garcilasso por toda disponibilidade, dedicação e contribuição durante a orientação do meu trabalho.

A todos os professores e colegas do Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo pelo compartilhamento de conhecimento durante o curso.

À empresa onde trabalho por acreditar e investir na capacitação educacional dos seus profissionais.

Aos colegas de trabalho que diariamente contribuem diretamente para o meu crescimento profissional.

A Luming Inteligência Energética e a ERBR Soluções em Energia e Biometano por compartilharem informações técnicas e econômicas relacionadas aos sistemas de cogeração com biogás.

RESUMO

Considerando o contexto atual de baixo aproveitamento energético do biogás proveniente de estações de tratamento de esgoto (ETEs) no Brasil, o presente trabalho avaliou e comparou a viabilidade econômica de um projeto de cogeração que utilize microturbinas ou motogeradores para gerar energia elétrica e aquecer os digestores de lodo em uma ETE selecionada para o estudo de caso. Tendo como referência a demanda térmica para o aquecimento dos digestores, dimensionou-se os sistemas de cogeração utilizando as tecnologias supracitadas. As informações técnicas necessárias e os custos de implantação, operação e manutenção de cada sistema foram levantados, principalmente, através de empresas fornecedoras desses sistemas. Em posse dessas informações, elaborou-se um estudo de viabilidade econômica (EVE), no qual ambos os sistemas demonstraram ser viáveis, embora o projeto com microturbinas tenha apresentado resultados mais atrativos financeiramente e um retorno mais rápido do investimento no cenário em que não se considera a remoção de sulfeto de hidrogênio (H_2S). Os orçamentos obtidos evidenciaram que as microturbinas demandam um maior investimento de aquisição do que os motogeradores, para uma mesma aplicação, o que pode ser relacionado a necessidade de importação desses equipamentos e a dependência do dólar. Por outro lado, a possível suportabilidade das microturbinas ao H_2S em concentrações menores que 5.000 ppm, defendida pelo fabricante, pode diminuir os custos com o tratamento do biogás e favorecer o equilíbrio dos cenários avaliados. Ademais, a menor vida útil dos motores de ciclo otto e seu elevado custo de manutenção, devido as diversas partes móveis e consumíveis, foram fatores determinantes para piorar o resultado do EVE do sistema com motogeradores.

Palavras-chave: Tratamento de esgoto. Biogás. Cogeração de energia. Aquecimento de digestores. Microturbina. Motogerador.

ABSTRACT

Considering the current context of low energy use of biogas from sewage treatment plants (ETEs) in Brazil, the present work evaluated and compared the economic viability of a cogeneration project that uses microturbines or motor generators to generate electricity and heat sludge digesters in an ETE selected for the case study. The cogeneration systems were dimensioned from the thermal demand to heat the digesters with the aforementioned technologies. The necessary technical information and costs of deployment, operation and maintenance of each system were collected, mainly, through companies that supply these systems. In possession of this information, an economic feasibility study (EVE) was prepared, in which both systems proved to be viable, although the microturbine project presented more financially attractive results and a faster return on investment in the scenario in which considers the removal of hydrogen sulfide (H_2S). The budgets obtained showed that microturbines demand a greater investment in acquisition than motor generators, for the same application, which can be related to the need to import these equipment and with the dependence on the dollar. On the other hand, the possible tolerability of microturbines to H_2S in concentrations lower than 5,000 ppm, defended by the manufacturer, can reduce the costs with the treatment of biogas and favor the balance of the evaluated scenarios. In addition, the shorter useful life of otto cycle engines and their high maintenance cost, due to the various moving parts and consumables, were determining factors to worsen the EVE result of the system with motor generators.

Keywords: Wastewater treatment. Biogas. Cogeneration. Digester heating. Microturbine. Motor generator.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Distribuição típica do uso de energia em uma ETE que utiliza o processo de lodos ativos convencional.....	24
Figura 2.1 - Fases do tratamento preliminar.....	29
Figura 2.2 - Funcionamento de um decantador primário circular	30
Figura 2.3 - Fluxograma típico do sistema de lodos ativados convencional.....	32
Figura 2.4 - Diferentes tipos de digestores de lodo	34
Figura 2.5 - Principais aproveitamentos do biogás em estações de tratamento de esgoto	38
Figura 2.6 - Caldeira a biogás	38
Figura 2.7 - Trocadores de calor utilizados para o aquecimento de lodo em digestão	40
Figura 2.8 - Representação da secagem direta	41
Figura 2.9 - Representação da secagem indireta.....	41
Figura 2.10 - Projeto piloto para o bombeamento de água utilizando motor a gás natural	42
Figura 2.11 - Motor de combustão interna para a cogeração na ETE de Back River, em Baltimore, Maryland	44
Figura 2.12 - Funcionamento de uma turbina a gás.....	45
Figura 2.13 – Gasômetro de armazenamento do biogás da ETE Ouro Verde.....	51
Figura 2.14 – Microturbinas do sistema de cogeração da ETE Arrudas – COPASA-MG.	51
Figura 2.15 – Trocadores de calor do sistema de cogeração da ETE Arrudas – COPASA-MG.	52
Figura 3.1 - Vista aérea da ETE selecionada.....	53
Figura 3.2 - Fluxograma do processo de tratamento da ETE.....	54

Figura 3.3 - Ilustração com as dimensões dos digestores da ETE do estudo de caso	58
Figura 3.4 - Microturbina Capstone modelo C200s	61
Figura 3.5 - Motogerador a biogás da ERBR modelo GSCA420.	64
Figura 3.6 - Sistema de condicionamento de biogás da ERBR	67
Figura 3.7 - Diagrama do sistema de cogeração de energia	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Composição típica do biogás	36
Tabela 2.2 - Poder calorífico inferior de alguns gases	37
Tabela 2.3 - Eficiência típicas para a geração de energia elétrica e calor por vários sistemas de cogeração	45
Tabela 3.1 - Informações sobre a ETE selecionada.....	55
Tabela 3.2 - Valores considerados e resultados do calor necessário para aquecer o lodo	57
Tabela 3.3 - Resultados dos cálculos das áreas superficiais de cada um dos digestores	59
Tabela 3.4 - Coeficientes de transferência de calor das diferentes superfícies dos digestores.....	59
Tabela 3.5 - Resultados para as perdas de calor no digestor	59
Tabela 3.6 - Demanda total de energia térmica	60
Tabela 3.7 - Informações técnicas da microturbina Capstone C200s	62
Tabela 3.8 - Principais resultados do dimensionamento do sistema de cogeração com microturbinas.....	63
Tabela 3.9 - Informações técnicas do motogerador ERBR GSCA420	64
Tabela 3.10 - Principais resultados do dimensionamento do sistema de cogeração com motogeradores	65
Tabela 3.11 - Custos de implantação do sistema de cogeração utilizando microturbinas e sem a remoção de H ₂ S.....	71
Tabela 3.12 - Custos de implantação do sistema de cogeração utilizando microturbinas e com a remoção de H ₂ S.....	72
Tabela 3.13 - Custos de implantação do sistema de cogeração utilizando motogeradores	72

Tabela 3.14 - Custos de operação e manutenção do sistema de cogeração com microturbinas	73
Tabela 3.15 - Custos de operação e manutenção do sistema de cogeração com motogeradores.....	74
Tabela 3.16 - Geração de energia elétrica prevista para o sistema de cogeração com microturbinas	75
Tabela 3.17 - Geração de energia elétrica prevista para o sistema de cogeração com motogeradores.....	76
Tabela 3.18 - Despesas evitadas com energia elétrica no cenário de cogeração com microturbinas	77
Tabela 3.19 - Despesas evitadas com energia elétrica no cenário de cogeração com motogeradores.....	78
Tabela 3.20 - Taxas consideradas no estudo	78
Tabela 3.21 - Resultados do estudo de viabilidade econômica do sistema de cogeração com microturbinas e sem remoção de H ₂ S.	79
Tabela 3.22 - Resultados do estudo de viabilidade econômica do sistema de cogeração com microturbinas e com remoção de H ₂ S.	80
Tabela 3.23 - Resultados do estudo de viabilidade econômica do sistema de cogeração com motogeradores	80
Tabela 4.1 - Comparação dos resultados obtidos nos três cenários através das ferramentas de avaliação da viabilidade econômica	83
Tabela 7.1 - Fluxo de caixa do EVE para o cenário 1-A, com microturbinas e sem remoção de H ₂ S.....	91
Tabela 7.2 - Fluxo de caixa do EVE para o cenário 1-B, com microturbinas e sem remoção de H ₂ S.....	92
Tabela 7.3 - Fluxo de caixa do EVE para o cenário 2, com motogeradores.	93

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ARSESP	Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
CAPEX	<i>Capital expenditures</i> (Despesas de Capital)
Cegás	Companhia de Gás do Ceará
COPASA	Companhia de Saneamento de Minas Gerais
EEE	Estação Elevatória de Esgoto
EPBR	Agência de notícias
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ETE	Estação de Tratamento de Esgoto
EVE	Estudo de Viabilidade Econômica
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
GNR	Gás Natural Renovável
MCI	Motor de Combustão Interna
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (Despesas Operacionais)
PCI	Poder Calorífico Inferior
RAFA	Reator Anaeróbio de Fluxo Ascendente
S/A	Sociedade Anônima
SABESP	Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo
SANEPAR	Companhia de Saneamento do Paraná
SNIS	Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UASB	<i>Upflow Anaerobic Sludge Blanket</i>
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Por cento
°C	Grau Celsius
A	Área onde ocorre a transferência de calor
a.a.	Ao ano
C _E	Calor específico do lodo
CH ₄	Metano
CO ₂	Dióxido de carbono
d	Dia
D	Disponibilidade do sistema
E _P	Energia produzida
F _C	Fator de carga da operação do sistema
h	Hora
H ₂	Hidrogênio
H ₂ S	Sulfeto de hidrogênio ou gás sulfídrico ou ácido sulfídrico
hab	Habitantes
kcal	Quilocaloria
kg	Quilograma
kJ	Quilojoule
km	Quilômetro
kVA	Quilovolt-ampere
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWt	Quilowatt-térmico
L	Litro

m^2	Metro quadrado
m^3	Metro cúbico
M_L	Massa de lodo afluyente ao digestor
mm	Milímetro
N_2	Nitrogênio
NH_3	Amônia
N_{HR}	Número de horas de operação do sistema
Nm^3	Normal metro cúbico
NO_x	Óxidos de nitrogênio
O_2	Oxigênio
p.	Página
ppm	Partes por milhão
P_U	Potência elétrica instalada do sistema
Q_L	Calor necessário para aquecer o lodo
Q_p	Calor perdido
Q_T	Energia térmica total a ser fornecida ao lodo
R\$	Reais
s	Segundo
SiO_2	Dióxido de silício
t	Tonelada
T_D	Temperatura desejada no interior do digestor
T_L	Temperatura do lodo afluyente ao digestor
U	Coeficiente global de transferência de calor
un.	Unidade
W	Watt
ΔT	Diferença de temperatura entre os dois lados da superfície de troca

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	OBJETIVO	25
1.2	JUSTIFICATIVA	25
2	REVISÃO DA LITERATURA	27
2.1	TRATAMENTO DE ESGOTO SANITÁRIO	27
2.1.1	TRATAMENTO AERÓBIO POR LODOS ATIVADOS	31
2.2	BIOGÁS.....	35
2.2.1	APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO BIOGÁS PRODUZIDO EM ESTAÇÕES DE TRATAMENTO DE ESGOTO	37
2.2.2	EMISSIONES DO BIOGÁS	47
2.2.3	PRÉ-TRATAMENTO DO BIOGÁS.....	48
2.2.4	EXEMPLOS NACIONAIS DO APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO BIOGÁS EM ETES	50
3	ESTUDO DE CASO – COGERAÇÃO UTILIZANDO O BIOGÁS.....	53
3.1	ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ESGOTO SELECIONADA	53
3.2	CÁLCULO DA DEMANDA DE ENERGIA TÉRMICA PARA O AQUECIMENTO DOS DIGESTORES	55
3.3	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE COGERAÇÃO	60
3.3.1	EQUIPAMENTO DE GERAÇÃO	61
3.3.2	SISTEMA DE CONDICIONAMENTO DO BIOGÁS.....	65
3.3.3	EQUIPAMENTOS DE TROCA TÉRMICA	67
3.3.4	SISTEMA DE MONITORAMENTO, CONTROLE, AUTOMAÇÃO E PAINÉIS ELÉTRICOS	68
3.3.5	DIAGRAMA COMPLETO DO SISTEMA.....	69

3.4	LEVANTAMENTO DOS CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	71
3.4.1	CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO	71
3.4.2	CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	73
3.5	BENEFÍCIOS OPERACIONAIS	74
3.5.1	PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	75
3.5.2	AQUECIMENTO DOS DIGESTORES	76
3.6	ANÁLISE ECONÔMICA	77
3.6.1	DESPESAS EVITADAS NA COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA	77
3.6.2	VIABILIDADE ECONÔMICA DO PROJETO	78
4	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	81
5	CONCLUSÕES	85
6	REFERÊNCIAS	87
7	APÊNDICES	91
	APÊNDICE A – FLUXOS DE CAIXA	91

1 INTRODUÇÃO

O saneamento básico em muitas regiões do Brasil ainda está muito aquém do necessário para se garantir qualidade de vida e saúde à população, bem como proteger o meio ambiente. Enquanto algumas cidades mais desenvolvidas possuem grande cobertura de coleta e tratamento de esgoto, outras não disponibilizam sequer o fornecimento de água tratada para boa parte da população. Dados do Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento referentes ao ano de 2020 indicam que apenas 55% dos esgotos gerados no Brasil são coletados, sendo que desse percentual, apenas 79,8% são tratados (SNIS, 2021).

Neste contexto de déficit, o novo Marco Legal do Saneamento Básico, publicado no dia 16 de julho de 2020, estabelece novas diretrizes ao setor objetivando a universalização dos serviços de saneamento no país. Além disso, demanda das empresas de saneamento uma maior eficiência, a fim de conseguirem atender as metas estabelecidas para os índices de fornecimento de água e de coleta e tratamento de esgotos.

Estas metas, associadas às legislações ambientais que estão cada vez mais restritivas, também têm exigido que as Estação de Tratamento de Esgoto (ETEs) sejam cada vez mais eficientes na remoção da carga orgânica e na destinação dos subprodutos do tratamento, como o biogás e o lodo. É importante destacar que o aumento da eficiência de remoção no tratamento normalmente está diretamente relacionado ao aumento do consumo energético, sendo que a conta de energia elétrica representa uma das principais despesas do orçamento das empresas de saneamento (SNIS, 2021).

De acordo com Metcalf e Eddy (2016), as despesas relacionadas ao consumo de energia em estações de tratamento de efluentes podem representar entre 15 e 40% do custo total de operação e manutenção da planta. Portanto, as ETEs são unidades eletrointensivas, sendo que seu consumo se divide entre as diversas etapas do tratamento. Através da Figura 1.1, que apresenta a distribuição típica do consumo de energia em uma ETE de lodos ativados convencional, pode-se observar que o maior consumo dessa plantas normalmente se concentra nos sistemas de aeração.

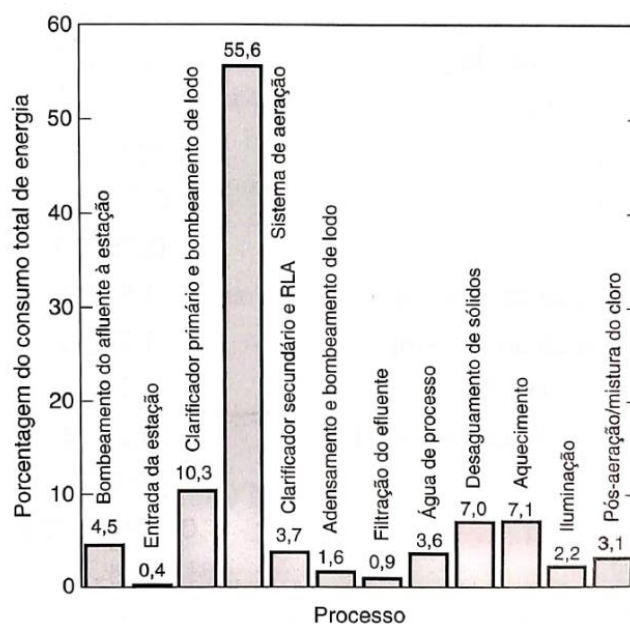


Figura 1.1 - Distribuição típica do uso de energia em uma ETE que utiliza o processo de lodos ativos convencional.

Fonte: adaptado de Metcalf e Eddy (2016).

Para se ter uma ideia da representatividade do setor de saneamento no consumo de energia elétrica nacional, dados do SNIS (2020) indicam que as prestadoras dos serviços de água e esgoto consumiram 13,9 TWh em 2020, frente ao consumo total de 476,6 TWh do país informado pela EPE (2020), o que representa 2,9% de toda a energia elétrica consumida no Brasil.

Mesmo em um contexto de grande demanda energética e tendo o biogás um poder calorífico, pós-tratamento, considerado bom, se comparado a alguns combustíveis convencionais, são poucas as companhias de saneamento que recuperam a energia desse subproduto e a utilizam de forma útil. No geral, o que se observa é sua simples combustão em queimadores, a fim de diminuir a emissão de gases de efeito estufa decorrentes de sua liberação direta na atmosfera.

Neste sentido, o presente trabalho buscou avaliar a viabilidade econômica da implantação de um sistema de cogeração com biogás em uma estação de tratamento de esgoto de grande porte, apresentando uma comparação entre as duas principais tecnologias de geração disponíveis no mercado internacional: as microturbinas e o motor de combustão.

1.1 OBJETIVO

Avaliar e comparar a viabilidade econômica de um projeto de cogeração de energia que utilize microturbinas ou motores de combustão interna para gerar energia elétrica e aquecer os digestores anaeróbios de tratamento de lodo de uma estação de tratamento de esgotos por lodo ativado, tendo o próprio biogás como combustível.

1.2 JUSTIFICATIVA

Este tema foi escolhido considerando a necessidade de um melhor aproveitamento do biogás em estações de tratamento de esgoto, visto que se trata de um combustível renovável e obtido como subproduto do tratamento de esgoto.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Este capítulo apresenta uma revisão da literatura sobre o tratamento de esgoto sanitário, o processo de lodos ativados, o processamento e tratamento de lodo, bem como sobre o biogás e seus diferentes meios de aproveitamento energético. Estes conceitos são importantes para o entendimento do trabalho.

2.1 TRATAMENTO DE ESGOTO SANITÁRIO

De acordo com Metcalf e Eddy (2016), esgoto, basicamente, é a água utilizada no abastecimento de uma comunidade, que após o seu uso em diversas aplicações, adquire componentes que a tornam imprópria para a maioria dos usos, se não tratada.

Os mesmos autores acrescentam que o esgoto bruto acumulado se torna séptico e a decomposição de sua matéria orgânica produz gases com maus odores. Ademais, contêm diversos organismos que podem provocar doenças no ser humano, além de nutrientes que estimulam o crescimento de plantas aquáticas, interferindo diretamente na condição natural do corpo receptor.

Para tratar o esgoto, utiliza-se um sistema de esgotamento sanitário, composto, principalmente, pelas seguintes partes: redes coletoras, interceptores, emissários, sifões, estações elevatórias de esgoto (EEEs), estações de tratamento de esgoto (ETEs) e o rio que recebe o efluente tratado, denominado corpo receptor.

A ETE, cenário do estudo de caso deste trabalho, é definida por Nuvolari *et al.*, (2011) como uma unidade onde são realizadas diversas operações e processos unitários a fim de reduzir a carga poluidora do efluente e condicionar os resíduos retidos no tratamento.

Nuvolari *et al.*, (2011) complementa que as finalidades principais do sistema de esgotamento sanitário estão relacionadas aos aspectos higiênico, social e econômico. Higiênico, pois realiza o tratamento do efluente a ser lançado nos corpos receptores naturais, o que previne inúmeras doenças de veiculação hídrica. Do ponto de vista social, promove uma melhor qualidade de vida à população, através da recuperação dos corpos hídricos e suas margens, evitando efeitos sensoriais desagradáveis e conectando a população e a natureza com as águas naturais. Sob o aspecto

econômico, o objetivo do tratamento permeia o aumento da produtividade industrial e pecuária devido à melhoria ambiental.

Portanto, o afastamento, a coleta e o tratamento do esgoto são essenciais para proteger a saúde da população, garantir a preservação do meio ambiente e o desenvolvimento econômico.

Sperling (1996) e Metcalf e Eddy (2016) definem as seguintes classificações de nível de tratamento de efluentes: preliminar, primário, secundário e terciário, conforme descrito a seguir. Após o devido tratamento e estar adequado aos padrões estabelecidos pela legislação ambiental, o esgoto tratado, também denominado de efluente final, é devolvido aos corpos receptores, como rios, lagos e reservatórios.

Tratamento preliminar

De acordo com Sperling (1996), o tratamento preliminar destina-se, principalmente, à remoção de sólidos grosseiros (materiais de maiores dimensões) e areia através de mecanismos de ordem física, como peneiramento e sedimentação. A remoção dos sólidos grosseiros normalmente é feita com grades de diferentes espaçamentos (grossas, médias e finas), nas quais os materiais de maiores dimensões são retidos e coletados. No entanto, também podem ser utilizadas peneiras rotativas ou trituradores. Já a areia é retirada nos desarenadores (também chamados de caixa de areia), unidades em que os grãos de areia se depositam no fundo (por serem maiores e mais densos), enquanto a matéria orgânica, por ser de sedimentação mais lenta, permanece em suspensão e segue para o restante do tratamento. Além das unidades voltadas à remoção de sólidos grosseiros e areia, a etapa preliminar também inclui uma unidade destinada à medição de vazão, conforme pode-se observar na Figura 2.1.

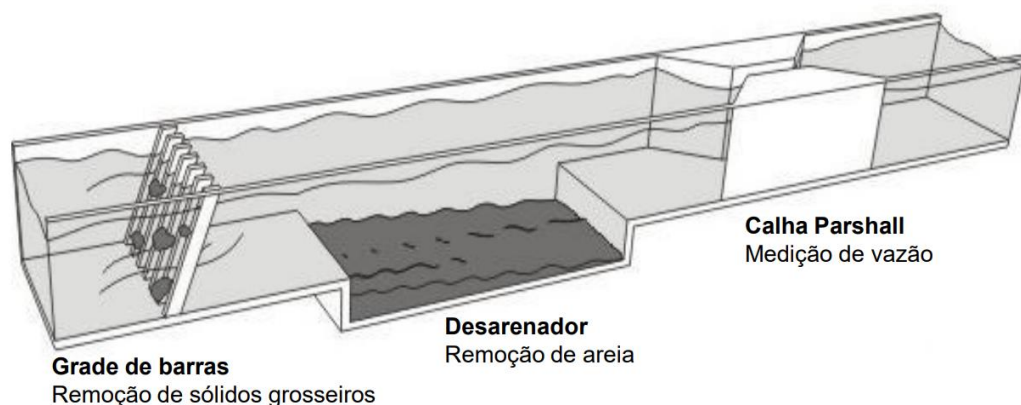


Figura 2.1 - Fases do tratamento preliminar

Fonte: Jordão e Volschan Jr. (2009)

Tratamento Primário

De acordo com Sperling (1996), após o tratamento preliminar, os esgotos possuem ainda sólidos em suspensão não grosseiros que podem ser parcialmente removidos em unidades de sedimentação. Dessa forma, o tratamento primário utiliza tanques de decantação objetivando remover sólidos sedimentáveis e parte da matéria orgânica que constitui os sólidos em suspensão. Nesses tanques, os esgotos fluem lentamente, permitindo que os sólidos de maior densidade se depositem no fundo do tanque, formando o denominado lodo primário bruto. O termo “lodo” é utilizado para nomear os subprodutos sólidos do tratamento de esgoto. Esse lodo é retirado por intermédio de tubulações e em algumas configurações contam com o auxílio de bombas e raspadores. Já os materiais que flutuam, como graxas e óleos, são removidos na superfície do tanque e destinados para um tratamento posterior. Conforme Metcalf e Eddy (2016), os tanques de sedimentação primária podem remover de 50 a 70% de sólidos suspensos e de 25 a 40% da carga orgânica. A Figura 2.2 demonstra o funcionamento de um decantador primário circular com alimentação central. No entanto, existem diferentes configurações de unidades de decantação primária.

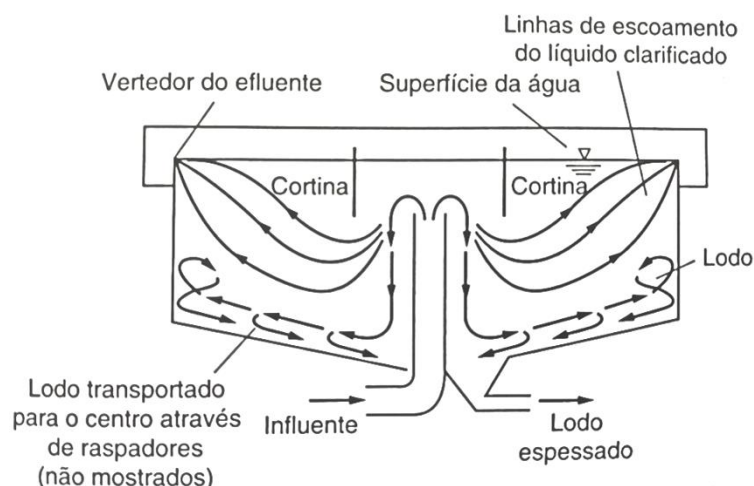


Figura 2.2 - Funcionamento de um decantador primário circular

Fonte: Metcalf e Eddy (2016)

Tratamento secundário

Conforme relatado por Sperling (1996), diferentemente dos níveis anteriores, o tratamento secundário utiliza uma etapa biológica com o objetivo de remover a matéria orgânica dissolvida (a qual não pode ser retirada por processos físicos) e a matéria orgânica em suspensão que resistiu ao tratamento primário por ser composta de sólidos de decantabilidade mais lenta. A remoção dessa matéria orgânica acontece através de reações bioquímicas protagonizadas pelos microrganismos presentes no esgoto, como bactérias, protozoários, fungos etc. Esses microrganismos se alimentam da matéria orgânica, convertendo-a em gás carbônico, água e material celular. Dentre os diversos métodos de tratamento a nível secundário, os mais comuns são:

- Lagoas de estabilização e variantes;
- Lodos ativados e variantes;
- Filtro biológico e variantes;
- Tratamento anaeróbio;

Entretanto, o foco deste trabalho é o tratamento de esgoto por lodos ativados, conforme descrito nos itens a seguir.

Tratamento terciário

O tratamento terciário, ainda não muito usual no Brasil, objetiva remover poluentes específicos que normalmente são tóxicos ou não biodegradáveis, bem como retirar a parcela adicional dos poluentes que não foram satisfatoriamente removidos no tratamento secundário.

2.1.1 Tratamento aeróbio por lodos ativados

Dentre os tratamentos de esgoto aeróbios a nível secundário, o processo por lodos ativados é um dos mais utilizados devido a sua eficiência (NUVOLARI *et al.*, 2011). De acordo com Jordão e Pessôa (2011), o lodo ativado é o floco produzido no esgoto bruto ou decantado devido ao crescimento de microorganismos, na presença de oxigênio dissolvido, e acumulado em concentração suficiente, graças ao retorno de outros flocos formados anteriormente.

Na prática, o processo de lodos ativados é biológico e ocorre através da mistura, agitação e aeração (em unidades denominadas tanques de aeração ou reatores) do esgoto afluente com o lodo ativado que, na sequência, deve sedimentar em unidades de decantação. Grande parte do lodo sedimentado é bombeado e recirculado para o tanque de aeração, caracterizando o princípio básico do sistema de lodos ativados: o reaproveitamento das bactérias ainda ativas e ávidas que sedimentaram na decantação. Uma menor parte, denominada de lodo em excesso, é retirada para manter o equilíbrio do sistema e enviada para tratamento específico e destinação final (JORDÃO e PESSÔA, 2011).

Normalmente o processo de lodos ativados é realizado após os tratamentos preliminar e primário, discutidos anteriormente. A Figura 2.3 apresenta o fluxograma típico de um sistema de lodos ativados convencional. O termo “Fase sólida” indicado na imagem, se refere ao processamento e tratamento do lodo, a ser discutido no item 2.1.1.1.

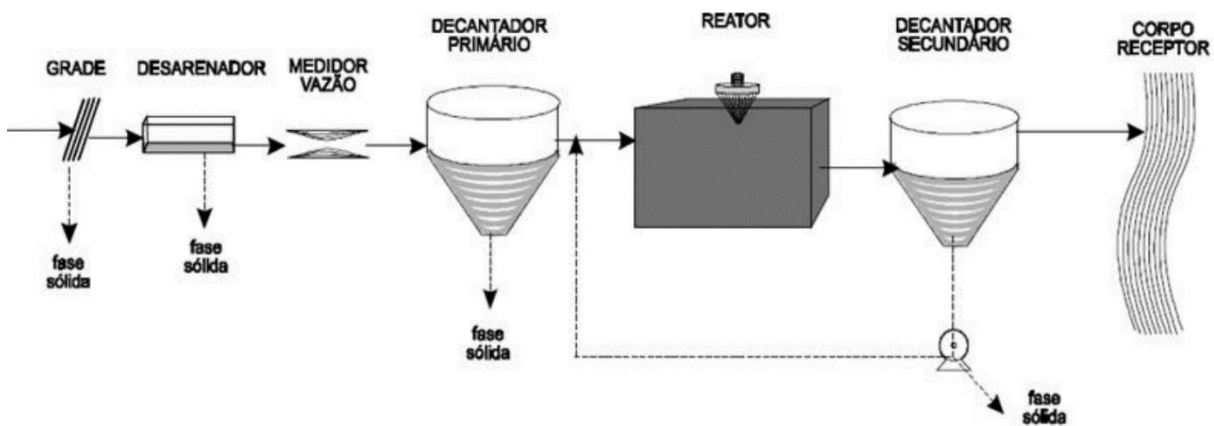


Figura 2.3 - Fluxograma típico do sistema de lodos ativados convencional

Fonte: Sperling (1996)

2.1.1.1 Processamento e tratamento de lodos

Até aqui este trabalho relatou duas fontes de lodo no tratamento de esgoto por lodos ativados: o lodo primário bruto, proveniente do tratamento primário; e o lodo excedente, descartado pelo decantador utilizado no tratamento secundário.

Segundo Metcalf e Eddy (2016), entre os componentes removidos pelo tratamento de esgoto, o lodo é o que apresenta maior volume, sendo que seu processamento e disposição final representam o problema mais complexo na área de tratamento de efluentes. Além da complexidade, Andreoli; Sperling e Fernandes (2014) destacam que o gerenciamento do lodo de esgoto, se mal executado, pode comprometer os benefícios ambientais e sanitários esperados. Os autores também afirmam que, apesar do lodo representar apenas 1% a 2% do volume do esgoto tratado, o seu gerenciamento normalmente tem um custo elevado, girando em torno de 20% a 60% do total gasto com a operação de uma ETE.

De acordo com Andreoli; Sperling e Fernandes (2014), as principais etapas do gerenciamento de lodo e seus objetivos, são:

- Adensamento: processo físico que promove a concentração de sólidos no lodo a fim de reduzir sua umidade e, consequentemente, seu volume;
- Estabilização: redução da matéria orgânica biodegradável do lodo visando atenuar maus odores no seu tratamento e manuseio. Essa etapa também

diminui a concentração de patógenos, que são organismos causadores de doenças (ANDREOLI; SPERLING; FERNANDES, 2014);

- Condicionamento: processo que melhora a eficiência do desaguamento através de produtos químicos;
- Desaguamento: utiliza de métodos naturais ou mecânicos para remover água do lodo e reduzir ainda mais seu volume;
- Higienização: operação que objetiva reduzir o nível de patógenos (organismos causadores de doenças) a um patamar aceitável para a aplicação do lodo como adubo na agricultura. A higienização não é necessária quando o lodo for destinado a incineração ou disposto em aterro;
- Disposição final: destinação final do lodo, por exemplo aterro sanitário, agricultura, incineração.

2.1.1.2 Digestão Anaeróbia

Dentre os métodos existentes para a estabilização do lodo, o processo de digestão anaeróbia em estações de tratamento continua sendo o mais utilizado, afirmam Metcalf e Eddy (2016).

Em uma ETE de lodos ativados convencional, a digestão anaeróbia é realizada por diversos grupos de microorganismos que estabilizam biologicamente o lodo em condições anaeróbias (ausência de oxigênio), convertendo a matéria orgânica complexa em metano (CH_4), dióxido de carbono (CO_2), água, gás sulfídrico (H_2S) e amônia (NH_3), recuperando assim a energia necessária para o próprio crescimento e formando o lodo digerido (SILVEIRA *et al.*, 2015). Esse processo é realizado em reatores biológicos fechados, conhecidos como digestores ou biodigestores, otendo como subprodutos o lodo estabilizado e o biogás. A Figura 2.4 apresenta diferentes tipos de digestores anaeróbios de lodo.

O digestor (a) da Figura 2.4 possui formato oval, sendo similar a um ovo colocado em pé. Esse tipo normalmente é revestido de aço, tem sido utilizado amplamente na Europa, principalmente na Alemanha, e está se tornando popular nos Estados Unidos. Os digestores (b), (d) e (e) são do tipo “projeto alemão convencional”, construídos em concreto reforçado, sendo constituídos por um vaso cilíndrico profundo, com fundo e

cobertura na forma de cone, com inclinação elevada. Já o digestor (c) é do tipo cilíndrico com cobertura fixa (METCALF e EDDY, 2016).



Figura 2.4 - Diferentes tipos de digestores de lodo

(a) forma oval na ETE Wassmansdorf – Alemanha; (b) ETE Neckarsulm – Alemanha; (c) ETE Ribeirão Preto, Serviços Ambientais de Ribeirão Preto S/A; (d) ETE Franca, SABESP; (e) ETE Suzano, SABESP

Fonte: adaptado de Silveira *et al.* (2015)

A digestão anaeróbia é um processo bioquímico que acontece em múltiplos estágios, no entanto, somente na última etapa, denominada metanogênese, forma-se um importante subproduto desse processo: o biogás (SILVEIRA *et al.*, 2015). Para que a digestão aconteça satisfatoriamente, devem ser mantidas as condições favoráveis para propiciar o crescimento e a reprodução da população de bactérias. Segundo Silveira *et al.* (2015), a temperatura é o fator físico que mais afeta a velocidade das reações bioquímicas no processo anaeróbio.

Portanto, a taxa de crescimento dos microorganismos é classificada nas seguintes faixas de temperatura:

- Psicrófila: menor que 20°C;
- Mesofílica: entre 20 e 40°C;

- Termofílica: maior que 40°C.

Sobre a relação entre a produção de biogás com a temperatura, Silveira *et al.* (2015) orienta que o processo mesofílico, quando mantido na temperatura aproximada de 35°C, garante condições ótimas para o desenvolvimento dos microorganismos. Já o termofílico, é mais eficiente quando operado entre 50 e 55°C, porém apresenta a desvantagem de ser mais sensível às variações de temperatura, demandando um controle mais refinado. Quando comparados, o processo termofílico pode produzir de 20 a 30% mais biogás, porém com menor concentração de metano e mais CO₂.

2.2 BIOGÁS

Dentre os principais métodos de tratamento de esgoto, o biogás pode ser obtido a partir do tratamento anaeróbio de esgoto sanitário, utilizando reator UASB (Upflow Anaerobic Sludge Blanket), também conhecido como RAFA (Reator Anaeróbio de Fluxo Ascendente); bem como do tratamento anaeróbio de lodo em digestores, que constitui o foco deste trabalho. Portanto, tanto o esgoto quanto o lodo são insumos para a produção de biogás (SILVEIRA *et al.*, 2015).

O biogás é composto basicamente por metano (CH₄), gás carbônico (CO₂) e pequenas quantidades de nitrogênio (N₂), oxigênio (O₂), hidrogênio (H₂), ácido sulfídrico (H₂S), vapor d'água e outros gases (METCALF; EDDY, 2016). Sua composição típica é apresentada na Tabela 2.1.

A produção de biogás normalmente é estimada em função da redução percentual de sólidos orgânicos voláteis no digestor. Metcalf e Eddy (2016) afirmam que a produção varia tipicamente de 0,75 a 1,12 m³/kg de sólidos voláteis destruídos. Jordão e Pessoa (2011) apresentam uma estimativa muito semelhante, entre 0,8 e 1,1 m³/kg de sólidos voláteis destruídos. No entanto, é importante destacar que a produção de gás pode variar significativamente de acordo com a quantidade de sólidos voláteis presentes no lodo afluente e com o nível de atividade biológica do digestor (METCALF; EDDY, 2016).

Tabela 2.1 - Composição típica do biogás

Gás	% (volume/volume)
Metano	62 – 70
Gás carbônico	30 – 38
Gás sulfídrico	50 – 3.000 ppm
Nitrogênio	0,05 – 1,0
Oxigênio	0,022
Hidrogênio	< 0,01
Vapor d'água	Saturação

Fonte: Andreoli; Sperling e Fernandes (2014)

Em digestores cilíndricos, o biogás é coletado nas proximidades internas da cobertura do digestor. O gás produzido pode ser armazenado em baixa pressão em tanques externos ou em tanques pressurizados através da utilização de compressores. Os tanques de armazenamento de biogás são denominados gasômetros (METCALF; EDDY, 2016).

A densidade do biogás e seu poder calorífico inferior (PCI) variam em sua composição de maneira inversamente proporcional. Quanto maior for a concentração de metano no biogás, menor será a sua densidade e maior o seu poder calorífico e vice-versa (ANDREOLI; SPERLING; FERNANDES, 2014). Na Tabela 2.2 observa-se que o biogás tem um PCI consideravelmente inferior, quando comparado ao de gases comerciais. Todavia, em muitos casos seu aproveitamento é vantajoso.

Antigamente, costumava-se lançar o biogás diretamente na atmosfera. Porém, com o conhecimento das consequências negativas dessa prática, como a destruição da camada de ozônio e o agravamento do efeito estufa, passou-se a, minimamente, recomendar a queima direta do biogás em equipamento denominados queimadores ou *flares* (JORDÃO; PESSÔA, 2011). Além de evitar a emissão de gases de efeito estufa, a utilização dos queimadores objetiva a redução dos odores provenientes do biogás (SILVEIRA et al., 2015). Todavia, existem hoje diferentes oportunidades de aproveitamento da energia contida nesse subproduto do tratamento de esgoto.

Tabela 2.2 - Poder calorífico inferior de alguns gases

Gás	Poder Calorífico Inferior (kJ/m³)
Propano comercial	45.800
Butano comercial	44.500
Gás natural	37.300
Metano	35.800
Biogás (*)	22.400

(*) Admitindo que o biogás possui 65% de metano em sua composição.

Fonte: adaptado de Jordão e Pessoa (2011).

2.2.1 Aproveitamento energético do biogás produzido em estações de tratamento de esgoto

A evolução tecnológica tem proporcionado diferentes oportunidades de aproveitamento da energia contida no biogás, que contemplam, por exemplo: o aquecimento de digestores utilizando o biogás como combustível em caldeiras; a geração de energia elétrica e térmica (separadas ou conjuntas); o uso como combustível veicular; o acionamento de máquinas rotativas; e a injeção nas redes de gás natural, após a devida purificação. Esses principais aproveitamentos, bem como os tipos de energia gerados, estão apresentados na Figura 2.5 e serão discutidos nos itens a seguir.

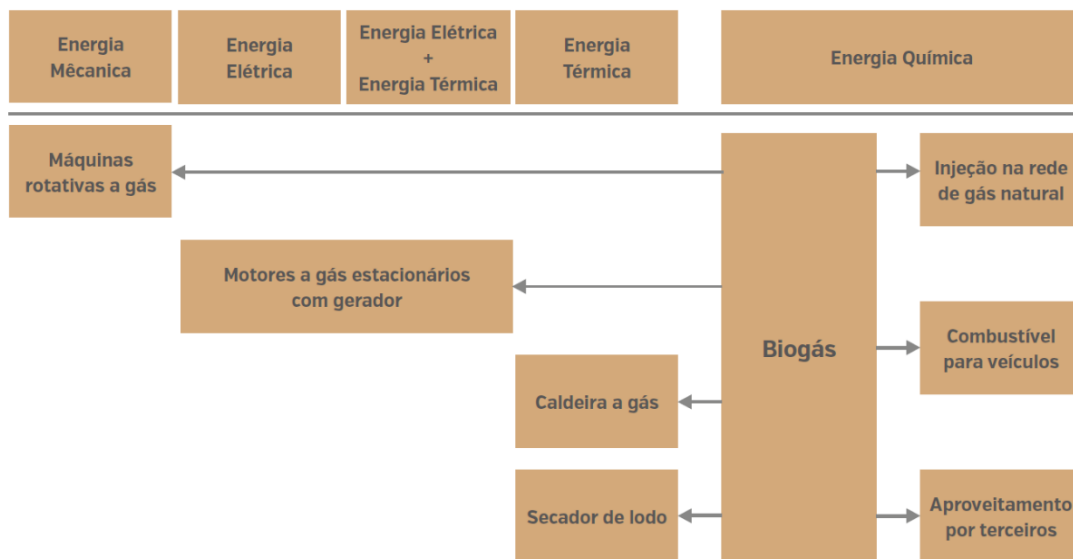


Figura 2.5 - Principais aproveitamentos do biogás em estações de tratamento de esgoto

Fonte: Silveira *et al.* (2015).

2.2.1.1 Aquecimento dos digestores utilizando caldeira a gás

O aquecimento dos digestores anaeróbios utilizados na estabilização do lodo é um dos possíveis aproveitamentos energéticos do biogás. Na prática, uma caldeira, como a apresentada na Figura 2.6, que utiliza o biogás como combustível, aquece a água responsável por aumentar a temperatura do lodo através de trocadores de calor, normalmente externos.



Figura 2.6 - Caldeira a biogás

Fonte: Silveira *et al.* (2015).

É importante ressaltar que o regime de escoamento nos trocadores de calor ocorre sempre em contracorrente para maximizar a troca térmica. Já a temperatura da água,

de acordo com Metcalf e Eddy (2016), é mantida normalmente abaixo de 68°C, para evitar a formação de placas de lodo.

Segundo Jordão e Pessôa (2011) e Metcalf e Eddy (2016), o sistema de aquecimento de digestores pode se dar:

- Através de trocadores externos de calor do tipo tubos concêntricos, nos quais o lodo é bombeado em uma tubulação interna, enquanto a água quente circula em sentido contrário na tubulação concêntrica maior diâmetro;
- Por intermédio de trocadores externos de calor do tipo placa-serpentina, nos quais duas tiras longas de metal são enroladas para formar um par de passagens concêntricas, conforme apresentado na Figura 2.7 (a) e (b).
- Mediante a utilização de trocadores externos de calor do tipo serpentina imersa em banho de água quente, nos quais a tubulação de lodo circula por um banho de água aquecida, conforme apresentado na Figura 2.7 (c) e (d).
- Com trocadores de calor instalados na região interna do digestor, embora não seja uma opção recomendada devido às dificuldades de operação e manutenção.

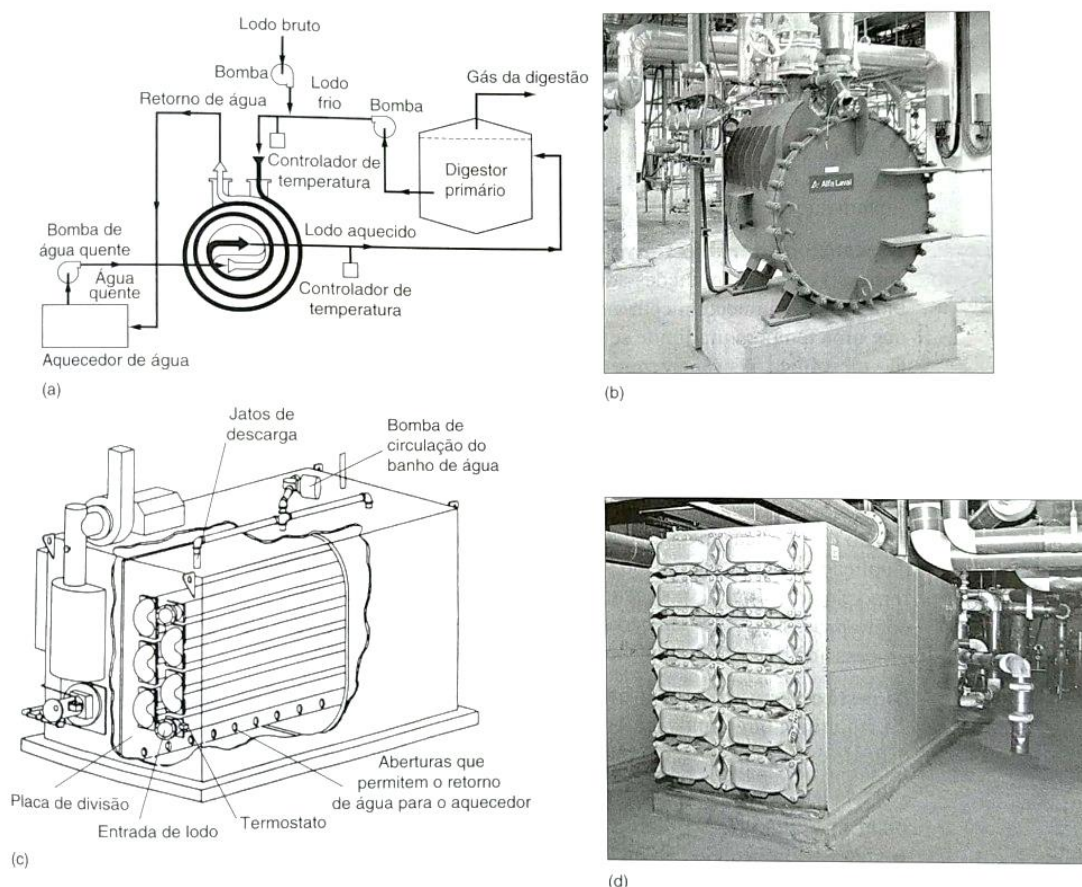


Figura 2.7 - Trocadores de calor utilizados para o aquecimento de lodo em digestão

(a) diagrama esquemático de um trocador tipo placa-serpentina (b) vista do trocador placa-serpentina, (c) diagrama esquemático de um trocador do tipo banho de água quente e (d) vista de um trocador do tipo banho de água quente.

Fonte: adaptado de Metcalf e Eddy (2016).

2.2.1.2 Secagem de lodo

A secagem térmica do lodo proveniente de ETEs é uma possibilidade muito interessante para o aproveitamento energético do biogás, tendo em vista a redução do volume e a higienização desse material que normalmente está relacionado a altos custos de transporte e disposição (SILVEIRA *et al.*, 2015). Esse processo consiste na aplicação de calor objetivando evaporar a água e reduzir a umidade do lodo a patamares menores do que os obtidos pelos métodos convencionais de desaguamento.

O mercado atual dispõe de vários equipamentos diferentes para a secagem térmica de lodo, os quais são classificados, principalmente, pela forma de transferência de

calor, como: direto, indireto, direto e indireto combinado ou infravermelho. No entanto, os secadores diretos e os indiretos são os mais utilizados na secagem de lodos em ETEs. Como fonte de energia para os secadores podem ser utilizados o biogás, carvão, óleo combustível, radiação infravermelha ou o próprio lodo seco (METCALF; EDDY, 2016).

Nos secadores diretos, o ar quente entra em contato diretamente com o lodo e a transferência de calor acontece por convecção, conforme representado na Figura 2.8.

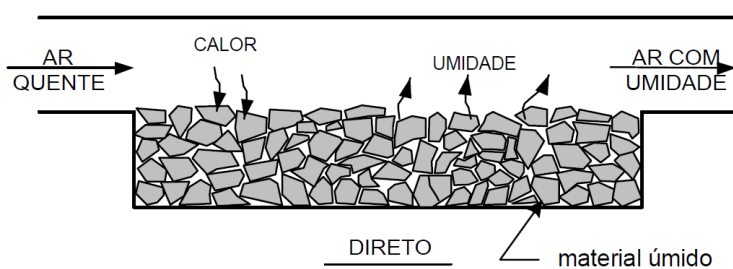


Figura 2.8 - Representação da secagem direta

Fonte: David (2002)

Já nos secadores indiretos, uma superfície aquecida por ar quente, vapor ou óleo térmico é colocada em contato com o lodo a fim de transferir calor por condução, conforme representado na Figura 2.9 (SILVEIRA et al., 2015).

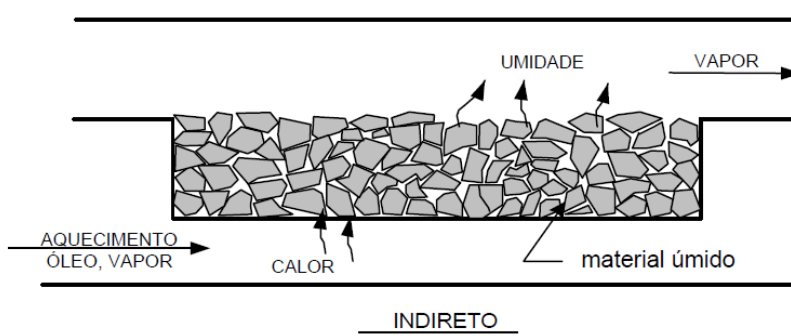


Figura 2.9 - Representação da secagem indireta

Fonte: David (2002)

2.2.1.3 Máquinas rotativas a gás

Consiste em utilizar o biogás diretamente como combustível em motores de combustão interna, os quais podem ser utilizados para acionar, por exemplo, bombas

ou sopradores. Tal aplicação permite evitar as perdas na geração de energia elétrica, que normalmente estão na faixa de 15%.

Outra vantagem desse modelo está na facilidade de variar a rotação das máquinas, permitindo trabalhar com mais eficiência. O acionamento direto ainda pode ser associado a um gerador conectado ao mesmo eixo ou a um compressor de uma bomba de calor, aperfeiçoando o aproveitamento energético (SILVEIRA et al., 2015).



Figura 2.10 - Projeto piloto para o bombeamento de água utilizando motor a gás natural

Fonte: Yoshimoto (2020)

A Figura 2.10 ilustra bem a aplicação deste tópico, pois apresenta um projeto piloto desenvolvido na SABESP para o bombeamento de água utilizando um motor a gás natural para acionar uma bomba centrífuga de água. A utilização do biogás é totalmente possível, sendo necessário apenas o seu devido tratamento e condicionamento para a remoção de impurezas.

2.2.1.4 Cogeração de eletricidade e calor

O gás de digestão também pode ser utilizado exclusivamente para a geração de energia elétrica ou térmica. No caso do aproveitamento exclusivamente térmico, como no aquecimento de digestores explicitado no item 2.2.1.1, a eficiência é considerada satisfatória e apresenta resultados em torno de 80 a 90%. Todavia, na produção única de eletricidade, o rendimento é extremamente baixo, variando entre 25 e 35%, a depender do tipo de máquina rotativa utilizada (JORDÃO;PESSÔA, 2011).

Neste contexto de baixa eficiência de geração de energia elétrica, a cogeração utilizando o biogás como fonte primária de energia se torna muito atrativa. A cogeração é definida como a produção simultânea ou sequencial de duas ou mais formas de energia, do tipo mecânica ou térmica, a partir de um único combustível (NETO *et al.*, 2019).

No contexto das estações de tratamento de esgoto, a cogeração normalmente consiste na produção de energia elétrica utilizando o biogás como combustível para um motor de combustão ou uma microturbina, associado ao aproveitamento do calor residual gerado nessas máquinas para satisfazer a necessidade de aquecimento dos digestores ou de um processo de secagem de lodo. Segundo Jordão e Pessôa (2011) a temperatura na exaustão dos gases nos motores de combustão interna é da ordem de 500°C, enquanto que nas microturbinas pode chegar a 300°C. Para a cogeração em ETEs, normalmente são utilizados motores a gás (ciclo Otto ou Diesel), turbinas ou microturbinas.

Jordão e Pessôa (2011, p.934) definem os motores de combustão interna como “máquinas que transformam a energia térmica de um combustível em energia mecânica através do acionamento de pistões confinados em cilindros”. Desses motores, os ciclos de operação do tipo Otto e Diesel são os mais comuns. Para gerar a energia elétrica, o eixo do motor é acoplado a um gerador. Embora a utilização desse tipo de tecnologia esteja completamente dominada, sua principal desvantagem está na elevada poluição atmosférica, devido as emissões de altas concentrações de CO₂ e NO_x. Um motor típico de combustão interna utilizado no processo de cogeração é mostrado na Figura 2.11.

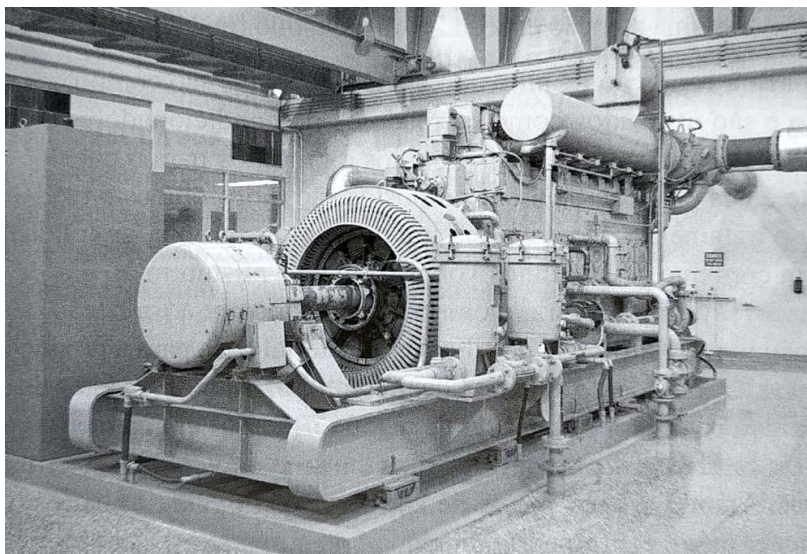


Figura 2.11 - Motor de combustão interna para a cogeração na ETE de Back River, em Baltimore, Maryland

Fonte: adaptado de Metcalf e Eddy (2016).

Os motores a gás de ciclo Diesel normalmente são aplicados comercialmente em plantas de menor porte (aproximadamente 340 kW) e apresentam uma eficiência total menor que a de motores a gás de ciclo Otto. Já os motores de ciclo Otto foram construídos especialmente para o uso com gás, demandando um maior investimento por não possuírem fabricação em alta escala, mas oferecendo em contrapartida uma maior vida útil, pouca exigência de manutenção e menores emissões de poluentes que o Diesel (SILVEIRA et al., 2015).

A cogeração também pode ser realizada através de turbinas ou microturbinas, máquinas rotativas que utilizam o escoamento de um fluido para gerar energia. Esses equipamentos normalmente são constituídos por compressor, câmara de combustão e turbina de expansão. Em seu processo, o ar comprimido pelo compressor sofre um aumento de temperatura. Em seguida, ele é misturado ao combustível na câmara de combustão onde uma vela realiza a ignição. Essa combustão provoca uma expansão repentina da mistura de ar e combustível, realizando trabalho mecânico, que em parte movimenta o próprio compressor e adicionalmente fornece trabalho a carga conectado ao eixo, que pode ser um gerador de energia elétrica, uma bomba ou outro compressor (JORDÃO; PESSÔA, 2011). Esse processo está representado na Figura 2.12.

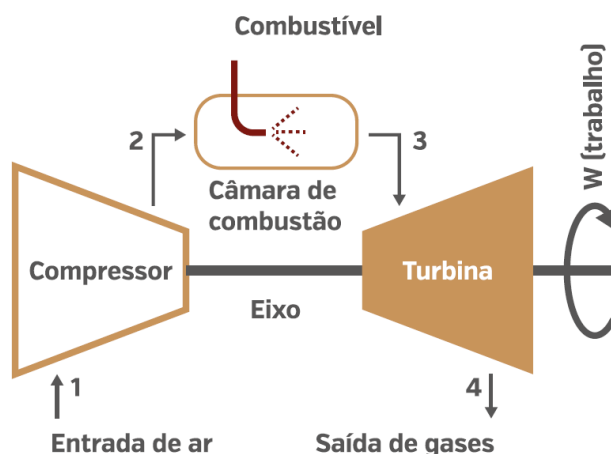


Figura 2.12 - Funcionamento de uma turbina a gás

Fonte: Silveira *et al.* (2015)

No caso do uso de turbinas, normalmente obtém-se um rendimento similar ao de motores de combustão. Já na utilização de microturbinas, o rendimento elétrico costuma ser menor. A Tabela 2.3 apresenta as eficiências típicas dos sistemas de cogeração citados.

Tabela 2.3 - Eficiência típicas para a geração de energia elétrica e calor por vários sistemas de cogeração

Sistema de cogeração	Eficiência da geração de energia elétrica (%)	Eficiência da recuperação de calor (%)
Motor de combustão interna	37 - 42	35 – 43
Turbina	26 - 34	40 – 52
Microturbina	26 - 30	30 - 37

Fonte: adaptado de Metcalf e Eddy (2016).

2.2.1.5 Uso veicular

A utilização do biogás como combustível veicular é mais um aproveitamento possível. No entanto, como os motores disponíveis no mercado foram fabricados para operar com gás natural, é recomendado que o biogás seja tratado a fim de atingir uma

qualidade equivalente. De acordo com Jordão e Pessoa (2011), o aproveitamento do biogás neste caso é realizado em três etapas consecutivas.

Inicialmente, ainda em baixa tensão, deve-se remover não apenas o sulfeto de hidrogênio (H_2S), que poderia causar corrosão nos equipamentos do sistema, mas também o CO_2 , a fim de aumentar o teor de metano (CH_4) e consequentemente o poder calorífico. Após esses processos, o gás adquire uma composição aproximada de 95% de metano (CH_4) e 5% de gás carbônico (CO_2), passando a ser denominado biometano.

Em seguida, o gás purificado é comprimido a aproximadamente 200 atmosferas em compressores de múltiplo estágio e armazenado em cilindros.

Na última etapa, tem-se o abastecimento dos veículos que é feito diretamente dos cilindros de armazenamento, através de mangueiras de engate rápido, para os cilindros dos veículos, que podem ser mantidos na pressão de alimentação, ou em um patamar ligeiramente inferior.

Considerando-se veículos equipados com dois cilindros de 50 litros, estima-se uma autonomia diária de 120 km por automóvel, com uma eficiência da ordem de 6 km/m^3 de biometano (JORDÃO; PESSÔA, 2011).

2.2.1.6 Injeção na rede de gás natural ou cessão a terceiros

Quando não é possível ou não se deseja aproveitar o biogás na própria estação, existe a possibilidade de fornecê-lo a terceiros, como indústrias e empresas localizadas nas imediações da estação de tratamento de esgoto, ou até mesmo injetar o biogás já convertido em biometano na rede de gás natural. Para a cessão a terceiros, os aspectos técnicos e econômicos devem ser avaliados para se definir o nível de tratamento necessário para a aplicação final (SILVEIRA *et al.*, 2015).

Até pouco tempo a injeção do biometano proveniente de estações de tratamento de esgoto na rede de gás natural não era permitida. No entanto, a resolução ANP nº 685/2017 abriu as portas para essa possibilidade ao estabelecer as diretrizes de controle de qualidade e especificação. Posteriormente, a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP) elaborou de forma inédita no Brasil a deliberação nº 744/2017 que estabelece as regras para que o biometano

fornecido pelos produtores possa ser inserido na rede pública de gás canalizado (ARSESP, 2022).

Embora seja possível encontrar exemplos da injeção de biometano produzido em aterro sanitário, como no caso da GNR Fortaleza que injeta na rede da Cegás noticiado em EPBR (2019), o presente trabalho não localizou exemplos desse tipo de aplicação utilizando o biometano procedente de ETES.

2.2.2 Emissões do biogás

Além de permitir a valorização energética do biogás através de sua utilização útil, é importante se ter em mente que os diversos meios de aproveitamento do biogás também contribuem para diminuir a emissão de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera. Isso acontece, pois o metano (CH_4), principal constituinte do biogás, tem um potencial de contribuir 28 vezes mais para o aquecimento global do que o dióxido de carbono (CO_2) (IPCC, 2013¹ apud SARAIVA *et al.*, 2016). Sendo assim, a simples queima do biogás, emitindo principalmente CO_2 , é mais vantajosa do que sua liberação direta na atmosfera.

Nesse contexto das emissões de gases de efeito estufa e dos diferentes meios de aproveitamento energético do biogás, é importante destacar que as microturbinas apresentam a vantagem de emitir menos NO_x do que os motores no aproveitamento desse combustível renovável em sistemas de geração de energia elétrica, térmica ou combinada. Um projeto piloto denominado ENERBIO realizado entre 2002 e 2005 na ETE Barueri, através de um convênio entre o CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa (atualmente denominado GBIO – Grupo de Pesquisa em Bioenergia), a SABESP e a FINEP, realizou a instalação e teste de uma unidade de demonstração de geração de energia elétrica a partir de biogás de tratamento de esgoto (COELHO *et al.*, 2018). Através dos testes, verificou-

¹ IPCC. Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp. 2013.

se que as microturbinas de pequeno porte emitiam até 9 ppm de NOX, enquanto motores a gás apresentaram emissões entre 250 ppm e 3.000 ppm (CENBIO, 2003).

2.2.3 Pré-tratamento do biogás

O biogás proveniente do tratamento de esgoto contém impurezas que, se não forem removidas, podem causar um impacto significativo na operação e no desempenho dos equipamentos que utilizam esse subproduto. A umidade, o sulfeto de hidrogênio (H_2S) e os siloxanos são alguns dos constituintes do gás de digestão que demandam maior atenção com relação a necessidade de pré-tratamento (METCALF; EDDY, 2016).

O biogás geralmente encontra-se saturado em vapor d'água. Por isso, faz-se necessária a instalação de dispositivos, como purgadores ou câmaras de acúmulo, que permitem a remoção da água condensada no interior das tubulações de transporte de gás e que devem ser drenados periodicamente. Alguns sistemas podem requerer uma remoção adicional de umidade, o que pode ser obtido através do resfriamento do gás ao ponto de orvalho. Esse tipo de tratamento normalmente está associado a sistemas que utilizam carvão ativado para a remoção de outros contaminantes. No entanto, a necessidade de resfriamento do biogás deve ser avaliada cuidadosamente, uma vez que está associada a elevados custos de operação (METCALF; EDDY, 2016).

O Sulfeto de Hidrogênio (H_2S), presente no biogás proveniente do esgoto, normalmente reage com a água condensada nas tubulações, dando origem a uma solução diluída de ácido sulfúrico, podendo causar corrosão nas tubulações e equipamentos que utilizam o gás de digestão. Uma quantidade significativa de H_2S é removida com a umidade condensada, o que pode ser suficiente para possibilitar a utilização do biogás em equipamentos específicos, como caldeiras e aquecedores, embora o H_2S residual possa aumentar a frequência de manutenção desses equipamentos. Existem muitos processos disponíveis comercialmente para a remoção do sulfeto de hidrogênio, como a oxidação em fase líquida, lavadores, sistemas biológicos de tratamento, sistemas químicos, carvão ativado, resinas absorvedoras. Além desses, destaca-se historicamente o uso de lascas de madeira envolvidas em esponjas de lã de aço, que reagem com esse componente formando o sulfeto de ferro, que é sólido (METCALF; EDDY, 2016).

Os siloxanos são compostos orgânicos voláteis que contém silício, utilizados em produtos de higiene pessoal, que a partir do uso humano passam a compor os efluentes. Esses compostos tendem a se aderir ao lodo durante o tratamento por serem hidrofóbicos, enquanto que, na fase de digestão, volatizam e se misturam ao biogás. Quando o biogás é queimado, seja em uma caldeira, motor ou turbina, ocorre a formação de dióxido de silício (SiO_2), um pó inerte que pode se depositar nos equipamentos de combustão e troca térmica, aumentando sua frequência de manutenção ou até mesmo levando a necessidade de troca (METCALF; EDDY, 2016).

Uma vez que não existem procedimentos padronizados para amostragem desses compostos e os níveis de aceitação variam conforme os equipamentos e seus respectivos fabricantes, a identificação deste composto e sua remoção deve ser um ponto de atenção nos projetos de aproveitamento do biogás. Os siloxanos podem ser removidos, principalmente, pela condensação da umidade ou por adsorção em carvão ativado (METCALF; EDDY, 2016). Segundo Silveira *et al.* (2015), “a remoção de siloxanos do biogás é uma exigência relativamente nova e poucos estudos foram realizados neste campo até o momento”.

No geral, as caldeiras, citadas no item 2.2.1.1, são aptas para o aproveitamento térmico do biogás. Dentre os poucos aspectos exigidos, destaca-se a necessidade do biogás conter um teor mínimo de 50% de metano e máximo de 1.000 ppm de compostos de enxofre (SILVEIRA *et al.*, 2015).

Já os motores a gás, abordados no item 2.2.1.3, normalmente demandam que a concentração de metano esteja entre 45% e 70%. Além disso, a umidade relativa do biogás não deve ser maior que 80%, para que fique seguramente distante do ponto de orvalho, evitando a condensação na linha de controle e regulação do gás. Além disso, deve-se remover o H_2S , tendo em vista o risco de se formar ácido sulfúrico no bloco do motor, ocasionado a corrosão dos mancais e a redução da vida útil do óleo. (SILVEIRA *et al.*, 2015).

O biogás utilizado nas microturbinas deve apresentar, no geral, uma concentração de metano de 35 a 75%. Ademais, a temperatura do gás de digestão não deve exceder 50°C e deve ser disponibilizado ao equipamento de geração com poder calorífico inferior e pressão dependentes do teor de metano, a fim de que a potência de combustão seja constante. Também é necessário observar que o teor de umidade não

deve ultrapassar 1,6% em volume, o condensado deve ser completamente extraído e o teor de CO₂ não deve ultrapassar 50% em volume. Já as restrições a siloxanos variam de acordo com o fabricante e as características do equipamento. Enquanto alguns recomendam a remoção completa, outros afirmam que suas turbinas toleram os níveis usuais desse composto (SILVEIRA et al., 2015).

2.2.4 Exemplos nacionais do aproveitamento energético do biogás em ETEs

Neste tópico serão apresentados alguns exemplos de plantas localizadas em ETEs do Brasil que tiveram êxito no aproveitamento energético do biogás.

2.2.4.1 ETE Ouro Verde – SANEPAR

A ETE Ouro Verde, localizada na cidade de Foz do Iguaçu – PR e pertencente a Companhia de Saneamento do Paraná (SANEPAR) se destaca por ter sido a primeira usina de geração distribuída de energia elétrica a ser cadastrada na ANEEL e a primeira ETE a aderir ao sistema de compensação de energia elétrica (PROBIOGÁS, 2017).

Esta estação de tratamento de esgoto atende aproximadamente 35.000 habitantes, com capacidade de tratar até 70 L/s de esgoto doméstico utilizando o processo de degradação biológica em reator anaeróbio de lodo fluidizado. Através do projeto piloto que iniciou sua operação em 2008 (Figura 2.13), um grupo motogerador de 25 kVA utiliza a produção estimada de 50 m³/dia de biogás para gerar energia elétrica que é injetada na rede de distribuição da distribuidora local (PROBIOGÁS, 2017).



Figura 2.13 – Gasômetro de armazenamento do biogás da ETE Ouro Verde.

Fonte: PROBIOGÁS (2017)

2.2.4.2 ETE Arrudas – COPASA

A Companhia de Saneamento de Minas Gerais implementou na ETE Arrudas, localizada em Sabará/MG, um sistema de cogeração a partir do biogás utilizando microturbinas, com capacidade de geração de energia elétrica para atender, em média, 90% da necessidade da estação.

O aproveitamento térmico da geração é aplicado no aquecimento dos digestores de lodo da estação, o que contribui para aumentar a eficiência da digestão e gerar mais biogás (COELHO *et al.*, 2018). A Figura 2.14 e a Figura 2.15 ilustra os equipamentos de geração e os trocadores de calor do sistema instalado, que é composto por três conjuntos de microturbinas com potência instalada total de 2,4 MW.



Figura 2.14 – Microturbinas do sistema de cogeração da ETE Arrudas – COPASA-MG.

Fonte: adaptado de Gaio (2013).



Figura 2.15 – Trocadores de calor do sistema de cogeração da ETE Arrudas – COPASA-MG.

Fonte: adaptado de Gaio (2013)

3 ESTUDO DE CASO – COGERAÇÃO UTILIZANDO O BIOGÁS

Embora existam diferentes oportunidades de aproveitamento do biogás proveniente do tratamento anaeróbio do lodo de estações de tratamento de esgoto, este trabalho apresenta um estudo de caso da utilização do biogás para a cogeração em uma estação de tratamento de esgoto real de grande porte, tendo como produtos a geração de energia elétrica a ser consumida na planta e a energia térmica em forma de água quente para promover o aquecimento dos digestores anaeróbios. Ademais, pretende-se comparar a viabilidade econômica desse sistema de cogeração ao utilizar microturbinas ou motores de combustão interna.

3.1 ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ESGOTO SELECIONADA

A estação de tratamento de esgoto que é o cenário deste estudo de caso, cujo nome não será apresentado neste trabalho, situa-se na cidade de São Paulo e foi selecionada por ser de grande porte, possuir uma disponibilidade considerável de biogás e ainda não dispor de aproveitamento energético para o biogás produzido na estação.



Figura 3.1 - Vista aérea da ETE selecionada

Fonte: arquivo da empresa de saneamento

Projetada na década de 70 para uma vazão média de 3.000 L/s e atender a uma população equivalente de 1.400.000 habitantes, iniciou sua operação no ano de 1988 e hoje trata uma vazão média de 2.819 L/s (média do ano de 2021).

Seu processo de tratamento é de nível secundário do tipo lodo ativado convencional, dividido nas fases líquida e sólida, conforme ilustrado na Figura 3.2. A fase líquida contempla os tratamentos preliminar, primário e secundário, enquanto a fase sólida realiza o tratamento do lodo e sua desidratação mecânica.

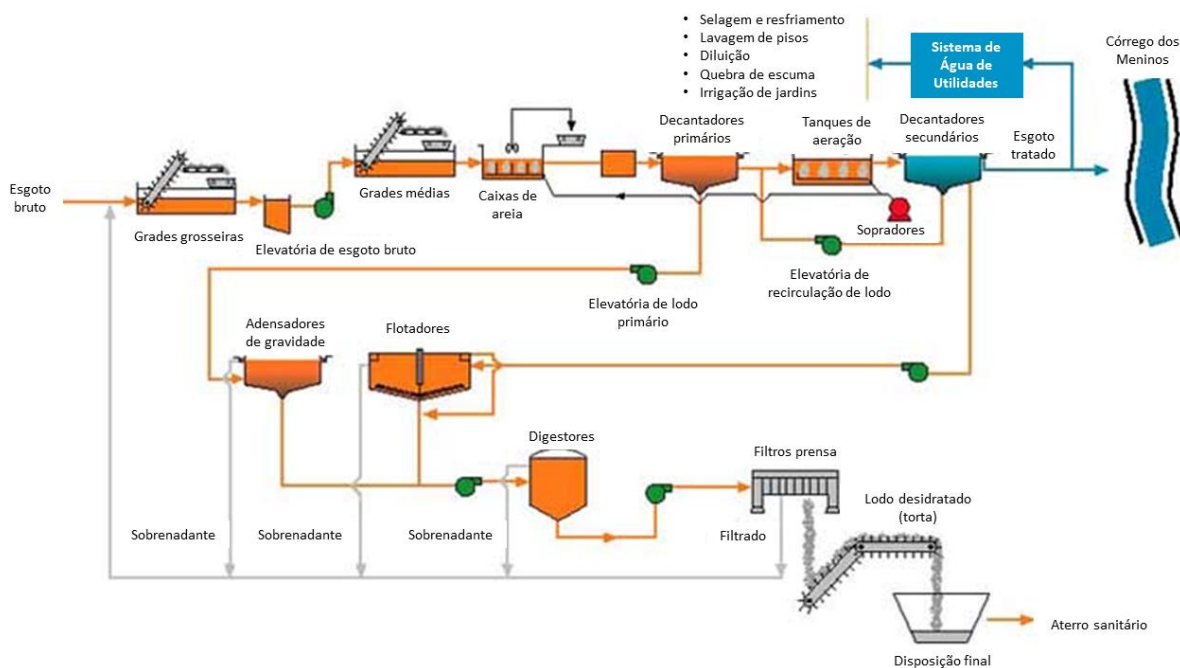


Figura 3.2 - Fluxograma do processo de tratamento da ETE

Fonte: arquivo da empresa de saneamento

A Tabela 3.1 apresenta algumas informações sobre a ETE que são relevantes para este estudo de caso. Devido ao grande porte da estação, destacam-se sua vazão afluyente, a produção de lodo diária e o consumo energético necessário para o tratamento.

Tabela 3.1 - Informações sobre a ETE selecionada

Descrição	Valor	Unidade	Observações
População aproximada atendida	1.400.000	hab	
Vazão de projeto	3,0	m ³ /s	Projeto da ETE (1ª etapa)
Vazão média atual	2,8	m ³ /s	
Produção de lodo	197,0	t/d	
Consumo de energia elétrica	3.784.893	kWh/mês	Média mensal de 2021
Consumo de energia elétrica	45.418.712	kWh/ano	Consumo total de 2021
Despesas com energia elétrica	17.921.146	R\$/ano	Despesa total em 2021

Fonte: planilhas operacionais da empresa de saneamento e projeto da ETE.

3.2 CÁLCULO DA DEMANDA DE ENERGIA TÉRMICA PARA O AQUECIMENTO DOS DIGESTORES

Visando o melhor aproveitamento do biogás disponível na planta e sabendo que esse combustível possui outras possibilidades de uso final, o sistema de cogeração será dimensionado a fim de atender plenamente a demanda de energia térmica necessária para aquecer os digestores, sem considerar que parte do biogás da estação não seja aproveitado para esse fim.

A energia necessária para o aquecimento dos digestores está associada, principalmente, a três parcelas: a elevação da temperatura do lodo afluente ao digestor; as perdas de calor através das paredes, cobertura e outros componentes do digestor; e a perda de calor na tubulação de transporte do lodo entre o trocador de calor e o digestor (METCALF; EDDY, 2016).

O calor necessário para elevar a temperatura do lodo afluente ao digestor até a temperatura de operação desejada pode ser estimado através da eq. (1) (METCALF; EDDY, 2016).

$$Q_L = M_L \times C_E \times (T_D - T_L) \quad (1)$$

Onde:

Q_L : calor necessário para aquecer o lodo, kJ/dia;

M_L : massa de lodo afluyente ao digestor, kg/dia;

C_E : calor específico do lodo, kJ/kg.°C;

T_D : temperatura desejada no interior do digestor, °C;

T_L : temperatura do lodo afluyente ao digestor, °C.

Conforme observa-se no fluxograma da estação, representado na Figura 3.2, o lodo afluyente ao digestor é composto pelas parcelas provenientes do adensador por gravidade e do flotador. Essas duas unidades de tratamento realizam a função de adensamento, comentada no 2.1.1.1, com o objetivo de aumentar a concentração de sólidos no lodo, diminuindo seu volume. Portanto, a vazão afluyente de lodo nos digestores (dada em m³/dia) pode ser determinada pela soma dessas duas contribuições, as quais são disponibilizadas em relatórios operacionais. Considerando o dado fornecido por Andreoli; Sperling e Fernandes (2014) de que a massa específica do lodo adensado está entre 1.020 e 1.030 kg/m³, pode-se determinar a massa de lodo afluyente ao digestor (M_L em kg/dia) a partir da vazão proveniente do adensamento.

O calor específico do lodo (C_E em kJ/kg.°C), também presente na eq. (1), pode ser considerado igual ao da água, sendo essa uma hipótese aceitável para os cálculos de engenharia de acordo com Metcalf e Eddy (2016).

Nesse estudo de caso o aquecimento do digestor pretende manter o processo no estágio mesofílico, no qual a temperatura aproximada de 35°C garante condições ótimas para o desenvolvimento dos microorganismos, conforme explicitado no item 2.1.1.2. Dessa forma, pode-se assumir que a temperatura desejada no digestor será $T_D = 35^\circ\text{C}$. Já a temperatura do lodo que entra no digestor (T_L) será considerada com o valor médio de 22°C, tendo como base experiências operacionais. Os valores considerados no cálculo da eq. (1), bem como o resultado obtido, ambos para cada um dos digestores, encontram-se expressos na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Valores considerados e resultados do calor necessário para aquecer o lodo

Descrição	Valor	Unidade
Massa de lodo afluyente ao digestor (M_L)	496.442	kg/dia
Calor específico do lodo (C_P)	4,2	kJ/kg.°C
Temperatura interna do digestor após o aquecimento (T_D)	35,0	°C
Temperatura do lodo adensado afluyente ao digestor (T_A)	22,0	°C
Calor necessário para aquecer o lodo em cada digestor (Q_L)	27.105.715	kJ/dia

Fonte: próprio autor

As perdas de calor pelas paredes externas, pela cobertura e pelo fundo dos digestores podem ser calculadas utilizando-se a eq. (2) (METCALF; EDDY, 2016).

$$Q_P = 86,4 \times U \times A \times \Delta T \quad (2)$$

Onde:

Q_P : calor perdido, kJ/dia;

U : coeficiente global de transferência de calor, J/s · m² · °C;

A : área através da qual está ocorrendo a transferência de calor, m²;

ΔT : diferença de temperatura entre os dois lados da superfície de troca, °C;

86,4: conversão de J/s para kJ/dia.

Como as paredes, cobertura e fundo dos digestores podem apresentar diferentes materiais nas superfícies, resultando em diferentes coeficientes de transferência de calor, a eq. (2) normalmente é aplicada separadamente para cada uma das regiões.

Para a aplicação da eq. (2) é necessário conhecer as áreas das superfícies dos digestores. Para a digestão anaeróbia precedida do adensamento de lodo, foram projetados para a fase inicial de operação da ETE (vazão de projeto de 3,0 m³/s) quatro digestores, que podem funcionar na configuração de dois primários e dois secundários ou com todos como primários. No entanto, a ETE tem operado com três digestores como primários. Essas unidades possuem formato baixo e largo, com topo e fundo inclinados. A Figura 3.3 apresenta as dimensões principais dos digestores da

ETE que foram obtidas através do seu manual de operação e manutenção (HIDROSERVICE ENGENHARIA LTDA, 1997).

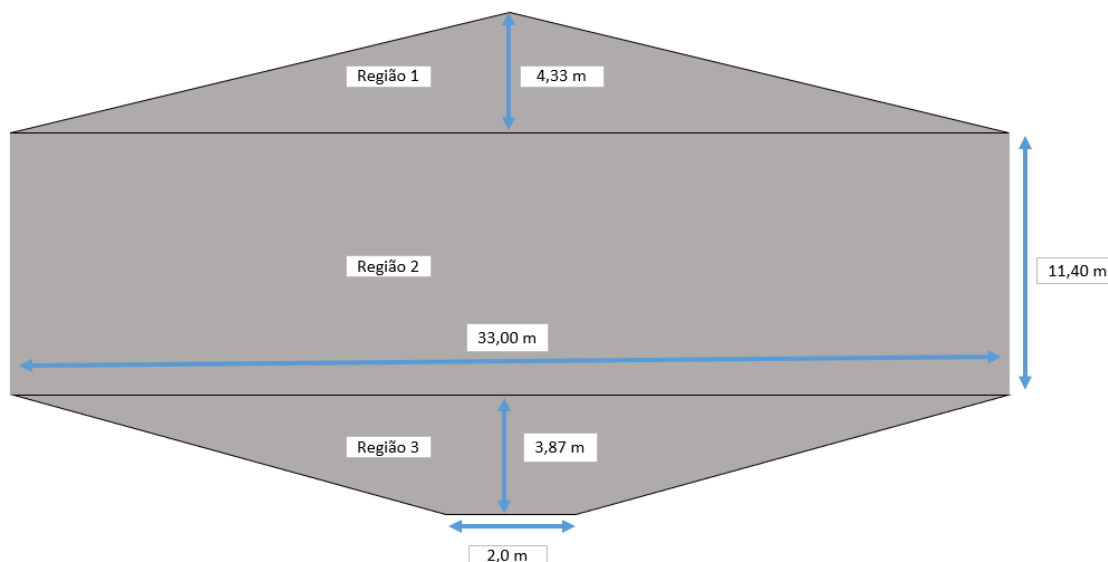


Figura 3.3 - Ilustração com as dimensões dos digestores da ETE do estudo de caso

Fonte: elaborada pelo autor.

Os tanques de digestão são iguais e constituem-se de estruturas verticais de concreto armado, com formato composto por uma base tronco-cônica invertida (região 3) que dá apoio a um anel cilíndrico (região 2), ao qual se superpõe uma abóbada de fechamento (região 1) (HIDROSERVICE ENGENHARIA LTDA, 1997). Para a determinação das áreas superficiais, a abóbada da cobertura do digestor foi aproximada por um cone, visando a simplificação dos cálculos. A Tabela 3.3 apresenta os resultados encontrados para a área superficial de cada uma das regiões consideradas.

Na região 1 da Figura 3.3, a troca térmica se dará entre o interior do digestor e o ar, portanto a diferença de temperatura da eq. (2) será calculada com a temperatura desses dois meios. Já o fundo do digestor (região 3) encontra-se abaixo do solo. Logo, será considerada a diferença de temperatura entre o interior do digestor e o solo. No digestor real, uma pequena parte da região 2 também fica enterrada no solo. Como não foi possível localizar nos projetos, tão pouco medir em campo qual seria essa parcela, neste trabalho será considerado o pior caso, no qual nenhuma parte da região 2 está enterrada.

Tabela 3.3 - Resultados dos cálculos das áreas superficiais de cada um dos digestores

Descrição	Valor	Unidade
Área da cobertura (Região 1)	884	m ²
Área da parede lateral (Região 2)	1.182	m ²
Área do fundo (Região 3)	881	m ²

Fonte: próprio autor

Os coeficientes de transferência de calor considerados no cálculo foram obtidos na literatura e estão apresentados na Tabela 3.4. Conforme Metcalf e Eddy (2016), quando não se conhece a profundidade do lençol freático do local de instalação do digestor, deve-se adotar que a base do digestor está apoiada em solo úmido.

Tabela 3.4 - Coeficientes de transferência de calor das diferentes superfícies dos digestores

Descrição	Valor	Unidade
Cobertura de concreto 100mm com isolamento (Região 1)	1,40	J/s . m ² . °C
Parede de concreto acima do solo 300mm com isolamento (Região 2)	0,70	J/s . m ² . °C
Base do digestor apoiada em solo úmido (Região 3)	2,85	J/s . m ² . °C

Fonte: Metcalf e Eddy (2016)

A temperatura do ar considerada nos cálculos corresponderá a menor temperatura mínima média mensal, a fim de atender o aquecimento dos digestores no pior caso. A Tabela 3.5 apresenta as perdas de calor em cada digestor, obtidas através da aplicação da eq. (2).

Tabela 3.5 - Resultados para as perdas de calor no digestor

Descrição	Valor	Unidade
Perda de calor na cobertura (Região 1)	2.460.079	kJ/dia
Perda de calor nas paredes (Região 2)	1.644.024	kJ/dia
Perda de calor no fundo do digestor (Região 3)	3.906.905	kJ/dia
Total das perdas de calor de cada digestor	8.011.009	kJ/dia

Fonte: próprio autor

Nesse estudo de caso não serão consideradas as perdas térmicas na tubulação de lodo, visto que essas são devidamente isoladas termicamente.

Por fim, a energia térmica total a ser fornecida ao lodo (Q_T) no processo de aquecimento do digestor será determinada pela eq. (3):

$$Q_T = Q_L + Q_P \quad (3)$$

A Tabela 3.6 sumariza os resultados e apresenta a demanda total de energia térmica para o aquecimento dos três digestores utilizados na ETE.

Tabela 3.6 - Demanda total de energia térmica

Descrição	Valor	Unidade
Calor necessário para aquecer o lodo em cada digestor	27.105.715	kJ/dia
Total das perdas de calor de cada digestor	8.011.009	kJ/dia
Número de digestores	3	un
Demanda total de calor para aquecer os digestores	105.350.172	kJ/dia

Fonte: próprio autor

3.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE COGERAÇÃO

Neste estudo de caso pretende-se comparar a viabilidade econômica e alguns aspectos técnicos de dois sistemas de cogeração distintos: um utilizando microturbinas – cenário 1 – e outro com motores de combustão interna (MCI) – cenário 2. Em algumas partes do trabalho, o cenário com microturbinas será dividido entre o cenário 1-A, no qual não se considera a remoção de H_2S do biogás e o cenário 1-B, que considera a remoção desse composto.

3.3.1 Equipamento de geração

3.3.1.1 Microturbinas – Cenário 1

Uma vez determinada a demanda térmica para promover o aquecimento dos digestores, pode-se especificar o equipamento de geração capaz de fornecê-la. Como vantagens em relação aos MCI, as microturbinas (Figura 3.4) apresentam baixas emissões atmosféricas, baixo nível de ruído e vibração, facilidade de instalação e dimensões reduzidas (COELHO *et al.*, 2018). Além disso, não necessitam de lubrificantes e refrigerantes, podem suportar níveis consideráveis de H_2S e possuem apenas uma única peça móvel. Por outro lado, apresentam a desvantagem de ainda ser um equipamento necessariamente importado, o que aumenta o investimento inicial do projeto.



Figura 3.4 - Microturbina Capstone modelo C200s

Fonte: Capstone (2022)

No dimensionamento do sistema do cenário 1, considerou-se a utilização de microturbinas fabricadas pela Capstone. As microturbinas são de 200 kW e modulares, permitindo diferentes combinações de potência. Ademais, a fabricante também oferece opções de fábrica com 600 kW, 800 kW e 1000 kW. Embora essas opções possam diminuir a modularidade na operação, oferecem um menor custo específico (R\$/kW) na implantação do sistema. A Figura 3.4 apresenta o modelo C200s, com potência elétrica instalada de 200 kW. Outra característica importante desses modelos é a possibilidade de possuir embutido na parte superior do equipamento um trocador de calor responsável por aquecer a água através dos gases

quentes de exaustão. Portanto, o aproveitamento da energia térmica da cogeração se dá através da água quente produzida.

A Tabela 3.7 apresenta as principais informações técnicas de uma microturbina de 200 kW, fornecidas pela empresa Luming, uma das representantes da Capstone no Brasil. Como os modelos de maior potência são compostos por módulos de 200 kW, essas informações também são válidas para os demais, respeitando-se a proporcionalidade, quando aplicável.

Tabela 3.7 - Informações técnicas da microturbina Capstone C200s

Descrição	Valor	Unidade
Potência elétrica	200	kW
Consumo de biogás (60% CH ₄)	106,5	m ³ /h
Eficiência elétrica	32,8	%
Vazão dos gases de exaustão	4.788	kg/h
Temperatura dos gases de exaustão	280	°C
Eficiência térmica	60,3	%
Potência térmica útil da exaustão	233,6	kW

Fonte: Luming (2022)

A fim de determinar o número de microturbinas necessárias para promover o aquecimento da digestão à temperatura de 35°C, a energia térmica total necessária, apresentada na Tabela 3.6, foi convertida para quilowatts e dividida pela potência térmica útil da exaustão de cada equipamento de 200 kW, apresentada na Tabela 3.7, considerando a disponibilidade de 99% informada pela Luming. Com esse resultado, conclui-se que seria necessário um sistema de geração com potência instalada de 1200 kW, operando com um fator de carga global de 88% e disponibilidade de 99%. Para essa potência, foi dimensionado um sistema composto por um equipamento de 1000 kW, do modelo C1000s, em conjunto com um equipamento de 200 kW, do modelo C200s.

Considerando novamente o consumo de biogás por microturbina, também informado na Tabela 3.7, o fator de carga e a disponibilidade típica, pode-se determinar o

montante mínimo de biogás necessário para aquecer os três digestores da estação. Os principais resultados obtidos no dimensionamento do sistema de cogeração com microturbinas estão apresentados na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 - Principais resultados do dimensionamento do sistema de cogeração com microturbinas

Descrição	Valor	Unidade
Número de microturbinas de 200 kW calculado para o aquecimento	5,27	un
Potência elétrica total do sistema	1.200	kW
Fator de carga	88%	%
Consumo de biogás	13.171	m ³ /dia

Fonte: próprio autor.

3.3.1.2 Motor de combustão interna – Cenário 2

Considerando a mesma demanda térmica apresentada na Tabela 3.6, pode-se dimensionar o sistema de cogeração utilizando MCI. Nesse estudo de caso o segundo cenário irá considerar a utilização de motogeradores com motores de ciclo Otto. Conforme discutido no item 2.2.1.4, esses motores são construídos especialmente para o uso com gás e por isso demandam um maior investimento inicial. Em contrapartida, oferecem uma maior vida útil, menor exigência de manutenção e menores emissões de poluentes que os motores de ciclo Diesel (SILVEIRA et al., 2015). Se comparado às microturbinas, os motogeradores normalmente requerem um menor investimento inicial, principalmente por já possuírem fabricação nacional. Todavia, apresentam maiores emissões de NO_x (CENBIO, 2003).



Figura 3.5 - Motogerador a biogás da ERBR modelo GSCA420.

Fonte: ERBR (2022)

No dimensionamento desse cenário, foram considerados motogeradores da empresa ERBR Soluções em energia, modelo GSCA420, conforme ilustrado na Figura 3.5. A Tabela 3.9 apresenta as principais informações técnicas desses equipamentos que foram fornecidas pelo fabricante e utilizadas no dimensionamento do sistema.

Tabela 3.9 - Informações técnicas do motogerador ERBR GSCA420

Descrição	Valor	Unidade
Potência elétrica	220	kW
Consumo de biogás (60% CH ₄)	130	m³/h
Eficiência elétrica a 100% de carga	32 a 35	%
Vazão dos gases de exaustão	2.484	kg/h
Temperatura dos gases de exaustão	670	°C
Potência térmica útil disponível	310	kW

Fonte: ERBR (2022)

Segundo informações da ERBR, os grupos geradores podem funcionar em paralelo de maneira independente. Dessa forma, a parada por qualquer motivo, de um ou mais equipamentos, não impede o funcionamento dos demais.

Para determinar o número de grupos geradores necessários, foi utilizado o mesmo raciocínio do cenário 1. A energia térmica total necessária, apresentada na Tabela

3.6, foi convertida para quilowatts e dividida pela potência térmica útil da exaustão de cada grupo (220 kW), apresentada na Tabela 3.9, considerando a disponibilidade média de 90% informada pelo fabricante. Dessa forma, pode-se concluir que são necessários cinco grupos geradores ERBR GSCA420 operando com um fator de carga global de 87% e uma disponibilidade de 90% para fornecer a energia térmica necessária para manter os digestores da ETE na temperatura ótima de 35°C. A partir dessas características operacionais e do consumo de combustível, por grupo, apresentado na Tabela 3.9, é possível determinar também o total de biogás necessário para a alimentação do sistema. A Tabela 3.10 apresenta os principais resultados obtidos no dimensionamento do sistema de cogeração utilizando motogeradores.

Tabela 3.10 - Principais resultados do dimensionamento do sistema de cogeração com motogeradores

Descrição	Valor	Unidade
Número de motogeradores de 420 kVA necessários para o aquecimento	4,37	un
Número inteiro de motogeradores de 420 kVA necessários	5	un
Fator de carga	87%	%
Consumo de biogás	13.327	m ³ /dia

Fonte: próprio autor.

3.3.2 Sistema de condicionamento do biogás

3.3.2.1 Microturbinas – Cenário 1

Conforme abordado no item 2.2.2, o biogás oriundo do tratamento de esgoto possui impurezas que, se não tratadas, interferem diretamente na vida útil e no rendimento dos equipamentos do sistema de geração de energia. Assim, para que as microturbinas possam operar utilizando o biogás de ETEs como combustível, é necessário um sistema de condicionamento do biogás.

O sistema de condicionamento do biogás considerado nesse estudo de caso inclui: a desumidificação do biogás; a elevação da sua pressão de 0-15 milibar, na entrada,

para 5,5 bar na saída; e seu aquecimento da temperatura ambiente, na entrada, para acima de 20°C do ponto de orvalho, usualmente 60°C.

Segundo as especificações técnicas disponibilizadas pelo fabricante da microturbina selecionada, esse equipamento suporta uma concentração de até 5.000 ppm de H₂S sem a necessidade de tratamento². Caso a concentração de H₂S seja maior que esse limite, é necessário implantar um sistema auxiliar para reduzir a concentração desse composto ao nível aceitável. Nesse ponto é importante salientar que a responsabilidade por essa informação é do fabricante das microturbinas, uma vez que a presença de H₂S no biogás costuma ser muito prejudicial para a vida útil dos sistemas de geração devido a sua deterioração precoce. Tendo isso em mente, no levantamento dos custos de implantação e no estudo de viabilidade econômica, o cenário com microturbinas será avaliado em duas condições diferentes: sem a remoção de H₂S (cenário 1-A) e com a remoção desse composto (cenário 1-B).

Já os siloxanos, se presentes no biogás, demandam um sistema auxiliar de tratamento a fim de evitar os possíveis prejuízos ao sistema. Neste cenário do estudo de caso não está sendo considerado o fornecimento de um sistema para remover H₂S e siloxanos do biogás, tendo em vista as especificações do equipamento e as análises prévias da composição do biogás.

3.3.2.2 Motor de combustão interna – Cenário 2

Para o sistema de cogeração utilizando motogeradores, a empresa ERBR apresentou a proposta de um sistema próprio de condicionamento no biogás, conferindo as características necessárias para o aproveitamento desse produto do tratamento de esgoto como combustível. Segundo as informações da ERBR, o sistema desenvolvido utiliza os princípios de absorção e adsorção física.

Inicialmente, o biogás passa por um filtro de retenção de particulados, é comprimido pelos compressores e passa pela torre de resfriamento para trazê-lo de volta a temperatura próxima a ambiente. Em seguida a torre de absorção realiza a limpeza bruta do biogás, onde a água sequestra o CO₂, o H₂S e o NH₃ (ERBR, 2022).

² Dado fornecido pelo fabricante das microturbinas através da Luming (2022), sendo estes os únicos responsáveis pelas informações.

A fim de garantir a remoção de todo o H_2S , foi implementado um estágio adicional que retira, por retenção em catalisador, na torre de adsorção, qualquer resíduo de H_2S que possa existir. Na sequência, o biogás passa por um processo de secagem, estando limpo e isento de gases tóxicos, podendo ser utilizado como combustível para os motogeradores (ERBR, 2022).

Já a água resultante do processo de absorção passa por uma torre de desabsorção, na qual o CO_2 , o H_2S e o NH_3 antes solubilizados, são liberados. Assim, a água retorna para o processo na torre de resfriamento (ERBR, 2022). A Figura 3.6 ilustra o sistema de condicionamento de biogás desenvolvido pela ERBR.

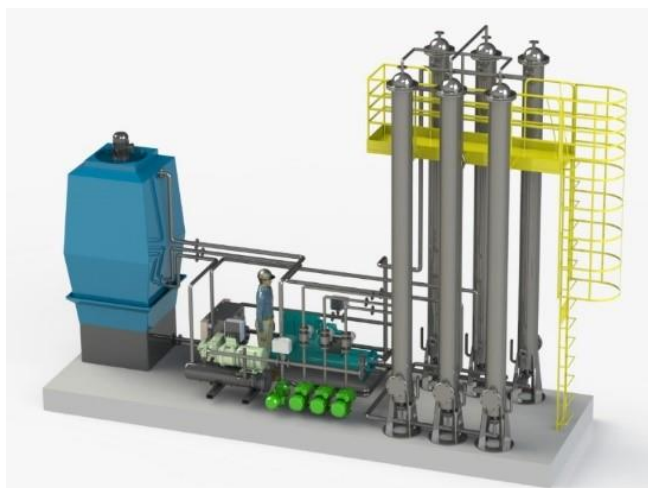


Figura 3.6 - Sistema de condicionamento de biogás da ERBR

Fonte: ERBR (2022)

O sistema ofertado possui capacidade para tratar $700 \text{ Nm}^3/\text{h}$ e inclui não apenas o fornecimento das torres de absorção, desabsorção e adsorção, mas também todos os demais periféricos necessários para controlar e operar o sistema, como painéis, controladores, compressores, bombas e medidor de vazão.

3.3.3 Equipamentos de troca térmica

Para aquecer o lodo e melhorar o processo de digestão anaeróbia será necessário implementar duas etapas de troca de calor no sistema de cogeração. Primeiramente o calor resultante da geração deverá ser transferido a um líquido de transferência, no caso a água. Na sequência, a água aquecida deverá ser utilizada em trocadores de calor água-lodo.

Com relação a troca térmica entre a água e os equipamentos de geração, é importante ressaltar que as microturbinas (cenário 1) possuem um trocador de calor acoplado, responsável por realizar o aquecimento da água através dos gases quentes de exaustão. Já no caso do sistema com motogeradores (cenário 2), está sendo considerado no escopo do estudo um módulo de 350 kWt por grupo para recuperar a energia térmica dos gases de escape e do bloco do motor.

Para transferir calor ao lodo, devem-se utilizar trocadores de calor externos, assim como os que foram apresentados no item 2.2.1.1 para o aquecimento de digestores utilizando caldeiras a gás. O projeto de implantação da ETE previu um sistema de aquecimento de lodo com caldeiras, usando como combustível principal o biogás. Embora esse sistema esteja desativado, a estrutura atual encontra-se previamente preparada para o aquecimento dos digestores.

Portanto, este trabalho irá considerar o aproveitamento da infraestrutura existente nos digestores para a recirculação de lodo, incluindo as tubulações com isolamento térmico, bombas e trocadores de calor.

Os trocadores de calor existentes são do tipo camisa com tubo (tubos concêntricos) e possuem as seguintes características técnicas, obtidas do seu projeto:

- Diâmetro do tubo externo: 219,1 mm;
- Diâmetro do tubo interno: 168,3 mm;
- Quantidade de tubos: 8;
- Comprimento total de troca: 23,60 m;
- Capacidade de troca: 375.000 kcal/h.

A capacidade de troca de calor é uma característica muito importante desse equipamento, pois irá indicar se com ele será possível transferir ao lodo toda a energia térmica necessária para manter a digestão na temperatura desejada.

3.3.4 Sistema de monitoramento, controle, automação e painéis elétricos

Por se tratar de um sistema relativamente complexo, com várias válvulas e bombas a serem acionadas, a depender das variáveis monitoradas e do plano operacional

estabelecido, é essencial que seja implementado um sistema de controle e automação da planta.

Este sistema deverá monitorar continuamente as variáveis relevantes do processo a fim de controlar, por exemplo, o regime operacional dos equipamentos, a vazão de combustível a ser injetada e as temperaturas da água de aquecimento, do lodo e do digestor.

Também devem ser previstos os painéis de interligação e proteção que permitirão o direcionamento da energia elétrica gerada para uma subestação unitária da ETE, viabilizando o autoconsumo local. Para os dois cenários deste estudo de caso está sendo considerado o fornecimento e a instalação dos quadros elétricos de controle e automação, bem como de monitoramento remoto da planta.

3.3.5 Diagrama completo do sistema

Uma vez definidas as tecnologias que serão utilizadas para a cogeração de energia, o tratamento do biogás e a transferência da energia térmica para o lodo, pode-se apresentar na Figura 3.7 o diagrama completo do sistema.

A quantidade de biogás gerado depende, principalmente, da operação da unidade anaeróbia de tratamento de lodo, da quantidade de lodo afluyente e de sua composição. Portanto, para que variações na produção de biogás sejam comepensadas, é recomendável que se disponibilize um armazenamento de 30% a 50% do volume gerado diariamente a fim de compensar as oscilações na produção (SILVEIRA et al., 2015).

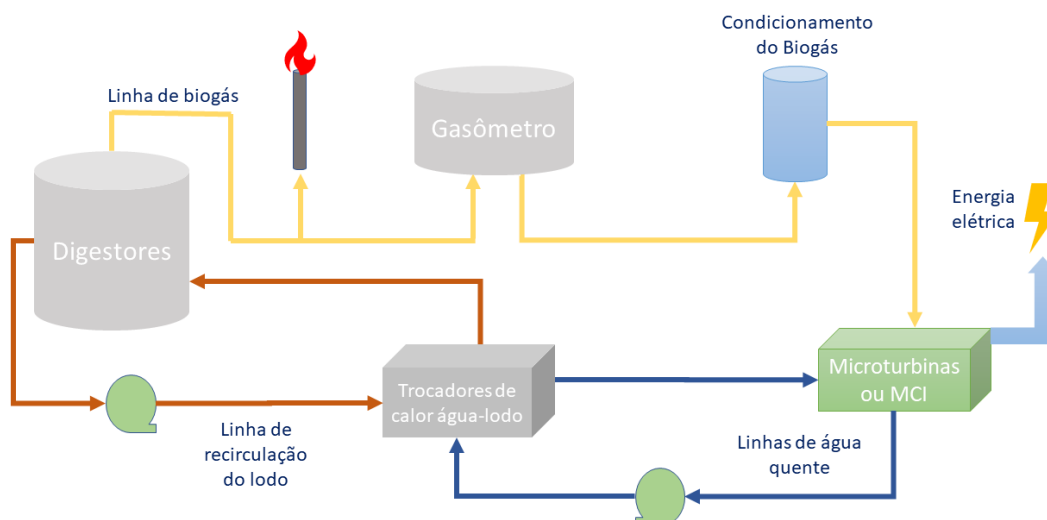


Figura 3.7 - Diagrama do sistema de cogeração de energia

Fonte: próprio autor.

Dessa forma, o biogás excedente gerado nos digestores continuará sendo armazenado no gasômetro da estação. Já os *flares* permanecerão disponíveis no sistema a fim de permitir a queima do biogás que não puder ser armazenado durante situações adversas, como em períodos de parada do sistema para manutenção.

Conforme relatado nos manuais de operação e manutenção da ETE (HIDROSERVICE ENGENHARIA LTDA, 1997), o gasômetro existente possui uma capacidade de armazenamento de até 5.000 m³, volume mais que suficiente para compensar possíveis oscilações na produção de biogás.

É importante esclarecer que, como o gasômetro e os *flares* já existem na ETE, não farão parte do escopo de fornecimento deste estudo de caso. O biogás a ser utilizado no sistema de cogeração passará primeiro pelo sistema de condicionamento e na sequência será utilizado como combustível nas microturbinas ou nos MCI, já livre das principais impurezas e na pressão adequada.

Os equipamentos de geração produzirão e fornecerão energia elétrica para o consumo interno na ETE, enquanto a água quente proveniente dos trocadores de calor acoplados aos equipamentos de geração, será direcionada aos trocadores de calor água-lodo existentes na estação. Nos trocadores de calor, a água quente irá aquecer o lodo bombeado do digestor, a fim de se atingir a temperatura mesofílica de

digestão. Após passar pelo trocador, a água, ainda com uma temperatura residual, e o lodo aquecido, serão recirculados para os equipamentos de geração e para os digestores, respectivamente.

3.4 LEVANTAMENTO DOS CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

3.4.1 Custos de implantação

3.4.1.1 Microturbinas – Cenário 1

Os custos de implantação desse cenário foram levantados através de um orçamento referencial concedido pela empresa Luming, uma das representantes da Capstone, fabricante de microturbinas. Esses custos são compostos, basicamente: pelo fornecimento dos equipamentos de geração; por todo o sistema de condicionamento do biogás; e pelo projeto, transporte e instalação do sistema. É importante salientar que os custos de projeto e instalação foram estimados pela Luming, visto que para um orçamento específico seria necessário um maior entendimento das circunstâncias do local de implantação do projeto. A Tabela 3.11 apresenta os valores do cenário 1-A, no qual o sistema de condicionamento de biogás orçado pela Luming, sem a remoção de H₂S, foi considerado.

Tabela 3.11 - Custos de implantação do sistema de cogeração utilizando microturbinas e sem a remoção de H₂S.

Descrição	Valor	Unidade
Microturbinas (C1000s + C200s)	8.018.291	R\$
Sistema de condicionamento do biogás sem remoção de H ₂ S	590.278	R\$
Frete, projeto e instalação	1.148.254	R\$
TOTAL	9.756.823	R\$

Fonte: orçamento referencial da Luming (2022)

Já a Tabela 3.12 apresenta os custos de implantação do cenário 1-B, no qual foi considerado o orçamento do sistema de condicionamento da ERBR, que remove o sulfeto de hidrogênio.

Tabela 3.12 - Custos de implantação do sistema de cogeração utilizando microturbinas e com a remoção de H₂S.

Descrição	Valor	Unidade
2 x microturbinas (C1000s + C200s)	8.018.291	R\$
Sistema de condicionamento do biogás com remoção de H ₂ S	6.500.000	R\$
Frete, projeto e instalação	1.148.254	R\$
TOTAL	15.666.545	R\$

Fonte: orçamento referencial da Luming (2022) e da ERBR (2022)

3.4.1.2 Motor de combustão interna – Cenário 2

Os custos de implantação do sistema de cogeração utilizando motogeradores foram obtidos através de um orçamento referencial concedido pela empresa ERBR Soluções em Energia e Biometano. Tais custos contemplam, principalmente, o fornecimento dos grupos geradores, dos módulos de aproveitamento térmico, do sistema de condicionamento do biogás e a instalação, startup e comissionamento do sistema de cogeração. A Tabela 3.13 apresenta os valores orçados.

Tabela 3.13 - Custos de implantação do sistema de cogeração utilizando motogeradores

Descrição	Valor	Unidade
5 x motogeradores (GSCA420 420 kVA)	3.597.500	R\$
5 x módulos para aproveitamento térmico (350 kWt)	1.023.750	R\$
Sistema de condicionamento do biogás	6.500.000	R\$
Instalação, startup e comissionamento	205.500	R\$
TOTAL	11.326.750	R\$

Fonte: orçamento referencial da ERBR (2022)

3.4.2 Custos de operação e manutenção

Como a operação e a manutenção de um sistema de cogeração de energia a partir do biogás não faz parte das atividades principais de uma empresa de saneamento, é conveniente a terceirização destes serviços.

Ademais, é importante destacar que a vida útil do sistema pode ser prolongada ou reduzida de acordo com a qualidade dos produtos utilizados nas manutenções periódicas e dos serviços técnicos prestados. Portanto, neste estudo de caso todos os serviços de manutenção e operação ficarão sob a responsabilidade das empresas contratadas para o fornecimento do sistema.

3.4.2.1 Microturbinas – Cenário 1

Os custos operacionais do cenário 1 também foram levantados através de um orçamento enviado pela empresa Luming. Esses custos serão compostos, basicamente: pelas manutenções preventivas e corretivas; operação remota do sistema; substituição de consumíveis, como o carvão ativado do sistema de tratamento do biogás; e pelas revisões gerais (*overhaul*) necessárias durante a vida útil do sistema, a cada 5 anos.

Na composição do preço estimado, considerou-se os custos para um contrato de manutenção e operação de 20 anos, ou seja, durante toda a vida útil estimada do sistema de cogeração com utilizando microturbinas. No entanto, previu-se uma operação remota do sistema, não considerando necessário um operador local. A Tabela 3.14 apresenta os valores orçados.

Tabela 3.14 - Custos de operação e manutenção do sistema de cogeração com microturbinas

Descrição	Valor	Unidade
O&M incluso todas as peças, consumíveis e revisões	831.996	R\$/ano

Fonte: orçamento referencial da Luming (2022)

3.4.2.2 Motor de combustão interna – Cenário 2

Para o cenário de utilização de motogeradores, também está sendo considerado um contrato de manutenção e operação do sistema, incluindo o fornecimento de todas as

partes, peças e mão de obra necessárias para as ações corretivas e preventivas, bem como uma revisão geral do sistema (*overhaul*) a cada três anos.

Já para a operação do sistema está sendo prevista a contratação de três funcionários terceirizados que irão trabalhar 8 horas por dia em escala de revezamento a fim de manter a planta supervisionada 24 horas por dia. Segundo a ERBR, devido ao porte da planta, esse acompanhamento contínuo e local é recomendado.

A fim de viabilizar a correta conservação do sistema, a ERBR também forneceu um cronograma estimado para as manutenções preventivas e preditivas, considerando-se uma operação anual de 8.000 horas, contemplando todas as verificações, substituições, reparos e revisões previstas.

Os custos de operação e manutenção anuais neste cenário também foram levantados através de um orçamento referencial fornecido pela empresa ERBR, os quais estão detalhados na Tabela 3.15.

Tabela 3.15 - Custos de operação e manutenção do sistema de cogeração com motogeradores

Descrição	Valor	Unidade
Manutenção dos grupos motogeradores (peças + mão de obra + assistência técnica)	963.499	R\$/ano
Mão de obra para operação local do sistema (3 funcionários em turnos de 8 horas)	214.200	R\$/ano
TOTAL	1.177.699	R\$/ano

Fonte: orçamento referencial da ERBR (2022)

3.5 BENEFÍCIOS OPERACIONAIS

Os benefícios operacionais esperados com a implantação do sistema estão relacionados com a geração de energia elétrica e com a melhoria no processo de digestão, proporcionalizada pelo aquecimento dos digestores.

3.5.1 Produção de energia elétrica

3.5.1.1 Microturbinas – Cenário 1

Para calcular o potencial de geração de energia elétrica do sistema de cogeração, pode-se utilizar como base a potência elétrica útil dos equipamentos, o fator de carga previsto para a operação e a disponibilidade estimada para o sistema, aplicados a eq. (4):

$$E_P = P_U \times \frac{F_C}{100} \times \frac{D}{100} \times N_{HR} \quad (4)$$

Onde:

E_P : energia produzida, em kWh;

P_U : potência elétrica instalada do sistema, em kW;

F_C : fator de carga da operação do sistema, em %;

D : disponibilidade do sistema, em %;

N_{HR} : número de horas (no mês ou no ano) de operação do sistema, em horas.

Tabela 3.16 - Geração de energia elétrica prevista para o sistema de cogeração com microturbinas

Descrição	Valor	Unidade
Potência elétrica total do sistema	1.200	kW
Potência elétrica útil do sistema	1.029	kW
Fator de carga	88%	%
Disponibilidade	99%	%
Geração de energia elétrica	653.485	kWh/mês
Geração de energia elétrica	7.841.821	kWh/ano
Percentual de autoprodução de energia elétrica	17,3	%

Fonte: próprio autor

A Tabela 3.16 resume os principais dados e resultados que envolvem a aplicação da eq. (4) neste estudo de caso.

Conforme pode-se observar nos resultados da Tabela 3.16, o sistema de cogeração de energia deve produzir aproximadamente 17% do consumo total da estação de tratamento de esgoto.

3.5.1.2 Motor de combustão interna – Cenário 2

O cálculo da geração de energia elétrica para o cenário 2, utilizando motogeradores, foi feito através do mesmo procedimento apresentado para o cenário 1 anteriormente.

Através dos resultados expressos na Tabela 3.17 pode-se observar que o montante de energia a ser gerado pelo sistema de cogeração com motogeradores será muito próximo ao que será gerado pelo sistema com microturbinas.

Tabela 3.17 - Geração de energia elétrica prevista para o sistema de cogeração com motogeradores

Descrição	Valor	Unidade
Potência elétrica total do sistema	2.100	kVA
Potência elétrica útil do sistema	1.100	kW
Fator de carga	87%	%
Disponibilidade	90%	%
Geração de energia elétrica	631.692	kWh/mês
Geração de energia elétrica	7.580.304	kWh/ano
Percentual de autoprodução de energia elétrica	16,7	%

Fonte: próprio autor

3.5.2 Aquecimento dos digestores

Com a implantação do aquecimento dos digestores, o processo de digestão passa a operar na temperatura mesofílica, aumentando a destruição de sólidos voláteis, trazendo como benefícios a menor produção de lodo e um aumento na geração de biogás.

Para se quantificar esses benefícios, este trabalho pretendia utilizar o balanço de massa da estação de tratamento. O balanço de massa aplica a teoria relacionada ao tratamento de esgoto e suas equações para construir um modelo que possa

representar de maneira aproximada o comportamento da ETE em diferentes condições operacionais. Dessa forma, planejava-se realizar duas simulações comparativas: a primeira contemplando a situação atual da ETE e a segunda considerando o aquecimento dos digestores na condição ótima mesofílica (35°C). Todavia, não foi possível obter o balanço de massa atual da estação, o que impossibilitou a quantificação dos benefícios do aquecimento.

3.6 ANÁLISE ECONÔMICA

3.6.1 Despesas evitadas na compra de energia elétrica

3.6.1.1 Microturbinas – Cenário 1

Tendo como parâmetro o custo médio da energia elétrica na ETE deste estudo de caso em 2021, calculado em 0,394 R\$/kWh, e utilizando o montante de geração previsto, apresentado na Tabela 3.16, é possível determinar as despesas evitadas com o consumo de energia elétrica no cenário de utilização de microturbinas, conforme apresenta a Tabela 3.18.

Tabela 3.18 - Despesas evitadas com energia elétrica no cenário de cogeração com microturbinas

Descrição	Valor	Unidade
Custo médio da energia elétrica	0,394	R\$/kWh
Geração de energia elétrica	7.841.821	kWh/ano
Despesas evitadas com energia elétrica	3.089.677	R\$/ano

Fonte: próprio autor.

É importante destacar que a ETE do estudo de caso adquire energia no mercado livre, o que garante um custo consideravelmente menor para esse insumo. Como a despesa evitada com energia elétrica será o único benefício considerado na análise de viabilidade econômica, esse fator pode prejudicar a viabilidade do projeto.

3.6.1.2 Motor de combustão interna – Cenário 2

Assim como calculado no cenário 1, o custo médio da energia e a projeção da geração de energia elétrica permitem estimar as despesas evitadas para o cenário 2. Os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 3.19.

Tabela 3.19 - Despesas evitadas com energia elétrica no cenário de cogeração com motogeradores

Descrição	Valor	Unidade
Custo médio da energia elétrica	0,394	R\$/kWh
Geração de energia elétrica	7.580.304	kWh/ano
Despesas evitadas com energia elétrica	2.986.640	R\$/ano

Fonte: próprio autor.

3.6.2 Viabilidade econômica do projeto

Os custos de implantação, operação e as despesas evitadas em cada cenário foram submetidas a um estudo de viabilidade econômica, no qual a inflação média dos últimos 20 anos foi utilizada para corrigir os custos de operação e as despesas evitadas. Para a taxa mínima de atratividade foi adotado um valor interno referencial normalmente utilizado pela empresa de saneamento do estudo de caso. A Tabela 3.20 apresenta os valores da inflação e da TMA.

Tabela 3.20 - Taxas consideradas no estudo

Taxas	Valor	Unidade
Inflação	6,30%	% a.a.
TMA	8,10%	% a.a.

Fonte: próprio autor.

Por fim é importante destacar que como horizonte de planejamento do cálculo de viabilidade, considerou-se 20 anos para o cenário com microturbinas e 10 anos para o cenário com motogeradores. Os períodos de análise adotados correspondem a vida

útil estimada de cada sistema e foram informados pela Luming e pela ERBR, respectivamente.

O período de 10 anos adotado no cenário com motogeradores foi baseado na vida útil estimada desses equipamentos de geração. Todavia, a ERBR informou que seu sistema de condicionamento do biogás tem uma vida útil estimada de 20 anos. Portanto, no fluxo de caixa do cenário 2, apresentado na Tabela 7.3, adicionou-se uma coluna visando considerar no décimo ano o valor residual do sistema de condicionamento do biogás, que corresponde a 50% do investimento de aquisição, uma vez que ao final do período avaliado ele estará na metade de sua vida útil. Já no cenário das microturbinas, foi considerado que todo o sistema, incluindo os equipamentos de geração e de condicionamento do biogás, tem uma vida útil estimada de 20 anos.

3.6.2.1 Microturbinas – Cenário 1

A Tabela 3.21 apresenta os resultados dos estudos de viabilidade econômica para o sistema de cogeração utilizando microturbinas e sem a remoção de H₂S do biogás (cenário 1-A). Já o fluxo de caixa resultante da análise desse cenário pode ser consultado na Tabela 7.1.

Tabela 3.21 - Resultados do estudo de viabilidade econômica do sistema de cogeração com microturbinas e sem remoção de H₂S.

Ferramentas	Valor	Unidade
VPL	21.965.529	R\$
TIR	28%	% a.a.
Payback descontado	4,85	anos

Fonte: próprio autor.

A Tabela 3.22 contém os resultados do estudo de viabilidade econômica do sistema de cogeração com a remoção de H₂S e a utilização de microturbinas (cenário 1-B). Já a Tabela 7.2 representa o fluxo de caixa obtido na análise desse cenário.

Tabela 3.22 - Resultados do estudo de viabilidade econômica do sistema de cogeração com microturbinas e com remoção de H₂S.

Ferramentas	Valor	Unidade
VPL	16.055.807	R\$
TIR	18%	% a.a.
Payback descontado	8,13	anos

Fonte: próprio autor.

3.6.2.2 Motor de combustão interna – Cenário 2

A Tabela 3.23 apresenta os resultados dos estudos de viabilidade econômica para o sistema de cogeração utilizando motogeradores. O fluxo de caixa dessa análise encontra-se detalhado na Tabela 7.3.

Tabela 3.23 - Resultados do estudo de viabilidade econômica do sistema de cogeração com motogeradores

Ferramentas	Valor	Unidade
VPL	5.753.324	R\$
TIR	17%	% a.a.
Payback descontado	7,03	anos

Fonte: próprio autor.

4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Uma vez que os sistemas foram dimensionados para atender primariamente a demanda por energia térmica para aquecer os digestores, o montante de energia elétrica gerada em cada cenário foi apenas consequência desse dimensionamento, embora tenha sido a única fonte de receita contemplada no estudo de viabilidade econômica.

Considerando as informações técnicas fornecidas pelos fabricantes e seus representantes, o sistema com microturbinas teve como vantagem a maior disponibilidade de funcionamento do equipamento. Enquanto o fabricante dos motogeradores considera uma disponibilidade média de 90%, para as microturbinas o valor informado foi de 99%. Tal diferença pode ser justificada pelo fato de as microturbinas possuírem uma única peça móvel e utilizarem um mancal a ar, o que elimina o atrito. Estes aspectos contribuem para uma menor necessidade de intervenções e paradas na operação do sistema para manutenções.

Com relação as demais características operacionais, os dois sistemas apresentaram resultados semelhantes. Ambos foram dimensionados para operar com um fator de carga semelhante (entre 87% e 88%) e preveem um consumo de biogás na ordem de 13.000 m³/dia.

Já os custos de implantação, operação e manutenção, refletem algumas diferenças importantes entre as duas tecnologias. Ao comparar a Tabela 3.11 (ou a Tabela 3.12) com a Tabela 3.13, as quais apresentam os custos de implantação dos sistemas e considerando apenas os equipamentos de geração de energia elétrica e térmica, pode-se observar que as microturbinas demandam um investimento 74% maior que o dos motogeradores e seus respectivos módulos de aproveitamento térmico. Tal aspecto, em parte, pode estar relacionado ao fato de que as microturbinas são fabricadas no exterior e estão sujeitas às variações do dólar. Além disso, esses equipamentos terão o valor da importação adicionado aos custos iniciais. Em contrapartida, os motogeradores possuem fabricação nacional.

As mesmas tabelas evidenciam uma grande diferença nos valores estimados para os sistemas de condicionamento do biogás. O sistema de tratamento de biogás especificado para os grupos geradores tem um custo aproximadamente onze vezes maior do que o adotado para as microturbinas. Essa expressiva diferença pode ser

relacionada ao fato de que o sistema do cenário 1-A não contempla a remoção de H_2S , uma vez que as microturbinas suportam até 5.000 ppm desse composto, segundo o fabricante. Já o tratamento do biogás recomendado pela empresa ERBR para a cogeração com motogeradores retira tanto o sulfeto de hidrogênio quanto o dióxido de carbono presente no biogás, produzindo assim biometano. Essa diferença no nível de tratamento justifica o descolamento nos orçamentos, trazendo vantagens econômicas às microturbinas no estudo. Todavia, a não remoção do H_2S é um fator de preocupação para a vida útil do sistema. Por isso, também foi analisado o cenário 1-B, que considera a utilização das microturbinas associadas ao sistema de condicionamento de biogás da ERBR. Neste cenário, o custo de implantação do projeto aumenta significativamente.

Considerados os aspectos destacados anteriormente, observa-se que o sistema de cogeração com motogeradores (cenário 2) apresentou um custo de implantação 16% maior que o sistema com microturbinas sem remoção de H_2S (cenário 1-A), enquanto se considerarmos a remoção desse composto (cenário 1-B), o custo de implantação com microturbinas se torna 38% maior que o do cenário com motogeradores. Essa diferença observada entre os cenários devido a opção de remover ou não o sulfeto de hidrogênio demonstra a importância de que essa escolha seja bem avaliada na concepção do projeto, visto que uma definição equivocada pode comprometer não apenas a vida útil do sistema, mas os resultados econômicos obtidos.

Com relação aos custos de operação e manutenção, o sistema com motogeradores se mostrou 42% mais dispendioso. Essa diferença justifica-se no fato de que os motogeradores possuem diversas partes móveis e consumíveis que demandam manutenções preventivas e corretivas frequentes, diferentemente das microturbinas que possuem apenas uma parte móvel e mancal a ar. As manutenções em motogeradores envolvem, por exemplo, a troca de velas, filtros, óleo, ajuste de válvulas, dentre outros. Essas intervenções influenciam na disponibilidade do sistema e acarretam maiores custos de manutenção. Além disso, a recomendação de manter uma operação local 24 horas por dia na planta onerou ainda mais os custos em comparação com as microturbinas.

No que diz respeito às despesas evitadas com a implantação do projeto, ambos os sistemas apresentaram resultados muito semelhantes. Comparando a Tabela 3.18 e

a Tabela 3.19, observa-se que o sistema com microturbinas (cenário 1) tem a expectativa de uma geração de energia elétrica anual apenas 3,4% maior.

Os resultados do estudo de viabilidade econômica (EVE) apresentados na Tabela 4.1 demonstraram que o projeto é viável em todos os cenários, seja na utilização de microturbinas ou de motogeradores, visto que obtiveram um valor presente líquido (VPL) positivo e uma taxa interna de retorno (TIR) maior que a taxa mínima de atratividade (TMA).

Tabela 4.1 - Comparação dos resultados obtidos nos três cenários através das ferramentas de avaliação da viabilidade econômica

Descrição	Resultados			Unidade
	Microturbinas sem remoção de H ₂ S (cenário 1-A)	Microturbinas com remoção de H ₂ S (cenário 1-B)	Motogeradores	
CAPEX	9.756.823	15.666.545	11.326.750	R\$
OPEX	831.996	831.996	1.177.699	R\$
Custo evitado	3.089.677	3.089.677	2.986.640	R\$/ano
VPL	21.965.529	16.055.807	5.753.324	R\$
TIR	28%	18%	17%	% a.a.
Payback descontado	4,85	8,13	7,03	anos

Fonte: próprio autor.

No entanto, os resultados do cenário com a utilização de microturbinas e sem a remoção de H₂S foram melhores, uma vez que apresentaram VPL e TIR maiores e um tempo de retorno do investimento menor que os demais cenários. Por outro lado, se a remoção de sulfeto de hidrogênio for necessária, o cenário utilizando motogeradores se aproxima do com microturbinas (cenário 1-B), oferecendo um retorno do investimento aproximadamente 1 ano antes, mas apresentando um pior VPL e uma menor TIR. A desvantagem do cenário 2 nessas últimas duas ferramentas econômicas pode ser atribuída a menor vida útil dos motogeradores, o que implica diretamente em um menor retorno econômico através da produção de energia elétrica.

Como referência para a avaliação dos valores de *payback* descontado encontrados, Neto *et al.* (2019) afirmam que projetos de cogeração implementados no Brasil são considerados interessantes para a indústria se o tempo de retorno dos investimentos estiver próximo de três a cinco anos, sendo que outros fatores, como a segurança operacional podem justificar tempos maiores. No âmbito deste estudo de caso, os demais benefícios relacionados a implantação do projeto e não contabilizados financeiramente, como a melhoria da imagem da empresa e os fatores ambientais, podem contribuir para que o *payback* encontrado seja considerado favorável em todos os cenários. Além disso, a economia do combustível ou energia que seria empregada no aquecimento dos digestores e os benefícios operacionais provenientes desse aquecimento, como o aumento da produção de biogás e a redução da produção de lodo, não foram considerados nos EVE. Todavia, se contemplados, certamente irão contribuir para diminuir o tempo de retorno do investimento e aumentar a atratividade do investimento.

No contexto da sustentabilidade é preciso destacar que as microturbinas levam vantagem devido a menor emissão de NO_x. Um projeto piloto implementado em 2003, denominado ENERBIO, verificou que as microturbinas de pequeno porte emitiam até 9 ppm de NO_x, enquanto motores a gás apresentaram emissões entre 250 ppm e 3.000 ppm (CENBIO, 2003).

Por fim é importante ressaltar que os estudos de viabilidade econômica realizados utilizaram orçamentos referenciais que podem não ter considerado todos os aspectos específicos do local de implantação do projeto. Por outro lado, é possível que no caso de uma concorrência, através de licitação, por exemplo, os preços finais de contratação apresentem algum desconto.

5 CONCLUSÕES

O biogás produzido a partir do tratamento de esgotos possui um grande potencial de aproveitamento energético. No entanto, ainda são poucas as ETEs no país que utilizam esse combustível de forma útil. Nesse contexto, o objetivo principal do presente trabalho foi atingido: avaliar e comparar a viabilidade econômica de um projeto de cogeração com biogás de uma ETE, utilizando microturbinas ou motogeradores.

Os resultados da avaliação demonstraram que ambos os projetos são viáveis economicamente. No entanto, o investimento realizado no sistema com microturbinas sem a remoção de H_2S apresenta números mais atrativos financeiramente e prevê um retorno do investimento mais rápido do que nos demais cenários.

Com relação aos custos de implantação, o sistema com motogeradores demanda um investimento menor para a aquisição dos equipamentos de geração, o que se justifica no fato dessa tecnologia ser mais difundida, dispondo inclusive de fabricação nacional. Por outro lado, a capacidade das microturbinas de suportar até 5.000 ppm de H_2S , defendida pelo fabricante, simplificou o sistema de condicionamento de biogás especificado no cenário 1-A, que apresentou um custo onze vezes menor que o adotado no sistema com motogeradores. Caso essa suportabilidade de H_2S não seja considerada, o cenário com microturbinas (1-B) apresenta piora nos resultados do EVE, principalmente no tempo de retorno do investimento. Entretanto, as microturbinas ainda se mostram mais vantajosas no que diz respeito ao VPL e a TIR do projeto, devido a sua maior vida útil. Tamanhas mudanças nos resultados demonstram a relevância de se especificar corretamente a necessidade de remoção do sulfeto de hidrogênio da concepção do projeto.

No que se refere as despesas com a operação e manutenção dos sistemas, observou-se que as características construtivas dos motores de combustão interna, que apresentam diversas partes móveis e consumíveis, contribuíram para que o cenário com esses equipamentos apresentasse um custo anual muito elevado, sendo 42% maior que o das microturbinas. Por se tratar de uma despesa recorrente no fluxo de caixa, esse foi um fator determinante para piorar o resultado do sistema com motogeradores.

É importante ressaltar que os resultados do EVE poderiam ser melhores, pois não consideraram os benefícios operacionais da utilização da energia térmica no aquecimento dos digestores de lodo. Dessa forma, os resultados deste estudo demonstram que projetos de cogeração com biogás em ETEs podem acarretar benefícios financeiros, ambientais e operacionais.

6 REFERÊNCIAS

ANDREOLI, C. V.; SPERLING, M. V.; FERNANDES, F. **Lodo de esgotos: tratamento e disposição final**. 2ª. ed. Belo Horizonte: UFMG, v. 6, 2014.

ARSESP. Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo, 2022. Disponível em: <http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/noticia-resumo.aspx?Identificacao=MARCO_REGULATORIO_PARA_DISTRIBUICAO_DE_BIOMETANO>. Acesso em: 13 abril 2022.

CENBIO. **Projeto ENERG-BIOG**. Universidade de São Paulo. São Paulo. 2003.

COELHO, S. T. COELHO, SUANI TEIXEIRA; GARCILASSO, V. P.; FERRAZ JR, A. D. N.; SANTOS, M. M.; JOPPERT, C. L. **Tecnologias de produção e uso de biogás e biometano**. São Paulo: Synergia, 2018.

DAVID, A. C. **Secagem térmica de lodo de esgoto. Determinação da umidade de equilíbrio**. São Paulo: [s.n.], 2002. Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3147/tde-30042003-131628/publico/Revisada.PDF>>. Acesso em: 21 junho 2022.

EPBR. epbr, 2019. Disponível em: <<https://epbr.com.br/cegas-fecha-ampliacao-da-injecao-de-biometano-na-rede-do-ceara/>>. Acesso em: 13 abril 2022.

EPE. Anuário Estatístico de Energia Elétrica. **EPE**, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 25 julho 2022.

ERBR. **Orçamento para Biorrefinaria de Biogás para produção de Biometano – 700 Nm³/h**. Londrina, p. 10. 2022.

FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V. **Guia Prático do Biogás - Geração e Utilização**. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. [S.l.], p. 236. 2010.

GAIO, M. M. A Experiência da COPASA MG na geração de energia a partir do biogás da ETE Arrudas. **IV Seminário Internacional de Engenharia de Saúde Pública**, Belo Horizonte, março 2013. 24. Disponível em: <https://www.funasa.gov.br/site/wp-content/uploads/2013/05/Marcelo_Monachesi.pdf>. Acesso em: 24 julho 2022.

HIDROSERVICE ENGENHARIA LTDA. **Manuais de operação e manutenção da ETE selecionada**. [S.l.]. 1997.

JORDÃO, E. P.; PESSÔA, C. A. **Tratamento de Esgotos Domésticos**. 6ª. ed. Rio de Janeiro: ABES, 2011.

JORDÃO, E. P.; VOLSCHAN JR.,. **Tratamento de Esgotos Sanitários em Empreendimentos Habitacionais**. 1ª. ed. Brasília: CAIXA, 2009.

LUMING. **Orçamento referencial concedido por e-mail para um sistema de cogeração com biogás utilizando microturbinas**. São Paulo. 2022.

METCALF, L.; EDDY, H. **Tratamento de Efluentes e Recuperação de Recursos**. 5ª. ed. Porto Alegre: AMGH, 2016.

NETO, A. H; AMARAL, A. C.; LEITE, B. M.; PACHECO, C. R. F.; SOWMY, D. S.; ZACHARIADIS, D. C.; IOSHIMOTO, E.; FADIGAS, E. A. F. A.; KATO, E.; BARRETO, G. A.; COSTA, H. K. M.; CHABU, I. E.; FARAGO ESCOBAR, J.; GRIMONI, J. A. B.; SIMÕES MOREIRA, J. R.; RODRIGUES, J. R. H.; MESSIAS, L. S.; NEVES, L. O.; ROCHA, M. S.; PIMENTA, M. M.; SANTOS, M. M. S.; SILVA, M. S. L.; COLUNA, N. M. E.; MATAI, P. H. L. S.; CASTRO, R.; ANDREOS, R.; COELHO, S. T.; GOTO, T. G.; GARCILASSO, V. P.; RIBAS, V. E.; PARENTE, V. *in* SIMÕES MOREIRA, J. R.(ed). **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2019.

NUVOLARI, A.; MARTINELLI, A.; TELLES, D. D.; RIBEIRO, J. T.; MIYASHITA, N. J.; RODRIGUES, R. B.; ARAUJO, R. *in* NUVOLARI, A. (ed). **Esgoto Sanitário: coleta, transporte, tratamento e reúso agrícola**. 2ª. ed. São Paulo: Blucher, 2011.

PROBIOGÁS. **Exemplos de Usinas de Aproveitamento de Biogás no Brasil**. Probiogás. Brasília, p. 13. 2017.

SARAIVA, A. C.; BORGES, C. A.; GOMES, F. C. S. P.; SANTOS, L. L.; COLTURATO, L. F.; JENDE, O.; ROSENFELDT, S.; SERAVAL, T. A.; COLTURATO, T. D. B.; SIQUEIRA, V. S.; SILVA, P. W. **Conceitos para o licenciamento ambiental de usinas de biogás**. Probiogás. Brasília, p. 151. 2016. (978-85-7958-057-4).

SILVEIRA, B.; CHERNICHARO, C.; CABRAL, C.; SUIDEDOS, C.; PLATZER, C.; GILSON, S.; POSSETTI, G. R. C.; HOFFMANN, H.; MOREIRA, H. C.; ADAMATTI, H. B., MIKI, M.; SILVA, M.; TAKAHASHI, R.; MIKI, R.; ROSENFELDT, S.; ARAÚJO, V. S. F.; VALENTE, V. B.; VILLANI, W. **Guia técnico de aproveitamento energético de biogás em estações de tratamento de esgoto**. Probiogás. Brasília, p. 183. 2015. (978-85-7958-041-3).

SISTEMA NACIONAL DE INFORMAÇÕES SOBRE SANEAMENTO - SNIS. Diagnóstico Temático - Serviços de Água e Esgoto - Visão Geral, Brasília, p. 91, 2021. Disponível em: <<http://www.snis.gov.br/diagnosticos>>. Acesso em: 15 maio 2022.

SPERLING, M. V. **Introdução à qualidade das águas e ao tratamento de esgotos**. 2ª. ed. Belo Horizonte: UFMG, 1996.

YOSHIMOTO, P. M. **Gestão de Perdas de Água e Eficiência Energética**. Seminário de Gestão de Perdas de Água e Eficiência Energética. São Paulo: ABES Conecta. 2020.

7 APÊNDICES

APÊNDICE A – FLUXOS DE CAIXA

Tabela 7.1 - Fluxo de caixa do EVE para o cenário 1-A, com microturbinas e sem remoção de H₂S.

Ano	CAPEX [R\$]	OPEX [R\$]	DESPESAS EVITADAS [R\$]	TOTAL [R\$]	TOTAL DESCONTADO [R\$]	TOTAL ACUMULADO [R\$]
0	-9.756.823	0	0	-9.756.823	-9.756.823	-9.756.823
1	0	-831.996	3.089.677	2.257.681	2.088.512	-7.668.311
2	0	-884.433	3.284.404	2.399.972	2.053.784	-5.614.527
3	0	-936.869	3.479.131	2.542.262	2.012.534	-3.601.993
4	0	-989.306	3.673.858	2.684.552	1.965.935	-1.636.058
5	0	-1.041.742	3.868.585	2.826.843	1.915.019	278.961
6	0	-1.094.179	4.063.312	2.969.133	1.860.696	2.139.657
7	0	-1.146.615	4.258.039	3.111.423	1.803.762	3.943.420
8	0	-1.199.052	4.452.766	3.253.714	1.744.913	5.688.333
9	0	-1.251.488	4.647.493	3.396.004	1.684.756	7.373.088
10	0	-1.303.925	4.842.219	3.538.295	1.623.817	8.996.905
11	0	-1.356.361	5.036.946	3.680.585	1.562.551	10.559.456
12	0	-1.408.798	5.231.673	3.822.875	1.501.349	12.060.806
13	0	-1.461.235	5.426.400	3.965.166	1.440.547	13.501.352
14	0	-1.513.671	5.621.127	4.107.456	1.380.426	14.881.779
15	0	-1.566.108	5.815.854	4.249.746	1.321.227	16.203.006
16	0	-1.618.544	6.010.581	4.392.037	1.263.150	17.466.156
17	0	-1.670.981	6.205.308	4.534.327	1.206.358	18.672.514
18	0	-1.723.417	6.400.035	4.676.617	1.150.984	19.823.498
19	0	-1.775.854	6.594.762	4.818.908	1.097.136	20.920.634
20	0	-1.828.290	6.789.489	4.961.198	1.044.895	21.965.529

Fonte: próprio autor.

Tabela 7.2 - Fluxo de caixa do EVE para o cenário 1-B, com microturbinas e sem remoção de H₂S.

Ano	CAPEX [R\$]	OPEX [R\$]	DESPESAS EVITADAS [R\$]	TOTAL [R\$]	TOTAL DESCONTADO [R\$]	TOTAL ACUMULADO [R\$]
0	-15.666.545	0	0	-15.666.545	-15.666.545	-15.666.545
1	0	-831.996	3.089.677	2.257.681	2.088.512	-13.578.033
2	0	-884.433	3.284.404	2.399.972	2.053.784	-11.524.249
3	0	-936.869	3.479.131	2.542.262	2.012.534	-9.511.715
4	0	-989.306	3.673.858	2.684.552	1.965.935	-7.545.780
5	0	-1.041.742	3.868.585	2.826.843	1.915.019	-5.630.761
6	0	-1.094.179	4.063.312	2.969.133	1.860.696	-3.770.065
7	0	-1.146.615	4.258.039	3.111.423	1.803.762	-1.966.302
8	0	-1.199.052	4.452.766	3.253.714	1.744.913	-221.389
9	0	-1.251.488	4.647.493	3.396.004	1.684.756	1.463.366
10	0	-1.303.925	4.842.219	3.538.295	1.623.817	3.087.183
11	0	-1.356.361	5.036.946	3.680.585	1.562.551	4.649.734
12	0	-1.408.798	5.231.673	3.822.875	1.501.349	6.151.084
13	0	-1.461.235	5.426.400	3.965.166	1.440.547	7.591.630
14	0	-1.513.671	5.621.127	4.107.456	1.380.426	8.972.057
15	0	-1.566.108	5.815.854	4.249.746	1.321.227	10.293.284
16	0	-1.618.544	6.010.581	4.392.037	1.263.150	11.556.434
17	0	-1.670.981	6.205.308	4.534.327	1.206.358	12.762.792
18	0	-1.723.417	6.400.035	4.676.617	1.150.984	13.913.776
19	0	-1.775.854	6.594.762	4.818.908	1.097.136	15.010.912
20	0	-1.828.290	6.789.489	4.961.198	1.044.895	16.055.807

Fonte: próprio autor.

Tabela 7.3 - Fluxo de caixa do EVE para o cenário 2, com motogeradores.

Ano	CAPEX [R\$]	OPEX [R\$]	DESPESAS EVITADAS [R\$]	VALOR RESIDUAL [R\$]	TOTAL [R\$]	TOTAL DESCONTADO [R\$]	TOTAL ACUMULADO [R\$]
0	-11.326.750	0	0	-	-11.326.750	-11.326.750	-11.326.750
1	0	-1.177.699	2.986.640	-	1.808.941	1.673.396	-9.653.354
2	0	-1.230.136	3.174.873	-	1.944.737	1.664.215	-7.989.139
3	0	-1.282.572	3.363.106	-	2.080.533	1.647.015	-6.342.124
4	0	-1.335.009	3.551.339	-	2.216.330	1.623.049	-4.719.075
5	0	-1.387.445	3.739.571	-	2.352.126	1.593.427	-3.125.648
6	0	-1.439.882	3.927.804	-	2.487.923	1.559.131	-1.566.517
7	0	-1.492.318	4.116.037	-	2.623.719	1.521.029	-45.488
8	0	-1.544.755	4.304.270	-	2.759.516	1.479.883	1.434.395
9	0	-1.597.191	4.492.503	-	2.895.312	1.436.363	2.870.758
10	0	-1.649.628	4.680.736	3.250.000	6.281.108	2.882.567	5.753.324

Fonte: próprio autor