

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PECE - PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA POLITÉCNICA

MAURICIO DE MORAES SAMPAIO

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DA INJEÇÃO DE BIOMETANO DE ATERRO
SANITÁRIO NA MALHA DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL**

SÃO PAULO – SP
2020

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PECE - PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA POLITÉCNICA

MAURICIO DE MORAES SAMPAIO

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DA INJEÇÃO DE BIOMETANO DE ATERRO
SANITÁRIO NA MALHA DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL**

Monografia apresentada à Universidade de São Paulo, para conclusão do curso Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

Orientadora: Vanessa Pecora Garcilasso

SÃO PAULO – SP
2020

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução anual do número de novas plantas de biogás na Alemanha.....	10
Figura 2 - Mapa de instalações de biogás de resíduos no Reino Unido	13
Figura 3 - Planta de tratamento de biogás da GNR Fortaleza	15
Figura 4 - Fluxograma de processo da lavagem com água	22
Figura 5 - Fluxograma de processo da lavagem com amina.....	24
Figura 6 - Esquema representativo do sistema PSA.....	25
Figura 7 - Representação da separação por membrana.....	26
Figura 8 - Vista aérea de City Gate típico	27
Figura 9 - Traçado de rede sugerido para aterro de Caieiras	32
Figura 10 - Traçado de rede sugerido para aterro de Paulínia.....	33
Figura 11 - Traçado de rede sugerido para o aterro CDR Pedreira	33
Figura 12 - Curva típica da produção de biogás de aterro	35
Figura 13 - Área considerada para o aterro de Caieiras	36
Figura 14 - Área considerada para o aterro de Paulínia.....	36
Figura 15 - Área considerada para o aterro CDR Pedreira	37
Figura 16 - Representação gráfica das linhas de tendência do Capex	40
Figura 17 - Representação gráfica das linhas de tendência do Opex.....	41

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Comparação entre as resoluções ANP para gás natural e biometano.....	9
Tabela 2 - Comparação entre as resoluções ANP para gás natural e biometano.....	17
Tabela 3 - Dez aterros do estado de São Paulo com maior recebimento diário de RSU	31
Tabela 4 - Distâncias calculadas para cada um dos traçados sugeridos	32
Tabela 5 - Estimativa do potencial diário de biogás produzido	34
Tabela 6 - Áreas estimadas para cada aterro selecionado	37
Tabela 7 - Capex para captação de biogás de aterro	39
Tabela 8 - Capex e Opex para produção e injeção de biometano na malha de distribuição	39
Tabela 9 - Interpolação dos valores de Capex e Opex, em função do volume diário de biometano.....	40
Tabela 10 - Preço médio do contrato “Novo Mercado de Gás” da Petrobras para as distribuidoras	41
Tabela 11 - Parâmetros financeiros adotados.....	42
Tabela 12 - Resumo dos valores de <i>breakeven</i> do biometano, em R\$/MMBTU.....	43

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	7
1.1.	Objetivo	7
1.2.	Justificativa	8
2.	PRODUÇÃO E USOS DE BIOMETANO	9
2.1.	Cenário Internacional.....	9
2.1.1.	Alemanha	10
2.1.2.	Suécia.....	11
2.1.3.	Reino Unido	12
2.2.	Cenário Nacional	13
2.2.1.	GNR Fortaleza.....	14
2.2.2.	GNR Dois Arcos	15
2.2.3.	CTR Seropédica	15
2.2.4.	Central de Tratamento de Resíduos Leste	16
2.3.	Aspectos Legais e Regulatórios	16
3.	ANÁLISE TÉCNICA DA PRODUÇÃO DE BIOMETANO.....	20
3.1.	Remoção de Umidade	20
3.2.	Remoção de H ₂ S	21
3.3.	Remoção de CO ₂ (Upgrading)	22
3.3.1.	Lavagem com Água.....	22
3.3.2.	Lavagem com Amina.....	23
3.3.3.	Pressure Swing Adsorption (PSA).....	24
3.3.4.	Separação por Membrana	25
3.4.	City Gate.....	26
3.5.	Escolha das Tecnologias.....	28
4.	EMPREENHIMENTOS POTENCIAIS	29
4.1.	Seleção de aterros para estudo de caso	29
4.2.	Distância da malha de distribuição	31
4.3.	Estimativa do volume potencial de biogás.....	34
4.4.	Estimativa da área dos aterros	35
5.	ANÁLISE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE BIOMETANO E SUA INJEÇÃO NA MALHA DE GÁS NATURAL – ESTUDO DE CASO	37
5.1.	Premissas de investimento e custos operacionais	38

5.2.	Valor de Referência.....	41
5.3.	Parâmetros Financeiros.....	42
5.4.	Considerações Gerais sobre o Estudo de Caso.....	42
5.5.	Barreiras e Desafios na Injeção de Biometano na Malha de Gás Natural.....	44
6.	CONCLUSÃO	44
7.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	45
	APÊNDICE A – PLANILHAS DE CÁLCULOS.....	52

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a comunidade internacional passou a destinar grandes esforços para fomentar alternativas de desenvolvimento sustentável, objetivando mitigar os impactos relacionados ao aquecimento global.

A redução das emissões de gases do efeito estufa não é um problema trivial, pois impacta diretamente diversos setores da economia que se tornaram extremamente dependentes da queima de combustíveis fósseis. Dentre eles, o gás natural assume elevada importância no mercado, estando presente em diversos segmentos, seja em pequenos volumes no segmento residencial, ao ser utilizado para cocção, ou em grandes volumes no segmento industrial, ao ser utilizado para movimentar uma turbina de geração elétrica.

Se por um lado as energias solar e eólica são as alternativas mais populares do mercado renovável, o gás natural ainda ganha força no movimento por redução de emissões, sendo muitas vezes chamado de “combustível de transição”. Isso se deve ao fato das emissões atmosféricas do gás natural serem muito baixas quando comparadas ao carvão mineral e demais combustíveis fósseis, além de possibilitar o aproveitamento de boa parte da infraestrutura já instalada, levando países como a China à conversão de seu parque termelétrico para o uso do gás natural.

Neste contexto, o gás natural dá sinais de que deve se manter no mercado por muitos anos, mesmo sendo um combustível fóssil não-renovável. Porém, isso não quer dizer que a mesma infraestrutura de distribuição do gás natural não possa ser utilizada por um combustível renovável. Este é o caso do biometano.

Neste trabalho, será abordada a alternativa de produção de biometano a partir de biogás de aterro sanitário, com o intuito de injeção na malha de distribuição de gás natural.

1.1. Objetivo

O trabalho terá como objetivo avaliar a viabilidade técnica e econômica da injeção de biometano proveniente de aterros sanitários na rede de distribuição de gás natural, com foco no estado de São Paulo. Para isso, será necessário avaliar a legislação vigente para o setor, os equipamentos necessários para tratamento do

biogás, verificar localidades potenciais para instalação, e finalmente efetuar uma análise técnica e econômica do projeto.

1.2. Justificativa

O biometano se mostra como uma alternativa favorável para substituir o gás natural, sendo ele um combustível gasoso proveniente do tratamento do biogás. Este por sua vez é originado de processos de digestão anaeróbica, podendo ser produzido a partir de resíduos orgânicos da agropecuária, estações de tratamento de esgoto, ou até mesmo aterros sanitários.

Como o biometano possui características físico-químicas muito semelhantes às do gás natural, ambos poderiam compartilhar a mesma infraestrutura de distribuição, otimizando assim os investimentos necessários para atender os clientes finais e melhorando a viabilidade econômica de projetos relacionadas a ambas as fontes de energia.

A utilização de biometano não implica na descarbonização da matriz de combustíveis atuais, logo a sua queima também gera CO₂ como emissão atmosférica. Porém, aterros sanitários tendem a formar biogás em seu interior como uma característica intrínseca de seu funcionamento. Por ser inflamável, uma solução simples adotada manter a integridade do aterro é a queima do biogás em *flares*¹ instalados no próprio local, porém uma proposta mais interessante do ponto de vista ambiental é realizar o tratamento deste biogás para que este possa ser utilizado como combustível, aproveitando assim uma energia que, na prática, já está disponível para utilização e estaria sendo desperdiçada.

Por outro lado, o processo de tratamento de biogás é considerado um processo caro, em especial para o caso de aterros sanitários. Isso deve a necessidade de remoção de contaminantes que podem ser prejudiciais aos equipamentos que venham a utilizar o biometano como fonte de energia. Sendo assim, se faz necessária uma avaliação técnica e econômica para verificar como o biometano se compara com o gás natural em questão de custo por unidade de energia.

¹ Sistema de segurança para queima de gases de escape, semelhante a uma tocha

2. PRODUÇÃO E USOS DE BIOMETANO

2.1. Cenário Internacional

Atualmente, a maior parte dos países da Europa depende do gás natural como fonte de energia, seja como combustível para aquecimento, geração elétrica ou transporte urbano. Entretanto, a busca por alternativas sustentáveis fez do biometano uma tendência no mercado europeu, sendo considerado uma opção para a transição energética que aproveitaria a infraestrutura já existente para o gás natural, sem a necessidade de novos investimentos para o consumidor.

A Tabela 1 demonstra o número de plantas de biometano por país europeu:

Tabela 1 - Comparação entre as resoluções ANP para gás natural e biometano

País	Plantas de biometano	Capacidade de refino de biogás (Nm ³ /h)	Biometano produzido (GWh)	Plantas conectadas à rede
Áustria	14	5.160	70	11
Dinamarca	6	8.560	n / a	n / a
Finlândia	9	2.731	40	3
França	8	2.610	41	6
Alemanha	178	204.082	9.140	165
Hungria	2	625	4	1
Itália	5	500	n / a	n / a
Luxemburgo	3	850	26	n / a
Holanda	21	16.720	683	n / a
Espanha	1	4.000	n / a	n / a
Suécia	59	38.858	1.303	13
Suíça	24	6.310	166	22
Reino Unido	37	18.957	700	34
Total	367	309.963	12.173	255

Fonte: adaptado de Maggioni e Pieroni (2016)

Nos próximos itens, são abordados os principais países produtores de biometano na Europa:

2.1.1. Alemanha

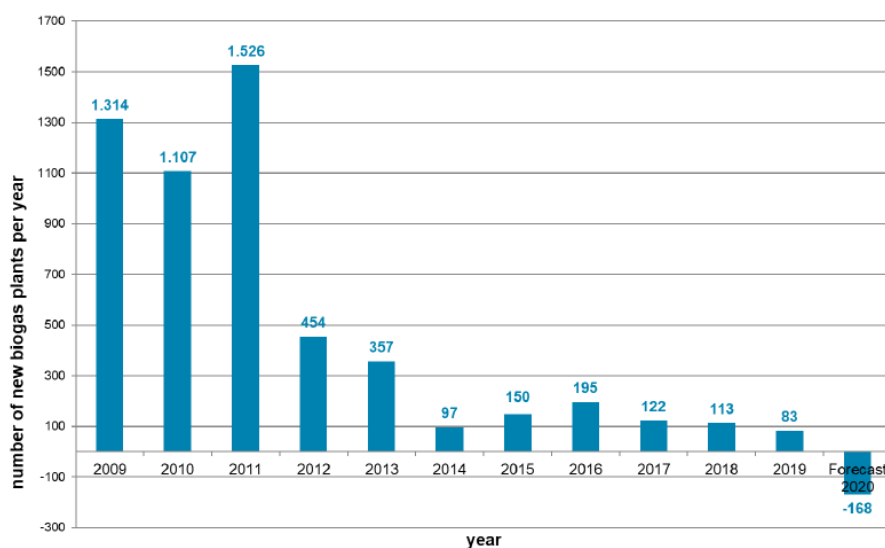
O país europeu com o maior número de plantas de produção de biogás em operação, a Alemanha começou a utilizar biometano em 2006, quando a sua primeira planta de *upgrading* de biogás entrou em operação na Bavária, segundo apurado por Decorte et al. (2020).

A maior parte da produção de biogás da Alemanha se faz por meio de digestão anaeróbica de insumos da agropecuária, em plantas de pequeno e médio porte no interior do país. O desenvolvimento deste mercado se acentuou com a implantação de medidas de incentivo por parte do governo alemão, oferecendo tarifas diferenciadas pela energia elétrica proveniente de fontes renováveis.

Segundo Appunn (2016), o Renewable Energy Act (EEG), que entrou em efeito no ano 2000, introduziu uma tarifa fixa garantida para produtores de energia elétrica renovável, válida por 20 anos. Entretanto, este mesmo ato passou por uma reforma em 2014, reduzindo a tarifa para novos empreendimentos, resultando em uma desaceleração na entrada de novos projetos de biogás.

Como o segmento da cogeração é o grande consumidor do biogás alemão, os impactos da retirada de incentivos por parte do governo foram bastante significativos. A Figura 1 demonstra como variou o número de novos projetos de biogás na Alemanha ao longo dos últimos dez anos.

Figura 1 - Evolução anual do número de novas plantas de biogás na Alemanha



Fonte: (FACHVERBAND BIOGAS, 2020)

2.1.2. Suécia

Outro país com produção relevante de biogás, a Suécia possui diversas plantas de pequeno porte conectadas às redes de gás locais ou estações de abastecimento veicular, sendo que apenas a região sudoeste do país está conectada à malha de gás europeia, através da Dinamarca. Estocolmo também possui uma rede de distribuição regional, abastecida por LNG e biogás. Uma parcela do biometano consumido no país é transportada por meio de caminhões, tanto de forma comprimida quanto liquefeita (DECORTE et al., 2020). A baixa densidade populacional do país tornou inviável a expansão de uma malha integrada, tornando mais interessante economicamente a utilização de malhas regionais no país.

Desde os anos 90, a Suécia tem aplicado incentivos tributários para alternativas renováveis, objetivando reduzir as emissões de CO₂ e a sua dependência em combustíveis fósseis. Como os impostos do setor de transporte são muito elevados, este setor adotou o biometano como alternativa para obter isenções tributárias. Segundo Klackenberg e a Swedish Gas Association (2019), a participação do biometano teve crescimento a partir de 2005, impulsionado por investimentos na conversão de ônibus do transporte público e plantas de reciclagem de resíduos residenciais.

Em 2017, o parlamento suéco adotou o *Climate Act*, com metas de longo prazo ambiciosas para redução de gases de efeito estufa, incluindo os seguintes pontos:

- Setor energético *climate-neutral*² em 2045;
- Geração elétrica 100% renovável em 2040;
- 63% de redução de emissões no setor externo ao *Emission Trade System*³ em 2030 e 75% em 2040 (comparado com 1990);
- 70% de redução das emissões no setor de transporte doméstico (exceto aviação) em 2030 (comparado com 2050).

De acordo com Klackenberg e a Swedish Gas Association (2019), ainda não há uma política definida para alcançar estes objetivos. Entretanto, a Swedish Gas Association está preparando um plano de ação, dentro da iniciativa governamental Fossil Free Sweden, incluindo as seguintes metas:

² Termo utilizado quando o balanço de emissões de gases do efeito estufa atinge nível zero.

³ Sistema adotado pela União Europeia para mercado de créditos de carbono

- Produção de 50 TWh de gás renovável em 2050 e rede de distribuição de gás 100% renovável;
- Indústria de gás clima-neutra;
- Transporte terrestre com gás não-fóssil em 2030;
- Transporte de mercadorias com gás;
- Eletricidade e calor com gás não-fóssil.

2.1.3. Reino Unido

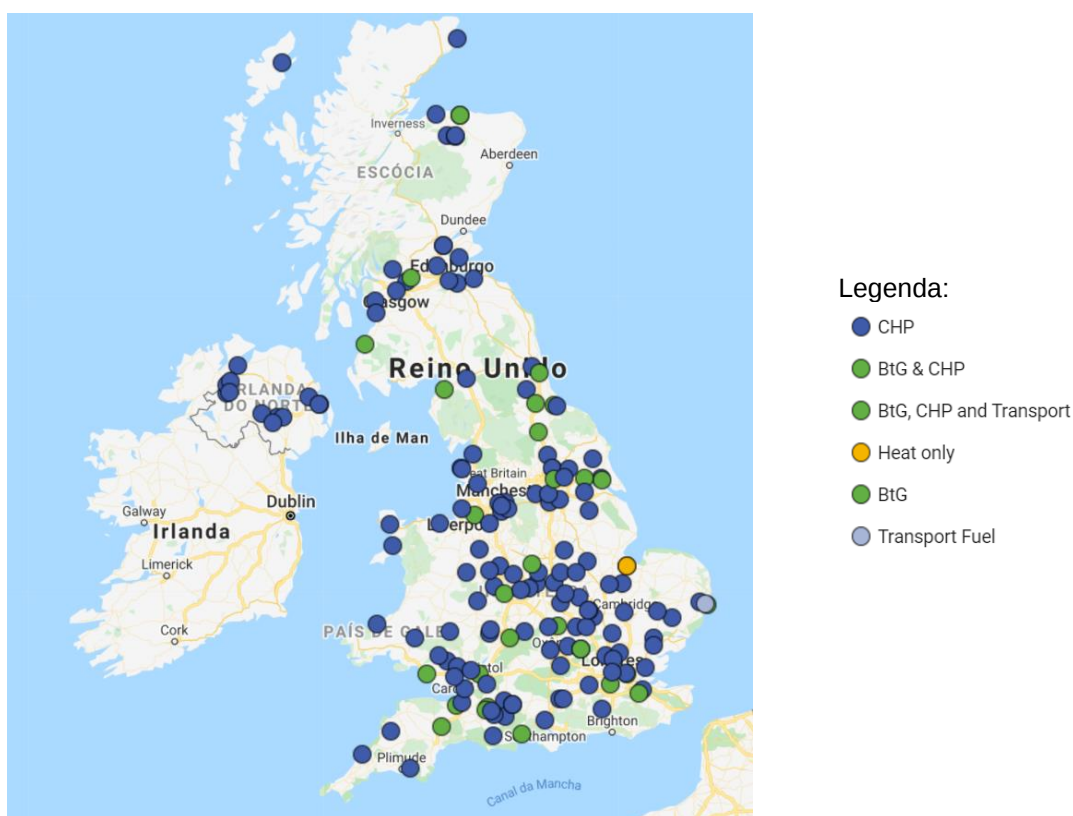
Segundo Decorte et al. (2020), a aprovação do *Renewable Heat Incentive* (RHI) foi crucial para o desenvolvimento do mercado de biometano no Reino Unido. Com este benefício, proprietários de plantas de geração de calor a partir de fontes renováveis se tornam elegíveis a receber uma tarifa fixa do governo pelo período de até 20 anos.

Este benefício foi colocado em 2011, levando a construção de 93 instalações de biometano. Porém, a tarifa vem sendo reduzida gradualmente ao ponto que, quando atingiu o patamar de €50/MWh, produtores chegaram à conclusão de que novos projetos não seriam viáveis. Em 2018, o governo do país decidiu retornar ao patamar €60/MWh, levando à instalação de 30 novos projetos (DECORTE et al., 2020).

Outro incentivo relevante se refere a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Entre os anos de 2010 e 2019, plantas de pequeno porte (até 5 MW de potência instalada, ou 2 kW no caso de CHP) teriam direito a uma tarifa fixa de remuneração por um período de 20 anos, sendo que apenas plantas instaladas após 15 de julho de 2009 eram elegíveis ao benefício (NNFCC, 2020).

Os benefícios mencionados acima foram essenciais para ampliar o mercado de energias renováveis como um todo. A Figura 2 indica a situação atual das instalações de biogás de resíduos no Reino Unido, classificadas segundo o uso final do energético. Vale ressaltar que este mapa inclui produções a partir de resíduos agropastoris e industriais. Os pontos em verde indicam locais onde o uso final do biogás inclui *Biomethane to Grid* (BtG), ou seja, são instalações que possuem tecnologia para produção de biometano e injeção na rede de distribuição local.

Figura 2 - Mapa de instalações de biogás de resíduos no Reino Unido



Fonte: (NNFCC, 2020)

2.2. Cenário Nacional

O Brasil hoje conta com mais de um projeto de produção de biometano a partir de resíduos sólidos urbanos, conforme apresentado adiante. Estes podem ser encontrados cadastrados no Sistema Eletrônico de Informações (SEI) da ANP.

Vale mencionar que existem outros projetos listados na ANP que produzem biometano a partir de outras fontes que não de resíduos sólidos urbanos. São eles:

- O posto de abastecimento de GNV da frota da Sabesb, em Franca - SP, que utiliza o biogás da Estação de Tratamento de Esgoto (ETE) como insumo para a produção de biometano (SABESP – COMPANHIA DE SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DE SÃO PAULO, 2018);
- O projeto da Cocal, em Presidente Prudente - SP, que prevê o uso de resíduos da cana de açúcar como matéria prima para a produção de até 33 milhões de m³ de biogás. Metade desse valor deve ser utilizado para geração elétrica, enquanto a outra parte será tratada para produzir biometano e abastecer a malha da distribuidora local, a Gás Brasileiro (RAMOS, 2020);

- A planta da Geo Energética, em Tamboara - PR, que utiliza os resíduos de cana de açúcar da Coopcana, usina de açúcar e álcool para a produção de biometano (ABEGÁS – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO, 2018). O produto é utilizado para abastecer veículos movidos a GNV.

Além dos projetos listados na ANP, existem também aterros que utilizam o biogás para gerar energia elétrica. Nestes casos, o projeto pode não ter sido cadastrado no site, pois não necessariamente o gás utilizado nos geradores atende as especificações da resolução ANP nº 685/2017, que será apresentada no item 2.3 deste trabalho. É o caso, por exemplo, dos seguintes aterros:

- Aterro Bandeirantes, São Paulo - SP, com potência instalada de 22 MW;
- Aterro São João, São Paulo - SP, com potência instalada de 20 MW;
- Aterro de Caieiras - SP, com potência instalada de 29,5 MW;
- Aterro da Battre/ Revita, Salvador - BA, com geração atual de 15 MW;
- Aterro de Quatapará, da Estre, com usina de 4,2 MW;
- Aterro de Minas do Leão, com potência instalada de 8,55 MW.

Entretanto, seguem os projetos existentes no Brasil para produção de biometano a partir de resíduos sólidos urbanos:

2.2.1. GNR Fortaleza

Instalada no Aterro Sanitário Municipal Oeste de Caucaia (ASMOC), a planta da GNR Fortaleza (Figura 3) contempla a coleta de biogás por meio de um sistema de drenos horizontais e verticais, bem como a produção de biometano em uma unidade de purificação com tecnologia de absorção utilizando selexol como solvente. O investimento na planta por parte da GNR Fortaleza foi de cerca de R\$ 100 milhões (GARDEMANN e MOTTA, 2019).

Trata-se da primeira unidade do Brasil de produção de biometano para injeção na malha de distribuição de gás natural. Para isso, a Cegás investiu cerca de R\$ 22 milhões para construção da estação de transferência, além de instalar 23 km de gasoduto para conexão com o empreendimento (CEGÁS – COMPANHIA DE GÁS DO CEARÁ, 2020). O contrato de suprimento de biometano prevê o fornecimento de 75 mil m³ diários à distribuidora, fazendo com que 15% do volume comercializado pela Cegás seja proveniente de fonte renovável (SEINFRA; GIBAJA, 2019).

Figura 3 - Planta de tratamento de biogás da GNR Fortaleza



Fonte: (CICLOVIVO, 2018)

2.2.2. GNR Dois Arcos

Situada em São Pedro da Aldeia, RJ, foi a primeira instalação do Brasil a realizar o tratamento de biogás de aterro para produção e comercialização de biometano. São mais de 50 poços de coleta para produção de até 16 mil m³ diários de biometano pelo processo de lavagem com água (GARDEMANN e MOTTA, 2019). O gás produzido é destinado ao abastecimento de veículos movidos a GNV, sendo que foi necessário um investimento de cerca de R\$ 18 milhões (G1, 2014).

2.2.3. CTR Seropédica

Considerado o maior da América Latina, o aterro de Seropédica recebeu um projeto de produção de biometano da empresa Gás Verde. Atualmente dedicado ao abastecimento de carretas de GNC para indústrias e postos de combustível, a unidade de purificação recebeu um investimento de R\$ 300 milhões para produzir cerca 200 mil m³ de gás por dia. A Gás Verde também foi responsável por implementar um projeto de tratamento de biogás no aterro de Gramacho, porém o local parou de apresentar os volumes de gás esperados, motivando a empresa a transferir os equipamentos para Seropédica (ABEGÁS – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO, 2019).

2.2.4. Central de Tratamento de Resíduos Leste

Uma parceria entre as empresas Golar e ZEG, o projeto consiste na produção de biometano na Central de Tratamento de Resíduos Leste (CTL), São Paulo - SP, para então liquefazer o gás para distribuí-lo. Com investimento previsto de cerca de R\$ 60 milhões, a previsão é distribuir 30 mil m³ por dia, havendo potencial de incremento para 90 mil m³ por dia (LUNA, 2020).

Administrado pela EcoUrbis, este aterro sanitário foi implantado para substituir o aterro São João, após este chegar a sua capacidade máxima e ser desativado. Em 2008, o aterro recebeu uma usina de geração elétrica que opera com biogás, possuindo uma capacidade de gerar até 20 MW (SECRETARIA MUNICIPAL DO VERDE E DO MEIO AMBIENTE, 2012).

Os processos de tratamento de biogás mencionados serão abordados com mais detalhes no capítulo 3, onde serão analisadas as principais tecnologias para produção de biometano.

2.3. Aspectos Legais e Regulatórios

No Brasil, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é responsável por regulamentar todos os processos envolvendo o gás natural distribuído em território nacional.

Neste âmbito, a Resolução ANP nº16/2008 (ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO; GÁS NATURAL E BICOMBUSTÍVEL, 2008) estabelece os limites máximos e mínimos para a composição química do gás natural injetado na malha de distribuição nacional. Este regramento se faz necessário para garantir que os consumidores recebam gás em uma qualidade pré-definida, sem variações no poder calorífico. Interessante notar que a norma estabelece limites diferentes para cada região do país, pois a resolução considera que cada região será suprida por gás natural oriundo de reservas com perfis diferentes.

Entretanto, a resolução mencionada acima não era aplicável ao biometano, pois devido a sua origem, este gás apresenta contaminantes que normalmente não são encontrados em reservas de gás associado ou não-associado. A injeção de biometano nas redes de distribuições continuou a ser impossibilitada até a publicação

das Resoluções ANP nº8/2015 e nº685/2017 (ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO; GÁS NATURAL E BICOMBUSTÍVEL, 2015, 2017).

Com a criação de uma regulamentação específica para o biometano, tornou-se possível atestar que o gás proveniente de determinado aterro atende aos requisitos de qualidade necessários para ser entregue aos consumidores da malha de distribuição.

Esta nova regulamentação, introduzida pela RANP 8/2015 e 685/2017, considera os mesmos limites de poder calorífico superior e índice de Wobbe vistos na RANP 16/2008. Porém as diferenças começam a ser observadas nos limites para hidrocarbonetos, estabelecendo que a concentração molar mínima de metano deve ser 90%, enquanto os níveis de etano, propano e butano somente devem ser medidos caso haja adição de gás natural, GLP ou propano ao biogás.

Outra especificidade relevante da regulamentação para gás proveniente de aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto refere-se às limitações para siloxanos, clorados e fluorados, considerados contaminantes comuns em biometano de aterro. Os siloxanos, inclusive, são conhecidos por formarem sílica dentro dos equipamentos de combustão, causando danos aos mesmos.

A Tabela 2 apresenta a especificação para gás natural e biometano, considerando a região Centro-Oeste, Sudeste e Sul.

Tabela 2 - Comparação entre as resoluções ANP para gás natural e biometano

Característica	Unidade	Gás Natural	Biometano
Poder Calorífico Superior	kJ/m³	35.000 a 43.000	35.000 a 43.000
Índice de Wobbe	kJ/m³	46.500 a 53.500	46.500 a 53.500
Número de Metano, mín.	-	65	ND ²
Metano, min.	% mol.	85,0	90,0
Etano, máx.	% mol.	12,0	anotar
Propano, máx	% mol.	6,0	anotar
Butanos e pesados, máx.	% mol.	3,0	anotar
Oxigênio, máx.	% mol.	0,5	0,8
Inertes (N₂+CO₂), máx.	% mol.	6,0	ND ²
CO₂ + O₂ + N₂, máx.	% mol.	ND ²	10
CO₂, máx.	% mol.	3,0	3,0

Enxofre Total, máx.	mg/m ³	70	70
Gás Sulfídrico (H₂S), máx.	mg/m ³	10	10
Ponto de orvalho de água a 1 atm, máx.	°C	-45	-45
Ponto de orvalho de hidrocarbonetos a 4,5 MPa, máx.	°C	0	0
Teor de siloxanos, máx.¹	mgSi/m ³	ND ²	0,3
Clorados, máx.¹	mg (Cl/m ³)	ND ²	5,0
Fluorados, máx.¹	mg (F/m ³)	ND ²	5,0

Fonte: Elaboração do autor, com base nas normas ANP, 2015 e 2017

Nota 1: Limites de siloxanos, clorados e fluorados são aplicáveis apenas ao biometano

Nota 2: Valores representados por “ND” são aqueles que não foram definidos pela respectiva regulação

Como pode ser observado no item 2.1 deste trabalho, os países que tiveram aumento considerável na produção de biogás e biometano contaram com medidas governamentais de incentivo que melhoravam a viabilidade econômica de novos projetos na área.

No Brasil, existe um projeto de lei aguardando despacho do presidente da câmara dos deputados que visa instituir a Política Federal do Biogás e do Biometano. (HERINGER, 2020). Em resumo, os principais pontos abordados pelo projeto de lei nº 2193/20 são os seguintes:

- As empresas dedicadas a produção, conversão e/ou injeção de biogás/biometano contarão com redução de 50% na alíquota do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), incidentes na aquisição de máquinas, equipamentos, aparelhos e instrumentos destinados exclusivamente a essas atividades (art. 4º, 6º e 7º);
- As empresas de transporte público também contarão com redução de 50% na alíquota do IPI incidentes na aquisição de ônibus movidos a gás (art. 9º);
- As empresas que adquirirem biomassa para a produção de biogás e biometano contarão com crédito presumido da Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) (art. 5º);

- O produtor de biogás e biometano contará com subvenção econômica pelo Banco de Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para equalização de taxas de juros e outros encargos financeiros (art. 8º)
- Financiamento de projetos de inovação que pesquisem alternativas para o aumento da produção nacional de biogás e biometano (art. 10º);
- Estímulo da pesquisa técnica sobre o uso de biofertilizantes (art. 11º);

Até o encerramento deste trabalho o projeto de lei citado acima ainda não havia tramitado no congresso. Quando isso ocorrer, os itens apresentados podem sofrer alterações antes de uma eventual aprovação, não sendo possível garantir que qualquer um desses benefícios venha a se tornar realidade.

Já na esfera estadual, foi instituído em 2012 o Programa Paulista de Biogás, por meio do decreto nº 58.659/2012. Este tinha como objetivos:

- I - incentivar e ampliar a participação de energias renováveis na matriz energética do Estado de São Paulo, através das externalidades positivas da geração de gases combustíveis provenientes de biomassa;
- II - estabelecer a adição de um percentual mínimo de Biometano ao gás canalizado comercializado no Estado de São Paulo. (SÃO PAULO, 2012)

Neste caso, o mercado do biometano não seria desenvolvido no estado de São Paulo por meio de um incentivo, mas sim por uma lei que obrigasse as distribuidoras de gás natural a adquirirem o energético. O decreto em si não estabelece qual será o percentual mínimo de biometano a ser adicionado ao gás canalizado, entretanto, durante o V Fórum do Biogás de 2018, o então subsecretário de energias renováveis da Secretaria de Energia e Mineração de São Paulo chegou a anunciar a criação de um projeto de lei para definir os percentuais mínimos em 0,5% para a Comgás e 1% para as demais distribuidoras (Naturgy e Gás Brasileiro), sendo que estes valores dobrariam após 4 anos (REVISTA MEIO AMBIENTE INDUSTRIAL, 2018).

Vale mencionar também que o biogás e biometano produzidos no estado de São Paulo contam com redução na base de cálculo do imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e comunicação (ICMS). Vigente desde 2014, o decreto nº 60.001/2013 estabelece que a redução deve ser tal qual a carga tributária seja de 12% (SÃO PAULO, 2013). Para efeito de comparação, a legislação estadual de São Paulo estabelece que a alíquota

do ICMS é de 18%, porém o GLP e o gás natural também contam com reduções na base de cálculo, nos valores de 12% e 15%, respectivamente.

Outros estados também possuem suas próprias leis que visam fomentar o mercado do biometano. No caso do Rio de Janeiro, a lei nº 6.361/2012 estabelece que todo o gás natural renovável (GNR) produzido no estado deve ser adquirido de forma compulsória pelas concessionárias, limitado a 10% do volume de gás natural convencional distribuído por elas (RIO DE JANEIRO, 2012). Esta lei deixa claro que o GNR em questão deve atender as especificações da ANP, conforme níveis mostrados na Tabela 2.

Os estados do Paraná e Rio Grande do Sul também possuem as suas próprias leis que estabelecem programas de incentivo para o uso do biometano. Porém, os textos publicados não chegam a estabelecer quais os percentuais do energético que devem ser adquiridos pelas concessionárias locais, ou quais medidas de incentivo serão efetivamente colocadas em prática (PARANÁ, 2018; RIO GRANDE DO SUL, 2019).

3. ANÁLISE TÉCNICA DA PRODUÇÃO DE BIOMETANO

Antes de poder ser injetado na malha de distribuição, o biogás produzido em aterros sanitários precisa passar um processo de remoção de contaminantes e purificação. Ao final do processo, o gás resultante passa a se chamar biometano, devendo atender às especificações previstas na regulação ANP mencionada no item anterior.

A seguir, estão resumidas as principais tecnologias utilizadas neste processo:

3.1. Remoção de Umidade

A remoção da água presente no biogás é uma etapa importante para reduzir o ponto de orvalho do gás. Caso não seja realizada, o vapor d'água pode condensar dentro das tubulações, causando danos à infraestrutura de distribuição. Dependendo da tecnologia de *upgrading* utilizada, a remoção de umidade pode ser realizada como um pré-tratamento ou pós-tratamento do biogás.

Para a remoção da umidade, o livro Tecnologias de Produção e Uso de Biogás e Biometano (COELHO et al., 2018) menciona as seguintes tecnologias:

- **Compressão/Resfriamento**, onde são alteradas a temperatura e/ou pressão no biogás, forçando a mudança de estado físico da água presente no biogás. O condensado formado é coletado e separado do gás tratado;
- **Adsorção**, onde são utilizadas colunas com elemento adsorvente que se alternam em ciclos de pressurização e regeneração. O número de colunas varia de acordo com o volume a ser tratado, porém é necessário a menos duas para garantir que o processo ocorra de forma contínua; ou
- **Absorção**, onde são utilizadas substâncias higroscópicas para realizar a absorção química da água presente no gás, sendo este o método mais eficiente dos mencionados aqui.

3.2. Remoção de H₂S

Outra etapa importante do tratamento do biogás é a remoção do gás sulfídrico. Devido ao seu potencial corrosivo, o H₂S normalmente é removido no início do processo, de forma a não causar danos aos equipamentos subsequentes e aumentar a eficiência do processo de remoção de CO₂. Além disso, cabe lembrar que a regulação para injeção do biometano na malha de distribuição é muito restritiva no teor de H₂S, justamente pelo potencial danoso da substância quanto à vida útil de equipamentos e dutos.

Segundo Coelho et al. (2018), para a remoção de gás sulfídrico, podem ser mencionadas as seguintes técnicas:

- **Processo biológico**, onde são utilizados microrganismos para a decomposição aeróbica do H₂S em enxofre metálico e sulfato, havendo necessidade de controle do Ph devido a formação de ácido sulfúrico;
- **Adsorção**, pela utilização de colunas com material poroso ou com grande área superficial para retenção do H₂S, sendo necessário troca do material ou regeneração após a saturação do mesmo;
- **Absorção**, que pode ser química ou física, utilizando um solvente para a separação do gás sulfídrico.

A escolha de uma das tecnologias acima depende não só do volume de biogás a ser tratado, mas também do nível de remoção desejado e do teor de H₂S presente inicialmente no gás.

3.3. Remoção de CO₂ (*Upgrading*)

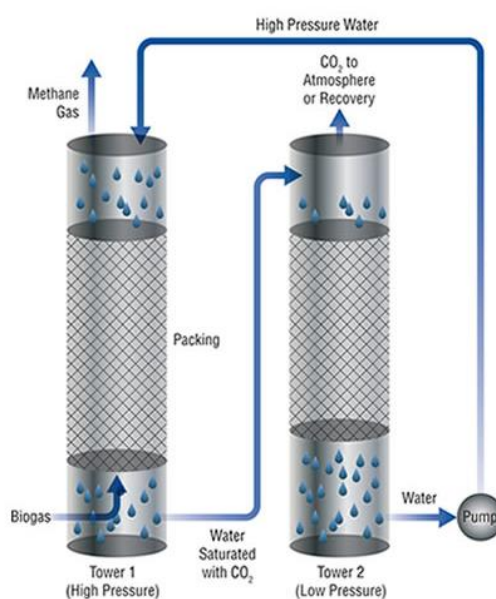
A remoção de gás carbônico, normalmente encontrado no biogás em concentrações de cerca de 40% (NORTHERN GAS NETWORKS, 2015), se mostra como uma etapa crucial na produção de biometano. Este processo, conhecido como *upgrading*, não é estritamente necessário para o uso de biogás em motores de combustão, porém se faz necessário para correção do Índice de Wobbe e atender às regulações para injeção de gás na rede de distribuição.

A seguir estão detalhadas as principais tecnologias para realizar o *upgrading* do biogás:

3.3.1. Lavagem com Água

O processo de *Water Scrubbing* consiste na lavagem do biogás com água, utilizando um tanque primário e outro secundário. Neste processo, o gás deve ser comprimido para uma pressão de 5 a 10 barg (THRÄN et al., 2014), para, na sequência, ser conduzido pelo tanque primário com água, sendo que esta deve ser deslocada no sentido contrário. A Figura 4 apresenta o fluxograma do processo de lavagem do biogás com água.

Figura 4 - Fluxograma de processo da lavagem com água



Fonte: (GREENE, 2018)

Após a passagem no tanque primário, o CO_2 fica dissolvido na água do processo, enquanto que a corrente de biogás na saída passa a ter concentração de até 98% de metano (GREENE, 2018). A água com CO_2 dissolvido é então destinada ao tanque secundário, onde a pressão de operação é mais baixa. Neste tanque, o CO_2 se desprende da água, podendo então ser destinado por um vent para a atmosfera, ou reciclado em outro processo.

A água utilizada no processo deve operar em regime de ciclo fechado, devendo ser previsto o abastecimento periódico para compensar variações de Ph e perdas por evaporação. Outros contaminantes também podem ser removidos neste processo, como por exemplo o H_2S , pois este componente também é solúvel em água. Entretanto, é recomendável que a remoção do H_2S seja feita antes do processo de lavagem, com o objetivo de evitar a corrosão dos equipamentos utilizados, além de minimizar o esforço de manutenção pela troca da água de processo. Por outro lado, no caso do O_2 e N_2 pode ser necessária uma etapa adicional para atender às regulações vigentes, pois estes são pouco solúveis em água (GREENE, 2018).

Como desvantagens desta tecnologia, cabe mencionar os elevados custos com energia elétrica para operação do compressor de gás e bombas de água. Além disso, é necessário um elevado volume de água, sendo recomendável a instalação do equipamento apenas em locais onde este insumo é abundante (COELHO et al., 2018).

3.3.2. Lavagem com Amina

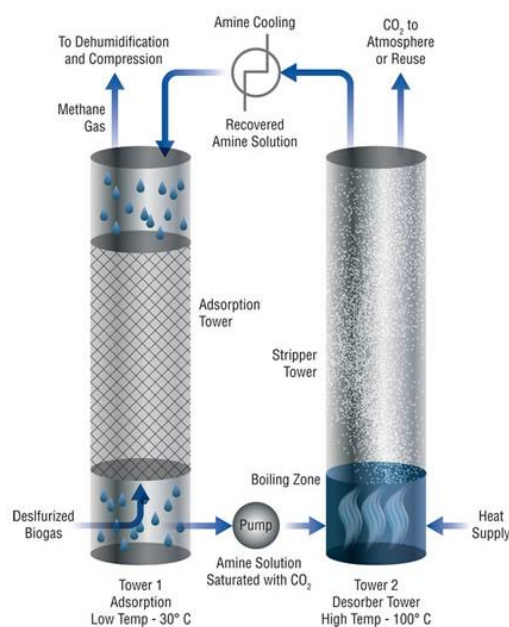
Processo de duas etapas bastante semelhante ao anterior, porém utilizando uma solução de amina como solvente para o CO_2 . Na primeira etapa, segundo descrito por Greene (2018), o biogás passa por um tanque onde a amina reage quimicamente com o gás carbônico, possibilitando elevados níveis de pureza no gás de saída.

Em seguida, a solução de amina com CO_2 é direcionada para o tanque secundário, onde o fluido é aquecido até a temperatura de ebulição. Com isso, a reação é revertida, possibilitando separar o gás carbônico e liberá-lo para a atmosfera, enquanto que a solução de amina é redirecionada para o tanque primário para dar sequência ao processo de purificação.

Assim como na lavagem com água, o processo utilizando amina também possibilita a remoção de H_2S presente na corrente de gás (COELHO et al., 2018), com

o benefício adicional de operar em pressões atmosféricas. Sendo assim, não é necessário instalar um compressor na entrada do sistema, reduzindo os custos operacionais. Por outro lado, o aquecimento do tanque secundário requer quantidades elevadas de energia térmica, cabendo uma avaliação da possibilidade de se utilizar um sistema de cogeração (GREENE, 2018), onde as perdas térmicas de um motogerador poderiam ser redirecionadas para uso no processo de separação do CO_2 do fluido de processo. A Figura 5 apresenta o fluxograma do processo de lavagem do biogás com amina.

Figura 5 - Fluxograma de processo da lavagem com amina



Fonte: (GREENE, 2018)

3.3.3. Pressure Swing Adsorption (PSA)

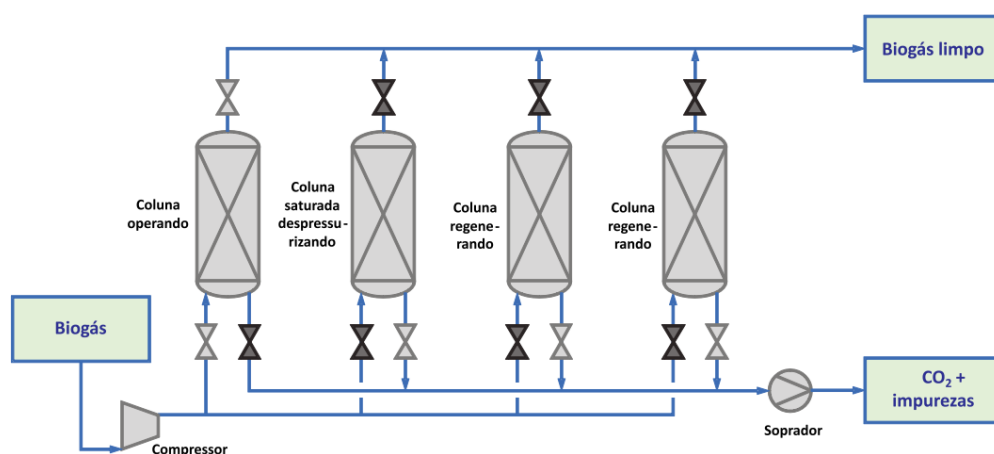
Segundo Greene (2018), o processo de adsorção realiza a separação do biogás pela diferença no tamanho e peso molecular dos componentes presentes no gás. Para isso, são utilizadas colunas com um filtro semelhante ao carvão ativado, que operam em ciclos alternados de pressurização, adsorção e regeneração.

A etapa inicial do processo consiste na pressurização da coluna. Como as moléculas de metano são menores do que as de dióxido de carbono, o CH_4 presente na mistura tende a atravessar a coluna, enquanto que as moléculas maiores de CO_2 e H_2S ficam presas no meio utilizado para a adsorção.

Na sequência, após a coluna se tornar saturada com o gás residual, é dado início à regeneração. Nesta etapa, a coluna é despressurizada e o gás adsorvido é destinado para a atmosfera. Terminada a despressurização, o ciclo pode ser reiniciado, recebendo novamente biogás para purificação.

O número de colunas pode variar dependendo do fabricante, porém costumam ser utilizadas no mínimo quatro para possibilitar a operação sem interrupções, alternando os ciclos de operação entre cada coluna, conforme apresentado na Figura 6.

Figura 6 - Esquema representativo do sistema PSA



Fonte: (COELHO et al., 2018)

Esta tecnologia possibilita a remoção de O₂ e N₂, podendo ser uma boa alternativa para aterros sanitários (COELHO et al., 2018), mesmo que utilizada apenas como um processo secundário de purificação do biometano, de forma atuar de forma complementar a outra tecnologia.

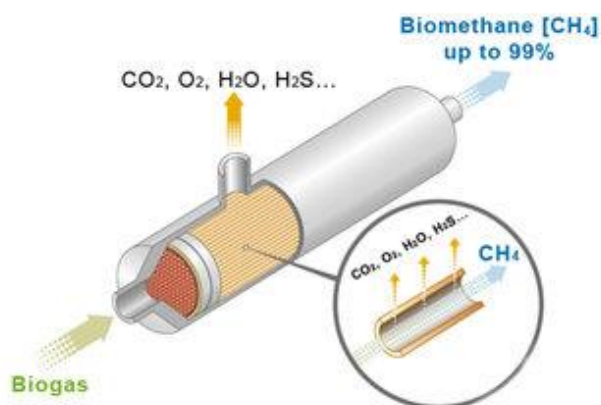
3.3.4. Separação por Membrana

Esta técnica consiste na passagem do biogás em pressão de 5 a 10 bar (THRÄN et al., 2014) por fibras poliméricas que atuam como membranas para a separação das moléculas de CO₂. Segundo Greene (2018), a parcela do gás que atravessa os poros da membrana neste processo é chamada de *permeado*, enquanto que a parte que não atravessa é chamada de *retentado*. A capacidade de uma membrana de realizar a separação de forma confiável, obtendo um biometano mais

puro, é denominada *seletividade*. A Figura 7 mostra a representação da separação por membrana.

Para obter elevados níveis de metano no gás de saída de forma eficiente, é necessário agrupar milhares de fibras em tubos, sendo recomendado posicionar em série de dois a três tubos para assegurar uma maior qualidade de *retentado*. Cada tubo constitui um estágio do processo, sendo que grandes volumes de biogás exigem que sejam posicionado grupos de tubos em paralelo. O *permeado* obtido no processo pode ser direcionado para a atmosfera ou reciclado.

Figura 7 - Representação da separação por membrana



Fonte: (AIR LIQUIDE, 2020)

O uso de membranas para separação de CO_2 normalmente é acompanhado de etapas de pré-tratamento do biogás, em especial no caso de aterros sanitários, pois as membranas não removem N_2 de forma eficiente (GREENE, 2018). Outras etapas de pré-tratamento incluem a remoção de compostos orgânicos voláteis e H_2S . A principal vantagem desta tecnologia está praticidade de instalação, pois os tubos podem ser alocados dentro de containers e instalados facilmente.

3.4. City Gate

Terminado processo de *upgrading*, o biometano destinado à injeção na malha de distribuição deve ser entregue à concessionária local através de uma estação de transferência de custódia, também conhecida pelo termo *City Gate* (Figura 8).

Neste local, devem ser instalados seguintes equipamentos:

- **Sistema de odoração**, onde são utilizadas bombas dosadoras para incluir no gás cheiro no gás, de forma a facilitar a detecção de vazamentos, sendo a mercaptana o aditivo normalmente utilizado para esta finalidade;
- **Sistema de controle de pressão**, podendo ser uma válvula de redução nos casos de redes de baixa pressão, ou incluir um compressor, nos casos de redes de média ou alta pressão;
- **Sistema de medição de vazão**, servindo de para atestar o volume de biometano efetivamente entregue à concessionária;
- **Sistema de cromatografia**, responsável por verificar se a composição química do biometano atende às especificações da regulação vigente; e
- **Sistema de telemetria**, visando garantir que os principais parâmetros de operação da instalação, como vazão temperatura e pressão, podem ser monitorados a distância por uma sala de controle.

Dos itens apontados acima, o que implica maior custo de instalação é o sistema de controle de pressão, pois a injeção do biometano na malha de gás normalmente depende da instalação de um compressor. Quanto mais alta a pressão de operação da malha de distribuição local, maior deverá ser o compressor a ser instalado, aumentando assim os custos relacionados ao *City Gate*.

Figura 8 - Vista aérea de City Gate típico



Fonte: (CPEA – CONSULTORIA; PLANEJAMENTO E ESTUDOS AMBIENTAIS, 2018)

3.5. Escolha das Tecnologias

O primeiro ponto a ser avaliado para a seleção dos equipamentos a serem instalados é o uso final desejado para o biogás. No caso de uma operação voltada para a geração de energia elétrica no próprio local, não é necessário realizar o *upgrading* para biometano, ou seja, a simples remoção de umidade e H_2S já é considerada suficiente para operar um sistema de geradores. Neste cenário, o investimento inicial necessário é reduzido, porém fica impossibilitada a injeção na malha de distribuição ou abastecimento de veículos movidos a GNV.

As quatro técnicas de remoção de *upgrading* mencionadas no item 3.3 possuem capacidade de remoção de CO_2 adequada para a produção de biometano, desde que dimensionadas adequadamente para as características do biogás presente no aterro. Além disso, cada sistema possui vantagens e desvantagens a serem avaliadas dependendo das condições do local de projeto.

A separação por membranas, por exemplo, pode ser uma alternativa interessante para projetos que devem ser instalados em um curto período de tempo. Sua característica modular permite que containers sejam instalados facilmente, além de possibilitar adequação simples para eventuais aumentos na produção de biogás. Outro ponto importante é que um módulo tem capacidade para produzir biometano com 80% de CH_4 (COELHO et al., 2018), enquanto a regulação ANP nº685/2017 exige concentração mínima de 90%. Sendo assim, é necessário conduzir o biogás por múltiplos estágios de purificação para torná-lo adequado à regulação vigente no país.

Ainda referente à tecnologia de separação por membranas, Greene (2018) menciona duas dificuldades enfrentadas por este sistema quando aplicados em aterros sanitários. A primeira é com relação ao nitrogênio, pois as membranas não apresentam boa remoção para este componente, podendo ser necessário instalar equipamentos adicionais para refino do biogás. Já a segunda é relacionada ao oxigênio, pois as membranas não possuem seletividade para este gás. Em caso de entradas de ar nas tubulações de coleta de biogás, a composição final do biometano pode ficar fora do inicialmente especificado.

A tecnologia de PSA se apresenta como uma solução justamente para casos onde deve ser realizada remoção de N_2 e O_2 . Além disso, não é necessário troca de solventes ou manuseio de componentes químicos, simplificando a manutenção do equipamento e tornando-o mais econômico. Por outro lado, as perdas de CH_4 são

mencionadas por Coelho et al. (2018) como desvantagem do processo, com valores em torno de 12% e 8%.

Já o processo de lavagem com água é considerado uma alternativa de purificação com concentrações de metano entre 90 e 99% (COELHO et al., 2018). Devido ao elevado consumo de água de processo, esta tecnologia só deve ser considerada onde este insumo é acessível e abundante. Além disso, deve-se garantir uma boa remoção de H_2S a montante para evitar alterações no pH da água em nível adequado para a operação. Quando avaliada a instalação deste equipamento, deve-se atentar aos custos relacionados à troca de água do processo e consumo de eletricidade.

Por último, a lavagem com a aminas tem o benefício de demandar baixo consumo de energia elétrica para obter níveis elevados de concentração de metano, podendo chegar a 99,5% (GREENE, 2018), com baixas perdas de gás para a atmosfera. Além disso, o sistema lida relativamente bem com a remoção de siloxanos, compostos orgânicos voláteis e H_2S . Porém, a remoção de N_2 e O_2 não são consideráveis. Outro problema se dá pela necessidade de utilização de substâncias tóxicas, além de exigir níveis elevados de energia térmica para funcionamento do sistema.

Portanto, não é possível eleger uma tecnologia como a mais viável sem uma análise caso a caso do projeto. Para escolher uma das alternativas mencionadas, é necessário estudar a fundo as condições específicas do local de instalação, para então verificar qual o equipamento mais adequado para a produção de biometano que seja aderente à regulação vigente.

4. EMPREENDIMENTOS POTENCIAIS

4.1. Seleção de aterros para estudo de caso

Para avaliar quais aterros sanitários teriam maior potencial para instalação de uma planta de produção de biometano, foram levantados quais são os municípios que mais recebem resíduos sólidos urbanos dentro do estado de São Paulo.

A Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB) emite anualmente o Inventário Estadual de Resíduos Sólidos Urbanos. Nele, os municípios do estado recebem um índice qualidade de aterro de resíduos (IQR), além de estarem listados

os municípios destino dos resíduos. Com estes dados, é possível avaliar quais são os maiores aterros do estado com relação à quantidade de lixo recebido.

Loureiro (2019) utilizou justamente este relatório da CETESB, em sua edição de 2017, para elaborar um mapa interativo da origem e destino do lixo no estado. Segundo ele, o maior receptor foi Caieiras, com 17% do lixo gerado no estado, o que equivale a 2,4 milhões de toneladas por ano.

O segundo maior recebedor de lixo externo foi o município de Paulínia, com 1 milhão de toneladas por ano de lixo recebido. Importante mencionar que a Comgás, distribuidora de gás natural da região, chegou a apresentar um Estudo Ambiental Simplificado (EAS) para produção de biometano neste aterro (Comgás, 2014). A solução apresentada considerava a combinação de um *Thermal Swing Adsorber* (TSA) para remoção de COV⁴s e SiO_x⁵ com um sistema de PSA para remoção do CO₂. Além disso, o projeto considerava a instalação de 14.000 metros de gasoduto em aço de 8", com pressão de 35 bar, visando a injeção de 12.000 m³/h biometano na malha de distribuição. A Licença Ambiental Prévia (LP) foi emitida em 2014, porém não foram identificadas notícias referentes à previsão de implantação do projeto, sendo que a LP encontrada no site da distribuidora se encontra fora do prazo de validade.

A cidade de São Paulo também merece destaque, com 2,9 milhões de toneladas de resíduos destinados anualmente para aterros da cidade. Porém, vale lembrar que o município não possui um único aterro, mas dois em operação, sendo eles o Centro de Disposição de Resíduos (CDR) Pedreira, que recebe os resíduos provenientes da limpeza pública, e a Central de Tratamento de Resíduos Leste (CTL), já mencionado no item 2.2.4.

A análise de viabilidade será focada nos aterros mencionados acima. A Tabela 3 apresenta os dez aterros paulistas que mais recebem resíduos diariamente, segundo relatório CETESB (2019), sendo que os três primeiros foram selecionados para desenvolver o estudo de caso, devido ao elevado volume potencial de biogás destes empreendimentos:

⁴ Compostos Orgânicos Voláteis, substâncias químicas orgânicas que vaporizam em contato com a atmosfera, sendo consideradas tóxicas e altamente poluentes.

⁵ Siloxanos, compostos de sílica cuja combustão forma micro cristais que podem prejudicar o funcionamento e a vida útil de motores.

Tabela 3 - Dez aterros do estado de São Paulo com maior recebimento diário de RSU

Aterro	Resíduos Sólidos Urbanos Recebidos (t/dia)
Caieiras - AP ⁶	5.708,48
Paulínia - AP	2.742,03
São Paulo - CDR ⁷	2.488,75
Mauá - AP	2.269,03
Santana de Parnaíba - AP	1.389,19
Santos - AP	1.183,18
Guataporá - AP	1.093,50
Jambeiro - AP	1.045,23
Iperó - AP	983,22
Piratininga - AP	650,10
Total	19.552,71

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados da CETESB (2019)

4.2. Distância da malha de distribuição

Outro aspecto relevante para a análise de viabilidade é a distância do empreendimento para a malha de distribuição existente. Para isso, foram levantadas as informações da rede da concessionária local (COMGÁS – COMPANHIA DE GÁS DO SÃO PAULO, 2020) para em seguida desenhar no software QGIS um traçado da rede a ser construída, de forma a obter um valor de referência a ser considerado no estudo de caso.

Importante ressaltar que os traçados obtidos não foram analisados quanto a sua viabilidade técnica, podendo haver restrições quanto a sua implementação nos locais sugeridos. A rede de interligação sugerida deve ser considerada unicamente para efeito de estimativa preliminar dos custos de instalação dos projetos.

As Figura 9, Figura 10 e Figura 11 demonstram os traçados sugeridos, enquanto a Tabela 4 lista as extensões de rede necessárias.

⁶ Abreviação para Aterro Particular

⁷ Abreviação para Central de Disposição de Resíduos, em Pedreira - SP

Tabela 4 - Distâncias calculadas para cada um dos traçados sugeridos

Aterro	Extensão (km)
Caieiras	3.500
Paulínia (Traçado 1) ⁸	3.580
Paulínia (Traçado 2)	10.261
CDR Pedreira	12.267

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 9 - Traçado de rede sugerido para aterro de Caieiras



Fonte: Elaborado pelo autor com base em imagens de satélite Google (2020)

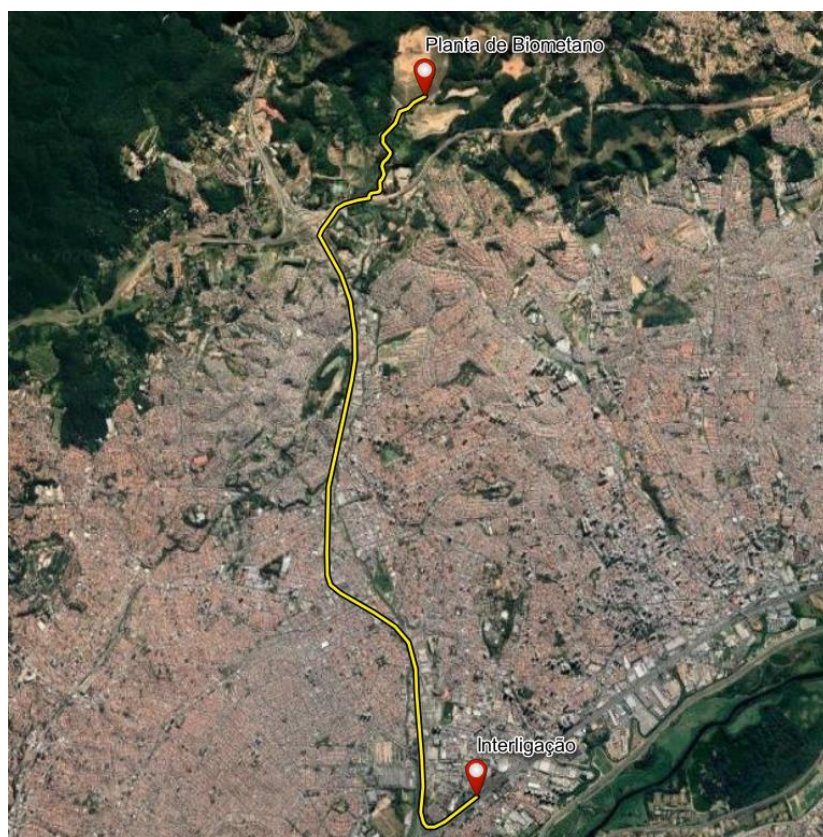
⁸ Como EAS existente (COMGÁS – COMPANHIA DE GÁS DO SÃO PAULO, 2013) para o aterro Paulínia propõe dois pontos de interligação com a malha de distribuição, serão avaliados dois traçados distintos para este projeto.

Figura 10 - Traçado de rede sugerido para aterro de Paulínia



Fonte: Elaborado pelo autor com base em imagens de satélite Google (2020)

Figura 11 - Traçado de rede sugerido para o aterro CDR Pedreira



Fonte: Elaborado pelo autor com base em imagens de satélite Google (2020)

4.3. Estimativa do volume potencial de biogás

Calcular o volume de biogás produzido sem possuir os dados históricos de um aterro sanitário não é uma tarefa simples. Segundo Terraza e Willumsen (2009), a taxa de produção de biogás depende das seguintes variáveis:

- a) Temperatura no aterro;
- b) Umidade dos resíduos depositados;
- c) Composição dos resíduos;
- d) Idade dos resíduos;
- e) Estrutura dos resíduos; e
- f) Cobertura do aterro.

Baseado nestes aspectos, Terraza e Willumsen (2009) citam diferentes modelos matemáticos para estimar os volumes de gás esperados para um aterro, com diferentes níveis de complexidade, sendo eles os modelos de ordem zero, primeira ordem e multifase. O resultado esperado é uma curva de produção de gás semelhante ao exemplo da Figura 12, onde a vazão aumenta conforme o aterro recebe novos resíduos, porém passa a decair quando o estabelecimento encerra as suas operações.

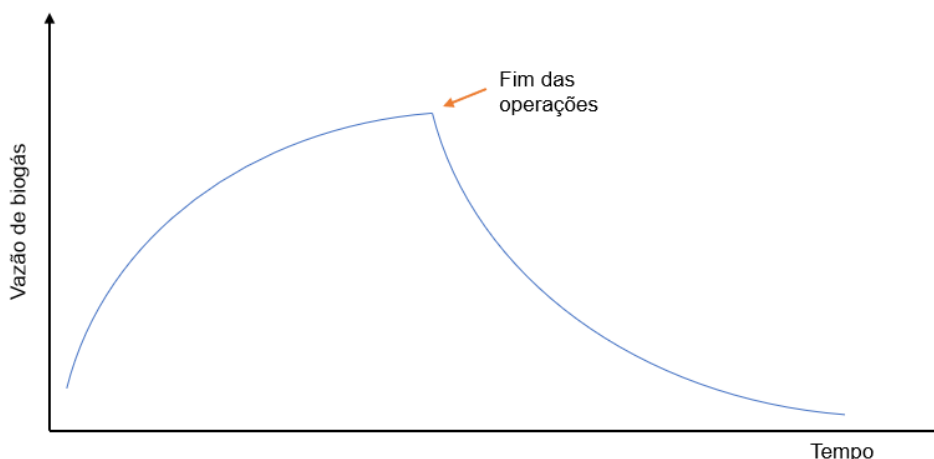
Como dados detalhados dos empreendimentos escolhidos não estão disponíveis, será adotada a premissa sugerida pela nota técnica DEA 019/2018 (EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018) de 100 m³ de biogás por tonelada de resíduo. Dessa forma, as simulações serão realizadas considerando uma vazão constante de biogás pré-estabelecida, conforme calculado na Tabela 5.

Tabela 5 - Estimativa do potencial diário de biogás produzido

Aterro	Volume de Biogás (m ³ /dia)
Caieiras	570.848
Paulínia	274.203
CDR Pedreira	248.875

Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE (2018); CETESB (2019).

Figura 12 - Curva típica da produção de biogás de aterro



Fonte: Elaborado pelo autor com base em The World Bank (2004)

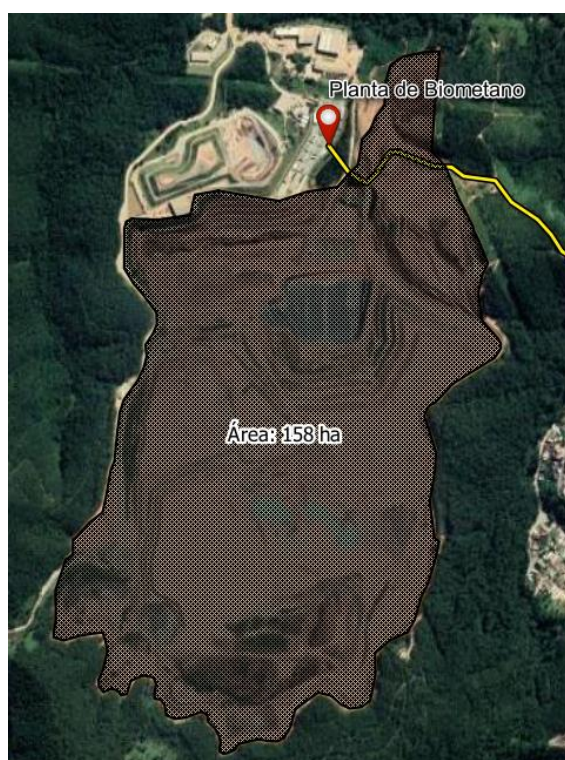
4.4. Estimativa da área dos aterros

Custos relacionados ao sistema de extração de biogás estão diretamente ligados ao tamanho da área de disposição de resíduos. No exemplo dado por Terraza e Willumsen (2009), um aterro contendo um milhão de toneladas de resíduos que possui 10 metros de profundidade demanda duas vezes mais poços de coleta do que um aterro com a mesma quantidade de resíduos, porém com 20 metros de profundidade. Quanto maior a área do aterro, maior a necessidade de se investir em tubulação de conexão entre os poços, aumentando assim o investimento necessário.

Sendo assim, para realizar um estudo de caso com os aterros selecionados, é necessário estimar a área de cobertura que deve receber a tubulação de coleta. Como os empreendimentos selecionados já possuem instalações de geração de energia elétrica a partir do biogás, a princípio o sistema de coleta de biogás existente poderia ser aproveitado, podendo ser considerado como custo afundado. Entretanto, este trabalho irá considerar os custos de coleta em análise econômica, de forma que seja possível estimar o custo final do biometano em um empreendimento completo.

As áreas de cobertura dos empreendimentos selecionados foram medidas utilizando o software QGIS e validadas com os estudos de impacto ambiental realizados durante o licenciamento das ampliações dos aterros (AFONSO e KAIMOTO, 2019; ESSENCIS; ECODUE, 2016; ESTRE, 2016).

Figura 13 - Área considerada para o aterro de Caieiras



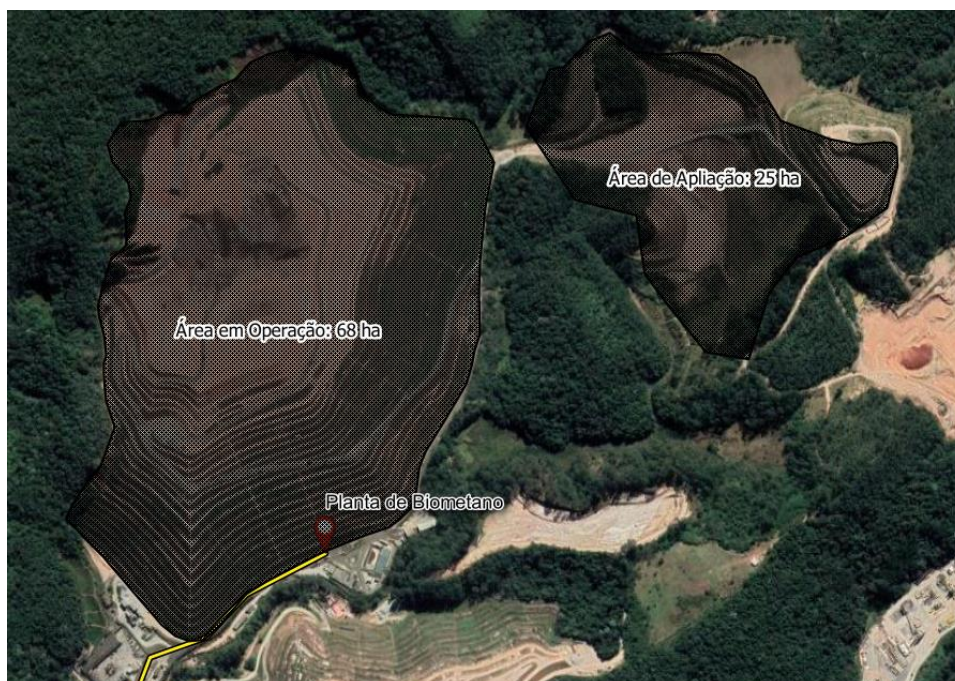
Fonte: Elaborado pelo autor com base em imagens de satélite Google (2020)

Figura 14 - Área considerada para o aterro de Paulínia



Fonte: Elaborado pelo autor com base em imagens de satélite Google (2020)

Figura 15 - Área considerada para o aterro CDR Pedreira



Fonte: Elaborado pelo autor com base em imagens de satélite Google (2020)

Tabela 6 - Áreas estimadas para cada aterro selecionado

Aterro	Área Estimada (ha)
Caieiras	158
Paulínia	101
CDR Pedreira	93

Fonte: Elaborado pelo autor.

5. ANÁLISE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE BIOMETANO E SUA INJEÇÃO NA MALHA DE GÁS NATURAL – ESTUDO DE CASO

No capítulo 3, verificou-se que o tratamento do biogás para injeção é viável do ponto de vista técnico, sendo necessária uma avaliação caso-a-caso para definir a tecnologia ideal para um determinado empreendimento. O grande número de empreendimentos existentes e em operação em outros países parece corroborar para esta conclusão. Porém, o mercado do biometano prosperou na Europa em países onde o governo ofereceu incentivos para que esta alternativa energética se tornasse mais atrativa economicamente do que seus concorrentes mais poluentes.

A seguir, é realizada uma estimativa teórica de qual seria o custo final do biometano injetado na malha de distribuição, utilizando valores extraídos da literatura, de forma a verificar se o biometano se mostra competitivo em termos de custo final quando comparado ao gás natural.

5.1. Premissas de investimento e custos operacionais

Para realizar uma análise de viabilidade econômica de um projeto, é fundamental definir as premissas relacionadas ao investimento inicial para instalação da planta e os custos anuais para mantê-la em operação. No caso de uma instalação para produção e injeção de biometano de aterro na malha de distribuição, os principais custos podem ser listados de forma semelhante à apresentada por Stürmer et al., (2016), conforme os seguintes itens:

- Poços e infraestrutura geral de coleta de biogás;
- Planta de tratamento e *upgrading* de biometano;
- Compressores que atendam a pressão de operação da malha existente;
- Gasoduto para entrega à rede mais próxima;
- City Gate para transferência de custódia à distribuidora local.

Os custos relacionados aos poços de coleta de biogás são extremamente dependentes das condições atuais do aterro sanitário que receberá a instalação, dificultando a realização de uma estimativa assertiva quanto ao investimento necessário. Por outro lado, os custos com gasoduto dependem da distância a ser percorrida, da pressão e volume de biometano a ser escoado, e das condições geográficas do local. Já os custos com compressores e City Gate dependem da pressão de operação e volume de biometano. Por fim, a planta de tratamento e *upgrading* depende do volume e composição química do biogás coletado.

Por estes motivos, é difícil padronizar os custos relacionados a um projeto de biometano, havendo muitas variáveis a serem levadas em consideração. Para simplificação dos cálculos, serão adotadas as seguintes premissas:

- Custos de coleta de biogás segundo nota técnica de Terraza e Willumsen (2009), conforme Tabela 7;
- Custos de *upgrade*, compressor, City Gate e gasoduto segundo Stürmer et al., (2016), conforme Tabela 8.

Tabela 7 - Capex para captação de biogás de aterro

Característica	Unidade	Mínimo	Máximo
Sistema de Coleta	R\$ / ha	195.250	325.416
Sistema de Bombeamento	R\$ / m³/h	488	1.302
Sistema de Flare	R\$ / m³/h	260	521

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados de Terraza e Willumsen (2009)

Nota: Valores corrigidos pela inflação acumulada de 19,2% e cotação de 5,46 R\$/US\$ (14/11/2020)

Tabela 8 - Capex e Opex para produção e injeção de biometano na malha de distribuição

Descrição	Custos em R\$ para diferentes produções de biometano		
	80 m³/h	150 m³/h	500 m³/h
Capex			
Lavagem com Água	8.591.924	10.944.474	17.396.285
Pressure Swing Adsorption	8.253.597	11.204.120	20.118.635
Membrana	6.270.845	9.213.501	19.276.752
Lavagem com Amina	7.348.770	10.417.314	20.323.204
Compressor (30 bar)	527.160	715.994	1.274.626
City Gate	763.202	1.093.661	2.171.585
Gasoduto (metropol)	143	143	143
Opex (a.a.)			
Lavagem com Água	873.355	1.321.834	2.895.447
Pressure Swing Adsorption	723.862	1.211.682	3.241.642
Membrana	873.355	1.479.196	4.067.788
Lavagem com Amina	944.167	1.581.480	4.272.358
Compressor (30 bar)	55.076	78.681	149.493
City Gate	173.097	314.722	991.376
Gasoduto (metropol)	0	0	0

Fonte: elaboração do autor, baseado nos dados de Stürmer *et al.* (2016)

Nota: Valores corrigidos pela inflação acumulada de 5,47% e cotação de 6,46 R\$/EUR (14/11/2020)

As planilhas utilizadas para correção da inflação e conversão dos custos para reais se encontram no Apêndice A.

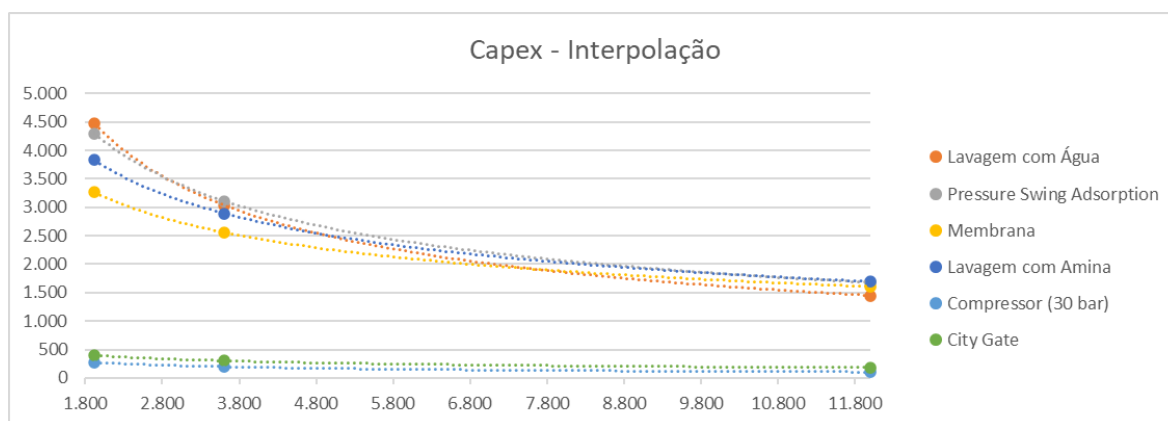
Comparando os valores apresentados na Tabela 8 com os volumes estimados para os aterros selecionados na Tabela 5, pode-se notar que os empreendimentos a serem analisados demandam instalações muito maiores do que as previstas no estudo de Stürmer et al. (2016). Neste caso, para garantir que a avaliação considera o ganho de escala no dimensionamento do Capex e Opex, os valores foram interpolados por linha de tendência de maneira a obter uma função $f(x)$, onde “x” é o volume diário de biometano esperado. Com isso, as estimativas de Capex e Opex para produção de biometano seguiram as premissas apresentadas na Tabela 9.

Tabela 9 - Interpolação dos valores de Capex e Opex, em função do volume diário de biometano

Descrição	Capex	Opex
Lavagem com Água	$467.989 \cdot x^{-0,615}$	$6.246,6 \cdot x^{-0,346}$
Pressure Swing Adsorption	$209.079 \cdot x^{-0,514}$	$1.493,1 \cdot x^{-0,182}$
Membrana	$60.969 \cdot x^{-0,387}$	$1.528,6 \cdot x^{-0,16}$
Lavagem com Amina	$110.592 \cdot x^{-0,445}$	$1.859 \cdot x^{-0,176}$
Compressor (30 bar)	$13.865 \cdot x^{-0,519}$	$911,43 \cdot x^{-0,457}$
City Gate	$10.227 \cdot x^{-0,43}$	$129,13 \cdot x^{-0,048}$

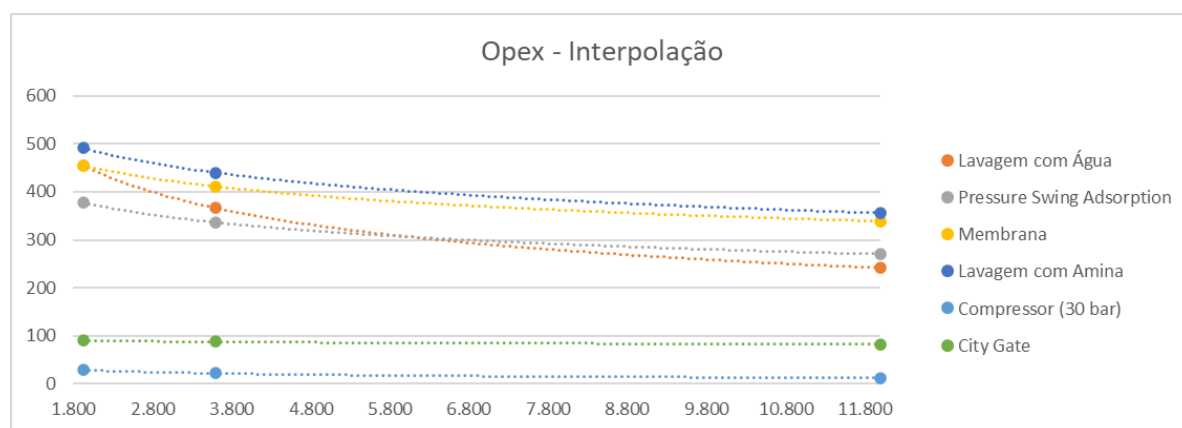
Fonte: Elaborado pelo autor com base em Stürmer et al. (2016)

Figura 16 - Representação gráfica das linhas de tendência do Capex



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Stürmer et al. (2016)

Figura 17 - Representação gráfica das linhas de tendência do Opex



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Stürmer *et al.* (2016)

5.2. Valor de Referência

O Ministério de Minas e Energia (MME) publica mensalmente um boletim de acompanhamento do mercado de gás natural. Neste boletim, pode-se verificar não só o balanço entre oferta e demanda de gás no Brasil, mas também o preço praticado pela Petrobras nos contratos de suprimento das distribuidoras, separando os valores referentes à tarifa de uso da malha de transporte e o custo da molécula de gás natural, conforme Tabela 10.

Tabela 10 - Preço médio do contrato “Novo Mercado de Gás” da Petrobras para as distribuidoras

Região	Preço (em R\$/MMBTU)		
	Transporte	Molécula	Total
Nordeste	7,2891	27,12528	34,41438
Sudeste e Centro-Oeste	7,2891	27,18534	34,47444
Sul	7,2891	25,0614	32,3505
Brasil	7,2891	26,8086	34,0977

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados do MME, 2020

Sendo assim, para efeito de comparação com o gás natural hoje distribuído na região sudeste, o biometano deveria ser entregue no City Gate em valor competitivo com US\$ 6,314/MMBTU. Considerando o dólar de conversão apresentado no mesmo boletim do MME, de 5,28, o valor resultante em reais é de R\$ 33,338/MMBTU.

Evidentemente que pode ser argumentado que o biometano possui maior valor agregado que o gás natural, em virtude de ser um combustível mais sustentável e, portanto, o cliente final poderia estar disposto a pagar um valor maior pela mesma quantidade de energia. Em todo caso, o valor indicado acima será usado apenas como referência para verificar o nível de competitividade do biometano.

5.3. Parâmetros Financeiros

A avaliação econômica do projeto conta com a definição de determinadas premissas financeiras. Entre elas, o custo de capital próprio é essencial para determinar a taxa mínima de atratividade do projeto. Além disso, um projeto deste porte costuma contar uma linha de financiamento, o que tende a reduzir os impactos do Capex no fluxo de caixa, melhorando os retornos esperados para o investidor.

Sendo assim, optou-se por utilizar custo de capital próprio 12% e taxa de financiamento 6,2%, premissas análogas às da nota técnica EPE (2018). Já os tributos considerados foram PIS/COFINS, ICMS e IR/CSLL nos valores de 9,25%, 12% e 34%, respectivamente. Por fim, os prazos de depreciação e amortização considerados foram de 10 anos. A Tabela 11 resume os parâmetros financeiros adotados.

Tabela 11 - Parâmetros financeiros adotados

Descrição	Valor
Custo de capital próprio	12%
Taxa de financiamento	6,2%
PIS / COFINS	9,25%
ICMS	12%
IR / CSLL	34%
Depreciação	10 anos
Amortização	10 anos

Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE (2018)

5.4. Considerações Gerais sobre o Estudo de Caso

O aterro de Caieiras foi o empreendimento com maior volume de biogás potencial analisado, tendo assim o maior benefício de ganho de escala. Com 3.500

metros de rede a ser construída, a distância da rede existente de gás natural também melhora a viabilidade do projeto, porém seria necessário realizar uma análise de risco para verificar se a rede de interligação sugerida pode ser licenciada no local.

No caso de Paulínia, os traçados de interligação propostos passam por regiões pouco habitadas, melhorando assim a viabilidade técnica do projeto. Porém, caso ambas interligações sejam executadas, há um total de 13.841 metros de rede a serem assentados, encarecendo a obra como um todo.

Por fim, o aterro CDR Pedreira possui volume potencial muito semelhante ao empreendimento de Paulínia. Entretanto, a rede de média pressão mais próxima se encontra a 12.267 metros de distância, passando por trechos onde licenciamento e obras serão bastante complexos. Mesmo que os resultados econômicos prévios sejam positivos, o traçado precisa ser refinado, eventualmente gerando desvios e aumentando o investimento inicial previsto.

Dentre as alternativas tecnológicas apresentadas de *upgrading*, a que demonstrou melhores resultados em análise econômica foi a lavagem com água. Como se pode observar nas Figura 16 e Figura 17, esta alternativa demonstra os melhores ganhos de escala em relação as demais. Entretanto, a escolha final do equipamento deve se basear também nas características específicas do biogás local e em orçamentos atualizados dos fornecedores.

A Tabela 12 resume os valores encontrados de *breakeven* dos projetos, considerando financiamento de 50% do investimento necessário. As planilhas utilizadas para determinar estes valores se encontram no Apêndice A.

Tabela 12 - Resumo dos valores de *breakeven* do biometano, em R\$/MMBTU

Projeto	Lavagem com Água	Pressure Swing Adsorption	Membrana	Lavagem com Amina
Caieiras	23,76	32,69	40,21	39,06
Paulínia (Traçado 1)	29,53	38,94	46,91	46,07
Paulínia (Traçado 2)	30,31	39,68	47,66	46,82
Paulínia (Total)	30,72	40,08	48,06	47,23
Pedreira	31,44	40,86	48,89	48,10

Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE (2018), Stürmer et al. (2016) e Terraza e Willumsen (2009)

5.5. Barreiras e Desafios na Injeção de Biometano na Malha de Gás Natural

Analisando o cenário internacional, percebe-se que a utilização do biometano em países europeus teve sucesso em países que adotaram medidas concretas de incentivo por parte do governo.

Por outro lado, o cenário nacional indica uma evolução tímida do mercado de biometano, havendo apenas uma planta de injeção de biometano em operação no país (GNR Fortaleza), enquanto diversos aterros já trabalham com geração elétrica a partir do biogás.

Se por um lado as resoluções ANP nº 8/2015 e nº 685/2017 deram embasamento para assegurar a qualidade do biometano para injeção na malha de gás natural, o número de aterros com geração elétrica indica uma tendência do produtor em optar pelo processo tecnicamente mais simples, pois a operação com geradores pode ser feita sem a remoção de CO₂.

Os resultados apresentados na Tabela 12, quando comparados com os valores praticados pela Petrobras, demonstram ser possível produzir biometano de aterro a preços competitivos no estado de São Paulo. Porém, não foi realizada uma análise comparativa entre os retornos esperados da produção de biometano para injeção na malha de distribuição e a produção de biogás para geração de energia elétrica. Uma possível justificativa para o número de geradores instalados em aterros pode estar associada a uma melhor viabilidade econômica deste tipo de projeto, em detrimento da produção de biometano.

6. CONCLUSÃO

O estudo de caso realizado neste trabalho verificou a viabilidade técnica e econômica da produção de biometano de aterro sanitário para injeção na malha de distribuição de gás natural. Entretanto, foram considerados empreendimentos de grande porte, assumindo um elevado ganho de escala nas instalações.

Quando comparado ao processo de tratamento de biogás de outras fontes, o uso de gás de aterro implica em maiores restrições tecnológicas, devido principalmente a presença dos siloxanos. A depender das condições locais e resíduos dispostos no aterro, a qualidade do biogás extraído pode ter impactos significativos

na escolha das tecnologias a serem utilizadas, tendo como consequência um investimento inicial maior do que aquele considerado neste trabalho.

Outro fator relevante é a distância da rede de distribuição existente. Os empreendimentos analisados se encontram a menos de 13 km do ponto de interligação mais próximo. A depender do volume estimado de biometano produzido, uma rede desta extensão pode ter impactos negativos na viabilidade do projeto.

Dentre as tecnologias avaliadas para o *upgrade* do biogás, a lavagem com água se mostrou mais viável economicamente para os empreendimentos avaliados, porém é esperado que projetos com volume potencial menor demonstrem resultados diferentes.

Considerando as condições observadas para o desenvolvimento do mercado de biometano europeu, o uso de biometano no Brasil somente deve passar por um novo crescimento caso sejam implementadas medidas de incentivo aos investidores. Atualmente, nota-se que o uso mais comum do biogás de aterro é para geração de energia elétrica, com poucos exemplos de plantas de tratamento de biometano.

Sendo assim, apesar de ter sido verificado que o custo final do biometano tem possibilidade de competir com o do gás natural atualmente adquirido pelas distribuidoras, é recomendável que estudos de viabilidade subsequentes realizem a comparação entre as duas alternativas de uso final do biogás (geração elétrica e injeção de biometano), de forma a verificar qual a aplicação mais viável economicamente para o energético.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEGÁS – Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. **GEO Energética inicia produção de biometano no Paraná.** Disponível em: <www.abegas.org.br/portal/?p=69796>. Acesso em: 20 out. 2020.

ABEGÁS – Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. **Gás Verde inaugura unidades de biogás no Rio.** Disponível em: <www.abegas.org.br/arquivos/73011>. Acesso em: 20 out. 2020.

AFONSO, D.; KAIMOTO, L.S. **Ampliação CDR Pedreira – Centro de Disposição de Resíduos Aterro Sanitário de Codisposição de Resíduos Industriais Não**

Perigosos Classe II A e B. In: 383ª REUNIÃO PLENÁRIA CONSEMA, 2019, São Paulo. Anais [...]. São Paulo, 2019.

AIR LIQUIDE. **Biogas.** Disponível em:

<www.airliquideadvancedseparations.com/our-membranes/biogas>. Acesso em: 21 out. 2020.

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Bicombustível. **Resolução ANP nº 16, de 17.6.2008.** Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2008/junho&item=ranp-16-2008>>. Acesso em: 20 out. 2023.

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Bicombustível. **Resolução ANP nº 8, de 30.1.2015.** Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2015/janeiro&item=ranp-8--2015>>. Acesso em: 23 out. 2020.

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Bicombustível. **Resolução ANP nº 685, de 29.6.2017.** Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2017/junho&item=ranp-685--2017>>. Acesso em: 20 out. 2020.

APPUNN, K. Bioenergy - the troubled pillar of the Energiewende. **Clean Energy Wire**, 30 set. 2016. Disponível em:

<<https://www.cleanenergywire.org/dossiers/bioenergy-germany>>. Acesso em: 21 out. 2020.

CEGÁS – Companhia de Gás do Ceará. **Cegás é a primeira distribuidora do Brasil a injetar o gás natural renovável em sua rede de gasodutos.** Disponível em: <www.cegas.com.br/gas-natural/o-gas-natural/o-produto/>. Acesso em: 20 out. 2020.

CICLOVIVO. **Fortaleza inaugura maior usina de produção de biogás com lixo de aterro.** Disponível em: <<https://ciclovivo.com.br/planeta/desenvolvimento/fortaleza-inaugura-maior-usina-produzir-biogas-com-lixo-de-aterro/>>. Acesso em: 21 out. 2020.

COELHO, S. T. et al. **Tecnologias de Produção e Uso de Biogás e Biometano**. São Paulo: Synergia Editora, 2018.

COMGÁS – Companhia de Gás de São Paulo. **Estudo Ambiental Simplificado - Projeto Biogás Paulínia**. São Paulo, 2013.

COMGÁS – Companhia de Gás de São Paulo. **Nossa Rede**. Disponível em: <<https://nossarede.comgas.com.br/nossarede>>. Acesso em: 24 out. 2020.

CPEA – Consultoria, Planejamento e Estudos Ambientais. **Estudo de Impacto Ambiental - Projeto Reforço Estrutural de Suprimento de Gás da Baixada Santista**. Santos, 2018.

DECORTE, M. et al. **Mapping the state of play of renewable gases in Europe**. REGATRACE, 2020. Disponível em: <<https://www.regatrace.eu/wp-content/uploads/2020/02/REGATRACE-D6.1.pdf>>. Acesso em: 21 out. 2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Estudo sobre a Economicidade do Aproveitamento dos Resíduos Sólidos Urbanos em Aterro para Produção de Biometano**. Nota Técnica DEA 019/2018. Rio de Janeiro, 2018.

ESSENCIS; ECODUE. **RIMA - Ampliação da Central de Tratamento e Valorização Ambiental – CTVA Caieiras**, 2016. Disponível em: <<http://www.sigrh.sp.gov.br/public/uploads/events/CBH-AT/4333/volivrimactvacaeiras.pdf>>. Acesso em: 27 out. 2020.

ESTRE. **Centro de Gerenciamento de Resíduos - CGR Paulínia**, 2016. Disponível em: <www.slideshare.net/AnitaRocha3/estreapresentao-paulinia?from_action=save>. Acesso em: 29 out. 2020.

FACHVERBAND BIOGAS. **Biogas market data in Germany (2019/2020)**. Alemanha, 2020. Disponível em: <[www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/18-07-05_Biogasindustryfigures-2017-2018_english.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/18-07-05_Biogasindustryfigures-2017-2018_english.pdf)>. Acesso em: 21 out. 2020.

G1. São Pedro da Aldeia, RJ ,terá a primeira usina de biogás do Brasil. **G1**, 12 nov. 2014. Disponível em: <<http://g1.globo.com/rj/regiao-dos-lagos/noticia/2014/11/sao-pedro-da-aldeia-rj-tera-primeira-usina-de-biogas-do-brasil.html>>. Acesso em: 21 out. 2020.

GARDEMANN, A.; MOTTA, T. **Tecnologias e processos para produção de Biogás / Biometano no Agronegócio , Pecuária e Aterros Sanitários**. In: WASTE EXPO BRASIL, 2019, São Paulo. **Anais [...]** São Paulo, 2019. Disponível em: <<http://www.wasteexpo.com.br/assets/painel-vii---thales-motta.pdf>>. Acesso em: 21 out. 2020.

GREENE, P. **Basics of biogas upgrading**. Biocycle, 2018. Disponível em: <www.biocycle.net/basics-biogas-upgrading/>. Acesso em: 23 ago. 2020.

HERINGER, M. **Projeto de Lei nº 2193/20**. Institui a Política Federal do Biogás e do Biometano. Câmara dos Deputados, 2020. Disponível em: <www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra;jsessionid=F2422195734ABB3DBB960AAF39DF0B37.proposicoesWebExterno1?codteor=1886747&filename=Tramitacao-PL+2193/2020>. Acesso em: 21 out. 2020.

KLACKENBERG, L.; SWEDISH GAS ASSOCIATION. **Biomethane in Sweden – market overview & policies**. Suécia: Energigas, 2019. Disponível em: <<https://www.energigas.se/library/2907/biomethane-in-sweden-191107-cw.pdf>>. Acesso em: 21 out. 2020.

LUNA, D. Zeg e Golar Power vão distribuir biometano em escala comercial em São Paulo. **O Estado de São Paulo**, 12 de agosto de 2020. Disponível em: <[https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,zeg-e-golar-power-vao-distribuir-biometano-em-escala-comercial-em-sao-paulo,70003397162#:~:text=Combust%C3%ADvel%20produzido%20com%20biog%C3%A1s%20de,de%20gases%20de%20efeito%20estufa&text=A%20opera%C3%A7%C3%A3o%20%C3%A9%20a%20primeira,estufa%20\(GEE\)%20do%20Estado.](https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,zeg-e-golar-power-vao-distribuir-biometano-em-escala-comercial-em-sao-paulo,70003397162#:~:text=Combust%C3%ADvel%20produzido%20com%20biog%C3%A1s%20de,de%20gases%20de%20efeito%20estufa&text=A%20opera%C3%A7%C3%A3o%20%C3%A9%20a%20primeira,estufa%20(GEE)%20do%20Estado.)> Acesso em: 21 out. 2020.

MAGGIONI, L.; PIERONI, C. **Report on the biomethane injection into national**

gas grid. ISAAC, 2016. Disponível em: <www.isaac-project.it/wp-content/uploads/2017/07/D5.2-Report-on-the-biomethane-injection-into-national-gas-grid.pdf>. Acesso em: 21 out. 2020.

NNFCC. **Incentives.** Disponível em: <www.biogas-info.co.uk>. Acesso em: 22 out. 2020.

NORTHERN GAS NETWORKS. **Biomethane: a producer's handbook.** Inglaterra, 2015. Disponível em: <<https://biomethane.northerngasnetworks.co.uk/wp-content/uploads/2015/11/NGN-Biomethane-Full-document-low-res.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2020.

PARANÁ. **Lei nº 19.500 de 21 de maio de 2018.** Dispõe sobre a Política Estadual do Biogás e Biometano e adota outras providências. Diário Oficial do Estado do Paraná, 2018.

RAMOS, C. S. BNDES aprova R\$ 97,1 milhões para projeto de biogás da Cocal. **Valor Econômico**, 13 jan. 2020. Disponível em: <<https://valor.globo.com/agronegocios/noticia/2020/01/13/bndes-aprova-r-971-milhes-para-projeto-de-biogs-da-cocal.ghtml>>. Acesso em: 21 de out. 2020.

REVISTA MEIO AMBIENTE INDUSTRIAL. **Especialistas debatem sobre regulamentação do renovabio.** 14 nov. 2018. Disponível em: <<https://rmai.com.br/especialistas-debatem-sobre-regulamentacao-do-renovabio/>>. Acesso em: 21 de out. de 2020.

RIO DE JANEIRO. **Lei nº 6361, de 18 de dezembro de 2012.** Dispõe sobre a política estadual de gás natural renovável - GNR. Governo do Estado do Rio de Janeiro, 2012.

RIO GRANDE DO SUL. **Lei nº 15.377, de 28 de novembro de 2019.** Altera a Lei nº 14.864, de 11 de maio de 2016, que institui a Política Estadual do Biometano, o Programa Gaúcho de Incentivo à Geração e Utilização de Biometano - RS-GÁS - e dá outras providências. Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Sul, 2019.

SABESP – Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo. **Sabesp testa desempenho de motor Audi com gás gerado no tratamento de esgoto.**

Disponível em: <site.sabesp.com.br/site/imprensa/noticias-detalle.aspx?secaold=65&id=7968>. Acesso em: 21 out. 2020.

SÃO PAULO. **Decreto nº 58.659, de 4 dezembro de 2012.** Institui o Programa Paulista de Biogás e dá providências correlatas. Casa Civil, 2012.

SÃO PAULO. **Decreto nº 60.001, de 20 de dezembro de 2013.** Introduz alteração no Regulamento do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação - RICMS. Casa Civil, 2013.

SECRETARIA MUNICIPAL DO VERDE E DO MEIO AMBIENTE. **Aterro São João e Bandeirantes.** Disponível em:

<https://www.prefeitura.sp.gov.br/cidade/secretarias/meio_ambiente/comite_do_clima/c40/iniciativas/index.php?p=47655>. Acesso em: 21 out. 2020.

SEINFRA, A.; GIBAJA, C. **CEGÁS e GNR assinam contrato para ampliar a oferta de gás natural renovável no Ceará.** Disponível em:

<www.ceara.gov.br/2019/10/01/cegas-e-gnr-assinam-contrato-para-ampliar-a-oferta-de-gas-natural-renovavel-no-ceara/>. Acesso em: 21 out. 2020.

STÜRMER, B. et al. **Technical-economic analysis for determining the feasibility threshold for tradable biomethane certificates.** Biosurf Project, 2016. Disponível em:

<<https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5aa5ba7aa&appId=PPGMS>>. Acesso em: 20 out. 2020.

TERRAZA, H.; WILLUMSEN, H. **Guidance Note on Landfill Gas Capture and Utilization.** Banco Interamericano de Desenvolvimento, 2009.

THE WORLD BANK - ESMAP [Energy Sector Management Assistance Programme].

Handbook for the Preparation of Landfill Gas to Energy Projects in Latin America and the Caribbean, 2004.

THRÄN, D. et al. **Biomethane status and factors affecting market development and trade**. IEA Task 40 and Task 37 Joint Study. Setembro de 2014.

Resultados Financeiros

x Cenário Alavancado

Projeto	Lavagem com Água	Pressure Swing Adsorption	Membrana	Lavagem com Amina
Caieiras	23,76	32,69	40,21	39,06
Paulínia (Traçado 1)	29,53	38,94	46,91	46,07
Paulínia (Traçado 2)	30,31	39,68	47,66	46,82
Paulínia (Total)	30,72	40,08	48,06	47,23
Pedreira	31,44	40,86	48,89	48,10

x Cenário 100% capital próprio

Projeto	Lavagem com Água	Pressure Swing Adsorption	Membrana	Lavagem com Amina
Caieiras	27,74	37,65	46,36	44,73
Paulínia (Traçado 1)	35,08	45,68	54,96	53,64
Paulínia (Traçado 2)	36,24	46,84	56,12	54,79
Paulínia (Total)	36,86	47,46	56,74	55,41
Pedreira	37,80	48,48	57,81	56,54

x Referência

Região	Preço (em US\$/MMBTU)		Preço (em R\$/MMBTU)	
	Transporte	Molécula	Total	Total
Nordeste	1,335	4,968	6,303	34,41438
Sudeste e Centro-Oeste	1,335	4,979	6,314	34,47444
Sul	1,335	4,59	5,925	32,3505
Brasil	1,335	4,91	6,245	34,0977

Resumo de Parâmetros

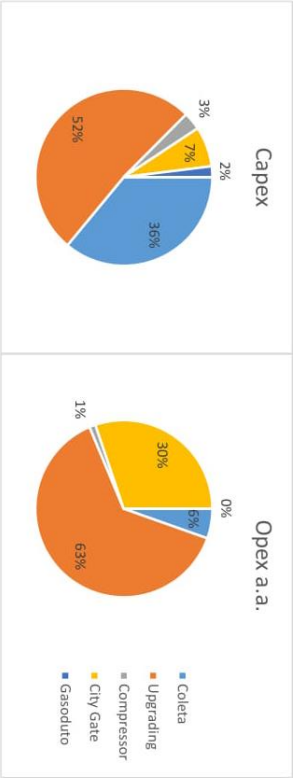
Seleção de projeto

Local	Caietas	
Tecnologia	Pressure Swing Adsorption	
TIR Projeto	% a.a.	32%
TIRACIONISTA	% a.a.	52%
VPL Projeto	MM R\$	241.88
VPLACIONISTA	MM R\$	309.06

Dados selecionados

Volume Biometano	m³/h	14.271
Volume Biogás	m³/h	23.785
Extensão	m	3.500
Área de Aterro	ha	158

Descrição		Capex	Opex a.a.
Coleta	R\$	71.71	4.30
Upgrading	R\$	102.37	50.29
Compressor	R\$	6.37	0.92
City Gate	R\$	14.61	23.99
Gasoduto	R\$	3.99	0.00
Total	R\$	199.04	79.50



Dados genéricos

Tarifa (por volume)	R\$/m³	1.99
Tarifa (por MMBTU)	R\$/MMBTU	56.54
Custo de Capital	%	12%
Diâmetro	pol	8
Poder calorífico	MMBTU/m³	0.035

Modelo Financeiro

x Balanço Patrimonial

EBITDA	MM R\$	-	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0
(-) IR	MM R\$	-	(39,4)	(39,4)	(39,4)	(39,4)	(39,4)	(39,4)	(39,4)	(39,4)	(39,4)	(39,4)	(39,4)	(39,4)	(39,4)	(39,4)	(39,4)	(39,4)	(39,4)
(+/-) Capital de Giro	MM R\$	-	(13,9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Capex	MM R\$	(79,6)	(119,4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FCF	MM R\$	(79,6)	(119,4)	62,7	76,6	76,6	76,6	76,6	76,6	76,6	76,6	76,6	76,6	76,6	76,6	76,6	76,6	76,6	76,6
(+) Tax Shield	MM R\$	-	-	8,8	8,2	7,9	7,6	7,3	7,0	6,7	6,4	6,1	5,7	(1,2)	(1,3)	(1,4)	-	-	-
(+) Receita Financeira	MM R\$	-	-	-	1,1	1,4	1,7	1,9	2,2	2,5	2,8	3,0	3,3	3,6	3,9	4,0	-	-	-
(-) Despesa Financeira	MM R\$	(1,2)	(4,3)	(5,9)	(5,2)	(4,6)	(4,0)	(3,4)	(2,8)	(2,2)	(1,5)	(0,9)	(0,3)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	-	-	-
(+/-) Variação de Dívida	MM R\$	39,8	59,7	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	-	-	-
FCFE	MM R\$	(41,0)	(64,0)	55,6	70,7	71,3	71,8	72,4	73,0	73,6	74,2	74,8	75,4	76,9	79,2	79,2	-	-	-
(+) Equity	MM R\$	41,0	64,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Dividendos	MM R\$	-	-	-	(56,6)	(57,7)	(58,2)	(58,8)	(59,4)	(59,9)	(60,5)	(61,0)	(61,6)	(62,1)	(75,0)	(75,2)	-	-	-
Fluxo de Caixa do Período	MM R\$	-	-	55,6	14,1	13,6	13,6	13,6	13,7	13,7	13,7	13,8	13,8	16,8	4,2	4,0	-	-	-
Fluxo de Caixa Inicial	MM R\$	-	-	-	55,6	69,7	83,3	96,9	110,5	124,2	137,9	151,6	165,4	179,2	195,9	200,1	-	-	-
Variação de Caixa	MM R\$	-	-	55,6	14,1	13,6	13,6	13,6	13,7	13,7	13,7	13,8	13,8	16,8	4,2	4,0	-	-	-
Fluxo de Caixa Final	MM R\$	-	-	55,6	69,7	83,3	96,9	110,5	124,2	137,9	151,6	165,4	179,2	195,9	200,1	204,1	-	-	-

Premissas Operacionais

[illegible]

Capital de Giro

[illegible]

Dividendos																				
Limitação de Lucro																				
Lucro Acumulado Pré-dividendos		MM R\$	(1,2)	(5,6)	54,0	114,7	119,4	123,7	127,9	132,2	136,5	140,8	145,2	149,5	166,9	183,9	188,1			
Lucro Líquido do ano		MM R\$	(1,2)	(4,3)	59,6	60,7	61,3	61,9	62,5	63,1	63,7	64,2	64,8	65,4	78,9	79,2	79,2			
% do LL		%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%			
Dividendos		MM R\$	-	-	-	56,6	57,7	58,2	58,8	59,4	59,9	60,5	61,0	61,6	62,1	75,0	75,2			
Payout		%	0%	0%	0%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%			
Caixa																				
Caixa BOP		MM R\$	-	-	-	56	70	83	97	111	124	138	152	165	179	196	200			
Tx Juros		% a.a	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%			
Receita Financeira		MM R\$	-	-	-	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	4	4			
% CDI		% a.a	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%	95,0%			
Dívida																				
BNDES																				
Capex		MM R\$	79,6	119,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
% Capex Financiável BNDES		%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%			
Dívida BOP		MM R\$	-	39,8	99,5	89,6	79,6	69,7	59,7	49,8	39,8	29,9	19,9	10,0	0,0	0,0	0,0			
Aporte		MM R\$	39,8	59,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Amortização		MM R\$	-	-	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)	(10,0)			
Dívida EOP		MM R\$	39,8	99,5	89,6	79,6	69,7	59,7	49,8	39,8	29,9	19,9	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Taxa de Juros		% a.a	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%			
TLP		% a.a	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%			
Spread		% a.a	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%			
Despesa Financeira BNDES		MM R\$	1,2	4,3	5,9	5,2	4,6	4,0	3,4	2,8	2,2	1,5	0,9	0,3	0,0	0,0	0,0			
Amortização																				
Check Dívida		OK																		
Total			-	-	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	-	-	-		
Depreciação																				
Check Depreciação		OK																		
Total			-	-	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	-	-	-		

Ratios		Máx / Mín															
Alavancagem																	
Divida Líquida / EBITDA	0,3 x																
Alavancagem (E/D+E)	50%																
ICSD	12,2 x																
Ratios Operacionais																	
Depreciação / Base de Ativos	0%	0%	11%	13%	14%	17%	20%	25%	33%	50%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
EBITDA to CF Conversion [Ex-Capex]	0%	0%	54%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	66%	
Retorno																	
Dividend Payout (Div/LI)	0%	0%	0%	93%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	95%	95%	
Dividend Yield (Div/PL)	0%	0%	0%	35%	35%	34%	34%	33%	33%	33%	32%	32%	30%	35%	34%	34%	
FCE Yield (FCE/PL)	-103%	-64%	35%	43%	43%	42%	42%	41%	41%	40%	40%	39%	38%	37%	36%	36%	
ROE (LI/PL)	-3%	-4%	37%	37%	37%	36%	35%	35%	35%	35%	34%	34%	38%	37%	36%	36%	
ROIC (NOPAT/Ativo Tt)	0%	0%	22%	23%	23%	24%	25%	25%	26%	27%	28%	28%	35%	35%	34%	34%	

Premissas - Aterros

Descrição	RSU recebidos (t/dia)	Biogás produzidos (m³/dia)	Extensão (m)	Área (ha)
Cateiras	5.708,48	570.848	3.500	158
Paulínia (Traçado 1)	2.742,03	274.203	3.580	101
Paulínia (Traçado 2)	2.742,03	274.203	10.261	101
Paulínia (Total)	2.742,03	274.203	13.841	101
Pedreira	2.488,75	248.875	12.267	93

Premissas - Biogás

Descrição	Unidade	USD (2010)		USD (2020)		BRL (2020)	
		Min	Máx	Min	Máx	Min	Máx
Sistema de Coleta	ha	30.000	50.000	35.760	59.600	195.250	325.416
Sistema de Bombeamento	m³/h	75	200	89	238	488	1.302
Sistema de Tocha	m³/h	40	80	48	95	260	521

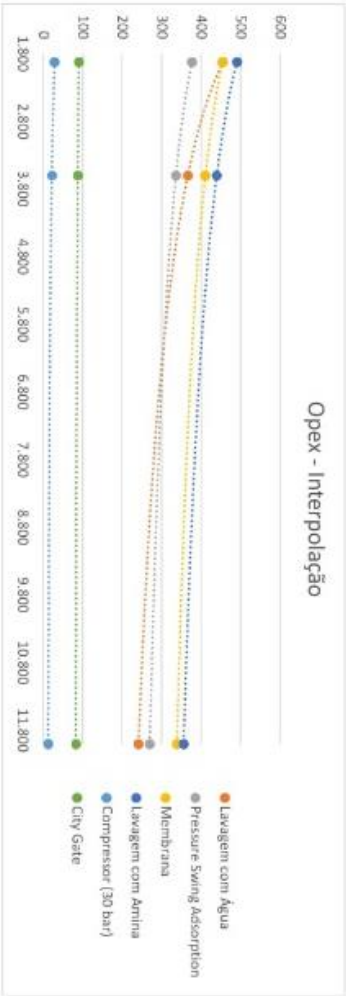
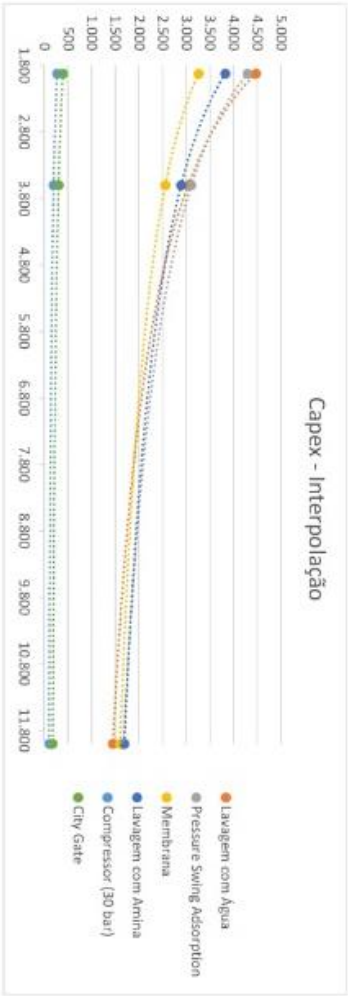
Inflação do Dólar	19,20%
Conversão da moeda	5,46
Opex	6,00%

Premissas - Biometano

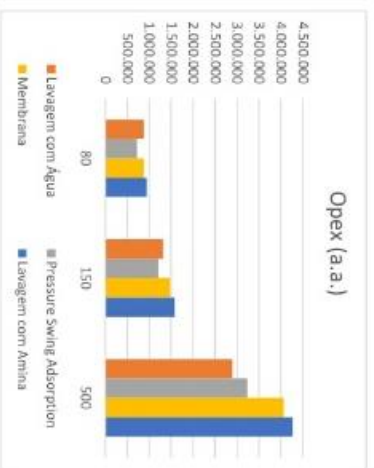
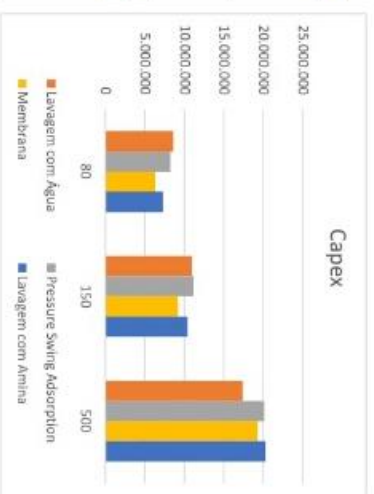
Capex		Opex	
Unitários Gerais	Unidade	342,509	342,509
Lavagem com Água	R\$	185	76
Pressure Swing Adsorption	R\$	299	147
Membrana	R\$	440	199
Lavagem com Amínia	R\$	381	197
Compressor (30 bar)	R\$	19	3
City Gate	R\$	43	70
Gasoduto (metropoli)	R\$	143	0

m³ de biometano por dia			
Capex	Unidade	1920	3600
Lavagem com Água	R\$	4.475	3.040
Pressure Swing Adsorption	R\$	4.299	3.112
Membrana	R\$	3.266	2.559
Lavagem com Amínia	R\$	3.827	2.894
Compressor (30 bar)	R\$	275	199
City Gate	R\$	398	304
Gasoduto (metropoli)	R\$	143	143

Opex			
Unidade	1920	3600	12000
Lavagem com Água	R\$	455	367
Pressure Swing Adsorption	R\$	377	337
Membrana	R\$	455	411
Lavagem com Amínia	R\$	492	439
Compressor (30 bar)	R\$	29	22
City Gate	R\$	90	87
Gasoduto (metropoli)	R\$	0	0



	m³ de biometano por hora			
Capex	Unidade	80	150	500
Lavagem com Água	R\$	8.591,924	10.944,474	17.396,285
Pressure Swing Adsorption	R\$	8.253,597	11.204,120	20.118,635
Membrana	R\$	6.270,845	9.213,501	19.276,752
Lavagem com Amina	R\$	7.348,770	10.417,314	20.323,204
Compressor (30 bar)	R\$	527,160	715,994	1.274,626
City Gate	R\$	763,202	1.093,661	2.171,585
Gasoduto (metropoli)	R\$	143	143	143
Opex (a.a.)	Unidade	80	150	500
Lavagem com Água	R\$	873,355	1.321,834	2.895,447
Pressure Swing Adsorption	R\$	723,862	1.211,682	3.241,642
Membrana	R\$	873,355	1.479,196	4.067,788
Lavagem com Amina	R\$	944,167	1.581,480	4.272,358
Compressor (30 bar)	R\$	55,076	78,681	149,493
City Gate	R\$	173,097	314,722	991,376
Gasoduto (metropoli)	R\$	0	0	0



Inflação do Euro	5,47%
Conversão da moeda	6,46

x	EUR (2016)			EUR (2020)			BRL (2020)					
	Unidade	80	150	500	Unidade	80	150	500	Unidade	80	150	500
Dados		m³ de biometano por hora				m³ de biometano por hora				m³ de biometano por hora		

Capex	Lavagem com Água	EUR	1.092.000	1.391.000	2.211.000	1.151.732	1.467.088	2.331.942	8.591.924	10.944.474	17.396.285
	Pressure Swing Adsorption	EUR	1.049.000	1.424.000	2.557.000	1.106.380	1.501.893	2.696.868	8.253.597	11.204.120	20.118.635
	Membrana	EUR	797.000	1.171.000	2.450.000	840.596	1.235.054	2.584.015	6.270.845	9.213.501	19.276.752
	Lavagem com Amônia	EUR	934.000	1.324.000	2.583.000	985.090	1.396.423	2.772.290	7.348.770	10.417.314	20.323.204
	Compressor (30 bar)	EUR	67.000	91.000	162.000	70.665	95.978	170.861	527.160	715.994	1.274.626
City Gate		EUR	97.000	139.000	276.000	102.306	146.603	291.097	763.202	1.093.661	2.171.585
	Gasoduto (1000 m)	EUR	145.000	145.000	145.000	152.932	152.932	152.932	1.140.869	1.140.869	1.140.869
Opex	Lavagem com Água	EUR (a.a.)	111.000	168.000	368.000	117.072	177.190	388.130	873.355	1.321.834	2.895.447
	Pressure Swing Adsorption	EUR (a.a.)	92.000	154.000	412.000	97.032	162.424	434.536	723.862	1.211.682	3.241.642
	Membrana	EUR (a.a.)	111.000	188.000	517.000	117.072	198.284	545.280	873.355	1.479.196	4.067.788
	Lavagem com Amônia	EUR (a.a.)	120.000	201.000	543.000	126.564	211.995	572.702	944.167	1.581.480	4.272.358
	Compressor	EUR (a.a.)	7.000	10.000	19.000	7.383	10.547	20.039	55.076	78.681	149.493
	City Gate	EUR (a.a.)	22.000	40.000	126.000	23.203	42.188	132.892	173.097	314.722	991.376
	Gasoduto	EUR (a.a.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0

✕