

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

PECE/EPUSP – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA EM ENGENHARIA

CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS, GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

GUILHERME AUGUSTO DE MELO

ANÁLISE DAS PERSPECTIVAS DE INJEÇÃO DE BIOMETANO NA REDE DE GÁS
NATURAL.

São Paulo

2019

GUILHERME AUGUSTO DE MELO

**ANÁLISE DAS PERSPECTIVAS DE INJEÇÃO DE BIOMETANO NA REDE DE GÁS
NATURAL.**

Monografia para conclusão do Curso de
Especialização em Energias Renováveis,
Geração Distribuída E Eficiência
Energética da Universidade de São Paulo.

Orientador: Prof. Dra. Suani T. Coelho

São Paulo
2019

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E A DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

De Melo, Guilherme Augusto

Análise das perspectivas de injeção de biometano na rede de gás natural / Guilherme Augusto de Melo; orientadora: Suani T. Coelho – São Paulo, 2019

Monografia para conclusão do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída E Eficiência Energética da Universidade de São Paulo

1.Biogás 2. Biometano 3. Gás natural 4. Injeção de biometano.

Dedicatória:

À minha família e em especial à minha esposa Gabriela por ser paciente e compreensiva em todos os momentos que abdiquei para me dedicar a esse desafio.

RESUMO

De Melo, G. A. **Análise das perspectivas de injeção de biometano na rede de gás natural, 2019.** Monografia (Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) da Universidade de São Paulo, São Paulo / SP.

O gás natural é uma das maiores fontes energéticas utilizadas no país, seja para geração de energia elétrica, processos industriais, abastecimento de residências, estabelecimentos comerciais ou então como combustível veicular.

A cadeia de fornecimento de gás natural, desde a sua exploração e produção até a distribuição para o consumidor final, apresenta pouca ou quase nenhuma competitividade devido ao monopólio de um único *player* em todos os elos, impactando diretamente o custo do gás natural devido à falta de competitividade.

Como os energéticos provenientes de fontes renováveis têm aumentado a sua parcela de representatividade na matriz energética brasileira ano a ano, por apresentar ganhos ambientais e devido ao avanço da tecnologia e redução no custo operacional, estes podem se tornar grandes aliados do consumidor como alternativas à essa falta de competitividade e pela baixa expectativa de abertura de mercado no curto e médio prazo. Um exemplo desses energéticos que poderiam ser uma alternativa e que trariam vantagem competitiva para o consumidor é o biometano, por isso este trabalho tem o objetivo de avaliar as perspectivas nos âmbitos político, tecnológico e financeiro para a injeção de biogás na rede de distribuição de gás natural, considerando o impacto final nas tarifas para os consumidores.

Palavras-chave: Biogás, Biometano, Gás natural, Injeção de biometano

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Etapas do processo de biodigestão anaeróbia.....	12
Figura 2 - Classificação e caracterização de resíduos sólidos	14
Figura 3 - Disposição final de RSU na Região Sudeste (T/Dia)	15
Figura 4 - Usina de Caucaia com geração de biometano através de RSU.....	23
Figura 5 - Usina Termoverde Caieiras	24
Figura 6 - Matriz Energética Brasileira em 2017	28
Figura 7 - Matriz Energética Mundial em 2016.....	28
Figura 8 - Polígono do Pré Sal e rotas de transporte e escoamento no Estado de São Paulo.	30
Figura 9 - Esquema de todas as etapas da cadeia de gás natural.	31
Figura 10 - Etapas na cadeia de suprimento de gás natural desde a produção nacional e importação até o consumidor final.	32

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Composição dos componentes do biogás.	11
Tabela 2- Composição química de vinhaças conforme o tipo de mosto.	18
Tabela 3 - Processos de purificação do biogás.....	20
Tabela 4 – Composição de gás natural em amostra analisada.	26
Tabela 5 – Volume de GN distribuído pelas três Concessionárias do Estado de São Paulo.	33
Tabela 6 - Custo total do gás natural das três Concessionárias do Estado de São Paulo (R\$/m ³).....	37
Tabela 7 - Análise econômica da injeção de biometano das Concessionárias do Estado de São Paulo	38
Tabela 8 - Impacto na tarifa do segmento residencial se 0,5% do consumo fosse biometano injetado na rede de gás natural da Comgás.	38
Tabela 9 - Impacto na tarifa do segmento comercial se 0,5% do consumo fosse biometano injetado na rede de gás natural da Comgás.	39
Tabela 10 - Impacto na tarifa do segmento industrial se 0,5% do consumo fosse biometano injetado na rede de gás natural da Comgás.	40
Tabela 11 - Impacto na tarifa do segmento residencial se 50% do consumo fosse biometano injetado na rede de gás natural da Comgás.	40
Tabela 12 - Impacto na tarifa do segmento comercial se 50% do consumo fosse biometano injetado na rede de gás natural da Comgás.	41
Tabela 13 - Impacto na tarifa do segmento industrial se 50% do consumo fosse biometano injetado na rede de gás natural da Comgás.	41

SUMÁRIO

Sumário

1. Introdução	9
1.1. Objetivo	10
2. Revisão de Literatura	10
2.1. Biogás	10
2.2. Fontes de obtenção do biogás	12
2.2.1. Resíduos Sólidos Urbanos	12
2.2.2. Vinhaça	16
2.3. Purificação do biogás	18
2.4. Aplicações do biogás e biometano	22
3. Gás natural	26
3.1. Cadeia produtiva do gás natural no Brasil	29
4. Aspectos políticos e regulatórios	33
4.1. ARSESP	35
5. Aspectos Técnicos e Financeiros	35
6. Conclusão	42
7. Referências Bibliográficas	43

1. Introdução

A matriz energética mundial tem evoluído para o aumento da utilização de fontes renováveis e diminuição dos combustíveis de origens fósseis, principalmente pelo objetivo de se reduzir o impacto ambiental. Para o biogás, além desse benefício, outros ganhos poderiam ser considerados, como por exemplo a tendência de melhoria nos serviços de coleta de resíduos sólidos urbanos, o aproveitamento de resíduos de origens animais e vegetais ou então a eficiência energética com as estações de tratamentos de efluentes.

No Brasil, já existem algumas usinas de biogás e biometano em operação ou em processo de construção, porém o potencial no país é muito maior. Como esses energéticos renováveis possuem propriedades físico-químicas similares ao gás liquefeito de petróleo e ao gás natural, eles podem substituí-los nas diversas aplicações possíveis, seja elas na geração de energia elétrica através de geradores ou turbinas; na geração de energia térmica, como por exemplo com o aquecimento de água, ar ou fluido térmico, geração de vapor e até na refrigeração através de chillers de absorção.

Como o mercado de gás natural no Brasil não é maduro o suficiente para que haja a comercialização através de consumidores livres, a exemplo do que acontece no mercado de energia elétrica, existe uma série de políticas que regulam e ao mesmo tempo restringem novas oportunidades de suprimento para o mercado. Por isso esse trabalho tem a finalidade de avaliar as vantagens e desvantagens por diversas óticas de se utilizar o biometano produzido como energético alternativo e complementar ao gás natural.

Para que haja um melhor entendimento na sinergia entre o gás natural e o biometano após injeção do último na rede de distribuição, serão descritas e detalhadas as principais características de cada um deles.

Serão considerados como principais substratos de origem do biogás os resíduos sólidos urbanos e a vinhaça, em função de serem as principais fontes de obtenção encontradas no estado de São Paulo. A partir daí, serão considerados as tecnologias e processos utilizados para a purificação do biogás até que ele se torne biometano e uma análise financeira na área de concessão da maior distribuidora de gás natural do país, avaliando assim o impacto de redução nas tarifas que beneficiariam um grande número de consumidores.

1.1. Objetivo

Estudar a viabilidade de injeção de biometano na rede de distribuição de gás natural no estado de São Paulo considerando os aspectos: 1) políticos e regulatórios atuais e quais são os entraves e barreiras que permitiriam um avanço dessa aplicação; 2) tecnológico, avaliando as tecnologias existentes, principalmente para o processo de purificação do biogás para a obtenção do biometano; 3) econômico/financeiro, considerando os custos para essa aplicação, quais os impactos tarifários que a injeção desse energético traria no modelo de mercado cativo e comparando a viabilidade e a competitividade perante outras fontes energéticas utilizadas.

Havendo uma visão macro considerando os três aspectos citados, será possível avaliar quais são os gargalos e, conseqüentemente, as oportunidades que podem ser aproveitadas no curto, médio e longo prazo.

2. Revisão de Literatura

2.1. Biogás

O biogás é um energético renovável composto predominantemente por metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2) e provenientes da digestão anaeróbia de diversos materiais orgânicos tais como: resíduos sólidos urbanos, resíduos industriais de origem vegetal, vinhaça, fezes de animais ou no tratamento de efluentes; podendo substituir o gás liquefeito de petróleo (GLP) e o gás natural para o aquecimento de água, cocção, geração de energia elétrica, produção de vapor, entre outros.

A tabela 1 apresenta os componentes encontrados no biogás e seus respectivos teores com valores em intervalos entre mínimos e máximos, que variam dependendo do substrato se origem e das propriedades físicas e químicas do processo de biodigestão.

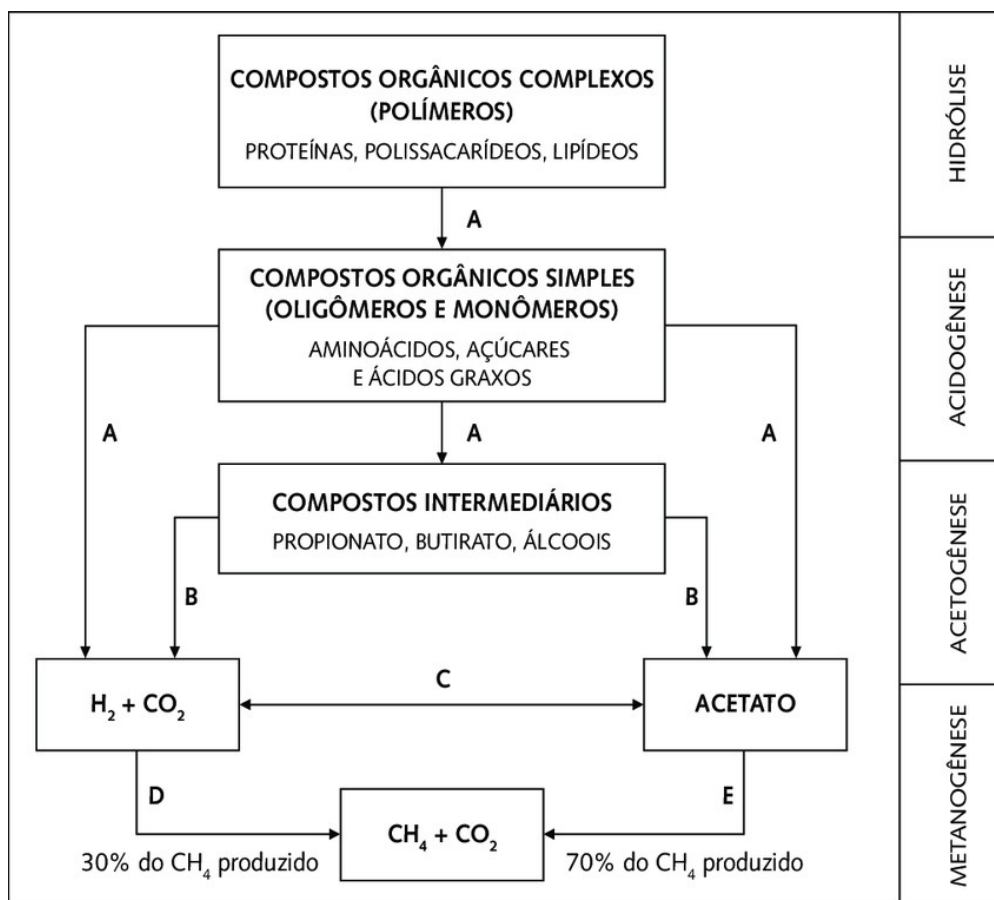
Tabela 1 - Composição dos componentes do biogás.

Componente	Teor
CH_4	55-70% (v/v)
CO_2	30-45% (v/v)
H_2O	1-5% (v/v)
N_2	0-2% (v/v)
H_2S	0-2000 ppm
NH_3	0-100 ppm
Siloxanos	0-50 mg/m ³
Benzeno, tolueno, etilbenzeno, xileno e cumeno	< 1 mg/m ³
Clorina, fluorina e mercaptanos	< 0,1 mg/m ³

Fonte: Deublein e Steinhauser, 2008

A digestão anaeróbia é o processo biológico que ocorre na matéria orgânica na ausência de oxigênio e pode ocorrer naturalmente em aterros sanitários ou artificialmente através de biodigestores contínuos ou descontínuos, sendo os modelos Indiano, Chinês e Batelada os mais comumente utilizados, cujo processo resultará basicamente em biogás e biofertilizante. Essa biodigestão ocorre em quatro fases, conforme a Figura 1, sendo elas as seguintes: Hidrólise, etapa cujos os compostos orgânicos complexos (polímeros tais como a proteína, polissacarídeos e lipídeos) são quebrados em compostos orgânicos simples, como por exemplo os açúcares, ácidos graxos e aminoácidos; Acidogênese, quando os oligômeros e monômeros são quebrados em compostos intermediários, como por exemplo os propionatos, butiratos e álcoois, além dos subprodutos H_2S , CO_2 e amônia; Acetogênese, é a etapa em que são produzidos o CO_2 , ácido acético e hidrogênio através da digestão de moléculas menores da etapa anterior; Metanogênese, última etapa onde são produzidos o CO_2 e o metano, sendo que 70% deste é através da digestão do acetato. Os fatores que mais influenciam nesse processo são a temperatura, concentração de oxigênio, o pH e a homogeneidade do substrato.

Figura 1 - Etapas do processo de biodigestão anaeróbia



Fonte: GARCIA, 2012.

2.2. Fontes de obtenção do biogás

Dentre os substratos citados como produtores de biogás, é abordado neste trabalho os RSUs (resíduos sólidos urbanos) e a vinhaça, pois são os mais comumente encontrados no estado de São Paulo, área sob regulação da autarquia ARSESP.

2.2.1. Resíduos Sólidos Urbanos

Segundo a ABNT NBR 10004:2004:

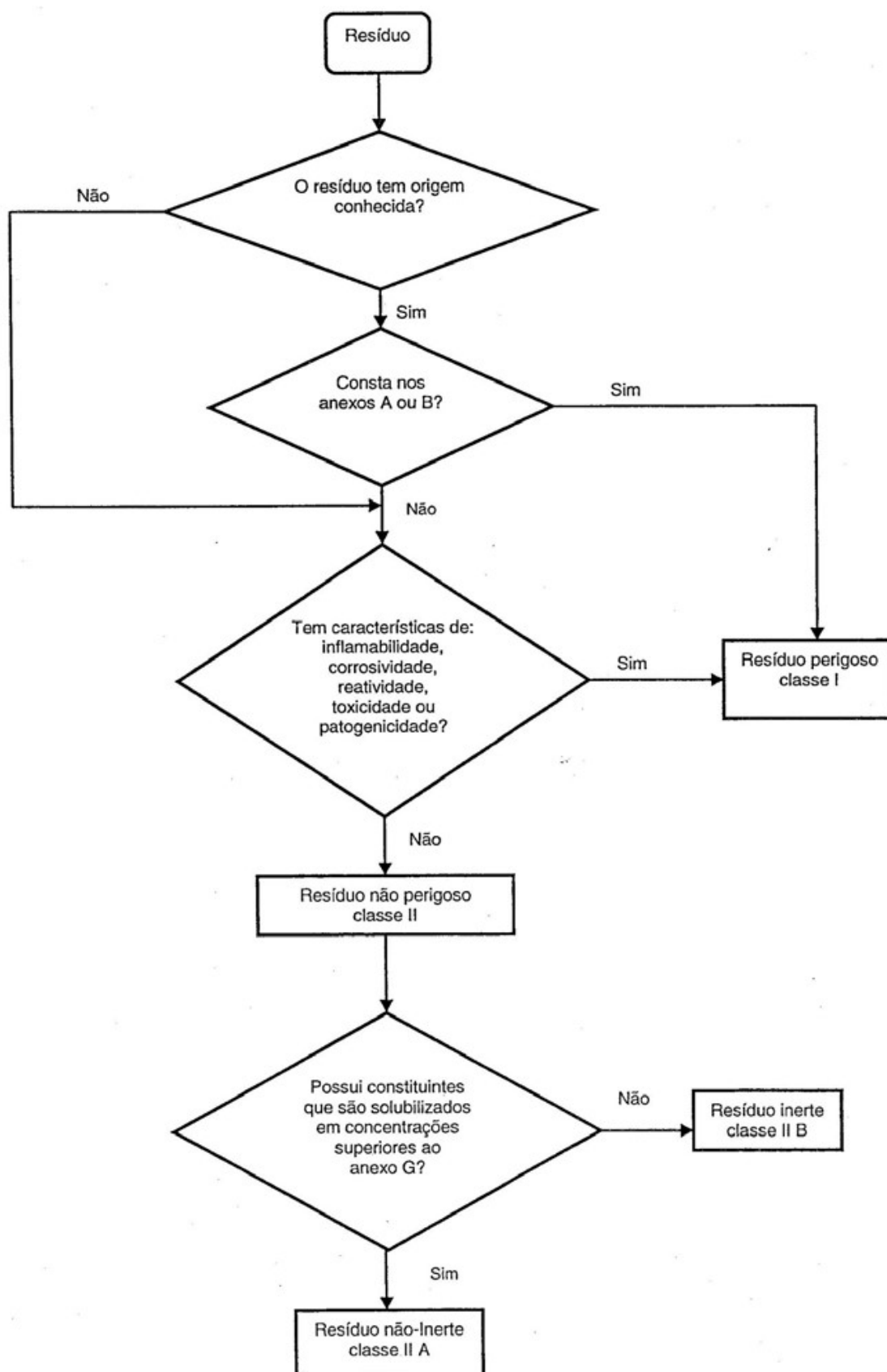
... RSUs são resíduos nos estados sólido e semissólido, que resultam de atividades de origem industrial, doméstica, hospitalar, comercial, agrícola, de serviços e de varrição. Ficam incluídos nesta definição os lodos provenientes de sistemas de tratamento de água, aqueles gerados em equipamentos e instalações de controle de poluição, bem como determinados líquidos cujas

particularidades tornem inviável o seu lançamento na rede pública de esgotos ou corpos de água, ou exijam para isso soluções técnica e economicamente inviáveis em face à melhor tecnologia disponível (ABNT, 2004).

Coelho et al., 2018 mencionam a dificuldade em gerenciar as quantidades de resíduos sólidos urbanos cada vez maiores, uma vez que eles podem impactar o meio ambiente ou então desencadear uma série de problemas na saúde da população, seja pelo aumento no número de doenças ou então pela contaminação das águas. O fato de muitas regiões do país não possuírem o serviço de coleta dos RSUs, faz com que a população dessas regiões descarte os resíduos gerados em locais inapropriados como em terrenos baldios, praças públicas, rios, etc, sem contar que grandes quantidades de RSUs coletados no país ainda são dispostas inadequadamente em lixões ou aterros controlados (COELHO, et al., 2018).

De acordo com a ABNT (2004), os resíduos sólidos podem ser classificados como: perigoso classe I, não perigoso classe II, inerte classe II B e não inerte classe II A. Essa classificação é realizada de acordo com as características de cada resíduo, tais como inflamabilidade, corrosividade, toxicidade, dentre outras, sendo que o fluxo da classificação é demonstrado na figura 2.

Figura 2 - Classificação e caracterização de resíduos sólidos



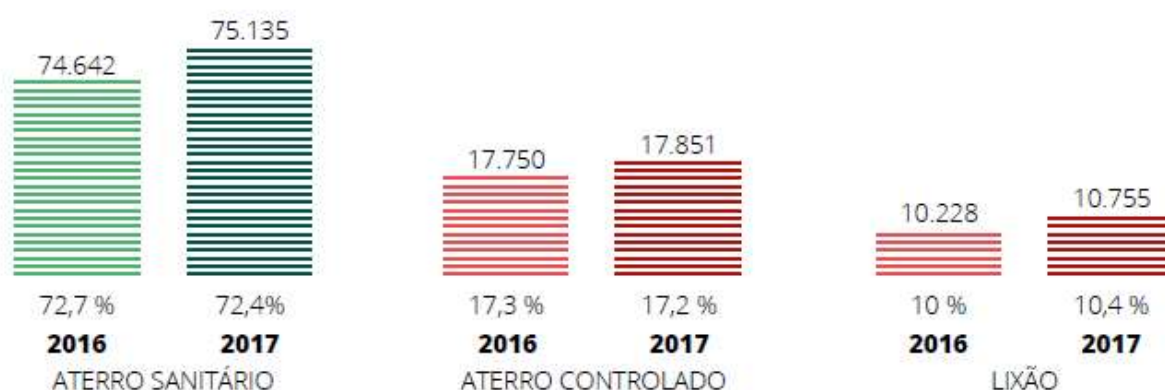
Fonte: ABNT 2004.

Segundo o Plano Nacional de Saneamento Básico (Plansab), os municípios brasileiros devem cumprir as metas de universalização dos serviços à população até 2033. No entanto, mantido o ritmo atual de investimentos, uma parcela significativa da população permanecerá, em 2050, sem água encanada e coleta e tratamento de esgoto (PLANSAB, 2013).

A ABRELPE publicou o Panorama 2017 que menciona que os 1.668 municípios existentes na região Sudeste do País geraram, em 2017, quase 106 mil toneladas/dia de resíduos sólidos urbanos, sendo que 98% destes foram coletados e 28.606 toneladas/dia foram encaminhados para os aterros controlados e para os lixões, conforme é demonstrado na figura 3 (ABRELPE, 2018).

O Ministério do Meio Ambiente (MMA) possui o Sistema Nacional de Informações Sobre Saneamento (SNIS) que, a partir do Painel de Gestão dos Resíduos Sólidos, consolida diversos dados da coleta seletiva dos RSUs por região ou por município. Segundo dados de 2017, dos 5.570 municípios do país somente 1.242 ou 34% realizam a coleta seletiva (SINIR, 2018), ao passo que na região Sudeste este número é bem melhor, sendo que 1.464 municípios dos 1.668 existentes realizam a coleta seletiva, cerca de 87% do total (ABRELPE, 2018).

Figura 3 - Disposição final de RSU na Região Sudeste (T/Dia)



Fonte: ABRELPE (2018).

Segundo GAHB, (2017), a utilização do biogás vai além do seu aproveitamento energético, pois como sua produção ocorre naturalmente (digestão anaeróbica) no

tratamento de efluentes ou em aterros sanitários, este assume o papel de redutor do potencial poluidor destes ambientes além de produzir o digestato que pode ser utilizado como fertilizante do solo. Como o biogás possui o metano na maior parte da sua composição, e este é um dos principais gases do efeito estufa, sua queima como energético também traz benefícios para o meio ambiente pela emissão de dióxido de carbono, um gás 21 vezes menos nocivo do que o metano (GAHB, 2017).

Para o Ministério do Meio Ambiente (MMA):

... independente do uso final do biogás produzido no aterro, deve-se projetar um sistema padrão de coleta tratamento e queima do biogás: poços de coleta, sistema de condução, tratamento (inclusive para desumidificar o gás), compressor e flare com queima controlada para a garantia de maior eficiência de queima do metano (MMA, 2019).

O biogás pode ser utilizado nas aplicações de cogeração, que são sistemas combinado de geração de energia térmica e elétrica a partir de um único energético. A energia elétrica gerada pode ser utilizada para consumo próprio ou então pode ser injetada na rede de distribuição para a venda a consumidores livres, inclusive de baixa tensão, caracterizando assim a geração distribuída.

O biometano por sua vez pode ser utilizado substituindo o gás natural ao ser injetado na rede de distribuição ou também como combustível veicular, substituindo o diesel em veículos pesados, tais como caminhões, ônibus e tratores, e a gasolina e o etanol em veículos leves e grandes frotas. Segundo a ABRELPE e a ABIOGÁS, em 2018 a maioria dos aterros sanitários brasileiros queimou a céu aberto o biogás captado. O país deixou de gerar 7.230 GWh de eletricidade que poderiam ter fornecido energia renovável para quase 24 milhões de residências ou produzindo biometano suficiente para substituir mais de 2 milhões de litros de diesel.

2.2.2. Vinhaça

Gemtos et al, 1999 define a vinhaça como sendo um resíduo pastoso resultante do processo de destilação do licor de fermentação do álcool da cana-de-açúcar, também conhecida por restilo, vinhoto ou tiborna. A vinhaça pode apresentar diferentes propriedades a depender da matéria-prima utilizada, por exemplo a

beterraba na Europa ou então a cana de açúcar na América do Sul. Como comparativo, a concentração de sódio proveniente da beterraba é maior do que a da vinhaça de cana-de-açúcar, sendo que o solo e as plantas se tornam mais nocivos à medida que as quantidades desse íon aumentam (Gemtos et al., 1999).

A vinhaça é produzida em grandes quantidades, resultando cerca de 12 L a cada 1 L de etanol e por ser um resíduo altamente poluente, não possui autorização para ser descartado em qualquer local, principalmente leitos de rios e locais cuja água é utilizado para cultura de plantaço e irrigação.

Segundo SILVA, 2017:

...a vinhaça pode promover melhoria na fertilidade do solo; todavia, quando usada para este fim, as quantidades não devem ultrapassar sua capacidade de retenção de íons, isto é, as dosagens devem ser mensuradas de acordo com as características de cada solo, uma vez que este possui quantidades desbalanceadas de elementos minerais e orgânicos, podendo ocorrer a lixiviação de vários desses íons, sobretudo do nitrato e do potássio (SILVA, 2017).

Na Tabela 2 são apresentadas as composições químicas de vinhaças oriundas de diferentes tipos de mostos, sendo eles o melaço, caldo ou misto.

Tabela 2- Composição química de vinhaças conforme o tipo de mosto.

Parâmetro	Melaço	Caldo	Misto
pH	4,2 – 5,0	3,7 – 4,6	4,4 – 4,6
Temperatura (°C)	80 -100	80 -100	80 -100
DBO (mg/l O_2) ⁽¹⁾	25.000	6.000 – 16.500	19.800
DQO (mg/l O_2) ⁽²⁾	65.000	15.000 – 33.000	45.000
Sólidos totais (mg/l)	81.500	23.700	52.700
Sólidos voláteis (mg/l)	60.000	20.000	40.000
Sólidos fixos (mg/l)	21.500	3.700	12.700
Nitrogênio (mg/l N)	450 – 1.610	150 – 700	480 - 710
Fósforo (mg/l P_2O_5)	100 – 290	10 -210	9 – 200
Potássio (mg/l K_2O)	3.740 – 7.830	1.200 – 2.100	3.340 – 4.600
Cálcio (mg/l CaO)	450 – 5.180	130 – 1.540	1.330 – 4.570
Magnésio (mg/l MgO)	420 – 1.520	200 – 490	580 – 700
Sulfato (mg/l SO_4)	6.400	600 – 760	3.700 – 3.730
Carbono (mg/l C)	11.200 – 22.900	5.700 – 13.400	8.700 – 12.100
Relação C/N	16 – 16,27	19,7 – 21,07	16,4 – 16,43
Matéria orgânica (mg/l)	63.400	19.500	3.800
Subst. Redutoras (mg/l)	9.500	7.900	8.300

(1) DBO: Demanda bioquímica de oxigênio

(2) DQO: Demanda química de oxigênio

Fonte: Marques (2006)

O biogás proveniente da biodigestão anaeróbia da vinhaça apresenta um baixo consumo de energia quando comparado a outros sistemas, além disso sua alta concentração de metano permite uma aplicação ampla decorrente do seu potencial energético (SEBIGAS COTICA, 2017).

2.3. Purificação do biogás

O biogás pode ser utilizado para diversos fins energéticos, seja na produção de eletricidade, geração de energia térmica (vapor por exemplo) ou então como substituto dos combustíveis fósseis convencionais no segmento veicular, entretanto para este último assim como para a injeção nas redes de distribuição de gás natural, é preciso que ocorra o processo de purificação desse biogás, tornando-o biometano. O tipo de tratamento do biogás depende das suas características e das exigências tecnológicas de aproveitamento energético (PROBIOGÁS, 2015b).

Segundo Coelho et. al., (2018):

...o termo biometano é uma mistura gasosa resultante do processo de purificação do biogás, no qual são retirados, principalmente, umidade, CO_2 , H_2S , siloxanos (no biogás de aterro sanitário e estação de tratamento de esgoto – ETE) e outros contaminantes a nível de traços. O biometano tem características semelhantes às do gás natural, o que possibilita a substituição deste combustível em diversos usos. O poder calorífico do biometano é maior que o do biogás, fato que torna o seu transporte e armazenamento competitivo por apresentar maior densidade energética que o biogás (COELHO et al., 2018).

Alves, (2000) define que:

... a presença de substâncias não combustíveis no biogás, como a água e o dióxido de carbono prejudica o processo de combustão, tornando o biogás menos eficiente, pois estas substâncias absorvem parte da energia gerada. A maioria dos digestores anaeróbios produz um biogás que contém entre 0,3% a 2% de H_2S , observando-se também a presença de traços de nitrogênio e hidrogênio. Dependendo da aplicação é recomendável a purificação do biogás removendo o gás sulfídrico, dióxido de carbono e a umidade (ALVES, 2000).

Alguns componentes precisam ser removidos do biogás, como é o caso do sulfeto de hidrogênio (H_2S), um ácido muito tóxico e altamente corrosivo para a maioria dos equipamentos utilizados nos processos de geração de energia. Além deste, a umidade também precisa ser removida porque possui uma forte e direta influência no poder calorífico, afetando a temperatura adiabática da chama, os limites de inflamabilidade e o processo de queima. Para remoção da água do biogás existem quatro métodos que são mais frequentemente utilizados, o resfriamento, a compressão, a absorção e a adsorção (WELLINGER et al., 2013).

Outro contaminante típico do biogás de resíduos sólidos urbanos ou de tratamento de esgoto é a siloxina, um composto de sílica proveniente de produtos de higiene pessoal e cosméticos que assim como o gás sulfídrico reduz a vida útil dos equipamentos de uso energético. Sua presença, na ordem de ppb (partes por bilhão) acarreta, ao longo do tempo, problemas nos rotores de turbinas e motores pela formação de grãos de sílica (areia) no interior dos equipamentos, devido à elevada temperatura (CAPSTONE, 2001).

Para a utilização como combustível veicular ou para injeção nas redes de distribuição de gás natural, é imprescindível que o biogás tenha a remoção do CO_2 presente na sua composição até que a mesma possua um percentual de metano (CH_4) superior à 97% conforme ANP.

O poder calorífico do biogás pode variar no intervalo de 5.000 kcal/m³ e 7.000 kcal/m³, entretanto ele aumenta à medida que o CO_2 vai sendo retirado da mistura, podendo atingir cerca de 12.000 kcal/m³ quando se torna biometano (CORTEZ et al., 2007).

Existe uma grande variedade de processos utilizados nas indústrias petroquímicas para a remoção do CO_2 do gás natural que passaram a ser utilizados nas plantas de purificação do biogás para a obtenção do biometano. Dentre eles estão os processos de absorção física e/ou química, separação por membranas e/ou criogênica, dessulfurização, conversão química ou adsorção sobre uma superfície sólida (SEADI et al., 2008; GOULDING et al., 2013).

Abaixo estão listados os métodos de purificação de biogás mais importantes encontrados na literatura e organizados no trabalho de (SILVA, 2017), detalhando as vantagens e desvantagens de cada processo, bem como suas descrições e as porcentagens finais de pureza do metano obtido pelo processo.

Tabela 3 - Processos de purificação do biogás.

Processos / Referência	Descrição	Vantagens	Desvantagens	% final do metano
Purificação por Membrana LIU et al., (2015); CHMIELEWS-Kt et al. (2013)	- Aplicação de membranas; - Construídas por polímeros; - São transportadas por membrana fina (< 1mm), enquanto alguns ficam retidos; - São transportadas através da diferença de pressão arterial e pela dependência do componente a permeabilidade do material da membrana; - Temperatura de 25°C e uma pressão de 5,5 bar (melhor separação); - Quanto maior a diferença de pressão, menor é a área requerida da membrana.	- Baixo custo; - Economia de energia; - Facilidade de operação; - Temperatura ambiente; - Segurança; - Inexistência de produtos perigosos.	- Resíduos de saída ainda contém concentração de metano (CH_4)	90 a 96

(Continua...)

Processos / Referência	Descrição	Vantagens	Desvantagens	% final do metano
Purificação criogênica HULLU et al., (2008)	- Tratamento criogênico (separação do CH_4 e do CO_2) a temperaturas muito baixas); - Abrange a retificação (liquefação de gases) que origina CO_2 o líquido; Temperaturas baixas fazem com que ocasione o congelamento do CO_2; - Anterior ao procedimento de purificação criogênica é preciso fazer a dessulfurização (reduz dióxido de enxofre (SO_2) emitido para a atmosfera) e secagem do gás.	- É economicamente viável com grandes quantidades de biogás	- Uso de equipamentos extras, como: compressores, turbinas, etc. - Tratamento mais complexo; - Alto consumo de energia.	97
Lavagem por água BHATTACHARYA et al., (1988); KHAPRE, (1989)	- Utilizada para remover CO_2 e H_2S, por ser mais solúvel em água; - Consiste na pressurização do biogás; - O biogás é comprimido e alimentado em uma coluna de leito fixo e a água pressurizada é pulverizada contracorrente a partir do topo. - A água pode ser reciclada através de uma torre de regeneração.	- Trabalham com baixas vazões de biogás; - Requer menos infraestrutura; - Econômico.	- O efluente líquido precisa de pós-tratamento; - Depende de outros fatores, tais como: taxas de fluxo de água, composição do biogás bruto, entre outras.	95 a 100
Purificação por absorção HULLU et al., (2008); KAPDI et al. (2005)	- Através desse processo o dióxido de carbono é removido do biogás por meio da absorção com diferentes pressões; - O biogás entra no fundo do reservatório, o material adsorvente fixa o CO_2 e ao final do processo de obtém o biogás purificado com concentrações de 95% de CH_4 e eficiência de recuperação de metano no biogás de 85% a 90%, dependendo do material adsorvente. Quando o material adsorvente está completamente saturado com dióxido de carbono, o biogás passa para o reservatório seguinte, que foi previamente regenerado pela despressurização até a pressão atmosférica.	- Fácil operação; - Boa retenção de umidade	- Necessita de alta temperatura e pressão; - O processo é mais caro.	97

(Continuação...)

Processos / Referência	Descrição	Vantagens	Desvantagens	% final do metano
Purificação biológica KAO et al., (2012); MANN et al., (2009)	- Produz biomassa no processo de fixação de CO_2 por meio da fotossíntese. A fixação biológica de CO_2 pode ser efetuada por plantas e microorganismos fotossintéticos como as microalgas; - Na fotossíntese, a célula utiliza a energia do sol para oxidar a água e, assim, produzir o oxigênio e reduzir o CO_2; - A fotossíntese possibilita a conversação da luz em energia química, conduzindo a produção e matérias-primas requeridas para a síntese de diversos combustíveis.	- Produção de biomassa no processo de fixação de CO_2 por meio de fotossíntese agregando valor no processo; - Aplicação de microalgas como uma alternativa de menor custo.	- Poucos estudos sobre a purificação biológica.	87 a 97

(Conclusão)

Fonte: SILVA (2017).

O processo mais utilizado para purificação do biogás é o processo de purificação por membranas por ser uma operação mais simples, mais segura (não tem produtos perigosos) e por ter um baixo custo principalmente pela economia de energia.

A técnica de purificação criogênica é uma das mais estudadas, porém o elevado consumo de energia necessário no processo se torna uma desvantagem para sua aplicação, por isso sua utilização em escala comercial só se torna viável caso a separação seja para grandes quantidades de biogás. O método de lavagem por água é o menos complicado e que exige menor infraestrutura, porém precisa-se que o efluente líquido passe por um pós-tratamento.

Segundo Miyawaki (2014), “A tecnologia por absorção é utilizada em todo o mundo pois também é um sistema simples e de fácil operação, e a purificação biológica vem crescendo e surgindo como uma alternativa de menor custo.”

2.4. Aplicações do biogás e biometano

Da mesma forma como ocorre com o gás natural, o biometano precisa ser pressurizado antes de ser injetado na rede de distribuição ou então para uso veicular.

Para as situações em que o transporte via modais rodoviário, marítimo ou ferroviário são necessários, o biometano precisará ser liquefeito antes do transporte à granel (JOPPERT 2014; MOGHADDAM et al., 2015).

Existem diversos projetos em operação no Brasil com a produção do biogás e sua respectiva purificação para utilização.

A Distribuidora de Gás Natural Cegas - Companhia de Gás do Ceará – investiu R\$ 22 milhões na construção de um City Gate e de um gasoduto com cerca de 23 km que transporta o biogás gerado a partir dos resíduos sólidos do Aterro Sanitário Municipal Oeste de Caucaia.

O projeto é um bom exemplo de Parceria Público-Privada, pois o governo do Ceará estruturou a operação e realizará a distribuição do biogás, a empresa GNR Fortaleza montou a usina de produção no aterro, a prefeitura de Fortaleza viabilizou o acesso aos resíduos sólidos do aterro e a Cerbras- Cerâmica do Brasil assumiu o compromisso de consumir o biogás produzido desde o início da operação da usina em abril de 2018 (CEGAS, 2019).

Figura 4 - Usina de Caucaia com geração de biometano através de RSU.



Fonte: CEGAS (2019)

A Usina de Caucaia terá a responsabilidade de fornecer inicialmente 70.000 m³/dia de gás natural renovável à Distribuidora Cegas que, provisoriamente distribuirá à indústria cerâmica Cerbras, e futuramente interligará o gasoduto com o restante da malha de distribuição (CEGAS, 2019).

Outro exemplo que pode ser citado é o da Usina Termoverde de Caieiras, que detém o título da maior termelétrica movida a biogás proveniente de aterro sanitário do Brasil e uma das maiores do mundo que fica localizada na região metropolitana de São Paulo. Em operação desde agosto de 2016, a usina faz a desumidificação do biogás e o tratamento do siloxano com regeneração do carvão ativado, atingindo uma capacidade total de geração de 29,55MWe (TERMOVERDE, 2019).

A capacidade produtiva dessa usina é de 230 mil MWh ao ano, o que seria possível abastecer uma cidade cerca de 300 mil habitantes, sendo esta uma energia elétrica sustentável (TERMOVERDE, 2019).

Figura 5 - Usina Termoverde Caieiras



Fonte: TERMOVERDE (2019)

A Cocal, junto a empresa Gás Brasileiro, fechou uma parceria PPP (público-privada) com o Governo de São Paulo que torna a região do oeste paulista pioneira em sistemas de distribuição de biometano no país. O combustível será gerado na unidade de Narandiba da Cocal, a partir dos resíduos da cana-de-açúcar (vinhaça, torta de filtro e palha da cana). A previsão é que a operação comece no segundo semestre de 2020 (COCAL, 2019).

Com o acordo firmado, Presidente Prudente e Pirapozinho serão os primeiros municípios a serem abastecidos e estima-se que, inicialmente, 230 mil pessoas sejam beneficiadas. Para tanto, o investimento total no projeto do biogás será de R\$ 160 milhões, sendo que aproximadamente R\$ 130 milhões será por parte da Cocal, para a produção do combustível, e os R\$ 30 milhões restantes da Gás Brasileiro, destinados à construção de 65 quilômetros de rede de distribuição, que levará o biometano da Usina Cocal aos municípios. A unidade terá capacidade de ofertar até 67 mil metros cúbicos de biometano por dia (COCAL, 2019).

A usina ETE-Bonfim (SP-21MW) é uma joint venture da Raízen com a GEO Energética, sendo 85% e 15% o percentual de participação respectivamente. A GEO é a única empresa que usa a torta e a vinhaça para obter biogás e energia, em uma planta de 4 MW. Do total de energia gerada pela usina, cerca de 70% irá para o contrato no ambiente regulado e o restante poderá ser vendido do mercado livre. (CANAL ENERGIA, 2018).

O biogás proveniente do setor sucroalcooleiro é obtido a partir de um processo produtivo complexo, sendo que os biodigestores convertem a matéria orgânica da vinhaça (solução resultante do processo de destilação composta por 95% de água, 3% de sais e 2% de carga orgânica) e da torta de filtro (resíduos da purificação do caldo da cana composta por aproximadamente 70% de água, 18% de matéria orgânica e o restante de outros sólidos) em CH_4 e CO_2 , o chamado biogás. Essa mistura sofre o processo de purificação através da dessulfurização, sendo direcionada na sequência para os grupos moto geradores para a geração de energia elétrica (RAÍZEN, 2018).

A SABESP (Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo) fez um convênio com o Instituto Fraunhofer IGB da Alemanha para a viabilização de um projeto com investimento total de R\$ 7,4 milhões que produz biometano, após a

purificação do biogás gerado no tratamento de esgoto, para uso veicular. A ETE (Estação de Tratamento de Efluentes) fica localizada na cidade de Franca e tem uma capacidade de tratamento de 500 litros por segundo de esgoto, capazes de gerar cerca de 2.500m³/dia de biogás e que, após sua purificação, pode substituir até 1.500 litros de gasolina por dia (SABESP, 2018).

3. Gás natural

O gás natural é um combustível fóssil e não renovável composto por hidrocarbonetos leves resultantes da degradação da matéria orgânica e são encontrados em jazidas de petróleo no subsolo. Estes hidrocarbonetos permanecem em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, composto principalmente por metano (CH_4) com teores acima de 70%, etano (C_2H_6) e, em menores proporções, o propano (C_3H_8), usualmente com teores abaixo de 2% (ANP, 2019).

A tabela 4 apresenta a composição molar de cada componente encontrado em uma amostra de gás natural no trabalho publicado por OLIVEIRA e AGUIAR (2009).

Tabela 4 – Composição de gás natural em amostra analisada.

Componente		% mol/mol	
		Concentração	Incerteza expandida
Etano	C2	7,010	± 0,040
Propano	C3	2,000	± 0,010
Isobutano	iC4	0,248	± 0,003
Butano	C4	0,292	± 0,003
Isopentano	iC5	0,090	± 0,001
Pentano	C5	0,080	± 0,001
Dióxido de Carbono	CO ₂	0,694	± 0,007
Nitrogênio	N ₂	0,915	± 0,009
Metano	C1	88,670	± 0,190

Fonte: OLIVEIRA, AGUIAR (2009)

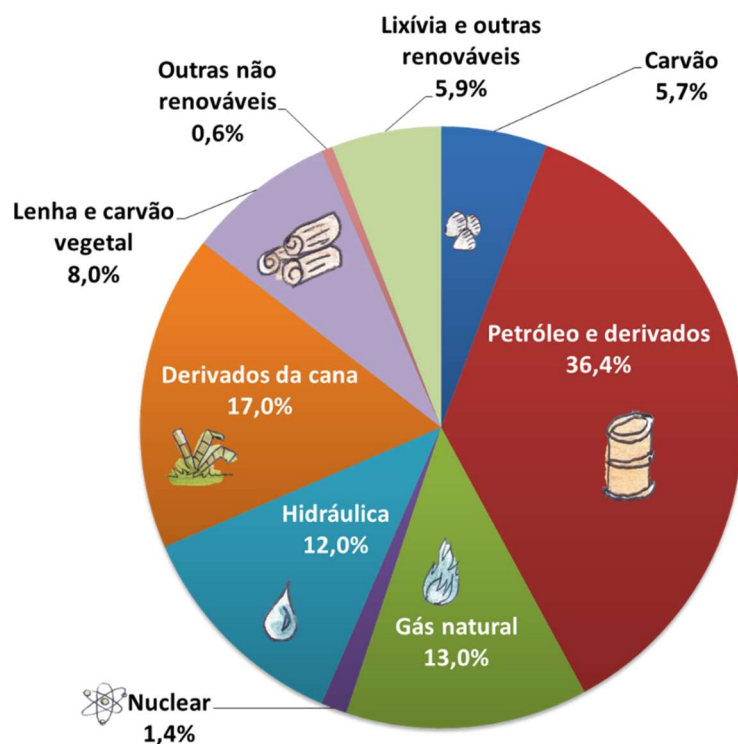
A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) menciona que o gás natural pode ser classificado de acordo com o seu estado de origem, podendo ser associado ou não associado caso haja a presença ou não de óleo nos reservatórios entre as rochas porosas, respectivamente. Quando o gás

natural encontrado é associado, prioriza-se a produção do óleo devido ao maior valor de mercado, com isso o gás natural extraído acaba sendo reinjetado no poço para manter as elevadas pressões, contribuindo com a continuidade da exploração do óleo. Caso o gás encontrado seja não-associado, onde ele é praticamente livre do óleo e da água no reservatório geológico, sua exploração se resume somente se houver o objetivo de comercialização (ANP, 2019).

No Brasil, o gás natural produzido é predominantemente de origem associada ao petróleo e tem a finalidade de abastecer uma série de mercados consumidores, desde residências, comércios e postos de combustível até segmentos com maiores demandas, como por exemplo as indústrias e as Usinas Termelétricas para a geração de energia elétrica, sendo que estas costumam ser despachadas quando os reservatórios das Usinas Hidrelétricas estão a níveis muito baixos, no caso de longos períodos sem chuvas. Para os grandes consumidores industriais, os principais segmentos de utilização do gás natural são: cerâmico, vidros, papel e celulose, químico e petroquímico e bebidas e alimentos. Além disso, existem indústrias que utilizam o gás natural em aplicações de cogeração (geração de energia térmica e elétrica a partir de um único energético – gás natural no caso) ou como matéria-prima, por exemplo as indústrias petroquímicas que produzem plásticos, tintas, fibras sintéticas e borracha, ou então a de fertilizantes, como por exemplo a ureia, amônia e seus derivados (ANP, 2019).

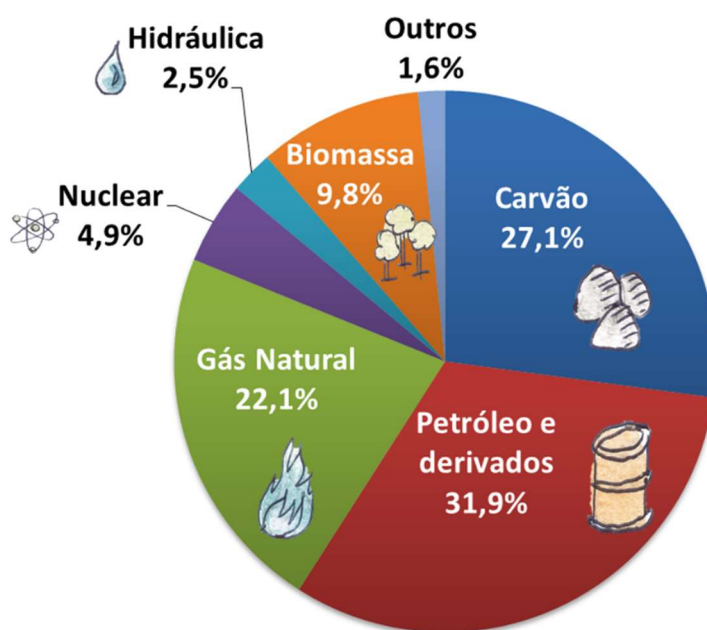
Dados divulgados pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) demonstram que a matriz energética brasileira tem uma representatividade muito maior das fontes renováveis quando comparada à matriz energética mundial, principalmente em função das fontes hidráulicas e dos derivados da cana de açúcar. Entretanto, mesmo o gás natural sendo uma fonte não renovável, sua representação na matriz energética brasileira é de suma importância, com 13% de utilização conforme figura 6, assim como em escala mundial, com 22,1%, apresentado na figura 7.

Figura 6 - Matriz Energética Brasileira em 2017



Fonte: Empresa de Pesquisas Energéticas - EPE (2018)

Figura 7 - Matriz Energética Mundial em 2016



Fonte: Empresa de Pesquisas Energéticas - EPE (2018)

O gás natural possui três fontes distintas, através da exploração e produção a partir dos campos nacionais, importação de outros países via gasoduto (Bolívia no caso do Brasil) ou então pela importação de GNL (gás natural liquefeito) de qualquer outro país do mundo que possa ofertar através de navios metaneiros. Conforme o Boletim do MME, considerando os meses de janeiro e fevereiro de 2019, 67% do volume total de gás natural ofertado ao mercado foi de origem nacional, ao passo que 26,0% foi importado da Bolívia e os 6,6% restantes através da regaseificação do GNL.

3.1. Cadeia produtiva do gás natural no Brasil

A primeira etapa dessa cadeia produtiva é a pesquisa/prospecção de bacias sedimentares com reservas de gás natural, podendo ser no subsolo onshore¹ ou offshore², sendo que no Brasil predomina-se o segundo tipo. Descoberto essas reservas, inicia-se o processo de perfuração do poço e construção da infraestrutura de escoamento do gás natural até as Unidades Processadoras de Gás Natural (UPGNs).

Cerca de 81% da exploração e produção de gás natural no Brasil é feita pela Petrobrás e mesmo havendo outras Concessionárias no processo de exploração e produção, a Petrobrás comercializa 100% do gás nacional e é a única operadora do sistema de transporte de gás natural no país (ANP 2019).

Segundo a ANP (2019), existem 29 bacias sedimentares no Brasil com oportunidades para pesquisa de hidrocarbonetos, totalizando uma área de 7,2 milhões de km², sendo que apenas um pequeno percentual dessas está contratada para a realização dessas atividades.

A figura 8 destaca no Polígono do Pré Sal a presença de diversos campos de exploração localizados próximos à costa da região sudeste, além das três rotas de escoamento e as áreas de concessão das três distribuidoras do estado de São Paulo.

¹ Onshore: prospecção, perfuração e exploração de empresas de exploração petrolífera que operam no continente.

² Offshore: prospecção, perfuração e exploração de empresas de exploração petrolífera que operam ao largo da costa ou alto mar.

Figura 8 - Polígono do Pré Sal e rotas de transporte e escoamento no Estado de São Paulo.



Fonte: COMGAS, 2019

No Brasil, vigora desde o ano de 2010 o regime regulador misto para a exploração e produção de petróleo e gás natural.

A Lei nº 12.351, promulgada em 22/12/2010, estabeleceu que:

...o Brasil terá o regime de partilha da produção para as áreas do polígono do pré-sal e outras áreas que sejam consideradas estratégicas. Para todo o restante do território – cerca de 98% da área total das bacias sedimentares brasileiras –, vigora o regime de concessão estabelecido pela Lei nº 9.478, de 6/8/1997 (ANP).

A figura 9 mostra o polígono do Pré Sal localizado no litoral da Região Sudeste, as rotas de escoamento 1, 2 e 3 e importantes campos de exploração tais como Lula, Sapinhoá e Carcará, sendo que este último, juntamente com o campo de Gato do Mato, possui licença de operação para E&P de duas empresas diferentes da Petrobrás, o que fomenta a expectativa de criação de concorrência nesse elo da cadeia num curto/médio prazo e, conseqüentemente, a abertura de mercado.

Figura 9 - Esquema de todas as etapas da cadeia de gás natural.



Fonte: COMGAS (2017)

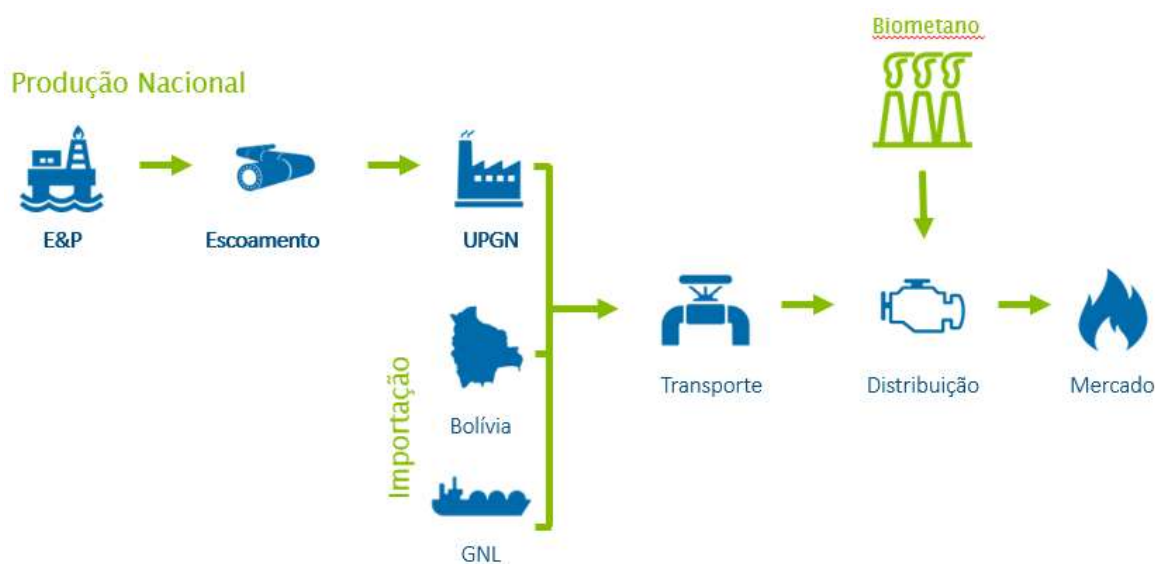
Após as etapas de produção e exploração, o gás natural é escoado até as Unidades Processadoras de Gás Natural, que tem como principal função separar os gases metano e etano de gases mais pesados, tais como o propano. A partir daí o gás natural é transportado por gasodutos até os city gates³ das distribuidoras de gás natural, onde adiciona-se o mercaptano (composto orgânico da família do enxofre que dá o odor característico do gás, sendo incolor e inflamável), delimitando a divisa de custódia entre Transportador e Distribuidor.

A última etapa para o gás natural chegar ao consumidor é a distribuição, que é realizada pelas Concessionárias que detêm o poder através dos Contratos de Concessão de longo prazo, sendo que cada uma delas possui uma área específica de atuação. Por se tratar de um modelo de operação que requer a construção de uma infraestrutura de gasodutos, é evidente que o modelo de concessão é o mais adequado para evitar investimentos desnecessários e o máximo aproveitamento, por isso se torna um monopólio natural.

³ Citygates: estações que recebem o gás natural do gasoduto de transporte e onde a propriedade do gás muda para as distribuidoras.

A figura 10 ilustra todas as etapas na cadeia de suprimento do gás natural. Para a molécula explorada e produzida no Brasil, haverá a incidência dos custos de escoamento, processamento nas UPGNs e transporte até chegar na malha de distribuição, ao passo que as moléculas de gás natural importadas, seja da Bolívia ou de qualquer outro produtor mundial através dos navios de GNL (gás natural liquefeito), haverá a incidência somente do custo do transporte até chegar nas Distribuidoras, onde o biometano é inserido na cadeia de suprimento.

Figura 10 - Etapas na cadeia de suprimento de gás natural desde a produção nacional e importação até o consumidor final.



Fonte: Elaborado pelo autor

O estado de São Paulo possui três Concessionárias atuantes, a Comgas – Companhia de Gás de São Paulo, que pertence ao Grupo Cosan S.A. e é a maior distribuidora do país; a Naturgy, antiga Gas Natural Fenosa; e a Gás Brasileiro, sendo que a área de concessão de cada uma delas é apresentada na figura 8.

As concessionárias têm o papel de levar o gás natural para os consumidores de todos os segmentos tais como as indústrias, comércios, postos de combustíveis com o gás natural veicular e residências. Como cada um desses segmentos de consumo possui características de pressão de trabalho distintas, por isso a infraestrutura precisa ser construída de acordo com tais particularidades e isso é uma das funções das Concessionárias que também precisam gerir esses ativos garantindo

assim a segurança, o fornecimento contínuo, o equilíbrio e a eficiência da malha de distribuição.

A tabela 5 apresenta a quantidade de gás natural distribuído por cada umas das Concessionárias que atuam no Estado de São Paulo. A Comgás é a que apresenta o maior consumo, sendo que a média dos dois primeiros meses de 2019 foi superior à média dos últimos quatro anos, principalmente pela retomada do setor industrial, ainda que discreta, mas principalmente pela maior utilização nas Usinas Termelétricas para geração de energia elétrica.

Tabela 5 – Volume de GN distribuído pelas três Concessionárias do Estado de São Paulo.

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (milhões de m ³ /dia)	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019		Média 2019
					Jan	Fev	
Comgas (SP)	14,276	11,996	11,761	14,237	14,075	16,222	15,094
Gas brasileiro (SP)	0,784	0,742	0,683	0,713	0,617	0,657	0,636
Naturgy (SP)	1,118	1,099	1,14	1,102	1,04	1,163	1,099

Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – MME (2019)

4. Aspectos políticos e regulatórios

Assim como todas as fontes de energias pouco ou não utilizadas inicialmente por barreiras financeiras e com baixa escala de demanda, o biogás também precisa de uma Política de Incentivo para que haja o fomento da sua utilização, por isso as questões políticas são vistas como fundamentais a serem tratadas, assim como as questões regulatórias, pertinentes à um mercado cativo de gás natural que possui um órgão regulador atuando.

Uma série de planos e políticas já foram criadas permitindo um avanço na utilização de biogás, independente do seu substrato de origem, mas muitos entraves ainda existem e precisam ser superados para que haja uma maior utilização dessa fonte renovável.

Por exemplo, a Política Nacional de Resíduos Sólidos prevê a gestão integrada e o gerenciamento ambiental adequado dos resíduos sólidos e assegura o aproveitamento de biomassa na produção de energia, ao passo que a qualidade do

biometano é regulamentada por meio das Resoluções ANP nº 8/2015 e ANP nº 685/2017 sendo que a primeira menciona a especificação do biometano oriundo de produtos e resíduos orgânicos comerciais e de origem agrossilvopastoris, enquanto que a segunda passou a incluir o biometano provenientes dos aterros sanitários e das estações de tratamento de esgoto, também possuindo a função de cuidar das especificações desse gás (ANP, 2019).

Com o decreto nº 58.659/2012, foi instituído no âmbito da antiga Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, o Programa Paulista de Biogás que tem como objetivo incentivar, promover e ampliar a participação das energias renováveis na matriz energética do Estado de São Paulo através das vantagens obtidas na geração de gases combustíveis provenientes de biomassa, além de que estabeleceu um percentual mínimo de biometano que deverá ser adicionado ao gás natural canalizado e comercializado no Estado de São Paulo.

Posteriormente houve a deliberação ARSESP nº744/2017 que dispõe sobre as condições de distribuição de biometano na rede de gás canalizado no âmbito do Estado de São Paulo e o Programa RenovaBio, cujo Ministério de Minas e Energia (MME) lançou em fevereiro de 2017 uma consulta pública para um programa para incentivo da expansão e produção de biocombustíveis no Brasil, denominado RenovaBio, sendo o biogás um dos combustíveis que será incentivado.

Depois de mais de um ano em deliberação, a Secretaria de Energia e Mineração de São Paulo definiu o percentual mínimo obrigatório de inserção de biometano na rede de gás canalizado, que precisará ser atendido pelas três concessionárias paulistas – Comgás, Gas Brasileiro e Naturgy. A decisão foi feita pelo Comitê Paulista de Biogás, formado por representantes do governo, da indústria e da comunidade acadêmica (ABEGÁS, 2018).

Três anos após a publicação do decreto regulamentador, a Comgás precisaria adquirir e adicionar 0,5% de biometano em sua rede e as demais 1%. No quarto ano, o percentual dobraria para 1% para a Comgás e 2% para a Gás Brasileiro e Naturgy, entretanto essas condições ainda não estão em vigor (ABEGÁS, 2018).

O principal potencial paulista para o biometano ser injetado é na área de concessão da Gas Brasileiro, no interior, onde há 66 usinas sucroalcooleiras a menos de 20 km do gasoduto, distância que permite que a produção de biogás – purificado

para biometano – a partir dos resíduos sucroenergéticos (vinhaça principalmente) sejam conectados na rede ou mais facilmente transportados para ela. São Paulo tem potencial de produção de 5,5 milhões de Nm³/dia de biogás e de 2,9 milhões Nm³ de biometano (ABEGÁS, 2018).

4.1. ARSESP

A Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP é definida como:

...autarquia de regime especial, vinculada à Secretaria de Governo do Estado de São Paulo, criada pela Lei Complementar nº 1.025, de 07 de dezembro de 2007, e regulamentada pelo Decreto nº 52.455, de 07 de dezembro de 2007, com o objetivo de regular, controlar e fiscalizar os serviços de gás canalizado e de saneamento básico de titularidade estadual, e fiscalizar os serviços e atividades de energia elétrica, de competência da União, ou de saneamento básico, de competência municipal, delegados ao Estado de São Paulo pelos órgãos competentes (ARSESP, 2017).

O principal papel da ARSESP é o de equilibrar a relação entre o Usuário, as Concessionárias e o Poder Concedente no mercado regulado. Sua criação sucedeu a Comissão de Serviços Públicos de Energia - CSPE, autarquia criada pela Lei Complementar nº 833, de 17 de outubro de 1997, que regulou controlou e fiscalizou os serviços de energia desde 1998. Nesta área, existe um convênio de cooperação firmado com a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, com prazo indeterminado e vigência a partir de 1º de janeiro de 2012, que delegou à ARSESP as competências antes realizadas pelas CSPE, no âmbito de gestão associada de serviços públicos (ANEEL, 2011).

5. Aspectos Técnicos e Financeiros

Para a maioria das aplicações do biogás existe a necessidade de transformá-lo em biometano através do processo de purificação, realizando a remoção do CO₂ e outros componentes, como por exemplo o ácido sulfídrico (H₂S), composto altamente agressivo para a saúde humana, causando tontura, fadiga, irritações na pele, dores

no peito entre outros caso haja uma exposição leve ou então em situações de maiores exposição pode ser responsável por induzir o indivíduo ao coma imediato e leva-lo à óbito (PRICE, 1995). Além do risco à vida das pessoas expostas ao H_2S , a utilização do biogás sem que haja o prévio tratamento de purificação trará danos aos equipamentos devido à processos de corrosão.

O processo de purificação do biometano pode apresentar um alto custo dependendo da técnica utilizada. Somado a isso, há a necessidade de interligação do processo de obtenção do biometano à rede de GN da Concessionária local, onde a distância é diretamente proporcional ao investimento que será realizado. Por fim, existe a necessidade de um intenso e rigoroso controle de qualidade do biometano para que ele esteja dentro dos parâmetros estabelecidos pela ANP, caso contrário não poderá ser injetado na rede de distribuição. Essas três etapas se tornam cruciais para que o custo de produção de cada m^3 de biometano não inviabilize o projeto.

Considerando essas premissas: custo médio de produção do biogás; custo do processo de purificação do biometano e estimativa de investimento em toda a infraestrutura necessária, estimou-se impacto financeiro da injeção de biometano na rede de gás natural. Para isso, utilizou-se as informações das deliberações vigentes de cada uma das três Concessionárias do estado de São Paulo:

- Deliberação nº 875, de 30 de maio de 2019 – COMGAS – Companhia de Gás de São Paulo (ARSESP, 2019).
- Deliberação nº 842 de 07 de dezembro de 2018 – GBD – Gás Brasileiro Distribuidora S.A. (ARSESP, 2018).
- Deliberação nº 876 de 30 de maio de 2019 – Naturgy – Gás Natural São Paulo Sul S.A. (ARSESP, 2019).

Além do custo médio ponderado do gás e do transporte fixado nas tarifas, foi considerado, quando aplicável, o valor da parcela de recuperação da conta gráfica, o valor da parcela de Encargo de Capacidade (EC), do Preço de Gás de Ultrapassagem (PGU) e também o valor da parcela para redes locais, conforme é demonstrado na tabela 6.

A diferença no custo do GN e transporte entre as Concessionárias são resultantes dos contratos de compra de gás que cada uma delas possui com a Petrobrás. Em

contrapartida os valores da parcela de conta gráfica, encargo de capacidade e parcela de rede local são calculados e controlados pela ARSESP de acordo com a operação e outras condições presentes nos contratos de Concessão das Distribuidoras. Esses valores são atualizados periodicamente pelas Agência e são publicados em Diário Oficial através de novas deliberações.

Tabela 6 - Custo total do gás natural das três Concessionárias do Estado de São Paulo (R\$/m³)

	Comgás	GDB	Naturgy
Custo GN + Transporte	1,444844	1,64083	1,722433
Parcela da Conta Gráfica	0,121996	0,051148	0,014611
Encargo de Capacidade	0,00473	0,052812	0,018452
Parcela Rede Local	0,003362	0,011512	0
Custo Total (c/ PIS COFINS)	1,574932	1,756302	1,755496
Custo Total (s/ impostos)	1,410027	1,570341	1,564663

Fonte: ARSESP (2019)

Segundo POVEDA (2019), para uma usina típica de biometano, o custo médio para a produção do biogás é de R\$0,25/m³ e de R\$0,60/m³ para o biometano após o processo de purificação, representando cerca de 40% do custo total de 1m³ de gás natural distribuído atualmente.

Considerando o percentual mínimo de injeção de 0,5% para Comgás e 1% para a Gás Brasileiro e Naturgy, a estimativa de economia considerando simplesmente o custo mix ponderado entre o gás natural e o biometano é demonstrado na tabela 7. É importante ressaltar que no custo do gás natural está embutido a parcela de transporte da molécula do ponto de entrega até o ponto de início da distribuição, ao passo que o biometano não possui esse encargo, sendo que a sequência de distribuição para os dois energéticos possui a mesma parcela de margem de distribuição de acordo com cada Concessionária.

Tabela 7 - Análise econômica da injeção de biometano das Concessionárias do Estado de São Paulo

	Comgás	GDB	Naturgy
Vol. méd. de distribuição (m³/dia)	15.000.000,00	636.000,00	1.100.000,00
Custo GN (s/ impostos)	R\$ 1,410027	R\$ 1,570341	1,564663
Faturamento 100% GN (s/ imposto)	R\$ 21.150.410,33	R\$ 998.736,63	R\$ 1.721.129,58
0,5%/1%/1% (m³ de biometano/dia)	7.500.000,00	6.360,00	11.000,00
Custo de biogás/m³	R\$ 0,25	R\$ 0,25	R\$ 0,25
Custo do biometano/m³ (purificação)	R\$ 0,60	R\$ 0,60	R\$ 0,60
Faturamento GN + % biometano	R\$ 21.089.658,28	R\$ 992.565,26	R\$ 1.710.518,29
Economia (R\$/dia)	R\$ 60.752,05	R\$ 6.171,37	R\$ 10.611,30
Economia (R\$/mês)	R\$ 1.822.561,55	R\$ 185.140,99	R\$ 318.338,88
Economia (R\$/ano)	R\$ 21.870.738,59	R\$ 2.221.691,86	R\$ 3.820.066,50

Fonte: Elaborado pelo autor considerado dados das deliberações de cada concessionária, ARSESP (2019)

Em função do volume de gás distribuído pelas concessionárias e considerando a injeção de 0,5% e 50% de biometano na rede de gás natural, será analisado o impacto financeiro na tarifa somente na área de concessão da Comgás, pois assim abrangearemos um maior número de consumidores nos três segmentos mais representativos, residencial, comercial e industrial.

Tabela 8 - Impacto na tarifa do segmento residencial se 0,5% do consumo fosse biometano injetado na rede de gás natural da Comgás.

Volume (m³/mês)	Tarifa Teto 100% GN s/ impostos (R\$/m³)	Custo GN Port. 875 s/ impostos (R\$/m³)	Custo GN + 0,5% biometano s/ impostos (R\$/m³)	Tarifa Teto Mix [GN + 0,5% biometano] s/ impostos (R\$/m³)	Impacto na tarifa (R\$/m³)
5	5,393554	1,410027	1,405977	5,389503	-0,08%
10	4,827948	1,410027	1,405977	4,823897	-0,08%
15	4,991247	1,410027	1,405977	4,987196	-0,08%
30	5,452692	1,410027	1,405977	5,448641	-0,07%
50	5,782022	1,410027	1,405977	5,777971	-0,07%
75	5,976843	1,410027	1,405977	5,972792	-0,07%
100	6,074254	1,410027	1,405977	6,070203	-0,07%

Fonte – Elaborado pelo autor utilizando os valores da deliberação nº 875 (ARSESP, 2019) e os valores de custo de produção do biometano (POVEDA, 2019).

Como o volume diário comercializado pela Comgás (tabela 5) na média em 2019 foi de 15 Milhões de m³/dia, o impacto na tarifa final para o consumidor seria

menor do que 0,1% se considerarmos o percentual mínimo de 0,5% de biometano injetado na rede diariamente (tabela 8).

Fazendo o mesmo comparativo para os segmentos de Comércio e Indústria, obteve-se percentuais de impactos maiores, já que as margens unitárias para esses segmentos são menores se comparados ao residencial, entretanto os valores ainda não trariam resultados significativos para o consumidor. Por exemplo, o impacto na tarifa final para o segmento Comércio passou de 0,1% quando o consumo for acima de 2.000m³/mês, conforme demonstrado na tabela 9.

Tabela 9 - Impacto na tarifa do segmento comercial se 0,5% do consumo fosse biometano injetado na rede de gás natural da Comgás.

Volume (m ³ /mês)	Tarifa Teto 100% GN s/ impostos (R\$/m ³)	Custo GN Port. 875 s/ impostos (R\$/m ³)	Custo GN + 0,5% biometano s/ impostos (R\$/m ³)	Tarifa Teto Mix [GN + 0,5% biometano] s/ impostos (R\$/m ³)	Impacto na tarifa (R\$/m ³)
50	5,530804	1,410027	1,405977	5,526753	-0,07%
150	4,774896	1,410027	1,405977	4,770845	-0,08%
500	4,308650	1,410027	1,405977	4,304599	-0,09%
2.000	3,965208	1,410027	1,405977	3,961157	-0,10%
3.500	3,739145	1,410027	1,405977	3,735094	-0,11%
50.000	2,688300	1,410027	1,405977	2,684249	-0,15%
100.000	2,583322	1,410027	1,405977	2,579271	-0,16%

Fonte – Elaborado pelo autor utilizando os valores da deliberação n° 875 (ARSESP, 2019) e os valores de custo de produção do biometano (POVEDA, 2019).

A tabela 10 apresenta o impacto na tarifa para um consumidor industrial para o mesmo cenário de injeção de 0,5% de biometano na rede de gás natural. O impacto para o consumidor variaria entre 0,1% e 0,25%, sendo que uma indústria de médio porte cujo consumo mensal atinge os 500.000m³, a redução na tarifa seria de 0,22%.

Tabela 10 - Impacto na tarifa do segmento industrial se 0,5% do consumo fosse biometano injetado na rede de gás natural da Comgás.

Volume (m³/mês)	Tarifa Teto 100% GN s/ impostos (R\$/m³)	Custo GN Port. 875 s/ impostos (R\$/m³)	Custo GN + 0,5% biometano s/ impostos (R\$/m³)	Tarifa Teto Mix [GN + 0,5% biometano] s/ impostos (R\$/m³)	Impacto na tarifa (R\$/m³)
50.000	2,367611	1,410027	1,405977	2,363560	-0,17%
300.000	1,885181	1,410027	1,405977	1,881130	-0,21%
500.000	1,826228	1,410027	1,405977	1,822177	-0,22%
1.000.000	1,767933	1,410027	1,405977	1,763882	-0,23%
2.000.000	1,726241	1,410027	1,405977	1,722190	-0,23%
5.000.000	1,692173	1,410027	1,405977	1,688122	-0,24%
10.000.000	1,677287	1,410027	1,405977	1,673236	-0,24%

Fonte – Elaborado pelo autor utilizando os valores da deliberação n° 875 (ARSESP, 2019) e os valores de custo de produção do biometano (POVEDA, 2019).

Agora se consideramos um cenário onde metade do volume distribuído pela Comgas fosse gás natural e a outra metade fosse de biometano injetado na rede de distribuição, as reduções tarifárias para os consumidores desses três segmentos analisados seriam muito mais significativas.

Tabela 11 - Impacto na tarifa do segmento residencial se 50% do consumo fosse biometano injetado na rede de gás natural da Comgás.

Volume (m³/mês)	Tarifa Teto 100% GN s/ impostos (R\$/m³)	Custo GN Port. 875 (s/ impostos)	Custo 50% GN + 50% biometano (s/ impostos)	Tarifa Teto Mix (50% GN + 50% biometano) (s/ impostos)	Impacto na tarifa (R\$/m³)
5	5,393554	1,410027	1,005014	4,988540	-7,51%
10	4,827948	1,410027	1,005014	4,422934	-8,39%
15	4,991247	1,410027	1,005014	4,586233	-8,11%
30	5,452692	1,410027	1,005014	5,047678	-7,43%
50	5,782022	1,410027	1,005014	5,377008	-7,00%
75	5,976843	1,410027	1,005014	5,571829	-6,78%
100	6,074254	1,410027	1,005014	5,669240	-6,67%

Fonte – Elaborado pelo autor utilizando os valores da deliberação n° 875 (ARSESP, 2019) e os valores de custo de produção do biometano (POVEDA, 2019).

Nota-se na tabela 11 que uma residência com consumo de 50m³/mês teria redução de 7,0% na tarifa final, um resultado cem vezes maior comparado ao cenário de injeção de 0,5% de biometano ou cem vezes menor.

Tabela 12 - Impacto na tarifa do segmento comercial se 50% do consumo fosse biometano injetado na rede de gás natural da Comgás.

Volume (m³/mês)	Tarifa Teto 100% GN s/ impostos (R\$/m³)	Custo GN Port. 875 (s/ impostos)	Custo 50% GN + 50% biometano (s/ impostos)	Tarifa Teto Mix (50% GN + 50% biometano) (s/ impostos)	Impacto na tarifa (R\$/m³)
50	5,530804	1,410027	1,005014	5,125790	-7,32%
150	4,774896	1,410027	1,005014	4,369882	-8,48%
500	4,308650	1,410027	1,005014	3,903636	-9,40%
2.000	3,965208	1,410027	1,005014	3,560194	-10,21%
3.500	3,739145	1,410027	1,005014	3,334131	-10,83%
50.000	2,688300	1,410027	1,005014	2,283286	-15,07%
100.000	2,583322	1,410027	1,005014	2,178308	-15,68%

Fonte – Elaborado pelo autor utilizando os valores da deliberação n° 875 (ARSESP, 2019) e os valores de custo de produção do biometano (POVEDA, 2019).

Os resultados das tabelas 12 e 13 também apresentam aumento nos impactos das tarifas na ordem de cem vezes comparando os cenários de injeção de 0,5% e 50% de biometano na rede de distribuição.

Tabela 13 - Impacto na tarifa do segmento industrial se 50% do consumo fosse biometano injetado na rede de gás natural da Comgás.

Volume (m³/mês)	Tarifa Teto 100% GN s/ impostos (R\$/m³)	Custo GN Port. 875 (s/ impostos)	Custo 50% GN + 50% biometano (s/ impostos)	Tarifa Teto Mix (50% GN + 50% biometano) (s/ impostos)	Impacto na tarifa (R\$/m³)
50.000	2,367611	1,410027	1,005014	1,962597	-17,11%
300.000	1,885181	1,410027	1,005014	1,480167	-21,48%
500.000	1,826228	1,410027	1,005014	1,421214	-22,18%
1.000.000	1,767933	1,410027	1,005014	1,362919	-22,91%
2.000.000	1,726241	1,410027	1,005014	1,321227	-23,46%
5.000.000	1,692173	1,410027	1,005014	1,287159	-23,93%
10.000.000	1,677287	1,410027	1,005014	1,272273	-24,15%

Fonte – Elaborado pelo autor utilizando os valores da deliberação n° 875 (ARSESP, 2019) e os valores de custo de produção do biometano (POVEDA, 2019).

6. Conclusão

O biometano tem se mostrado ano após ano um dos energéticos renováveis mais promissores a serem utilizados no Brasil, principalmente pelo avanço tecnológico dos processos de purificação que, conseqüentemente, diminui os custos da sua obtenção. Mesmo assim, há muitos entraves e barreiras a serem enfrentadas para que o seu uso seja mais amplo, como por exemplo as incertezas e dificuldades do controle de qualidade do biometano antes da sua injeção da rede de gás natural.

Entretanto, as vantagens do biometano vão além da sustentabilidade como por exemplo a redução de emissão de CO_2 , sua obtenção por parte de RSU necessita diretamente que haja uma gestão de resíduos cada vez melhor, pois é a etapa inicial da cadeia de obtenção desses substratos, o que resolveria boa parte dos problemas de saneamento básico das cidades.

A tabela 7 apresenta uma estimativa de economia significativa considerando os percentuais mínimos do decreto regulamentador para injeção de biometano, sendo que esses valores poderiam ser utilizados como investimento na expansão da malha de gasodutos de distribuição para atingir um maior número de potenciais consumidores ou então até chegas nas usinas de vinhaça e aterros sanitários, aumentando assim a escala de oferta de biometano para ser injetado.

Se comparadas as tabelas 8, 9 e 10 com as tabelas 11, 12 e 13, respectivamente, observa-se uma redução significativa nas tarifas finais de cada segmento, o que daria maior competitividade para o setor e economia para os consumidores.

A injeção de biometano na rede de distribuição de gás natural mostrou-se uma alternativa interessante pela economia no custo mix da molécula e pela competitividade que o energético passaria a ter, porém uma das maiores barreiras é o desinteresse de agentes do setor em realizar aportes de investimentos necessários na infraestrutura, por isso a criação de políticas obrigatórias de utilização de gás renovável seria uma forma de incentivar e fomentar o uso desse energético renovável.

7. Referências Bibliográficas

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas - **NBR 10004:2004 Resíduos sólidos – Classificação. Segunda edição 31.05.2004.** Disponível em: <<http://analiticaqm Cresiduos.paginas.ufsc.br/files/2014/07/Nbr-10004-2004-Classificacao-De-Residuos-Solidos.pdf>>. Acessado em: maio de 2019.

ABRELPE. **Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil 2017, 2018.** Disponível em: <http://abrelpe.org.br/pdfs/panorama/panorama_abrelpe_2017.pdf>. Acessado em: julho de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **RESOLUÇÃO ANP Nº 8, DE 30.1.2015** - DOU 2.2.2015

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **RESOLUÇÃO ANP Nº 685, DE 29.06.2017.** Brasil, 2017. Disponível em: <www.legisweb.com.br/legislacao/?id=345545> Acesso em: maio de 2019.

ALBARRACIN, Astrid Lorena Torres. **Biogás oriundo de resíduos como vetor energético no Brasil, 2016.** 1 recurso online (116 p.). Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, SP. Disponível em: <<http://www.repositorio.unicamp.br/handle/REPOSIP/320768>>. Acesso em: maio de 2019

ALVES, J. W. S. **Diagnóstico técnico institucional da recuperação e uso energético do biogás gerado pela digestão anaeróbia de resíduos.** Dissertação (Mestrado), Programa de Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo Escola Politécnica, Instituto de Física, Faculdade de Economia e Administração e Instituto de Eletrotécnica e Energia. São Paulo, 2000.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – **Convênio de Cooperação**, 09 de novembro de 2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/15015002/ARSESP_19.2011.pdf/cce6347d-9361-4f8b-8145-85ae51029364>. Acessado em julho de 2019.

ARSESP – Agência Reguladora de Energia do Estado de São Paulo. **Nota Técnica NTG nº 004/2016. Brasil, 2016.** Disponível em: <www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/NTG_N_004_2016.pdf>. Acesso em: maio de 2019.

ARSESP – Agência Reguladora de Energia do Estado de São Paulo. **Folder Institucional, 5ª edição – Revisado e atualizado em fevereiro de 2017.** Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/Institucional.aspx>> Acesso em maio de 2019

ARSESP - Agência Reguladora de Energia do Estado de São Paulo. **DELIBERAÇÃO ARSESP Nº 842 de 07 de dezembro de 2018.** Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/Idl8422018.pdf>>. Acessado em junho de 2019.

ARSESP - Agência Reguladora de Energia do Estado de São Paulo. **DELIBERAÇÃO ARSESP Nº 875, de 30 de maio de 2019.** Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/Idl8752019.pdf>> acessado em junho de 2019.

ARSESP - Agência Reguladora de Energia do Estado de São Paulo. **DELIBERAÇÃO ARSESP Nº 876, de 30 de maio de 2019.** Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/Idl8762016.pdf>>. Acessado em junho de 2019.

CAMPOS, A. T.; NAGAE, R. Y.; DAGA, J. **Análise energética de biodigestores tubulares usando dejetos de suínos.** An. 5. Enc. Energ. Meio Rural 2004. Disponível em <www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022004000100013&lng=pt&nrm=iso>. Acessado em maio de 2019.

CAPSTONE. **Authorized Service Provider Training Manual** Capstone Turbine Corporation, Los Angeles, 2001.

CASSINI, S. T; COELHO, S. T; GARCILASSO, V. P. **Biogás – Biocombustíveis ANP**. In: PERLIGEIRO, C. A. G. (Ed.). Biocombustíveis no Brasil: Fundamentos, Aplicações e Perspectivas. 1. ed. – Rio de Janeiro: Synergia, 2014.

CEGAS – COMPANHIA DE GAS DO CEARÁ - **CEGÁS é a primeira distribuidora do Brasil a injetar o gás natural renovável em sua rede de gasodutos**. <<http://www.cegas.com.br/gas-natural/o-gas-natural/o-produto>>. Acessado em junho de 2019.

COCAL - **Cocal iniciará produção de biogás na unidade de Narandiba** – 02 de maio de 2019. <<http://www.cocal.com.br/noticia/87/cocal-iniciara-producao-de-biogas-na-unidade-de-narandiba.html>>. Acessado em junho de 2019.

COELHO, S. T., GARCILASSO, V. P., JUNIOR, A. D. N. F, SANTOS, M. M., JOPPERT, C. L., **Tecnologias de produção e uso de biogás e biometano**: Part. I Biogás; Part. II Biometano. São Paulo: IEE-USP, 2018.

CORTEZ, L. A. B.; SILVA, A.; LUCAS JUNIOR, J. de; JORDAN, R. A.; CASTRO, L. R. de. **Biodigestão de efluentes**. In: CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. S. (Coord.). Biomassa para energia. Campinas: Editora da UNICAMP, 2007. cap. 15, p. 493-529.

CNI – Confederação Nacional das Indústrias. **INFOGRÁFICO: A realidade do saneamento básico no Brasil, 2019**. <<https://noticias.portaldaindustria.com.br/especiais/infografico-a-realidade-do-saneamento-basico-no-brasil/#>> Acesso em junho de 2019.

CRUZ, L. F. L. S., et al. **Análise da viabilidade técnica, econômica e ambiental das atuais formas de aproveitamento da vinhaça para o Setor Sucroenergético do Estado de São Paulo. 2011**. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.

DEUBLEIN, D., STEINHAUNSER, A., **Biogás from Waste and Renewable Resources**. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2008.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Sistema de Informações Geográficas dos Estudos do Planejamento Energético Brasileiro**. Disponível em: <<https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>>. Acesso em: julho de 2018.

GAHB - **Relatório de Biogás e Biometano do Mercosul** - Grupo Ad Hoc de Biocombustíveis do Mercosul - Vol. 1, n. 1 (2017) CIBiogás: Foz do Iguaçu, 2017.

GARCIA, M. L. **Qual o valor da vinhaça?: mitigação de impacto ambiental e recuperação de energia por meio da digestão anaeróbia**. Marcelo Loureiro Garcia [e] Lucas Tadeu Fuess. – São Paulo: Cultura Acadêmica: Universidade Estadual Paulista, Pró-Reitoria de Graduação, 2012

GASBRASILIANO. **Gás Brasileiro distribuirá gás natural renovável**. Disponível em: <www.gasbrasiliano.com.br/noticias/releases/gasbrasiliano-distribuir-gas-natural-renovavel/>. Acesso em janeiro de 2017.

GASNET – O site do Gás Natural. **Biogás gera eletricidade e créditos de carbono a partir do lixo, 2008**. Disponível em: <<http://www.gasnet.com.br/conteudo/4578>>. Acesso em: novembro de 2010.

GEO ENERGÉTICA. **Análise da cadeia Produtiva do Biogás, 2017**. Material apresentado por Alessandro Gardemann para Workshop Estratégico do CTBE. ABiogás. Disponível em: <<http://pages.cnpem.br/wectbe/wp-content/uploads/sites/83/2017/08/Alessandro>>.

GEO ENERGÉTICA. **Processo de produção de biometano e gás carbônico, 2018**. Disponível em: <<http://www.geoenergetica.com.br>>. Acesso em: agosto de 2018.

JOPPERT C. L. et al. **Beneficiamento de Biogás Produzido a Partir de Vinhaça para Uso como Gás Natural Substituto no estado de São Paulo**. In: 35º Seminário de Balanços Energéticos Globais e Utilidades e 29º Encontro de Produtores e Consumidores de Gases Industriais – ABM. São Paulo, 2014.

Lei 13.303/16 (Lei de Responsabilidade das Estatais). Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/l13303.htm>. Acesso em: maio de 2019.

Gemtos, T. A.; Chouliaras, N.; Marakis, S. **Vinasse rate, time of application and compaction effect on soil properties and durum wheat crop**. Journal of Agriculture and Engineering Research, v.73, n.3, p.283-296, 1999.

LOPES, F. W. B. **Dessulfurização do gás natural utilizando sistemas microemulsionados, 2003**. 104 f. Mestrado (Engenharia Química). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2003.

LORA, E. E. S.; VENTURINI, O.J. **Biocombustíveis** – Vol 1. Interciência, Rio de Janeiro, 2012.

MARQUES, M. O. **Aspectos técnicos e legais da produção, transporte e aplicação de vinhaça**. In: SEGATO, S. V. et al. (Org.). *Atualização em produção de cana-de-açúcar*. Piracicaba: CP 2, 2006. p. 369-375.

Mellissa A. S. da Silva¹, Nori P. Griebeler² & Lino C. Borges - **Uso de vinhaça e impactos nas propriedades do solo e lençol freático**. Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental, 2007.

MCTI – Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação, 2013. **Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil**. Secretaria de Políticas e Programas de Pesquisa e Desenvolvimento – SEPED. Coordenação Geral de Mudanças Globais do Clima – CGMC. Brasília, 2013. Disponível em <http://gvc.es.com.br/arquivos/177/EstimativasClima.pdf>. Acesso em setembro de 2013.

MIKI, R. E. **Biometano produzido a partir de biogás de ETEs e seu uso como combustível veicular**. Revista DAE, n. 209, v. 66. DOI: 10.4322/dae.2017.022. Jan./Mar. 2018.

MMA – Ministério do Meio Ambiente. **Aproveitamento Energético do Biogás de Aterro Sanitário**. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/cidades-sustentaveis/residuos-solidos/politica-nacional-de-residuos-solidos/aproveitamento-energetico-do-biogas-de-aterro-sanitario>>. Acesso em junho 2019.

MOGHADDAM E.A., AHLGREN S., HUTEBERG C. et al. **Energy balance and global warming potential of biogas-based fuels from a life cycle perspective**. Fuel Processing Technology, n. 132, 74–82, 2015

OLIVEIRA, E. C., AGUIAR, P. F. **Comparação de diferentes abordagens para avaliação da incerteza na cromatografia gasosa do gás natural**. São Paulo, 2009.

ORTOLANI, A.F.; BENINCASA, M.; LUCAS JUNIOR, J. **Biodigestores rurais: modelos Indiano, Chinês e Batelada**. Jaboticabal, FUNEP, 1991. 3p

PLANSAB – **Plano Nacional de Saneamento Básico. Brasília, 2013**. Disponível em <http://www2.mma.gov.br/port/conama/processos/AECBF8E2/Plansab_Versao_Con selhos_Nacionais_020520131.pdf>. Acesso em julho de 2019.

POVEDA, M. M. **Integração do biogás de vinhaça na matriz energética de Ribeirão Preto, estado de SP, 2019**. Tese de doutorado de bioenergia - USP/Unicamp/Unesp, 2019.

PROBIOGÁS. **Tecnologia de Digestão Anaeróbica com Relevância para o Brasil – Substratos, Digestores e Uso de Biogás** / Probiogás; organizadores, Ministério das Cidades, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ); autores, Bruno Silveira... [et al.]. Coletânea de publicação do Probiogás – Sério Desenvolvimento do Mercado de Biogás. 1ª edição. Brasília, DF; Ministério das Cidades, 2015b.

PRICE, E.C.; CHEREMISINOFF, P.N. **Biogás: production and utilization**. New York: Ann Arbor Science, 1995.

SABESP. **Sabesp começa a abastecer carros em Franca com os gases do tratamento de esgoto, 2018**. Disponível em: <<http://site.sabesp.com.br/site/imprensa/noticias-detalle.aspx?secaold=65&id=7838>> Acesso em: julho de 2019.

SÃO PAULO. **Decreto nº 58.659, de 4 de dezembro de 2012**. Disponível em: <<http://www.legislacao.sp.gov.br/legislacao/index.htm>>. Acesso em: maio de 2019.

SÃO PAULO. **Plano Paulista de Energia – 2020**. São Paulo, 2012.

SEBIGAS COTICA. **Vinhaça: de subproduto a receita, 10 de abril de 2017.**

Disponível em: <http://sebigascotica.com.br/sucroenergetico/biogas-de-vinhaca-gera-receita.html>. Acessado em: julho 2019.

SILVA, Cristine Brandt da. **Abordagem teórica do processo de geração de biometano a partir de resíduos agroindustriais. 2017.** 69 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Ponta Grossa, 2017.

SINIR – Sistema Nacional de Informações Sobre a Gestão dos Resíduos Sólidos. **Painel de Gestão de Resíduos Sólidos Urbanos, 2018.** Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNGVkYTRiZTktMGUwZS00OWFiLTgwNWYtNGQ3Y2JIZmJhYzFiliwidCI6IjJmY2ZmE5LTNmOTMtNGJiMS05ODMwLTZyNDY3NTJmMDNINClsImMiOjF9>> Acesso em julho de 2019.

Solvi. **Mesa redonda “Mercado de Metano” - Experiência Brasileira do Grupo Solvi com Gás Metano, 2010.** Disponível em: <<https://pubs.naruc.org/pub.cfm?id=538DC7E5-2354-D714-516E-D83415E58F8>>. Acesso em: março de 2018.

WELLINGER, A.; MURPHY, J., BAXTER, D. **The biogas handbook: Science, production and applications.** Woodhead Publishing, 2013.