

NOTA TÉCNICA DEA 019/2018

Estudo sobre a Economicidade do Aproveitamento dos Resíduos Sólidos Urbanos em Aterro para Produção de Biometano

Agosto 2018



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Wellington Moreira Franco

Secretário Executivo
Marcio Felix Carvalho Bezerra

**Secretário de Planejamento e
Desenvolvimento Energético**
Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica
Ildo Wilson Grudtner

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e
Combustíveis Renováveis**
João Vicente de Carvalho Vieira

**Secretário de Geologia, Mineração e
Transformação Mineral**
Vicente Humberto Lôbo Cruz



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente
Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível
José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa
Álvaro Henrique Matias Pereira

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede
Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar - 70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central
Av. Rio Branco, 01 - 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

NOTA TÉCNICA EPE 019/2018

Estudo sobre a Economicidade do Aproveitamento dos Resíduos Sólidos Urbanos em Aterro para Produção de Biometano

Coordenação Geral
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva
Jeferson Borghetti Soares

Equipe Técnica
Daniel Silva Moro
Gustavo Naciff de Andrade
Luciano Basto Oliveira

Nº EPE- NT-019/2018-r0
Data: Agosto de 2018

SUMÁRIO EXECUTIVO

No ano de 2014, a EPE publicou conjunto de estudos sobre aproveitamento energético de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU). As notas técnicas DEA 16/14 e 18/14 intituladas respectivamente “Economicidade e Competitividade do Aproveitamento Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos” e “Inventário Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos” buscaram analisar as possibilidades de aproveitamento energético dos resíduos sólidos urbanos.

O Inventário Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos analisou as principais questões da disponibilidade e caracterização dos resíduos sólidos urbanos. Para tanto, avaliou as condicionantes técnicas para aproveitamento energético e o mapeamento do potencial de aproveitamento energético dos resíduos sólidos urbanos. Já o estudo Economicidade e Competitividade do Aproveitamento Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos buscou quantificar o potencial de aproveitamento energético do referido inventário. Na ocasião, as rotas tecnológicas consideradas para quantificação foram a incineração e a produção de biogás em biodigestores anaeróbios. As análises deste estudo já indicavam a competitividade do biometano em nichos específicos de combustíveis.

Este conjunto de estudos elaborados em 2014 não avaliou a rota tecnológica de utilização de biometano de aterro. Destaca-se que na regulamentação então vigente¹ não havia regras de controle da qualidade e a especificação do biometano oriundo de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto destinado ao uso veicular e às instalações residenciais, industriais e comerciais a ser comercializado em todo o território nacional. Entretanto, em 29 de junho de 2017, a ANP publicou a resolução de nº 685/2017 para tratar o tema.

Importante destacar que atualmente alguns empreendimentos já utilizam em seus modelos de negócio a opção de monetização do biogás de aterro via produção de biometano de alto poder calorífico. Esses modelos de negócio incluem tanto a injeção de biometano na rede de distribuição (casos de CTR Santa Rosa, no município de Seropédica/RJ, e GNR Fortaleza, no município de Caucaia/CE), quanto à comercialização do energético para uso veicular através de venda em postos (caso da GNR Dois Arcos, no município de São Pedro d’Aldeia/RJ).

Assim, tendo em vista o potencial de utilização do biometano e as novas possibilidades decorrentes da remoção de fatores impeditivos para sua injeção nas redes de gás canalizado, justifica-se a publicação deste estudo sobre a economicidade desta forma de aproveitamento dos resíduos sólidos urbanos, que avalia duas escalas de empreendimentos e considera algumas alternativas de financiamento e nível de remuneração. Desta forma, o objetivo deste estudo é complementar as análises apresentadas nas Notas Técnicas DEA 16 e 18/14 sobre a economicidade de empreendimentos de produção de biometano a partir de biogás de aterro.

¹ Neste ponto vale destacar a promulgação da lei estadual do Rio de Janeiro 6.361/2012 que instituiu a política estadual de Gás Natural Renovável em que obriga as concessionárias de Gás a comprarem até 10% do seu mercado (excluído o mercado termoeletrico).

SUMÁRIO

SUMÁRIO EXECUTIVO	1
1. INTRODUÇÃO	3
2. PRODUÇÃO DE BIOMETANO A PARTIR DE BIOGÁS DE ATERRO	4
2.1. Sistema de Extração	5
2.2. Unidade de Tratamento e Conversão	6
3. ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA	7
3.1. Parâmetros Técnicos	7
3.2. Investimentos e Despesas	9
3.3. Parâmetros Financeiros	11
3.3.1. Custo de Capital Próprio.....	11
3.3.2. Financiamento.....	12
4. QUADRO RESUMO DOS PARÂMETROS ADOTADOS	14
5. RESULTADOS	15
6. REFERÊNCIAS	17

I. INTRODUÇÃO

O levantamento internacional mais recente sobre lixo urbano, produzido por Hoornweg e Bhada-Tata em 2012 mostra que, no início da década, as cidades produziam anualmente cerca de 1,3 bilhão de toneladas de resíduos sólidos. A parcela orgânica dos resíduos sólidos depositados em aterros e lixões é decomposta anaerobicamente produzindo biogás, que contém aproximadamente 50% de metano (CH₄) e 50% de dióxido de carbono (CO₂) em volume, além de traços de outros compostos orgânicos. A parcela de biogás proveniente de aterros responde por quase 4% das emissões totais de gases de efeito estufa e é a terceira maior fonte de emissões antropogênicas de metano (Markgraf e Kaza, 2016). Além dos impactos globais, o biogás é potencialmente explosivo e contém compostos cancerígenos e prejudiciais à saúde.

O biogás produzido pela degradação dos resíduos é passível de aproveitamento energético pela conversão em eletricidade, utilização como combustível para caldeiras ou conversão em biometano. O aproveitamento neste último caso pode se dar como combustível veicular ou geração de calor.

Do ponto de vista econômico, vale destacar que a decisão de investimento está vinculada à rentabilidade da opção escolhida para o aproveitamento energético. No aspecto da comercialização, há a possibilidade de monetização via venda para o mercado elétrico, seguindo as regras definidas nas regulamentações da ANEEL. Para o caso de monetização via biometano, em substituição ao gás natural, os mercados que podem ser atendidos vão desde o mercado de gás canalizado, residencial, industrial e veicular. Este último concorre com combustíveis tradicionais como a gasolina e o diesel. Também há a possibilidade de autoprodução, ou seja, atendimento da própria frota, ou qualquer outra demanda própria por combustíveis. A Figura 1 mostra as principais formas de comercialização dos energéticos de resíduos.



Figura 1 - Possibilidades de comercialização dos energéticos de resíduos.

No ano de 2014, a EPE apresentou um mapeamento do potencial técnico do aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos, na Nota Técnica DEA 18/14. Nesta mesma época, a EPE também publicou, na Nota Técnica DEA 16/14, uma análise sobre a economicidade do aproveitamento energético dos resíduos sólidos urbanos. Nas duas notas apresentadas, foram consideradas as rotas da incineração e a produção de biogás em biodigestores anaeróbios.

Até 2017, a injeção de biometano de aterro nas redes de distribuição de gás natural era impedida, pois não havia compatibilidade de requisitos técnicos para acesso na regulamentação existente². Entretanto, em 29 de junho de 2017, a ANP publicou a resolução de nº 685/2017, estabelecendo as regras para aprovação do controle da qualidade e a especificação do biometano oriundo de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto destinado ao uso veicular e às instalações residenciais, industriais e comerciais a ser comercializado no território nacional.

Tendo em vista as novas possibilidades decorrentes da remoção de fatores impeditivos para injeção de biometano nas redes de gás canalizado, justifica-se a publicação deste estudo sobre a economicidade desta forma de aproveitamento dos resíduos sólidos urbanos. Desta forma, o objetivo deste estudo é apresentar uma análise complementar às apresentadas nas Notas Técnicas DEA 16 e 18/14 sobre a economicidade de empreendimentos de produção de biometano a partir de biogás de aterro.

Após esta introdução, o conteúdo deste estudo será apresentado da seguinte sequência: (i) caracterização tecnológica do empreendimento simulado; (ii) análise econômico-financeira da opção de utilização do biogás proveniente de aterros, para produção de biometano, com injeção na rede de distribuição de gás canalizado. Para a referida caracterização econômica, serão levantados os parâmetros típicos de custo do empreendimento. Por fim será calculada, de forma simplificada, a tarifa resultante da simulação para a viabilidade econômica desta opção de aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos.

2. PRODUÇÃO DE BIOMETANO A PARTIR DE BIOGÁS DE ATERRO

De acordo com EPA (2017) uma planta típica para produção de biogás de resíduos sólidos em aterro é constituída de um sistema de extração e um sistema de utilização. Tais sistemas serão melhor detalhados a seguir.

² Neste ponto vale destacar a promulgação da lei estadual do Rio de Janeiro 6.361/2012 que instituiu a política estadual de Gás Natural Renovável em que obriga as concessionárias de Gás a comprarem até 10% do seu mercado (excluído o mercado termoeletrico).

2.1. Sistema de Extração

Nos empreendimentos para produção de biometano a partir de biogás de aterros, a infraestrutura de extração é bastante semelhante à infraestrutura para quaisquer outras formas de uso do biogás.

A escolha do método de extração depende das especificidades do aterro, sendo mais comum o método vertical em novos projetos de aproveitamento em aterros já formados (TERRAZA e WILLMUMSEN, 2009). O método vertical de extração envolve a perfuração de poços no aterro. Os dutos perfurados verticalmente são conectados a dutos laterais por onde o biogás é conduzido com auxílio de um sistema de insuflamento ou de indução a vácuo. Outro método de coleta utiliza dutos perfurados horizontalmente entrincheirados no aterro. Alguns sistemas envolvem a combinação dos métodos vertical e horizontal para extração. Ambos os métodos de coleta podem ser efetivos se sistema for bem projetado e executado (EPA, 2017).

Na descrição de TERRAZA e WILLMUMSEN (2009), os dutos para extração são feitos de polipropileno com 10 ou 15 centímetros de diâmetro, que são colocados no centro da perfuração com diâmetro que pode variar entre 50 e 100 centímetros. O espaço entre o duto e a perfuração é preenchido com cascalho. Os dutos verticais de coleta são implantados com espaçamento típico entre 40 e 80 metros, dependendo da profundidade do aterro. Além dos dutos perfurados, outros componentes são necessários ao sistema de extração, são eles:

- **Sistema de bombeamento de condensado (água)** - Durante o percurso do biogás pelo sistema de coleta pode haver formação de condensado. Caso a água não seja removida, o sistema perde eficácia pelo bloqueio do fluxo de gás.
- **Soprador** - Um sistema de insuflamento de gás é necessário para conduzir o gás do sistema de coleta para as etapas de tratamento e conversão de biogás em biometano.
- **Flare** - Mesmo em um empreendimento para produção de biometano, faz-se necessário um sistema para queima de biogás. Queimadores nestes casos atuam para consumir excesso de gases, evitando emissão de CH₄ na atmosfera e também como dispositivos de segurança para situações que requeiram parada nos sistemas “*downstream*”.

Quanto aos aspectos econômicos, diversos fatores afetam os custos de investimento para coleta de biogás em aterro, entre eles a localização do aterro e seu “*lay out*”, que resultam diferente emprego e dimensionamento de componentes. No quadro a seguir são resumidos os principais fatores de influência sobre o custo de um sistema de coleta.

Tabela 1 - Componentes e Fatores de Influência sobre o custo de sistema de coleta

Fonte: EPA, 2017

Componente/atributo	Fatores de influência
Infraestrutura de coleta	Área e profundidade do aterro Espaçamento entre duto de coleta
Dutos para injeção na rede	Volume de gás a ser injetado Comprimento duto
Tambor de eliminação de água	Volume do tambor
Soprador	Tamanho do <i>soprador</i>
Queimadores	Tipo/tamanho dos queimadores
Instrumentos de medição e controle	Qualidade requerida para injeção

Se a infraestrutura para coleta já existe no aterro, parte dos componentes deve ser tratada como custo “afundado”, de forma que se considere apenas as modificações necessárias na infraestrutura de coleta (EPA,2012). Entretanto, devido às diversas situações possíveis para aterros brasileiros, nessa nota técnica, os custos da infraestrutura de coleta serão considerados integralmente.

2.2. Unidade de Tratamento e Conversão

O processo de tratamento e conversão de biogás em biometano inclui a elevação da densidade energética pela separação entre dióxido de carbono (CO_2) e metano (CH_4). Adicionalmente, para que seja possível a injeção do gás nas redes de distribuição, diversos investimentos precisam ser feitos em processos de remoção de impurezas e contaminantes, entre eles particulados, água, sulfeto de hidrogênio (H_2S) e nitrogênio (N_2).

Existem diferentes métodos possíveis para remoção de CO_2 , entre eles os processos de absorção, adsorção, separação por membranas e separação criogênica. Os principais métodos de tratamento e conversão de biogás são descritos a seguir e se baseiam em Huseby (2015).

Nos processos de absorção, o CO_2 é dissolvido em água ou meio de solventes seletivos, permitindo sua retirada do fluxo de gás. Em alguns casos, os processos podem ocorrer à pressão atmosférica, é o caso da depuração química com compostos nitrogenados (*amine scrubbing*). Neste caso é feita uma reação reversa na presença de calor para liberar o CO_2 e recuperar os compostos nitrogenados.

Nos sistemas por adsorção, o biogás pressurizado é conduzido por coluna com compostos fixadores, como uma peneira molecular de carbono. O dióxido de carbono se desprende do adsorvente pela redução da pressão e uso de um gás de expurgo.

Nos processos de separação por membrana, o biogás é pressurizado e conduzido por uma membrana onde o dióxido de carbono atravessa e o metano é retido. A performance do processo pode variar consideravelmente a depender dos ajustes no processo e do desenho de projeto adotado por cada fabricante.

A separação criogênica é uma tecnologia em desenvolvimento que consiste na redução gradativa de temperatura até atingimento do ponto de condensação dos componentes. No processo, todos os compostos com temperatura de condensação mais alta de o metano, como água, sulfeto de hidrogênio, siloxanos e nitrogênio podem ser separados.

3. ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA

O processo de caracterização e análise econômico-financeira baseia-se na escolha de parâmetros para a construção do fluxo de caixa (entradas e saídas de caixa correspondentes as receitas e despesas de investimento e operacionais ao longo de sua vida útil) para os projetos típicos adotados. A simulação do desempenho econômico-financeiro permite o cálculo da tarifa de equilíbrio para venda de biometano de aterro a ser injetado na rede, objetivo desta seção. A tarifa de equilíbrio corresponde ao preço do biometano que, em termos reais, ao compor a receita de venda, iguala o valor presente do investimento ao valor presente do fluxo do resultado líquido de um empreendimento típico adotado.

Os fluxos são construídos em termos reais, moeda constante, com ano base consistente com os dados de investimento. A única fonte de receita considerada para o empreendimento simulado neste estudo foi a venda de biometano por meio de um contrato de fornecimento por prazo de 10 anos.

3.1. Parâmetros Técnicos

Este estudo simulará o desempenho econômico de três empreendimentos. Nos dois primeiros casos (casos 1 e 2) corresponderão a grandes empreendimentos em aterro com capacidade de receber cerca de 700 toneladas de lixo por dia. Esta capacidade de processamento é compatível com grandes aterros que atendem a diversos municípios e corresponde aos resíduos produzidos por aproximadamente 750 mil habitantes. Neste empreendimento simulado será adotada uma produção diária de 72.000 m³ de biogás³. As diferenças entre os empreendimentos 1 e 2 referem-se à estrutura de capital adotada, aspecto que será abordado na subseção 3.3 (“Parâmetros de financiamento e estrutura de capital”).

O terceiro empreendimento (Caso 2) será simulado um projeto de conversão de biogás em um aterro menor, com capacidade de receber cerca de 190 toneladas de lixo por dia. Esta

³ A produção diária adotada corresponde a aproximadamente 100 m³ de biogás/t. e é uma estimativa conservadora. A produção de biogás depende de diversos fatores e pode variar substancialmente entre aterros. Em ESMAP- Word Bank (2004) é apontado um potencial de típico médio em torno de 170 m³ por tonelada de lixo depositado.

quantidade de lixo equivaleria à produção de lixo diária de uma cidade com 200 mil habitantes⁴. Segundo informações do SNIS (2016), as cidades com este porte ou maiores concentram aproximadamente 70% da população, entre os municípios que possuem coleta de lixo (Figura 2).

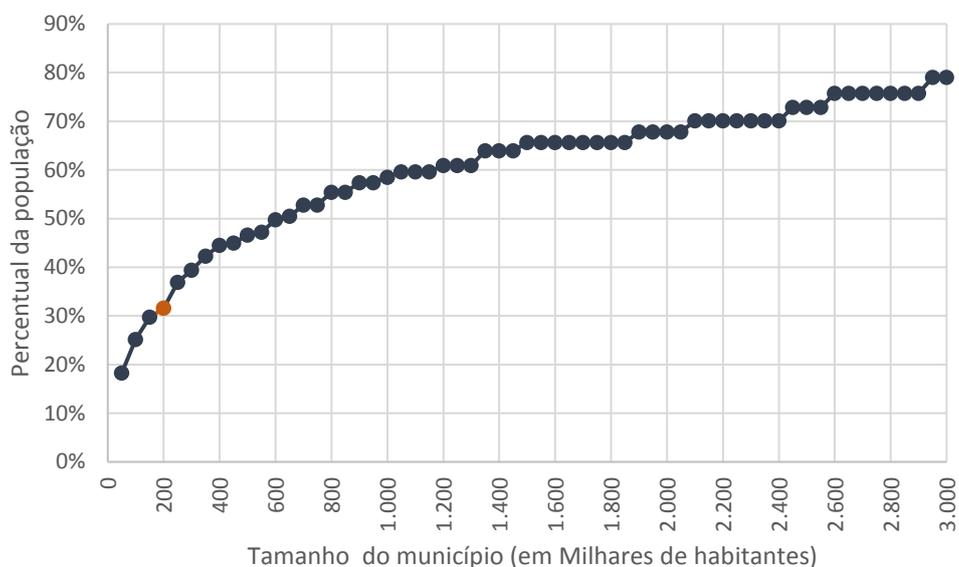


Figura 2 – Percentual acumulado da população e tamanho dos municípios

Fonte: SNIS, 2016

A simulação de diferentes empreendimentos faz-se necessária uma vez que os efeitos de escala para os investimentos nas etapas de tratamento para conversão em biometano podem ter impacto significativo, conforme será demonstrado na próxima subseção.

Como o percentual de metano presente no biogás pode variar em função das especificidades nacionais do material depositado, considerou-se para os três casos o percentual aproximado de metano de 50% verificado nos aterros de Seropédica, Nova Iguaçu e São Gonçalo, conforme parecer técnico da Greenlane Biogás (2017).

As plantas a serem simuladas possuem 70% de eficiência de purificação do metano e 92% de fator de disponibilidades da unidade de tratamento, resultando na produção média de 23.200 e 6.120 m³ de metano por dia, para os casos 1 e 2, respetivamente. Os valores escolhidos para os principais parâmetros econômicos de cálculo serão detalhados a seguir.

⁴ Entre as cerca de 600 cidades com mais de 200 mil habitantes que possuem coleta de lixo, são coletados em média 0,95 kg de resíduos sólido por dia para cada habitante, segundo dados do SNIS de 2016. Entretanto, a quantidade de lixo produzida por habitante e a quantidade coletada podem variar substancialmente entre municípios e de dependem de uma série de fatores. O potencial de biometano destas cidades é de 4,5 milhões de Nm³/d.

3.2. Investimentos e Despesas

Nos registros internacionais sobre projetos para aproveitamento de RSU são encontradas diversas informações acerca dos custos de investimento e de operação (OPEX) de empreendimentos em operação. Entretanto a grande maioria dos projetos se refere ao aproveitamento para geração elétrica e uso direto do biogás sem *upgrade* para biometano. Desta forma, algumas informações não são aplicáveis ao contexto da conversão em biometano para injeção nas redes de distribuição, com exceção das informações relativas aos custos do sistema de extração.

Resguardada a limitação de dados disponíveis aplicáveis à produção de biometano, na literatura é possível encontrar faixas de custos de investimento e operação que podem balizar a definição de parâmetros de referência para a simulação a ser realizada na próxima seção.

Para maior uniformidade, todos os valores de investimento foram atualizados e convertidos em reais, enquanto as unidades fluxo volumétrico de gás foram convertidas para metros cúbicos (m³) por dia⁵. Segundo Thrän et al. (2014), as faixas de custos totais de investimento em infraestrutura de tratamento e conversão em biometano, com características de gás natural, podem variar entre R\$ 175 e R\$ 536 para cada metro cúbico diário de capacidade de processamento de biogás. O estudo apresentado em Guidance Note on Landfill Gas Capture and Utilization (Terazza e Willumsen, 2009) aponta a faixa entre R\$ 303 e 673 por m³/dia de capacidade da planta. Em um estudo mais recente, LFG Energy Project Development handbook da EPA (2017) indicam a faixa compreendida entre R\$ 275 e R\$ 636 para a mesma capacidade de processamento de biogás.

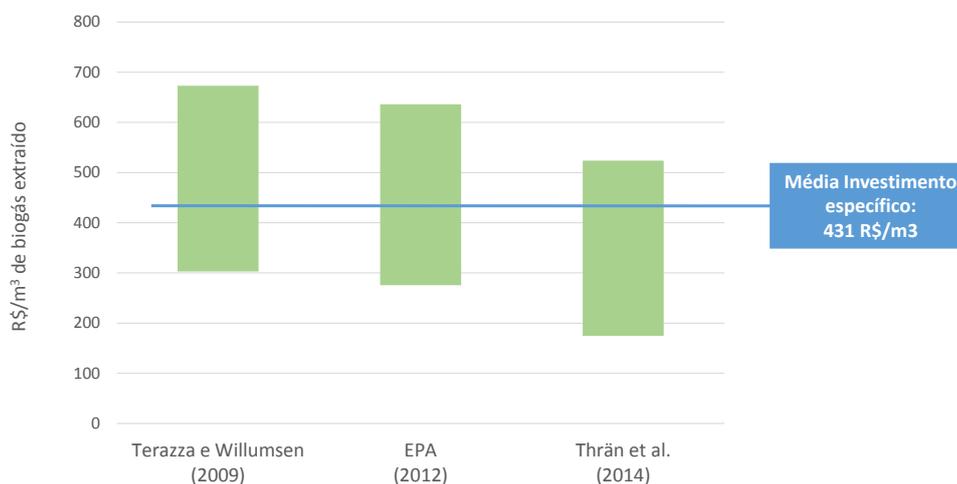


Figura 3 – Valores de CAPEX para plantas com upgrade para biometano de alto poder calorífico

Fonte: Terrazza e Willumsen (2009), EPA (2012) e Thrän et al (2014).

⁵ Os valores em dólar foram atualizados pelo CPI-AUC até janeiro de 2018 e convertidos em reais pelo câmbio de 3,48, correspondente à média do fechamento diário entre janeiro e julho de 2018. Nas conversões também utilizou-se a seguinte equivalência: Pé cúbico por min (scfm)= 40,78 Nm³/dia

Apesar das fontes citadas acima referirem-se aos custos totais de investimento, é apontada a existência de efeitos de escala para empreendimentos na parcela dos investimentos para tratamento e conversão em biometano, em favor de projetos maiores. Entretanto, nestes estudos, não há uma quantificação explícita de tais efeitos.

Já os estudos recentes de Angelidaki (2018) apontam custos aproximados de R\$ 238 por metro cúbico de biogás para plantas grandes (com capacidade acima de 50 mil m³/dia), especificamente para a parcela do CAPEX referente ao tratamento e conversão em biometano. Para plantas menores, com capacidade diária de 19 mil metros cúbicos, o autor aponta custos de investimento da conversão em biometano da ordem de R\$ 426 por metro cúbico de capacidade diária (1 EUR= 4,19 R\$) (Figura 4). Com isto, corroboram para o efeito de economia de escala.

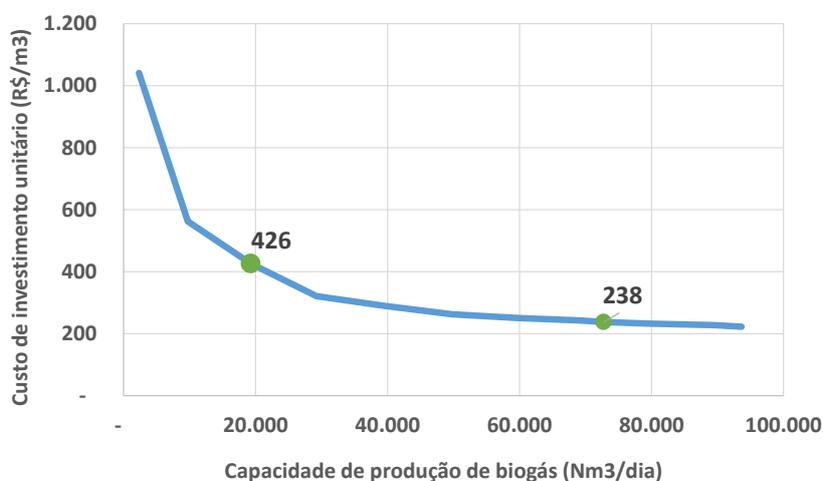


Figura 4 – Valores de investimento para conversão e tratamento adotado para os projetos simulados

Fonte: Elaboração própria a partir de Hoyer (2016) apud Angelidaki (2018)

Assim, como premissa adotou-se como valor do CAPEX não sujeito aos efeitos de escala a diferença entre um valor médio de CAPEX total apontado em Terazza e Willumsen (2009), EPA (ano) e Thrän et al (2014) e o valor médio do investimento no tratamento para o *upgrade*, encontrado em Angelidaki (2018). Com isto, o valor da parcela de CAPEX não sujeita aos efeitos de escala resultou em 99 R\$/m³. O cálculo do CAPEX total para os projetos corresponde à esta parcela adicionada dos valores indicados Hoyer (2016) apud Angelidaki (2018) para investimento em tratamento e conversão em biometano.

A utilização das premissas acima indicadas resultou nos seguintes valores de investimento: (i) para as plantas grandes, dos casos 1 e 2, o investimento específico adotado foi R\$ 337⁶/ m³, que resulta no valor de investimento de 24,3 milhões de reais; (ii) para o caso 3, o valor de

⁶ 99 R\$/m³ referente à parcela do CAPEX não sujeita aos efeitos de escala e 238 R\$/m³ referente à parcela do CAPEX sujeita aos efeitos de escala

investimento específico adotado foi de R\$ 525⁷/ m³, resultando no valor absoluto de investimento 10 milhões de reais (Figura 5).

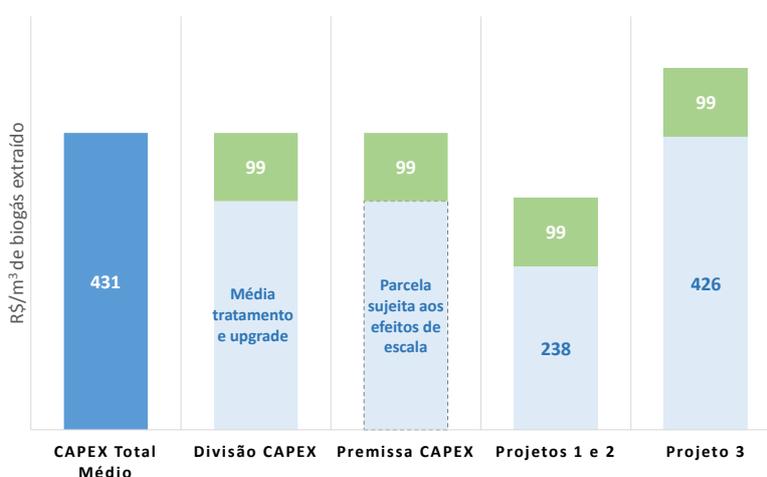


Figura 5 – Valores de investimento específico adotado para os projetos simulados

Fonte: Elaboração Própria

Assim como ocorre com os custos de investimento, as plantas com *upgrade* para biometano injetado e para uso veicular normalmente incorrem em maiores custos operacionais quando comparados aos custos para outros usos do biogás. Frequentemente, os custos operacionais (OPEX) de projetos para produção de metano a partir de resíduos são descritos na literatura como uma faixa percentual dos custos de investimentos. A faixa para custos operacionais anuais apontada em Terazza e Willumsen (2009) varia entre 17% e 21% do custo de investimento total. Nos projetos simulados, optou-se por considerar as despesas anuais de operação dos empreendimentos correspondem a 17% dos custos totais de investimento, para todos os casos.

3.3. Parâmetros Financeiros

3.3.1. Custo de Capital Próprio

No fluxo de caixa o custo de capital próprio representa o retorno esperado pela empresa do projeto que está sendo executado. Alguns estudos como IPEA (2012) avaliam quais seriam a taxa de retorno para energia renovável no Brasil. O referido estudo, utilizando a metodologia de *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), estima que o custo de capital próprio para investimentos em energia renovável no Brasil teria como limite inferior, médio e superior 9,74%, 12,31% e 15,60%, respectivamente.

⁷ 99 R\$/m³ referente à parcela do CAPEX não sujeita aos efeitos de escala e 426 R\$/m³ referente à parcela do CAPEX sujeita aos efeitos de escala

Vale mencionar que para avaliar impactos regulatórios do projeto piloto de leilão de eficiência energética de Roraima sob a perspectiva do empreendedor que fará lance no leilão ((Agente Redutor de Carga (ARC)), a ANEEL utilizou um custo de capital de 15%. Ainda que neste caso a nota técnica da ANEEL faça referência a 15% como custo médio ponderado de capital (WACC). (ANEEL, 2018a).

Outras referências que podem ser encontradas nos sub-módulos 2.4 e 12.3 dos Procedimentos de Regulação tarifária da ANEEL (PRORET), indicam custos de capital próprios reais de 10,9% e 9,63% para distribuidoras e empreendimentos de geração em regime de cotas. No entanto, reconhece-se que o custo de capital adotado nas revisões periódicas tarifárias das concessões dos serviços de distribuição e de geração de energia elétrica, atividade apoiada sobre infraestrutura existente, com riscos já conhecidos, alocados e mitigados.

Assim, considerando as características do negócio e desafios a serem enfrentados ao longo da implantação e vida útil de empreendimentos “*greenfield*” de produção de biometano em aterros devem minimamente serem balizadas com análises de sensibilidade dada incertezas. Assim, para cada caso simulado, utilizou-se dois valores de custo de capital próprio real, 12% e 15%. A título de comparação, observa-se que estes valores estão alinhados com a remuneração indicada em IPEA (2012) para investimentos em energia renovável no Brasil.

3.3.2. Financiamento

Para as análises aqui realizadas será considerada uma estrutura de capital composta por 100% de capital próprio para os casos 2 e 3. As simulações com financiamento composto exclusivamente por capital próprio buscam considerar a eventual dificuldade na obtenção de financiamento, dado que possivelmente não haveria contratos de longo prazo para fornecimento de biometano.

Para o caso de 1, considerou-se uma estrutura com 50% a ser financiado por capital de terceiros, com custo de 6,2% a.a., sistema de amortização constante (SAC) e prazo de financiamento de 8 anos. Neste caso, o parâmetro de financiamento adotado é compatível com a linha de FINEM para Distribuição de Gás e Biocombustíveis com apoio direto (Figura 5).

Empresas		
Custo financeiro	Remuneração do BNDES	Taxa de risco de crédito
TLP	1,3% ao ano	Variável conforme risco do cliente e prazos do financiamento

Figura 6 - BNDES Finem - Distribuição de Gás e Biocombustíveis

Fonte BNDES, consulta em 27/07/2018.

A Lei nº 13.483, de 21 de setembro 2017 instituiu a Taxa de Longo Prazo (TLP). A TLP é apurada mensalmente composta por duas parcelas. A primeira reflete a variação do IPCA e a segunda representa taxa de juros prefixada. A segunda parcela real é calculada a partir da média aritmética simples das taxas apuradas a cada dia útil, relativas aos vértices de cinco anos da estrutura a termo da taxa de juros das Notas do Tesouro Nacional, Série B (NTN-B). No entanto a taxa prefixada do cálculo será multiplicada pelo fator ak nos primeiros cinco anos de vigência da TLP. O fator visa garantir a transição suave do nível de partida para a taxa de mercado (a TLP). Algebricamente tem-se:

$$TLP = (1 + IPCA) \times (1 + TLP\text{-Pré}) - 1 \quad (1)$$

Onde

$$TLP\text{-Pré} = ak \times \text{JUROS REAL NTN-B} \quad (2)$$

Os fatores de ajustes anuais estão definidos na Tabela 2.

Tabela 2 - Fatores de ajuste componentes da Taxa de Longo Prazo (TLP)

2018	2019	2020	2021	2022	2023
0,57	0,66	0,74	0,83	0,91	1

A TLP vigente para o mês de julho é 7,61% a.a., sendo TLP-Pré igual a 2,78%. Ou seja, o juro real em julho de 2018, calculado a partir da NTN-B é 5,1% a.a. Assim, considerando que essa esta magnitude de valores da NTN-B se mantenha em 2019 a parte pré-fixada da TLP para o ano em questão seria de 3,3% a.a.

Já a remuneração do BNDES na linha Finem - Distribuição de Gás e Biocombustíveis é de 1,3% a.a. conforme apresentado na Tabela 4. Por fim, para que seja possível estabelecer uma taxa real de financiamento é necessário definir qual seria a taxa de risco de crédito do agente. Obviamente esta taxa depende do perfil do agente que solicita o crédito, no entanto optou-se por arbitrar um spread de risco de 1,5% a.a.

Considerando as componentes acima descritas, chega-se a taxa real de financiamento da ordem de 6,2 % a.a.

4. QUADRO RESUMO DOS PARÂMETROS ADOTADOS

O quadro abaixo apresenta o resumo dos parâmetros utilizados nas simulações para o cálculo da tarifa de equilíbrio para venda de biometano com injeção na rede de distribuição de gás canalizado.

Tabela 3 - Resumo de Parâmetros utilizados na simulação para cálculo da tarifa.

Parâmetros principais	Unidade	Projeto 1	Projeto 2	Projeto 3
Investimento	Milhões de R\$	24,3	24,3	10
Qtde de lixo processado	t/dia	706	706	188
Fator de metanização	Nm ³ CH ₄ /t lixo		51	
Eficiência de purificação da planta	%		70	
Disponibilidade da planta	%		92	
Produção de biometano	m ³ /dia	23.184	23.184	6.182
O&M	Milhões de R\$/ano	4,12	4,12	1,71
Financiamento				
Prazo Contratual	anos		10	
Períodos do fluxo de caixa	anos		10	
Tempo de construção	anos		2	
Custo de Capital Próprio	% a.a., real		12	
Percentual de Capital Próprio	% do investimento	50	100	100
Taxa de juros do financiamento	% a.a.		6,2	
Prazo para amortização (financiamento)	anos		8	
Depreciação média dos componentes	anos		10	
Impostos/ Tributos/ Contribuições				
Regime de tributação			Lucro presumido	
PIS + COFINS	%		3,65	
Imposto de Renda	%		25,0	
Contribuição Social	%		9,0	

5. RESULTADOS

Neste estudo realizaram-se simulações acerca do desempenho econômico de 3 projetos para aproveitamento de biogás de aterro para produção de metano a ser injetado nas redes de distribuição de gás canalizado. Os 3 projetos teóricos simulados apresentam diferentes escalas ou estruturas de capital.

O primeiro deles é um empreendimento de grande porte com estrutura de capital composta por 50% de recursos de terceiros. O segundo deles também é um projeto de grande porte, porém 100% financiado com recursos próprios. O terceiro projeto é um empreendimento de médio porte, com 100% de recursos próprios. Os resultados buscam a apresentação dos valores de tarifas de equilíbrio para os empreendimentos de média e grande escala. Os resultados da simulação são apresentados na tabela a seguir, para taxas internas de retorno de 12% e 15%.

Tabela 4 – Resultados- tarifas de equilíbrio para os casos simulados

Projeto	Custo de capital próprio	
	12%	15%
Grande Escala (>45.000m ³ /dia de biogás) com 50% de recursos de terceiros	1,04 R\$/m ³	1,09 R\$/m ³
Grande Escala (>45.000m ³ /dia de biogás) sem recursos de terceiros	1,11 R\$/m ³	1,19 R\$/m ³
Média Escala (entre 15.000 e 45.000 m ³ /dia de biogás) sem recursos de terceiros	1,72 R\$/m ³	1,85 R\$/m ³

Os resultados apresentados no quadro acima referem-se ao biometano com poder calorífico de 8.851 kcal/m³. Logo, vale destacar que o valor calculado se refere a situações específicas de condições do aterro e os preços finais podem ser diferentes para cada estado, a depender das alíquotas de ICMS adotadas.

O biometano dispõe de atributos ambientais locais e globais que o distingue do gás natural de origem fóssil. Entretanto estes não são precificados no sistema tradicional. Ainda assim, é possível realizar comparações dos valores obtidos no presente estudo com seus substitutos do ponto vista energético. Neste sentido, o preço do gás natural atualmente praticado pela Petrobras para a distribuidora de gás pode ser utilizado para balizar tais comparações. De acordo com o Boletim do Gás Natural publicado pelo MME (2018), os preços do gás natural atualmente praticado pela Petrobras para as distribuidoras variam de 0,91 R\$/m³ até 1,12 R\$/m³⁸. Isto indica que alguns valores calculados no presente estudo são maiores que o preço atualmente praticado no mercado. De maneira geral, observa-se a competitividade para os empreendimentos de maior escala, ao passo que os projetos de menor escala necessitariam de uma precificação adequada dos atributos ambientais para se viabilizarem.

As premissas deste estudo se basearam em um número relativamente pequeno de referências para os custos de investimentos e operação dos projetos de produção de biometano a partir de aterro. Com a difusão de novos estudos, e principalmente com a difusão da realização de

⁸ O boletim do Gás natural do mês de maio apresenta preços para três modalidades de contratos: Nova Política Modalidade Firme (1,01 R\$/m³), Nova Política Modalidade Firme Renegociado (1,12 R\$/m³) e Gás Importado (0,91 R\$/m³).

projetos no Brasil, a base de dados utilizados para esses custos de investimento se ampliará e, conseqüentemente trará resultados mais representativos.

Importante salientar que a produção de metano a partir do biogás de aterro é uma das opções de monetização possíveis para aproveitamento de resíduos sólidos urbanos. O planejamento das localizações de aterros será feito de maneira a otimizar a rentabilidade da opção de monetização escolhido.

6. REFERÊNCIAS

- ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. Módulo 2: Revisão tarifária periódica das concessionárias de Distribuição. Sub-módulo 12.3: Custo de capital da geração. Revisão 1.0. 2014.
- ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. Módulo 2: Revisão tarifária periódica das concessionárias de Distribuição. Sub-módulo 2.4: Custo de capital. Revisão 2.1. 2018a.
- ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. Abertura de Consulta Pública visando coletar subsídios sobre o conceito de Leilão de Eficiência Energética e o conjunto de metodologias e premissas utilizado na Análise de Impacto Regulatório de projeto piloto a ser realizado em Roraima. **Nota Técnica n° 117/2018-SPE-SRM/ANEEL**. 2018.
- ANGELIDAKI, Irini; TREU, Laura; TSAPEKOS, Panagiotis; LUO, Gang; Campanaro, Stefano; WENZEL, Henrik; KOUGIAS Panagiotis G. **Biogas Upgrading and Utilization: Current Status and Perspectives**. 2018.
- CODATA. *Committee on Data for Science and Technology*, 2010.
- EESI [Environmental and Energy Study Institute]. Landfill Methane Fact Sheet. Maio de 2013.
- EPA [Environmental Protection Agency]. **Landfill Gas Energy: A Guide to Developing and Implementing Greenhouse Gas Reduction Programs**, 2012. Disponível em: <http://large.stanford.edu/courses/2014/ph240/thorne2/docs/epa-430-r-09-047.pdf>
- EPA [Environmental Protection Agency]. **LFG Energy Project Development Handbook**. Landfill Methane Outreach Program. Junho de 2017.
- EPE [Empresa De Pesquisa Energética]. **Economicidade e Competitividade do Aproveitamento Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos**. Nota Técnica DEA 16/14. Rio de Janeiro, 2014.
- EPE [Empresa De Pesquisa Energética]. **Aproveitamento Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos de Campo Grande, MS**. Nota Técnica DEA 06/08. Rio de Janeiro, 2008.
- EPE [Empresa De Pesquisa Energética]. **Inventário Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos**. Nota Técnica DEA 18/14. Rio de Janeiro, 2014.
- HOORNWEG, D. and BHADA-TATA, P. (2012). **What a Waste: A Global Review of Solid Waste Management**. Urban Development Series; Knowledge Papers no. 15. Washington, DC: World Bank.

- HUSEBY, Henrik H. *Biogas Upgrading: Techno-economic Evaluation of Different Technologies Based on Norwegian Potential of Raw Materials*. Tese de Mestrado Norwegian University of Life Sciences, 2015.
- IPEA [Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada]. A Remuneração dos Investimentos em Energia Renovável no Brasil- uma proposta metodológica ao Benchmark da UNFCC para o Brasil. 2012.
- INMETRO. Vocabulário internacional de termos fundamentais e gerais de metrologia. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/inovacao/publicacoes/vim_2012.pdf>. Acesso em 23 de maio de 2017.
- MARKGRAF C. e KAZA S. *Financing Landfill Gas Projects in Developing Countries*. Urban development Series Knowledge papers. 2016. Disponível em: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/26302/AUS10685.pdf?sequence=4>
- MME [Ministério de Minas e Energia]. *Boletim do Gás Natural*. Maio de 2018
- SNIS - [SISTEMA NACIONAL DE INFORMAÇÕES SOBRE SANEAMENTO]. *Diagnóstico do Manejo de Resíduos Sólidos Urbanos - 2016*. Brasília, DF: Ministério das Cidades, 2016. Disponível em: <<http://www.snis.gov.br/diagnostico-residuos-solidos/diagnostico-rs-2016>>
- TERRAZA H.; WILLMUMSEN, H. *Guidance Note on Landfill Gas Capture and Utilization*. Banco Interamericano de Desenvolvimento. 2009. Disponível em: www.iadb.org
- THRÄN ET AL. 2014. *Biomethane – Status and Factors Affecting Market Development and Trade*. IEA Task 40 and Task 37 Joint Study. Setembro de 2014. Disponível em: <http://www.ieabioenergy.com/publications/biomethane-status-and-factors-affecting-market-development-and-trade/>
- WELLINGER, A., MURPHY, J. & BAXTER, D. (2013). *The biogas handbook: Science, production and applications*. Woodhead Publishing Series in Energy: Woodhead Publishing Limited.
- WILLUMSEN, H. C., L. BACH, AND L. HEDESELSKABET Sp. z o.o. 1991. “Landfill Gas Utilization Overview”. Paper presented at the Third International Landfill Symposium, October 14-18, 1991, Cagliari, Sardinia, Italy.
- WORD BANK- ESMAP [Energy Sector Management Assistance Programme]. *Handbook for the preparation of Landfill Gas to Energy Projects in Latin America and the Caribbean*. 2004.