

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM MEIO AMBIENTE E RECURSOS HÍDRICOS**

**Análise das políticas para geração distribuída de eletricidade a partir do biogás de
Resíduos Sólidos Urbanos no Brasil.**

Flávio Ferreira Freitas

Itajubá

2023

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM MEIO AMBIENTE E RECURSOS HÍDRICOS

Flávio Ferreira Freitas

Análise das políticas para geração distribuída de eletricidade a partir do biogás de Resíduos Sólidos Urbanos no Brasil.

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Meio Ambiente e Recursos Hídricos como parte dos requisitos para a obtenção do Título de Doutor em Meio Ambiente e Recursos Hídricos.

Área de Concentração: Meio Ambiente e Recursos Hídricos

Orientador: Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho

Coorientador (a): Profa. Dra. Regina Mambeli Barros

Itajubá

2023

Dedicatória

Dedico ao meu filho Antônio Flávio Yegros Freitas.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus.

Ao meu filho, Antônio Flávio Yegros Freitas, alguém que muitas vezes dormiu esperando meu afago.

Aos meus pais, Carlos José de Freitas e Alzemira Bento Ferreira Freitas que sempre acreditaram em meu potencial e me ajudaram nesta caminhada.

Aos meus irmãos, Lílian Carla Ferreira Freitas, Samuel Ferreira Freitas e Ana Paula Garcia Freitas por estarem sempre presentes, ainda que à distância.

À minha esposa Ana Letícia Yegros Cuevas, que me suporta em todos os momentos, angústias, humores.

Aos meus orientadores. O professor Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho, meu orientador, pelo apoio, incentivo, flexibilidade e compreensão durante todo este trabalho. Me ajudou muito em tempos de crise moral, existencial, acadêmica, entre outras. E à minha coorientadora Regina Mambeli Barros, uma pessoa de coração estratosférico, muito cordial, educada e que te recebe sempre com um sorriso no rosto.

Aos meus parceiros de pesquisa Lílian, Jucimar, Adriele, Matheus, Ulisses e Sara.

À Capes pela concessão da bolsa de doutorado.

"O que sabemos é uma gota; o que ignoramos é um oceano. Mas o que seria o oceano se não infinitas gotas?"

Isaac Newton

Resumo

A Geração Distribuída (GD) no Brasil foi um marco para a matriz elétrica brasileira, pois, permitiu a geração de eletricidade ao Sistema Interligado Nacional (SIN) de pequenas fontes de energia renováveis ou cogeração qualificada, tais como: as centrais geradoras hidrelétricas (CGH), solares fotovoltaicas (UFV), eólicas (EOL) e as usinas termelétricas de energia (UTES). Dentro das UTES incluem as usinas de resíduos sólidos urbanos, foco da pesquisa. Esta tese tem como objetivo principal analisar o potencial energético economicamente viável de biogás a partir de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU), tendo como parâmetro as regras e normativas da Geração Distribuída (GD). Ademais, busca-se alternativas e estratégias que viabilizem esta geração para pequenos e médios municípios brasileiros com a adoção de políticas nacionais e internacionais. Inicialmente tomou-se como fonte de estudo a geração de eletricidade proveniente de RSU sob a ótica do Novo Marco da Geração Distribuída., o Marco Legal da Microgeração e Minigeração distribuída e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), amparados pela Lei Ordinária nº14.300/2022. Posteriormente verificou-se que a população mínima viável, considerando o Novo Marco da GD foi de 80.000 habitantes. Na sequência avaliou-se como políticas como a Isenção de ICMS, redução da taxa de juros e a criação de certificados verdes transacionáveis podem impactar diretamente a viabilidade de projetos. De todos os cenários propostos, a criação dos certificados verdes (cenário chamado de Caso Bélgica) foi aquela que mais trouxe vantagens do ponto de vista econômico. Em seguida, estudou-se o atual mercado de geração de eletricidade a partir de RSU para municípios com populações acima de 80.000 habitantes. Neste estudo verificou-se que o potencial viável médio é de aproximadamente 300 MW de potência instalada e 2 TWh de eletricidade produzida, o que representa 2% do potencial da geração distribuída instalada hoje no país (15.000 MW). Este aproveitamento é de vital importância para o país, à medida que, reduz um passivo ambiental que é o descarte ilegal e inadequado dos resíduos em lixões e aterros controlados e produz de modo sustentável, a geração de eletricidade a partir deste resíduo. Por fim, apesar do crescimento exponencial da GD no Brasil, alavancada pela fotovoltaica, falta ainda políticas públicas e incentivos para geração de eletricidade a partir do biogás de RSU.

Palavras-chave: Resíduos Sólidos Urbanos; Geração descentralizada; Subsídios e incentivos financeiros.

Abstract

Distributed Generation (GD) in Brazil was a milestone for the Brazilian electricity matrix, as it allowed the generation of electricity to the National Interconnected System (SIN) from small renewable energy sources or qualified cogeneration, such as: hydroelectric power plants (CGH), photovoltaic solar (UFV), wind power (EOL) and thermal power plants (UTEs). Within the UTEs, include urban solid waste plants, the focus of the research. The main objective of this thesis is to analyze the economically viable energy potential of biogas from Urban Solid Waste (MSW), using the rules and regulations of Distributed Generation (DG) as a parameter. In addition, alternatives and strategies are sought that make this generation feasible for small and medium-sized Brazilian municipalities with the adoption of national and international policies. Initially, electricity generation from MSW was taken as a source of study from the perspective of the New Distributed Generation Framework, the Legal Framework for Distributed Microgeneration and Minigeneration and the Electricity Compensation System (SCEE), supported by the Law Ordinary No. 14,300/2022. Subsequently, it was found that the minimum viable population, considering the New Landmark of the DG, was 80,000 inhabitants. Next, it was evaluated how policies such as ICMS Exemption, interest rate reduction and the creation of tradable green certificates can directly impact the viability of projects. Of all the proposed scenarios, the creation of green certificates (a scenario called the Belgium Case) was the one that brought the most advantages from an economic point of view. Then, the current market for electricity generation from MSW for municipalities with populations above 80,000 inhabitants was studied. In this study, it was found that the average viable potential is approximately 300 MW of installed power and 2 TWh of electricity produced, which represents 2% of the distributed generation potential currently installed in the country (15,000 MW). Although it seems small, this use is of vital importance for the country, as it reduces an environmental liability that is the illegal and inappropriate disposal of waste in dumps and controlled landfills, and sustainably produces electricity generation from this residue. Finally, it was noticed that, despite the exponential growth of DG in Brazil, leveraged by photovoltaics, there is still a lack of public policies and incentives for electricity generation from MSW biogas.

Keywords: Urban solid waste; Decentralized generation; Subsidies and financial incentives.

Sumário

1. Introdução	12
1.1. Objetivos	14
1.1.1. Objetivo Geral	14
1.1.2. Objetivos Específicos	14
1.2. Justificativa	15
1.3. Estrutura da Tese	18
2. Revisão Bibliográfica	20
2.1. Tratamento e aproveitamento energético de RSUs no Brasil: panorama atual e desafios futuros.	20
2.4. Características e composição do RSU no Brasil em comparação com outros países	31
2.5. Tecnologias de Tratamento de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU)	33
2.5.1. Aterros sanitários.....	33
2.5.2. Rotas térmicas	38
2.6. Estágio atual e perspectivas futuras para o Brasil para as tecnologias de tratamento do Resíduos Sólidos Urbanos (RSU)	43
3. Geração Distribuída no Brasil	48
3.1. Geração total de RSU por região no Brasil e composição gravimétrica ... 48	
3.2. Geração Distribuída no Brasil	51
3.3. Experiência internacional de políticas, subsídios e incentivos para a produção de energia a partir de pequenas fontes renováveis	67
3.4. Benefícios e desvantagens da aplicação de GD	80
4. Metodologia	89
5. Resultados e Discussão	118
5.1. Os Resíduos Sólidos Urbanos no Mundo	118
5.2. Determinação do Potencial Energético a partir do uso de Resíduos Sólidos Urbanos	120
6. Conclusões	144
Referências	147
Anexos	163

Lista de Figuras

Figura 1 - Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS).....	17
Figura 2 - Regiões geográficas brasileiras.....	25
Figura 3 - Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) e suas dimensões	26
Figura 4 – Destinação adequada e reciclagem dos RSU no Brasil por regiões.....	27
Figura 5 - Novas modalidades da geração distribuída.....	30
Figura 6 - Composição dos RSU gerados no Brasil e outras regiões do globo (% por peso)	32
Figura 7 - Fluxograma das etapas da digestão anaeróbia	37
Figura 8 - Vista de perfil de um aterro sanitário.....	38
Figura 9 - Diagrama de fluxo do processo de incineração, em rede de combustão, com recuperação de energia.	39
Figura 10 - Planta de gaseificação da WEG para geração de energia	43
Figura 11 - Geração total (t/ano) e per capita (kg/hab/ano) de RSU no Brasil por região	50
Figura 12 - Composição gravimétrica dos RSU no Brasil	50
Figura 13 - Sistema de Compensação de Energia Elétrica.....	54
Figura 14 - Evolução da Geração Distribuída no Brasil de 2008 a 08/07/2021	55
Figura 15 - Painel em Power BI de Geração Distribuída da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).	56
Figura 16 - Evolução da Potência Instalada Acumulada da GD no Brasil de 2008 a 08/07/2021	61
Figura 17 - Alternativas Propostas para Revisão da REN 482/2012.....	63
Figura 18 - Composição média da tarifa de energia.....	66
Figura 19 - Crescimento da quantidade de plantas de biogás na Europa.	69
Figura 20 - Crescimento da capacidade elétrica instalada (MW) de biogás na Europa.	69
Figura 21 - Número de usinas de biogás (total e por tipo de matéria-prima) por 1 milhão de habitantes na Europa.....	70
Figura 22 - Unidades geradoras de biogás versus produção de biogás no Brasil.....	74
Figura 23 - Participação da Geração Solar Fotovoltaica na Geração Renovável.....	78
Figura 24 - Extensão da rede de distribuição de energia no Brasil	81
Figura 25 - Exemplo de aplicação dos modelos de projeção populacional.....	85
Figura 26 – Esquema representativo de uma usina de aproveitamento energético do biogás em um aterro sanitário.....	96
Figura 27 - a) Curva de vazão de metano; b) Curva de duração de vazão de metano..	102
Figura 28 - Curva de energia	103
Figura 29 - Determinação da energia gerada a partir de uma determinada potência instalada.	103
Figura 30 - Curva da Energia Média gerada em função da potência instalada na central.	104
Figura 31 - Curva que correlaciona a potência (kW) da central com o custo unitário.	105
Figura 32 - Relação TIR e TMA em um projeto de investimento.....	109
Figura 33 - Geração Acumulada de gás metano por população	115
Figura 34 - Relação entre Produto Interno Bruto per capita e geração per capita de resíduos sólidos urbanos.....	119
Figura 35 - Resíduos Sólidos Urbanos / Produto Interno Bruto per capita [kg/dia/US\$] versus PIB (US\$).....	120
Figura 36 - Simulação do Valor Presente Líquido x Potência disponível dos Cenários C1 a C3	122

Figura 37 - Simulação do Valor Presente Líquido x Potência disponível dos Cenários C4 a C6.....	122
Figura 38 - Simulação do Valor Presente Líquido x Potência disponível dos Cenários C7 a C9.....	123
Figura 39 - Simulação do Valor Presente Líquido x Potência disponível dos Cenários C10 a C12.....	123
Figura 40 - Simulação do Valor Presente Líquido x Potência disponível dos Cenários C13 a C15.....	124
Figura 41 - Fator de correlação, CFi , para a capacidade instalada e a população atendida pelo aterro (kW / habitante) versus a taxa interna de retorno (TIR) resultante das simulações de cenários (Cenário Base).....	125
Figura 42 - Determinação da Potência Ótima para a faixa de população de 80.000 habitantes.....	127
Figura 43 - Determinação da Potência Ótima para a faixa de população de 100.000 habitantes.....	127
Figura 44 - Determinação da Potência Ótima para a faixa de população de 200.000 habitantes.....	128
Figura 45 - Determinação da Potência Ótima para a faixa de população de 300.000 habitantes.....	128
Figura 46 - Determinação da Potência Ótima para a faixa de população de 500.000 habitantes.....	129
Figura 47 - Fator de correlação, CFi , para a capacidade instalada e a população atendida pelo aterro (kW / habitante) versus a taxa interna de retorno (TIR) resultante das simulações de cenários (Cenário Havaí).....	129
Figura 48 - VPLs do Cenário - BASE.....	130
Figura 49 - VPLs do Cenário Havaí.....	131
Figura 50 - VPLs do Cenário ICMS - Minas Gerais.....	131
Figura 51 - Fator de correlação, CFi , para a capacidade instalada e a população atendida pelo aterro (kW / habitante) versus a taxa interna de retorno (TIR) resultante das simulações de cenários (Cenário – ICMS Minas Gerais).....	132
Figura 52 - VPLs do Cenário Bélgica - Bruxelas - Certificados Verdes Transacionáveis.....	133
Figura 53 - Fator de correlação, CFi , para a capacidade instalada e a população atendida pelo aterro (kW / habitante) versus a taxa interna de retorno (TIR) resultante das simulações de cenários (Cenário – Bélgica - Certificados Verdes Transacionáveis).....	134
Figura 54 - Custo Nivelado de Energia (LCOE) do Cenário Base e Máximo Benefício Líquido.....	134
Figura 55 - Custo Nivelado de Energia (LCOE) com a Isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) no estado de Minas Gerais.....	135
Figura 56 - Custo Nivelado de Energia (LCOE) com a adoção da Política de redução de juros (Cenário Havaí).....	136
Figura 57 - Custo Nivelado de Energia (LCOE) com a adoção da Política de Certificados Verdes Transacionáveis (Cenário Bélgica).....	136
Figura 58 - Potência Elétrica Instalada Viável proveniente de Resíduos Sólidos Urbanos por estado do Brasil (kW).....	138
Figura 59 - Energia Elétrica Media Gerada TOTAL GWh/ano.....	141

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Plantas em operação no Brasil de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU).	29
Tabela 2 - Fontes de Energia na GD em 07/07/2021	57
Tabela 3 - Modalidade no Sistema de Compensação da GD em 07/07/2021	58
Tabela 4 - Potência Instalada de Sistemas de GD por Região Geográfica em 07/07/2021	58
Tabela 5 - Potência Instalada de Sistemas de GD por UF em 07/07/2021.....	59
Tabela 6 - Classe de Consumo com Sistemas de GD em 07/07/2021.....	60
Tabela 7 - Incentivos de biogás no Leste e Centro Europeu	71
Tabela 8 - Valores sugeridos de k conforme as precipitação anuais correspondentes do local	93
Tabela 9 - Valores sugeridos de L0 por conteúdo de resíduos orgânicos	93
Tabela 10 - Custo de diferentes partes do sistema de reaproveitamento (Valores – base – 2006)).	97
Tabela 11 - Custo de diferentes equipamentos de geração de eletricidade (Valores – base – 2006).....	98
Tabela 12 - Número de municípios e População nos Censos Demográficos por tamanho da população no Brasil em 2010.	112
Tabela 13 - Precipitação anual média por unidade federativa do Brasil.	114
Tabela 14 - Potência disponível viável e teórica por estado brasileiro.	139
Tabela 15 - Geração de Eletricidade Média Anual Viável e Teórica (GWh/ano) e sua participação (%) no Brasil.	142
Tabela 16 – Geração de metano, eletricidade e potência disponível teórico e viável cosidenado municípios com populações acima de 80 mil habitantes.....	143
Tabela 17 - Grupos tarifários de consumidores e suas participações dentro do mercado de geração distribuída.....	163
Tabela 18 - Unidades de GD de RSU no Brasil (05/10/2021)	164
Tabela 19 - Usinas de RSUs e ETÉs em operação no Brasil	166
Tabela 20 - Cenários para simulação de projetos de aproveitamento energético de LFG no Brasil.....	168
Tabela 21 - Valores envolvidos para a composição de custos dos projetos de implantação das centrais termelétricas a partir de LFG	170
Tabela 22 - Evolução dos indicadores econômico-energéticos por cenário no Brasil, 2005 e 2030.	171
Tabela 23 - Número de cidades e suas populações no censo demográfico em 2010 ...	172
Tabela 24 - Valores utilizados no dimensionamento de projetos de usinas termelétricas de gás de aterro	172
Tabela 25 - Resumo de valores de investimentos e receitas para cada cenário.....	173
Tabela 26 - Equações que representam as funções para CFi versus TIR	173

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABIOGÁS – Associação Brasileira de Biogás e Biometano

ABGD – Associação Brasileira de Geração Distribuída

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ABRELPE – Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN – Balanço Energético Nacional

CCEE – Câmara Brasileira de Comercialização de Energia Elétrica

CGH – Central Geradora Hidrelétrica

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais

CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental

CIBIOGÁS – Centro Internacional de Energias Renováveis – Biogás

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

EOL – Central Geradora Eolielétrica

ETE – Estação de Tratamento de Esgoto

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FIT – feed-in-tariff

GD – Geração Distribuída

GEE – Gases de Efeito Estufa

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IDHM – Índice de Desenvolvimento Humano Municipal

IPCC – Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas

IPVA – Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores

ISLU – Índice de Sustentabilidade da Limpeza Urbana

LCOE – Custo Nivelado de Energia

MBL – Máximo Benefício Líquido

MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

MME – Ministério de Minas e Energia

MMGD – Micro e Minigeração Distribuída

NBR – Norma da Associação Brasileira de Normas Técnicas

NC – Nível de Contratação

NEM – net-metering

ODS – Objetivos de Desenvolvimento sustentável

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

ONU Organização das Nações Unidas

PDE Plano Decenal de Expansão de Energia

PIB Produto Interno Bruto

PNRS Política Nacional de Resíduos Sólidos Urbanos

PNE Plano Nacional de Energia

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

Pronaf – Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar

RCEs – Reduções Certificadas de Emissão

REN – Resolução Normativa

RSU – Resíduos Sólidos Urbanos

SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SIN – Sistema Interligado Nacional

SISNAMA – Sistema Nacional do Meio Ambiente

SNIS – Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento

SNVS – Sistema Nacional de Vigilância Sanitária

TE – Tarifa de Energia

TIR – Taxa interna de retorno

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

TUSD – Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

UE – União Europeia

UF – Unidade Federativa

UFV – Central Geradora Solar Fotovoltaica

USEPA – Agência de Proteção Ambiental Americana

UTE – Usina Termelétrica de Energia

VPL – Valor Presente Líquido

WtE – Waste to Energy

Lista de Símbolos

CH_4 – Metano

CO_2 – Dióxido de Carbono

GWh – Gigawatt-hora

H_2 – Gás Hidrogênio

H_2O – Água

H_2S – Sulfeto de Hidrogênio

kW – kilowatt

kWh – kilowatt-hora

MW – Megawatt

MWh – Megawatt-hora

NH_3 – Amônia

PCI – Poder Calorífico Inferior

pH – Potencial Hidrogeniônico

TWh – Terawatt-hora

$P(t)$ – População a cada ano

K_a – Constante de projeção populacional do método linear

K_g – Constante de projeção populacional do método geométrico

K_d – Constante de projeção populacional do método de crescimento decrescente

K_s – Constante de saturação

a e c – constantes do método de projeção populacional logístico

r – Taxa de crescimento populacional médio ao longo dos anos analisados

k – Constante de decaimento

L_0 – Potencial de geração de metano

R_x – Fluxo de resíduos no ano x .

RSU_{pc} – Resíduos Sólidos Urbanos per capita (kg/ano)/US\$

PIB_{pc} – Produto Interno Bruto per capita US\$/habitantes

T – ano da disposição dos resíduos no aterro sanitário (ano)

x – ano corrente (ano)

P_x – Potência disponível por ano

Q_x – Vazão de metano por ano (m^3CH_4/ano)

$P_{c(metano)}$ – Poder calorífico do metano igual a $35,5 \times 10^6$ (J/m^3CH_4)

E_c – Eficiência de coleta de gás (%)

E – Eficiência da tecnologia de conversão (%)

$E_{disponível}$ – Energia disponível (m^3CH_4) or (kWh)

CT – Custo total inicial da central em (US\$)

CU – Custo Unitário da central (US\$/kW)

P – Potência da central (kW)

CA – Custo Anual (US\$)

frc – fator de recuperação de capital

BA – Benefício Anual (US\$)

E_{mpu} – Energia média gerada pela central por unidade de frequência

TE – Tarifa de venda da energia (US\$/kWh)

F_t – fator de tempo de operação (0,05)

BL – Benefício Líquido (US\$)

BA – Benefício Anual (US\$)

CA – Custo Anual da instalação (US\$)

FC_t – Fluxos de caixa dos valores envolvidos que ocorrem em n períodos

I – Investimento inicial

i – taxa mínima de atratividade, taxa de desconto ou taxa de juros comparativa

n – número de períodos envolvidos no fluxo de caixa

1. Introdução

O setor energético brasileiro é conhecido mundialmente por sua matriz renovável. Mais de 65,2% da geração de energia elétrica é proveniente de fontes hídricas, aproximadamente 8,8% eólica, cerca de 9,1% biomassa, e 1,66% solar fotovoltaica. Com isto, a fonte nuclear representa 2,2% da matriz de energia elétrica e a fóssil 13,0%, valores baixos quando comparados com outras nações do globo (EPE, 2021). Isto deixa o país em uma posição confortável quando o debate é centrado no aumento da participação de energias renováveis na matriz de energia elétrica. No entanto, deve-se destacar que políticas e incentivos foram criados com o intuito de alavancar pequenas fontes de energia que poderiam estar próximos aos centros de consumo, como é o caso da geração distribuída (GD). O crescimento e expansão destas pequenas fontes no Brasil só foi possível graças à regulamentação da Geração Distribuída por meio de normativas, como o caso da REN 482/2012, modificada pela REN 687/2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (ANEEL, 2012a, 2015).

Não obstante, devido a intermitência das fontes renováveis, como a eólica e a solar, o aumento de fontes intermitentes resulta no aumento da participação de fontes fósseis, já que o sistema elétrico precisa de proporcionar meios para dar qualidade e confiabilidade à energia elétrica fornecida. Para isto, utiliza-se de fontes que fomentam a garantia da potência necessária em caso de demanda em horários pico. Menciona-se, ainda na intermitência (dia/noite) para a fotovoltaica ou ainda, na falta de ventos (eólica), assim como, para épocas de estiagem (hidráulica). Desta forma, evidencia-se a importância do planejamento energético que na esfera nacional fica a cargo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que objetiva atender as necessidades do Ministério de Minas e Energia (MME) com estudos e pesquisas direcionados ao apoio do planejamento da área de energia, abarcando desde a eletricidade a setores como petróleo e gás natural e seus derivados e biocombustíveis (EPE, 2004).

Ambos são responsáveis pela elaboração de documentos que norteiam o rumo da matriz energética nacional. No contexto destes documentos estão: i. o Balanço Energético Nacional (BEN), que contém registros desde 1970, apresentando a oferta e demanda por fonte, os consumos por setores, os recuos e reservas disponíveis, entre outros; e ii. o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), no qual são elaborados cenários, tendo como base a demanda e oferta de energia, para que se possam programar ações a curto,

médio e longo prazo. A longo prazo, cita-se por exemplo, a construção de usinas hidrelétricas de grande porte, como o caso de Belo Monte.

No Brasil, a geração distribuída foi instituída pelo Artigo 14º do Decreto Lei nº 5.163 de 2004 (BRASIL, 2004) e regulamentada apenas em 17 de abril de 2012, com a edição da Resolução Normativa da Aneel 482, revista pela REN no. 687/2015 (ANEEL, 2012a, 2015), que regulamentaram a inserção de pequenas fontes na rede de distribuição de energia. O objetivo de tais resoluções é trazer benefícios ao sistema elétrico, como o aumento da qualidade da energia elétrica em alguns subconjuntos, redução da demanda de pico, maior segurança energética e a redução dos custos com a expansão do sistema e construção de novas unidades geradoras de energia.

Dentre as fontes que participam da geração distribuída, estão as centrais geradoras hidrelétricas, eolielétricas, solar-fotovoltaicas e as usinas de energia termelétricas. Dentre as usinas termelétricas estão as usinas de biogás, bagaço de cana, gás natural, resíduos sólidos urbanos (RSU), resíduos florestais, casca de arroz, gás de alto forno e licor negro. A central geradora solar fotovoltaica foi a que ganhou maior espaço dentro do mercado brasileiro devido a uma conjuntura de fatores, como a facilidade de instalação, mão de obra capacitada, a isenção de impostos como o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), a localização geográfica com bons índices de irradiação solar, o que favorece a inserção da fonte, dentre outros. A central geradora solar fotovoltaica participa atualmente, com aproximadamente 97,4% da potência instalada da GD no Brasil. Com isto, percebe-se o descompasse e desequilíbrio de uma fonte em detrimento às outras, sendo que as usinas termelétricas (usinas de biogás incluso) participa apenas com 1,6% da potência instalada de GD, ano base 2021 (ANEEL, 2021a)

Nesta conjuntura, desenvolve-se esta tese de doutorado, que tem como meta analisar, avaliar e discutir as políticas, incentivos e subsídios que poderiam alavancar a produção de eletricidade a partir de biogás de aterros sanitários de RSU dentro da política de geração distribuída. Além disto, pretende-se também analisar como estes fatores poderiam tornar viáveis, o aproveitamento de biogás para geração de eletricidade para pequenos ou médios municípios. Posto isto, verificar-se-á a possibilidade de se o consórcio entre municípios de portes médios e pequenos para conseguir atingir a maior quantidade possível de RSU e, desta forma, uma melhor viabilidade em se estabelecer unidades de geração de energia elétrica, dentro do contexto da GD e das políticas de incentivos brasileira.

Portanto, esta tese pretende responder aos seguintes questionamentos:

- Qual a quantidade mínima populacional de um município para viabilizar um empreendimento de geração de biogás a partir de RSU nas condições atuais de GD, com a melhor potência por meio da Metodologia do Máximo Benefício Líquido (MBL)?
- Quais as experiências internacionais poderiam ser aplicadas no Brasil e que poderiam diminuir essa população mínima?
- Que tipo de incentivos ou subsídios foram aplicados internacionalmente para favorecer a geração de biogás a partir de RSU?

A hipótese dessa tese é: “há um cenário de políticas de incentivo baseado em experiências internacionais, que podem tornar possível a viabilidade econômica de empreendimentos termelétricos a biogás de RSU no contexto da GD mesmo para pequenos e médios municípios”.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo Geral

O objetivo geral desta tese de doutorado é analisar o potencial energético economicamente viável de biogás a partir de RSU dentro da GD em pequenos e médios municípios brasileiros com as condições atuais e outras que foram aplicadas internacionalmente que poderiam favorecer sua expansão.

1.1.2. Objetivos Específicos

- i. Diagnóstico do estágio atual de tratamento de RSU no Brasil com foco no aproveitamento de energia para geração de energia elétrica;
- ii. Analisar as políticas, incentivos e subsídios hoje fornecidos à GD e outras experiências internacionais bem-sucedidas;
- iii. Contextualizar a GD no Brasil, seu arcabouço legal, as fontes e sua participação dentro da GD e como o biogás está situado neste cenário;
- iv. Avaliar a viabilidade econômica de geração de biogás a partir de RSU de pequenos e médios municípios brasileiros dentro das normativas da GD.

1.2. Justificativa

A relevância deste trabalho se dá em grande parte devido à necessidade de atender à Política Nacional de Resíduos Sólidos Urbanos (PNRS), regida pela lei 12305/2010 (BRASIL, 2010a) e regulamentada pelo Decreto 7.404/2010 (BRASIL, 2010b). A política intitulada em 2010, preconizava o fim dos lixões a céu aberto, além de dispor sobre as formas e tecnologias de tratamento de resíduos. Apesar da lei entrar em vigor, a falta de recursos destinados para este fim associado ao fraco controle da aplicação da lei fez com que ainda em 2020, uma década depois, ainda existissem lixões, aterros controlados e depósitos irregulares e ilegais de RSU.

Desta forma, busca-se a disposição e tratamento adequado dos resíduos, com vistas à produção sustentável e energética dos RSU. A conversão do lixo em energia (*Waste-to-energy*) pode ser considerado uma fonte alternativa potencial de energia, economicamente viável e ambientalmente sustentável. Com isto, busca-se não somente à geração de energia, como também, a redução dos impactos ambientais causados pelos resíduos e o desenvolvimento sustentável local por meio da geração de emprego e renda.

Este trabalho busca também, subsidiar aos legisladores e autoridades implementadoras envolvidas no gerenciamento municipal de resíduos sólidos urbanos, dando suporte, informação e ferramentas necessárias para entender o status atual, os desafios e as barreiras para o gerenciamento eficaz de RSU no Brasil. O trabalho é voltado especialmente, para os pequenos produtores de energia que se enquadram dentro das faixas de geração descentralizada de energia na rede de distribuição, comumente conhecida como geração distribuída.

Apesar de comum, o tratamento dos RSU é complexo por tratar um resíduo heterogêneo em sua composição e que pode variar dependendo da região em que é produzido, hábitos e cultura da população geradora local/regional, perfil socioeconômico, condições climáticas da área, grau de reciclagem, frequência de coleta, demografia, todos estes fatores tornam difícil seu gerenciamento. Cabe destacar também, que as tecnologias atualmente empregadas para tratamento de RSU são escolhidas em função de diversos parâmetros, tais como: tamanho de partícula, densidade, quantidade de matéria orgânica, plástico e papel, poder calorífico e teor de umidade. Dada a variação destes elementos, a tecnologia mais adequada para um local/região pode não ser para outro.

Ademais, por se tratar de uma tecnologia nova e incipiente no país, a geração de energia a partir destes resíduos é um desafio do qual a presente tese trata. Ainda existem

pouco empreendimentos de geração de energia a partir de RSU no Brasil e por se tratar de uma tecnologia ainda não madura e consistente e uma questão regulatória ainda em construção, os investimentos na área tornam-se pouco atrativos. O Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2032, segundo a Política Nacional de Biocombustíveis (Renovabio) contempla a geração de biogás e seu aumento a partir do biometano da cana-de-açúcar com a aplicação de políticas governamentais como Novo Mercado de Gás, Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e inclusão do biometano no REIDI (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura) (MME, 2022).

Desta maneira, pretende-se analisar como o aproveitamento deste recurso poderia ser dado por meio de pequenos produtores de energia dentro da regulamentação advinda da geração distribuída (REN 482/2012, REN 687/2015) (ANEEL, 2012a, 2015). Ademais, propõe-se a adoção de incentivos e subsídios governamentais para a inserção e consolidação do aproveitamento deste recurso no país, como ocorreu em outros países tais como Alemanha, Estados Unidos, Itália, França, Reino Unido e Japão.

Além dos vários benefícios trazidos pela disposição e tratamento adequado dos RSU associado à recuperação energética e também ao aproveitamento de pequenos recursos para a geração de energia por meio da GD, deve-se salientar a importância da diversificação e descarbonização da matriz energética, por meio de um recurso energético renovável e diverso.

Em 2015, a Organização das Nações Unidas (ONU) criou a Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, composta por 17 Objetivos de Desenvolvimento sustentável (ODS), em que 169 metas foram elaboradas para que fossem oficialmente praticado por seus 193 países-membros (UN, 2015). A Figura 1 elenca o grupo dos 17 ODS.

Dentre os ODS elencados, destacam-se aqueles que possuem relação direta com a tese proposta (RSU e GD).

- ODS 7 – Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos;
- ODS 8 – Promover o crescimento econômico sustentado, inclusivo e sustentável, emprego pleno e produtivo e trabalho decente para todos;
- ODS 9 – Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação;



Figura 1 - Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS)

Fonte: (UN, 2015)

- ODS 11 – Tornar as cidades e os assentamentos humanos inclusivos, seguros, resilientes e sustentáveis;
- ODS 12 – Assegurar padrões de produção e consumo sustentáveis; e
- ODS 13 – Tomar medidas urgentes para combater a mudança do clima e seus impactos.

Cabe destacar aqui também, que a geração de energia a partir de resíduos faz parte de um conjunto de medidas que buscam gerar energia a partir de recursos renováveis disponíveis na região. Com isto, além de trabalhar para a redução de perdas de energia com linhas de transmissão, injetando energia diretamente na rede de distribuição, estas gerações fazem parte do plano de diversificação da matriz energética.

A diversificação da matriz elétrica tem o intuito de ampliar o leque de recursos aproveitáveis, além de fazer com que a matriz seja mais robusta e menos sensível à intempéries e sazonalidades. Dentro destas intempéries, deve-se destacar as fortes secas com as quais tem sofrido o Brasil e por consequência, a matriz elétrica brasileira, fortemente baseada em recursos hídricos.

A partir do ano 2000, o Brasil já passou por três graves crises hídricas que abalaram o sistema elétrico nacional brasileiro, em 2001 com apagões e racionamentos, em 2014 com baixos volumes de reservatórios (especialmente o sistema Cantareira) e em 2021 com até mesmo a criação da bandeira tarifária escassez hídrica e descontos com a redução no consumo. Ainda com relação à esta última crise hídrica, percebe-se a

fragilidade do sistema elétrico nacional, pois, com a pandemia do COVID-19, grande parte das indústrias pararam ou diminuíram seu ritmo de produção e ainda assim, o país precisou de adotar “incentivos” para reduzir o consumo de eletricidade.

Outro fator importante para a geração de eletricidade proveniente de recursos renováveis de energia se dá com a intenção de reduzir as emissões de GEE (Gases de Efeito Estufa). O Brasil assumiu o compromisso por meio de sua nova Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) de reduzir as emissões líquidas totais de GEE em 37% em 2025 e em 43% as emissões brasileiras até 2030 dentro do Acordo de Paris. Estas medidas fazem com que o governo apoie, incentive e busque por fontes alternativas e renováveis de energia, cuja matriz seja menos poluente, tendo em vista a necessidade de redução de emissão de GEE (BRASIL, 2020a; NAÇÕES_UNIDAS, 2015).

1.3. Estrutura da Tese

Esta tese de doutorado é dividida em 7 capítulos.

O capítulo 1 estabelece a introdução do trabalho, apresentando as questões trabalhadas, discutidas, analisadas e refletidas ao longo do desenvolvimento da tese, bem como, as motivações para a elaboração deste trabalho. Dentre estas, mencionam-se a baixa inserção do aproveitamento de biogás a partir de RSU dentro da GD. Finalmente, apresenta-se a conceituação dos objetivos geral e específicos, além da organização da mesma.

O capítulo 2 apresenta uma análise sobre a situação atual dos resíduos sólidos no Brasil, bem como as tecnologias que estão sendo utilizadas para seu aproveitamento energético. No mesmo capítulo é apresentado também um estudo que busca a relação entre o Produto Interno Bruto (PIB) e a geração de RSUs no Brasil e no mundo. Além disto, é visto como é dada a geração, coleta e tratamento de RSU por região, as usinas geradoras de eletricidade a partir de RSU em operação no Brasil e o atual estágio de desenvolvimento do setor no país.

O capítulo 3 centra no papel da GD no Brasil. Primeiramente, é feito uma revisão do arcabouço legal, a partir de normas, leis, diretrizes e resoluções que tornam possível a inserção de pequenas fontes de energia na rede de distribuição no Brasil e os principais instrumentos no mundo. Logo após, há uma análise sobre a evolução temporal da GD no Brasil, as principais fontes geradoras e suas respectivas participações dentro do mercado da geração distribuída. Por fim, são apresentados casos de experiências internacionais de

políticas, incentivos e subsídios para a produção de energia e que poderiam alavancar a produção de energia a partir de RSUs no Brasil.

O capítulo 4 apresenta a metodologia do trabalho, o modelo de uma análise técnica sobre o potencial economicamente viável de aproveitamento energético a partir de RSU em pequenos e médios municípios brasileiros a partir da metodologia proposta a partir de (BARROS; TIAGO_FILHO; SILVA, 2014) incorporando a Metodologia do Máximo Benefício Líquido (MBL) aplicada por (SILVA et al., 2017) para aterros sanitários com aproveitamento energético e aplicação do conceito de custos nivelados, LCOE (da sigla em Inglês).

O capítulo 5 mostra até o presente momento, as premissas para a identificação dos estudos de caso. No entanto, no Capítulo 5 de estudos de casos, far-se-á uma análise das condições atuais da GD e também, modificando parâmetros como a inserção ou retiradas de políticas, incentivos e subsídios verificando a população mínima viável contribuinte ao empreendimento de geração de energia elétrica a partir de biogás de aterro sanitário. As conjecturas realizadas estão todas arroladas dentro do mercado de micro e mini geração distribuída.

No capítulo 6 são feitas as análises dos estudos de casos realizados no capítulo 5 por meio das políticas internacionais aplicáveis no Brasil, além de analisar, a partir de uma óptica social, ambiental e econômica, a possibilidade de inserção destes mecanismos na política regulatória brasileira.

O capítulo 7 por sua vez, sintetiza as contribuições do trabalho e apresenta as conclusões da tese. Por fim, são expostas sugestões e recomendações de trabalhos futuros que continuam trabalhando no eixo temático desta tese.

2. Revisão Bibliográfica

2.1. Tratamento e aproveitamento energético de RSUs no Brasil: panorama atual e desafios futuros.

Depois de mais de uma década desde o estabelecimento da Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), a lei 12305/2010 (Brasil, 2010a), regulamentada pelo Decreto 7404/2010 (Brasil, 2010b), o Brasil ainda enfrenta sérios desafios para eliminar aterros controlados e depósitos irregulares e ilegais de RSUs. Ainda existem cerca de três mil lixões a céu aberto em funcionamento no país, e quase metade dos municípios (49,9%) ainda descartam seus resíduos de forma inadequada – ano base 2019. Tecnologias de tratamento foram desenvolvidas para destinar adequadamente os RSU, combinando destinação adequada e em alguns casos, suprir a crescente demanda de energia no Brasil.

De todas as tecnologias disponíveis, os aterros sanitários são os mais utilizados no país devido ao seu baixo custo e nesse sentido, menciona-se a elevada quantidade de fração orgânica dos RSUs, que correspondem a mais de 50% da massa de resíduos. Este estudo avalia algumas tecnologias utilizadas para tratamento dos RSUs com aproveitamento energético e discute o cenário atual do Brasil, buscando formas de viabilizar projetos de tratamento de RSU com recuperação de energia. Os resultados da pesquisa na literatura demonstram uma lacuna nas políticas governamentais para a criação de incentivos ou subsídios que convertam parcial ou totalmente os benefícios ambientais em financeiros, assim como de novos modelos de negócio. Além disso, certos incentivos e subsídios são propostos com base em experiências bem-sucedidas realizadas em outros países.

A sociedade do século 21 tem-se caracterizada pelo crescimento acelerado de grandes centros urbanos associado a um êxodo rural e uma crescente demanda por energia. Como consequência desse processo de urbanização, houve um aumento de RSUs, exigindo novos empreendimentos de sua disposição e tratamento. Na tentativa de aproveitar parte desses resíduos, e atender à crescente demanda energética, tem sido desenvolvidas tecnologias de utilização de RSU para geração de energia que consideram as formas mais úteis para a solução dos problemas relacionados aos RSU (BARROS, 2013; SANTOS et al., 2018b).

Essas tecnologias, também conhecidas como “resíduos para energia” (WtE, do inglês *Waste to Energy*), buscam recuperar a energia residual na forma de calor útil,

eletricidade ou combustível. Dessa forma, além de trazer uma solução eficaz e sustentável para grandes volumes de resíduos sólidos urbanos gerados dispostos em aterros sanitários, também pode ser economicamente viável (BARAN; MAMIS; ALAGOZ, 2016; ZHAO et al., 2016).

Hoje em dia, mais da metade da população mundial vive em áreas urbanas e a produção crescente de RSUs é um aspecto do processo de desenvolvimento econômico, urbanização e crescimento das cidades (KUMAR; SAMADDER, 2017a). Segundo pesquisas, 80% da população brasileira vive em áreas urbanas (IBGE, 2010). Além disso, os resíduos sólidos gerados estão intimamente ligados ao tamanho da cidade portanto, quanto maior for a população da cidade e quanto maior for o PIB per capita¹, tanto maior será a geração per capita de resíduos (CETESB, 2013).

Com a globalização, existe uma facilidade no intercâmbio de informações, produtos, processos e pessoas, o que tem levado os países em desenvolvimento a aumentar seu padrão de vida e seu padrão de consumo, respectivamente (KHAN; KUMAR; SAMADDER, 2016). Além disso, é bem conhecido que as reservas de combustíveis fósseis não renováveis estão sendo consumidas em taxas muito rápidas para responder às crescentes demandas de energia. É importante buscar alternativas renováveis que apoiem a substituição das fontes de energia tradicionais, antes que se esgotem.

Em tempos mais recentes, os RSU têm-se tornado uma fonte estratégica de energia renovável, pois pode atender às demandas de energia por meio de unidades de GD localizadas próximas aos centros de consumo, além de alocar adequadamente os RSUs gerado pelas cidades. Assim, a conversão de WtE a partir de biogás de tratamento biológico em biodigestores ou aterros sanitários, pode ser uma fonte energética, alternativa, renovável e do ponto de vista sustentável: econômica, social e ambientalmente correta (BARAN; MAMIS; ALAGOZ, 2016).

A energia convertida de RSU pode ocorrer como transformação de energia final na forma de calor útil, eletricidade ou combustível (ZHAO et al., 2016). Os níveis de consumo nos países em desenvolvimento estão se acelerando, e espera-se que a produção e composição de resíduos alcance os níveis dos países desenvolvidos nas próximas décadas (FAZELI et al., 2016).

Dentre as diversas tecnologias utilizadas no tratamento de RSU, destacam-se as rotas termoquímicas e biológicas. Dentre as rotas termoquímicas, mencionam-se a

¹ grifo é do autor, um dos resultados deste trabalho

incineração, gaseificação e pirólise. A pirólise pode ser dividida em pirólise lenta e rápida. O calor produzido pela incineração, assim como o biocombustível - um produto da pirólise lenta e rápida - pode mais tarde ser convertido usando processos de conversão energética em outras formas de energia, como eletricidade. Em contraste, as rotas biológicas são divididas em compostagem aeróbia e digestão anaeróbia. O gás de aterro produzido a partir da digestão anaeróbia é o biogás, um produto com potencial energético que pode ser utilizado para gerar eletricidade. (KUMAR; SAMADDER, 2017b).

No Brasil, de acordo com os autores estudados, a tecnologia mais utilizada para tratamento/disposição final de RSUs são os aterros sanitários, devido ao seu baixo custo, quando comparado à outras técnicas como incineração, gaseificação e pirólise (BARROS; TIAGO_FILHO; SILVA, 2014).

2.2. A política e o manejo dos resíduos sólidos urbanos no Brasil

Conforme mencionado anteriormente, a maioria dos resíduos no Brasil é depositada em aterros sanitários e grande parte, ainda é descartada em aterros ou lixões ilegais (BRASIL, 2010b; SANTOS et al., 2019), causando sérios problemas ambientais e potencialmente prejudiciais à saúde dos cidadãos (GOUVEIA, 2012). Na disposição inadequada e ilegal de RSUs no solo, a poluição do solo, da superfície e das águas subterrâneas ocorre via lixiviado, um líquido formado a partir da decomposição biológica da matéria orgânica com alto potencial poluidor e a água percolada na massa de RSU. A contaminação atmosférica ocorre quando são emitidos gases, resultantes da decomposição biológica da matéria orgânica presente nos RSU. Esses gases incluem dióxido de carbono e metano, que são produzidos em maiores quantidades. O metano é 28 vezes mais impactante para o aquecimento global do que o dióxido de carbono, segundo dados do IPCC (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas) das Nações Unidas (ANDREW WHEELER, 2020).

Com relação à classificação dos resíduos sólidos no Brasil a Lei Nº 12.305, institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS/Brasil, 2010a) e classifica os resíduos da seguinte forma:

I – quanto à origem:

- a) Resíduos domiciliares: provenientes de atividades domésticas em residências urbanas;

- b) Resíduos de limpeza urbana: Provenientes da varrição, limpeza de logradouros e vias públicas e outros serviços de limpeza urbana;
- c) Resíduos sólidos urbanos: reúne os resíduos destacados em a) e b);
- d) Resíduos de estabelecimentos comerciais e prestadores de serviços: aqueles produzidos nessas atividades, excluindo aqueles mencionados em b), e), g), h) e j).
- e) Resíduos de serviços públicos de saneamento básico: aqueles produzidos nessas atividades, salvo aqueles mencionados em c);
- f) Resíduos industriais: aqueles provenientes de atividades de produção e instalações industriais;
- g) Resíduos de serviço de saúde: produzidos nos serviços de saúde, de acordo com a regulamentação ou em normas estabelecidas pelo Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA) e do Sistema Nacional de Vigilância Sanitária (SNVS);
- h) Resíduos da construção civil: provenientes das construções, reformas, reparos e demolições de obras de construção civil, abrangendo os resíduos produzidos na preparação e escavação de terrenos para obras civis;
- i) Resíduos agrossilvopastoris: produzidos nas ocupações agropecuárias e siveiculturais, integrados àqueles relacionados a insumos usados nesses serviços;
- j) Resíduos de serviços de transportes: provenientes de portos, aeroportos, terminais alfandegários, rodoviários e ferroviários e passagens de fronteira;
- k) Resíduos de mineração: aqueles provenientes da atividade de pesquisa, extração ou beneficiamento de minérios;

II – quanto à periculosidade:

- a) Resíduos perigosos: aqueles que, em suas propriedades físicas, químicas e biológicas e infectocontagiosas apresentam risco à saúde pública. Estas características podem ser: inflamabilidade, corrosividade, reatividade, toxicidade, patogenicidade, carcinogenicidade, teratogenicidade e mutagenicidade.
- b) Resíduos não perigosos: aqueles não englobados em a).

Por sua vez, os resíduos não perigosos, classificados como classe II, são subdivididos em classe II A, que são os resíduos não inertes e classe II B, que são os resíduos inertes.

A Lei Nº. 12.305 possui objetivos, metas e planos que incluem a redução na produção de resíduos, a união entre diferentes entes públicos, privados e outras partes da

sociedade, o desenvolvimento com foco na sustentabilidade, a responsabilidade compartilhada entre o ciclo de vida dos diferentes produtos e a valoração dos resíduos como um produto com valor econômico agregado, importante para geração de renda, emprego e trabalho, promovendo o desenvolvimento local e regional, bem como da cidadania (BRASIL, 2010a, 2010b).

Ademais, esta lei tem como princípios a proteção da saúde pública e ambiental, a não geração, redução, reutilização, reciclagem e tratamento dos resíduos sólidos, tal como a disposição final ambientalmente adequada dos rejeitos, o incentivo à reciclagem e a prática de metodologias sustentáveis para mitigar os passivos ambientais. Assim, como forma de impulsionar a elaboração das práticas e planos, deve haver a elaboração dos Planos de Gerenciamento de Resíduos Sólidos, os Planos Municipais de Gestão Integrada de Resíduos Sólidos, os Planos Estaduais de Resíduos sólidos, que são condições necessárias para o recebimento de verbas e recursos da união. Nestes planos devem ser incluídos os diagnósticos da situação atual, a proposição de cenários e tendências internacionais e macroeconômicas, metas, programas, projetos e ações, normas, diretrizes para disposição dos resíduos e rejeitos e meios de controle de fiscalização. Essa lei também cria metas para eliminação dos lixões e cria instrumentos de planejamento em diferentes níveis com o intuito de tornar o Brasil, em patamares de países desenvolvidos, no que diz respeito ao seu marco legal e regulatório (BRASIL, 2010a, 2010b).

O Brasil, devido à sua dimensão territorial, 8.500 km², aos diferentes biomas e às diferentes características socioambientais, está dividido em 26 estados e 1 distrito federal, conforme mostrado na Figura 2, agrupados em cinco regiões geográficas, Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul. Os principais dados de cada região são apresentados na mesma figura, ou seja, área, população, densidade populacional, índice de urbanização, bioma e clima.

Mais de uma década depois de a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) ter sido instituída no Brasil com a Lei 12.305 / 2010 (BRASIL, 2010b), e regulamentada pelo Decreto 7.404/2010 (BRASIL, 2010c), aproximadamente metade (49,9%) de todas as cidades brasileiras ainda depositam de forma irregular e ilegal seus resíduos em lixões, mesmo a despeito da legislação ter procurado acabar com essa prática no país (BRASIL, 2010b; SANTOS et al., 2019). Este também é o caso em outros países altamente populosos como China, Índia, Turquia e México, onde uma grande parte do RSU gerado é enviado para aterros e lixões irregulares (EUROSTAT, 2005; OECD, 2007; UNSTAT, 2007).

Região	Área (km ²)	PIB per capita (US\$/hab)	Pop. dens. (hab.km ⁻²)	Taxa Urbana	Clima	Bioma	Capac. Inst. Energia de RSU (MW)
Norte	3.850,510	5.560,8	4,85	73,53%	Equatorial e tropical	Amazônia, Cerrado	3
Nordeste	1.552,167	4.632,1	36,96	73,13%	Semi-árido, Tropical, equatorial and Atlantic tropical	Mata atlântica, Cerrado, Caatinga	37
Sudeste	924,565	10.607,2	96,27	92,95%	Tropical, altitude tropical, subtropical e Tropical Atlântico	Mata atlântica, Cerrado	122
Centro-oeste	1.606,317	11.263,1	10,27	88,80%	Tropical, equatorial e subtropical	Amazônia, Pantanal e Cerrado	3
Sul	576,737	10.625,3	52,35	84,93%	Subtropical e Tropical Atlantic	Mata Atlântica e Pampa	22



Figura 2 - Regiões geográficas brasileiras

Fonte: (ANEEL, 2020; IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2018)

Outro importante indicador social que mostra as disparidades entre as regiões brasileiras é o nível de desenvolvimento humano nas macrorregiões brasileiras medido pelo Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM). Este índice é responsável por 3 dimensões, expectativa de vida, níveis de renda e educação. A Figura 3 mostra essas dimensões representadas para cada região e para todo o Brasil.

Ao analisar os dados, é possível verificar que as regiões com os menores IDHMs são o Nordeste (0,663) e o Norte (0,677). A região com maior IDHM é a região Sudeste (0,766), contendo estados importantes como São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais e Espírito Santo. Em relação à dimensão expectativa de vida, a região Sul predomina sobre as demais regiões, enquanto a região Centro-Oeste se destaca na dimensão de renda. No que diz respeito à dimensão educacional, as regiões Sudeste lideram. Embora diferentes regiões se destaquem por diferentes dimensões, as médias para a região Sudeste são geralmente mais altas. É, portanto, a região com maior IDHM. Esses dados refletem muito

na qualidade de vida e até na forma como o RSU é descartado e tratado. Como discutido em maiores detalhes, as áreas com maior concentração de lixões e as áreas com maior dificuldade de destinação adequada de seus resíduos, são as regiões Nordeste e Norte.

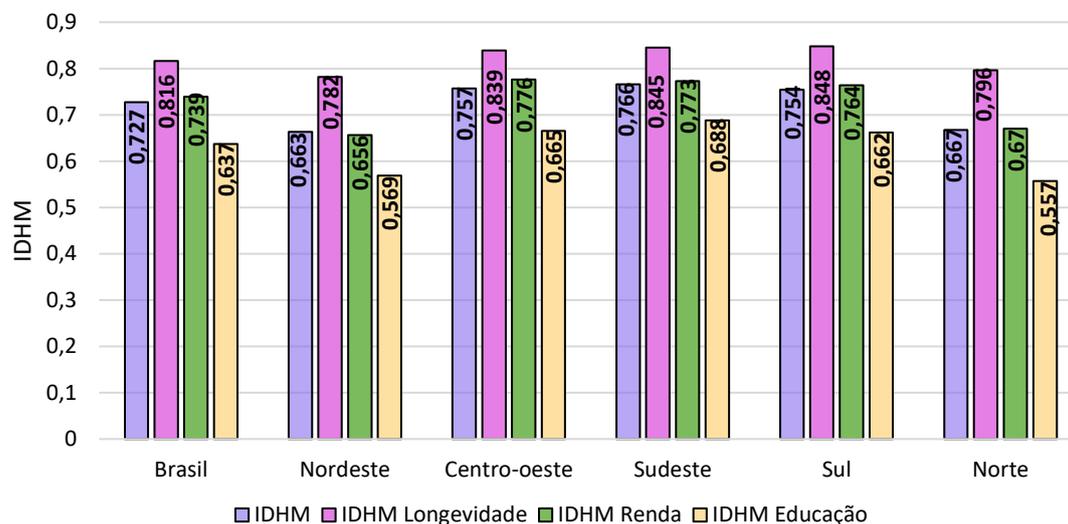


Figura 3 - Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) e suas dimensões

Fonte: (PNUD; IPEA; FJP, 2016)

Esses dados permitem entender o destino do RSU e o índice de reciclagem para diferentes regiões geográficas do país. Isso é apresentado na Figura 4, usando dados de 2020 (PNUD; IPEA; FJP, 2016).

A região com destino mais correto do RSU é o Sul com 86,04%. Em contrapartida, as regiões Nordeste e Norte apresentam as menores taxas e um destino adequado muito baixo, de 14,51% e 13,96%, respectivamente. A região Centro-Oeste apresenta níveis de 20,37% e, apesar de apresentar taxas melhores em relação às regiões Nordeste e Norte, ainda está longe de boas taxas de destino correto para o RSU. O Sudeste tem uma taxa de destinação de 58,79%. Em relação à reciclagem no Brasil, o país tem um índice muito baixo, 3,8%, muito inferior aos 30% estipulados pela ONU (ISLU, 2019).

Em relação à geração de RSU no Brasil em 2018, foram produzidas aproximadamente 79 milhões de toneladas de resíduos, sendo 92% recolhidos e 59,5% dos resíduos coletados destinados a aterros sanitários. Aproximadamente 29,5 milhões de toneladas de resíduos foram dispostos de forma ilegal ou irregular em lixões não controlados ou ainda em aterros sanitários, enquanto 6,3 milhões de toneladas de resíduos

não foram coletados e foram depositados de forma descontrolada, embora a legislação tenha estabelecido regras para isso (ABRELPE, 2018).

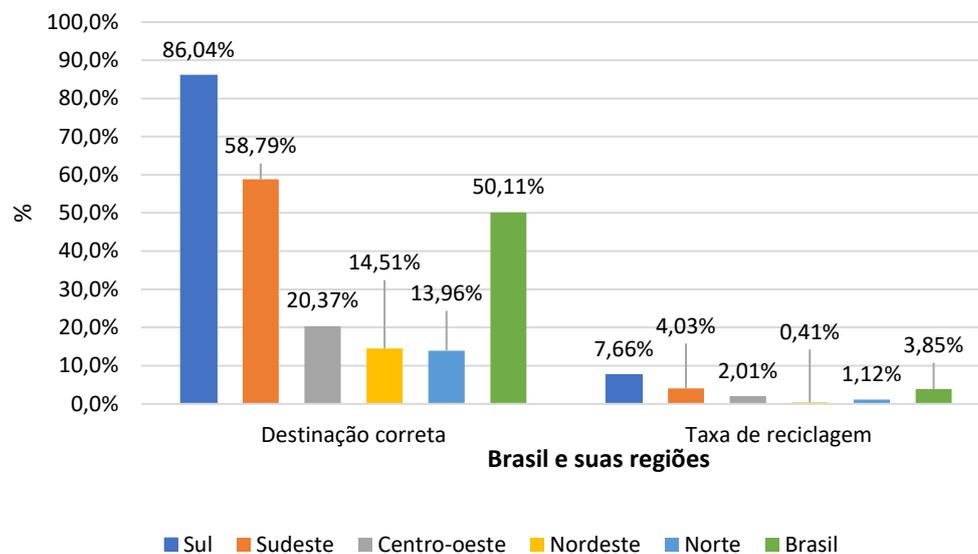


Figura 4 – Destinação adequada e reciclagem dos RSU no Brasil por regiões

Fonte: (ISLU, 2019)

Além de estabelecer um marco regulatório para o setor, a PNRS também inclui alguns princípios como responsabilidade compartilhada, análise do ciclo de vida, logística reversa, padrões de consumo e produção sustentáveis, reciclagem, integração dos catadores na gestão, etc. (SOUZA et al., 2019). Dentre as várias diretrizes que a PNRS propõe, ela enfatiza a não geração, redução, reutilização, reciclagem e tratamento de resíduos sólidos, juntamente com a geração de energia e eventual disposição final em aterros sanitários (BRASIL, 2010b).

A logística reversa, um dos princípios da PNRS, é uma forma de as empresas serem responsabilizadas tanto pela geração dos produtos quanto pelo descarte final. Os produtos devem ser devolvidos por meio de acordos com empresas. De acordo com a PNRS, a logística reversa é obrigatória para (BRASIL, 2010b):

- pesticidas e seus respectivos resíduos;
- embalagens como baterias, recargas, pneus, óleos lubrificantes e seus resíduos;
- lâmpadas fluorescentes, lâmpadas de vapor de sódio e mercúrio e lâmpadas de luz mista;
- produtos eletrônicos e seus componentes;
- medicamentos; e
- embalagens em geral.

As empresas podem se tornar participantes de todo o ciclo de vida de seus produtos, contribuindo para a preservação do meio ambiente e reduzindo parte dos custos associados ao descarte e tratamento de RSU. Partindo desta premissa, a PNRS tem como para a responsabilidade compartilhada pelo ciclo de vida dos produtos, o conjunto de prerrogativas individualizadas e concatenadas dos fabricantes, importadores, distribuidores e comerciantes, dos consumidores e dos titulares dos serviços públicos de limpeza urbana e de manejo dos resíduos sólidos. A responsabilidade compartilhada tem como finalidade, reduzir o volume de resíduos sólidos e rejeitos gerados, bem como os impactos à saúde humana e à qualidade do meio ambiente. E isto, se traduz em valorar todo o processo de extração, geração, transporte, consumo e disposição em aterros. Com isto, o compartilhamento da responsabilidade serve como base para a Logística Reversa, que compreende a organização dos canais de captação do produto descartado para que possa adentrar outra vez na cadeia de produção por meio da reciclagem (BRASIL, 2010c).

2.3. O uso dos RSU para geração de energia elétrica

No que diz respeito à recuperação de energia, a política incentiva o uso da incineração de resíduos sólidos e da queima de biogás de aterro em motores de combustão interna (FERREIRA; BALESTIERI, 2018). No Brasil, já existem usinas que tratam RSUs e geram eletricidade a partir deles. Essa eletricidade é injetada na rede e é regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

De acordo com dados da ANEEL, em 2023 existiam 37 projetos de geração de eletricidade utilizando RSU em operação. A Tabela 1 mostra seus respectivos níveis de potência concedida (kW), os combustíveis gerados a partir do uso de RSU e os níveis de geração de eletricidade (ANEEL, 2020). Embora sejam poucas, essas usinas são responsáveis pela maior parte da produção de biogás no Brasil. De acordo com alguns estudos, mais de 95% da eletricidade proveniente de usinas de biogás vem de RSU. Além disso, essas plantas estão concentradas principalmente nas regiões sul e sudeste (FREITAS et al., 2019).

Considerando a energia fornecida pela matriz elétrica brasileira, que é 232.947.833 kW, o uso atual de RSU para geração de eletricidade no Brasil representa menos de 0,1% da matriz elétrica no Brasil (ANEEL, 2020).

Tabela 1 – Plantas em operação no Brasil de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU).

Combustível Final	UF	Quantidade	Potência Instalada (kW)
Biogás – Resíduo Urbano	SP	10	81.480,00
	PE	1	28.520,00
	RJ	4	24.230,00
	BA	1	19.730,00
	MG	4	15.233,60
	RS	3	14.744,00
	PR	1	9.982,00
	SC	1	2.264,00
	PB	1	5.704,00
Resíduos Sólidos	SP	2	7.800,00
	SC	1	4.680,00
	MG	1	4.278,00
	DF	1	2.850,00
	RS	2	2.000,00
	MA	1	2.805,00
Carvão – Resíduo Urbano	AM	1	3.000,00
	SP	1	2.700,00
	MS	1	2.550,00
Total		37	234.550,60

Fonte: (ANEEL, 2021b)

A maioria desses empreendimentos só foi possível graças à Resolução ANEEL n^o 482/2012 e sua revisão n^o 687/2015, que criaram formas de viabilizar esses empreendimentos por meio da micro e minigeração distribuída (GD). Essas resoluções possibilitaram que pequenos projetos se tornassem economicamente viáveis por meio do sistema de compensação de energia, também conhecido como *Net Metering*. Nesse

sistema, a energia produzida próxima aos centros consumidores é injetada na rede de distribuição, podendo ser consumida em até 60 meses (ANEEL, 2012a, 2015).

Além disso, é permitida a geração compartilhada, autoconsumo remoto e produção em condomínio. A geração compartilhada é caracterizada por um grupo de consumidores responsáveis por uma única unidade geradora, em que cada consumidor deterá uma parcela (fração) do sistema. Autoconsumo remoto é o processo em que a geração e o consumo ocorrem em unidades distintas e devem ser registrados para o mesmo proprietário. Além disso, a Resolução nº 482/2012 (ANEEL, 2012a) e sua revisão nº 687/2015 (ANEEL, 2015) permitem a geração em unidades consumidoras múltiplas (condomínios), nas quais os créditos de energia são utilizados para reduzir o consumo de cada unidade consumidora individual ou em áreas comuns.

O esquema da Figura 5 exemplifica o uso das três modalidades da GD adicionadas na modificação da REN 482/2012 (ANEEL, 2012a). Nesta representação esquemática, percebe-se o funcionamento do Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC), a geração compartilhada e o autoconsumo remoto.

No caso de aterros sanitários, em que haja múltiplos municípios consorciados, a geração de energia se dará através da geração compartilhada, em que haverá um aterro (unidade geradora), distante do local de consumo (pelo menos de uma das cidades) e o consórcio de cidades obterá esta geração. Caso o município não opere por consórcios, mas sim de forma individualizada, como os aterros costumam ser construídos fora da cidade e, portanto, distante do local de consumo, a geração se dará por meio do autoconsumo remoto.



Figura 5 - Novas modalidades da geração distribuída

Fonte: (CHAVES; KRAUSE, 2020)

As supracitadas resoluções tornam possível viabilizar financeiramente muitos projetos com a venda de energia em leilões na Câmara Brasileira de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Muitos estudos (PIN et al., 2018) confirmaram que muitos projetos de biogás como as estações de tratamento de esgoto e RSUs não seriam viáveis dadas as tarifas de distribuição e transmissão para as classes residencial, industrial e comercial. Esse fato demonstra que os consórcios formados por municípios de pequeno porte para coleta, destinação e tratamento de RSU podem ser economicamente viáveis, graças aos incentivos previstos na resolução. A Resolução nº 687/2015 permitiu que projetos de biogás de até 5 MW de capacidade instalada entrassem nos mercados de GD e minigeração (ANEEL, 2015).

Além do GD, os leilões de energia são muito importantes para a comercialização da energia produzida a partir do RSU. O primeiro leilão de energia ocorreu em abril de 2022 para fontes térmicas e recuperação de energia do RSU. Os leilões são das novas energias dos tipos A-5 e A-6, com contratos até 2046. Essa medida está prevista na Portaria MME no 435/2020 (MME, 2020), e as diretrizes para os leilões de energia elétrica foram abertos para consulta pública via Portaria MME nº 480/2021 (MME, 2021). Considerando as 28 regiões metropolitanas brasileiras com população superior a 1 milhão de habitantes e as 35 cidades com população superior a 600 mil, é possível atender a até 6,4% da demanda nacional de eletricidade (ABREN, 2020; GAUDARDE, 2021; MONTENEGRO, 2020).

2.4. Características e composição do RSU no Brasil em comparação com outros países

Existem várias formas de classificar os RSUs, porém, a que melhor atende à necessidade de alocação da tecnologia de tratamento é a classificação que separa as frações orgânicas, ou seja, a composição gravimétrica. Conforme mencionado anteriormente, a composição e os níveis de produção dos RSUs dependem de vários fatores, como nível de renda e população. Existe uma relação direta entre o aumento do PIB, a geração e a redução das frações orgânicas nos RSUs. A composição dos resíduos sólidos no Brasil e em algumas regiões do globo é destacada na Figura 6:

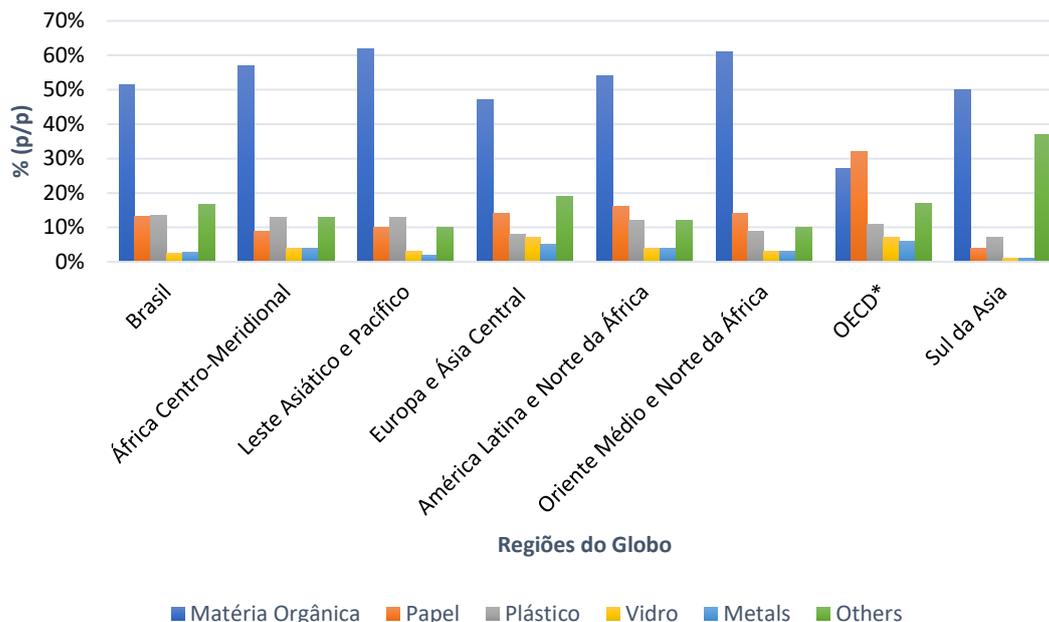


Figura 6 - Composição dos RSU gerados no Brasil e outras regiões do globo (% por peso)
* Europa Ocidental, América do Norte, Oceania, Japão/Coreia

Fonte: (CEMPRE, 2018)

A determinação da composição dos resíduos é fundamental para o estabelecimento da tecnologia de tratamento de RSU. Resíduos com alto teor de umidade e composto biodegradável podem ser mais bem gerenciados por meio de rotas bioquímicas, enquanto resíduos com baixa umidade e alto valor calorífico podem ser alocados mais em rotas térmicas.

A fração orgânica média de resíduos sólidos no Brasil é de aproximadamente 51,4% (MMA, 2012), que é um nível comum para países de renda média (HOORNWEG; BHADA-TATA, 2012). O uso de resíduos sólidos em alguns países desenvolvidos ultrapassa 90%, como no Japão, Suécia, Bélgica e Dinamarca. Os métodos de tratamento/disposição para frações RSU orgânicas e inorgânicas são compostagem, biodigestão, incineração e reciclagem. Os subprodutos desses tratamentos são fertilizantes orgânicos, biogás e calor (LINO et al., 2010).

A reciclagem é uma tecnologia inserida na PNRS, necessária e importante, pois substitui a matéria-prima por recicláveis devolvidos à cadeia produtiva, além de gerar outros benefícios econômicos, sociais, energéticos e ambientais com a preservação dos recursos naturais. A reciclagem reduz a quantidade dos resíduos enviados para aterros, ao mesmo tempo que prolonga o ciclo de vida, gera empregos, reduz o consumo de água e

energia e as emissões de dióxido de carbono, além de preservar parte das receitas do governo normalmente gastas no tratamento de RSU (LINO; ISMAIL, 2012).

2.5. Tecnologias de Tratamento de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU)

2.5.1. Aterros sanitários

No Brasil, a maior parte² dos RSU é descartada em aterros sanitários. Isso se deve principalmente à grande área de terra disponível no país e ao baixo custo de implementação desses sistemas (AGAMUTHU, 2013). Os RSU são confinados entre as camadas de solo em aterros sanitários, e a parte inferior é impermeabilizada para que o lixiviado não entre em contato com o solo e com o solo circundante e as águas superficiais (BARROS; TIAGO_FILHO; SILVA, 2014).

A Figura 6 mostra que grande parte dos RSU no Brasil é composta por matéria orgânica. Este conteúdo é digerido naturalmente, anaerobiamente e biologicamente gerando como um dos subprodutos, o biogás. O biogás pode ser recuperado e convertido em outras formas de energia, como calor e eletricidade, dependendo da quantidade e qualidade do biogás produzido (FERRÃO et al., 2014; ZAMAN; SWAPAN, 2016). A composição do biogás pode variar dependendo das características dos resíduos e da biodigestão. Normalmente, as frações volumétricas do biogás são compostas por metano - CH₄ (55% a 70%), dióxido de carbono - CO₂ (30% a 45%), amônia - NH₃ (80 - 100 ppmV), gás sulfídrico - H₂S (1000 - 3000 ppmV), hidrocarboneto (<100 ppmV), além de vestígios de siloxano (LEONZIO, 2016).

Os usos do biogás variam dependendo principalmente, das necessidades de energia e do grau de purificação do gás. As aplicações variam de geração de calor e eletricidade, produção de biometano, fornecimento de automóveis ou energia para redes de distribuição de gás natural existentes, etc. (AEBIOM, 2009; PROBIOGAS, 2010; STARR et al., 2014). Injetar biogás em redes de distribuição de gás é comum em países europeus como Suécia, Suíça, Alemanha, França, etc., substituindo assim, o gás de combustíveis fósseis (APPELS et al., 2008). O biometano é utilizado como combustível veicular em frotas de ônibus suecas (OLSSON; FALLDE, 2015), e em caminhões utilizados no

² Em 2018, a destinação adequada em aterros sanitários recebeu **59,5%** dos resíduos sólidos urbanos coletados: 43,3 milhões de toneladas, o restante (40,5%) foi despejado em locais inadequados por 3.001 municípios. (MESQUITA, 2019)

transporte de cana-de-açúcar no Brasil, bem como em ônibus em algumas cidades brasileiras (KUWAHARA; BERNI; BAJAY, 1999; SANTOS et al., 2018b).

Um dos maiores desafios para inserir mais energia produzida a partir do biogás no Brasil é que o custo final da energia gerada não é muito atraente para esses tipos de projetos. Em relação à geração de biogás a partir de RSU, estudos afirmam que os projetos têm viabilidade financeira apenas para cidades com pelo menos 200.000 habitantes (BARROS; TIAGO_FILHO; SILVA, 2014). Em relação ao biogás produzido em Estações de Tratamento de Esgoto (ETEs) com reatores anaeróbios, os projetos possuem viabilidade financeira para cidades com população superior a 300.000 habitantes (SANTOS; BARROS; TIAGO FILHO, 2016).

Uma forma de aumentar a viabilidade financeira desses projetos é combinar a geração de biogás de aterros sanitários com a geração de biogás de estações de tratamento de esgoto, aumentando assim o uso de energia das usinas de biogás e reduzindo a barreira populacional mínima viável para esses projetos. Vale ressaltar, no entanto, que um obstáculo importante para esses projetos é a distância entre as ETEs e os aterros, uma vez que estes devem ser planejados e construídos para aumentar o comprimento do gasoduto até a usina geradora, aumentando os custos (SANTOS et al., 2018a).

O Brasil tem um potencial estimado de 7 GW de usinas de biogás (cerca de 5% da matriz elétrica brasileira). O RSU representa aproximadamente 24,3% do potencial energético do biogás brasileiro, inferior apenas aos resíduos bovinos (64,9%) (SANTOS et al., 2018a). Diversos projetos têm sido desenvolvidos em todo o mundo visando a aproveitar o potencial energético dos RSUs e reduzir a emissão de gases de efeito estufa (GEE) em aterros sanitários.

Pesquisas têm sido realizadas para criar metodologias para otimizar a potência instalada para aumentar a sustentabilidade financeira desses projetos. Essas metodologias buscam analisar os aumentos de potência máximos associados aos maiores ganhos na produção de energia. Isso é conhecido como o cálculo do máximo benefício líquido (MBL), conforme mostrado por pesquisas (SILVA et al., 2017). Nos estudos de (SANTOS; BARROS; TIAGO FILHO, 2018;), busca-se um aproveitamento ótimo de biogás em empreendimentos de geração de energia elétrica de forma escalonada.

Esses resultados demonstram a necessidade urgente de políticas públicas ou outras formas de incentivos, subsídios ou consórcios entre municípios, a fim de alavancar a produção e geração de energia elétrica a partir do biogás. A qualidade do biogás - resultado das fases da digestão anaeróbia que incluem a metanogênese - é influenciada

por uma série de fatores como fonte, umidade, condição física do resíduo, pH, temperatura média, nutrientes, taxa de oxigenação, capacidade tampão, etc. (EBNER et al., 2015; GARNIER, 2014).

i. Digestão anaeróbia

A digestão anaeróbia é vista como um ecossistema ou um consórcio em que atuam juntos diversos tipos de microrganismos na conversão da matéria orgânica complexa em metano, gás carbônico, água, gás sulfídrico, amônia, além de novas células bacterianas. Este processo engloba distintos estágios de combinação entre os substratos e as bactérias e archaeas e pode ser dividido em quatro fases principais (CHERNICHARO, 2007).

ii. Hidrólise

Antes desta primeira fase, como as partículas são maiores do que as bactérias, elas não conseguem assimilar esta matéria orgânica. Assim, a primeira etapa do desenvolvimento de degradação anaeróbia consiste na hidrólise de substâncias particuladas complexas (polímeros). Nesta fase, há a quebra destas partículas complexas e difíceis de serem digeridas, em substâncias mais simples (moléculas de menor tamanho). Estas novas moléculas são capazes de atravessar a membrana celular das bactérias fermentativas para serem decompostas.

As principais condições que podem perturbar a hidrólise são: teor de lipídios, proteínas e carboidratos (massa particulada), relação superfície/volume, aumentando ou diminuindo a taxa de degradação do substrato e de acordo com os microrganismos envolvidos. Estes fatores estabelecem as características do consórcio em um reator anaeróbico (NUVOLARI, 2003).

iii. Acidogênese

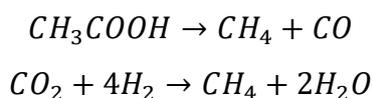
Da fase de hidrólise são gerados os compostos ou produtos solúveis que participam da acidogênese. Nela, os compostos são decompostos dentro das células por meio da fermentação. A maior parte dos organismos acidogênicos decompõe os açúcares, aminoácidos e ácidos graxos, produtos da hidrólise. Com isto, há uma produção de compostos mais simples, como ácidos orgânicos, álcoois, cetonas, dióxido de carbono e hidrogênio. Deste modo, os microorganismos fermentativos são os primeiros a agir sobre a matéria orgânica degradada e com isto, receber energia para suas atividades metabólicas (CHERNICHARO, 2007).

iv. Acetogênese

Nesta etapa, ocorre a oxidação de produtos orgânicos intermediários e sua conversão pelas bactérias acetogênicas em um substrato apropriado para a subsequente fase de geração de metano pelas das archaeas metanogênicas. Os produtos formados são acetato, hidrogênio e dióxido de carbono. Contudo, na fabricação de acetato, há também a geração de hidrogênio, que por sua vez é responsável pelo decréscimo do potencial hidrogeniônico (pH), e deste modo, o meio se torna mais ácido. Entretanto, o hidrogênio fabricado é utilizado de duas formas: a) pelas archaeas metanogênicas que produzem metano a partir do hidrogênio e gás carbônico e b) pela geração de ácido orgânico pela reação do hidrogênio com o gás carbônico e ácido acético (CHERNICHARO, 2007; NUVOLARI, 2003).

v. Metanogênese

Nesta fase, fim da decomposição da matéria orgânica, ocorre a conversão dos produtos intermediários em dióxido de carbono e gás metano. Neste estágio, observa-se uma forte redução da demanda química de oxigênio (DQO) e um retorno do pH a condição tampão. Este estágio é realizado pelas archaeas metanogênicas e a metanogênese pode ser do tipo: acetotrófica (quando o metano é gerado por meio do acetato) ou hidrogenotrófica (o metano é oriundo do hidrogênio e dióxido de carbono), como apresentam as reações a seguir:



Existe ainda outro estágio que pode acontecer em meio à digestão anaeróbia, a sulfetogênese. Nesta fase, sulfato, sulfito e outros compostos sulfurados são sintetizados em sulfeto, por meio de microorganismos anaeróbios estritos, chamados de bactérias redutoras de sulfato (BRS). Esta fase não é desejável, pois, leva a geração de gás sulfídrico, um elemento altamente corrosivo, que leva também à geração de maus odores. Esta fase é propiciada quando há maior concentração de enxofre na matéria orgânica a ser decomposta (CHERNICHARO, 2007; NUVOLARI, 2003).

Apesar da divisão do processo de geração de metano ser dividida em etapas e facilitar o entendimento dos processos que ocorrem na decomposição do RSU, estes

estágios não são tão bem demarcados em um processo real de decomposição em um aterro sanitário. Isto ocorre, pois, da abertura ao fechamento do aterro, há sempre a deposição de resíduos novos, além da variação da idade da matéria orgânica. Assim, é comum encontrar em um aterro as fases de decomposição do resíduo acontecendo de modo simultâneo.

O fluxograma da Figura 7, apresenta os estágios e as fases da digestão anaeróbia.

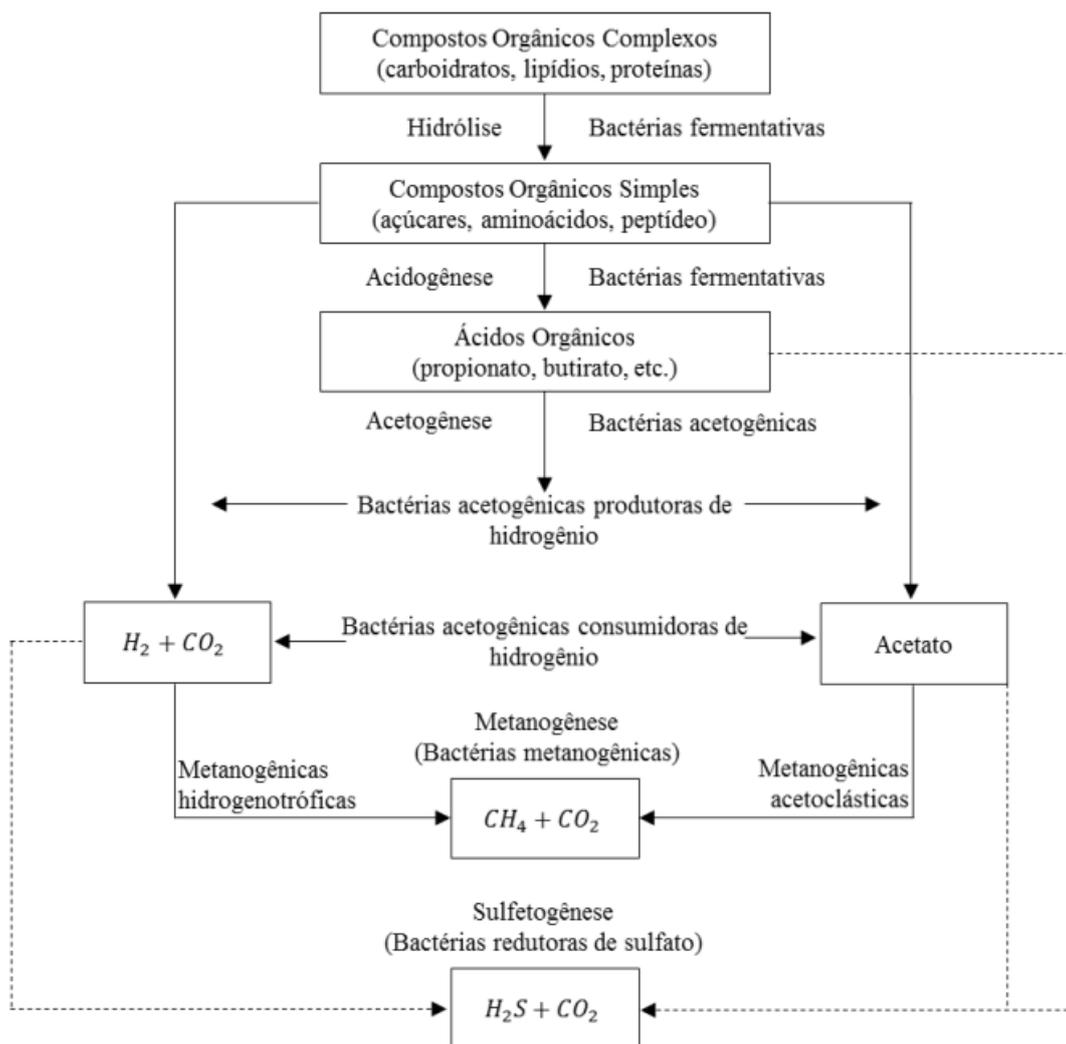


Figura 7 - Fluxograma das etapas da digestão anaeróbia

Fonte: (CHERNICHARO, 2007).

Aterros sanitários são projetos de engenharia que requerem cuidados no planejamento para minimizar os impactos causados à natureza. Os aterros sanitários possuem sistemas de coleta de água de chuva e coleta e drenagem/tratamento de água de infiltração na célula (chorume), além da drenagem e queima de biogás, camada

impermeabilizante e sistemas de monitoramento da qualidade das águas das águas subterrâneas. Há também requisitos de localização, com estudos prévios hidrogeológicos, geotécnicos, hidrológicos, dentre outros.

A Figura 8 mostra os usos finais do biogás de aterro sanitário e parte do processo de produção do biogás.

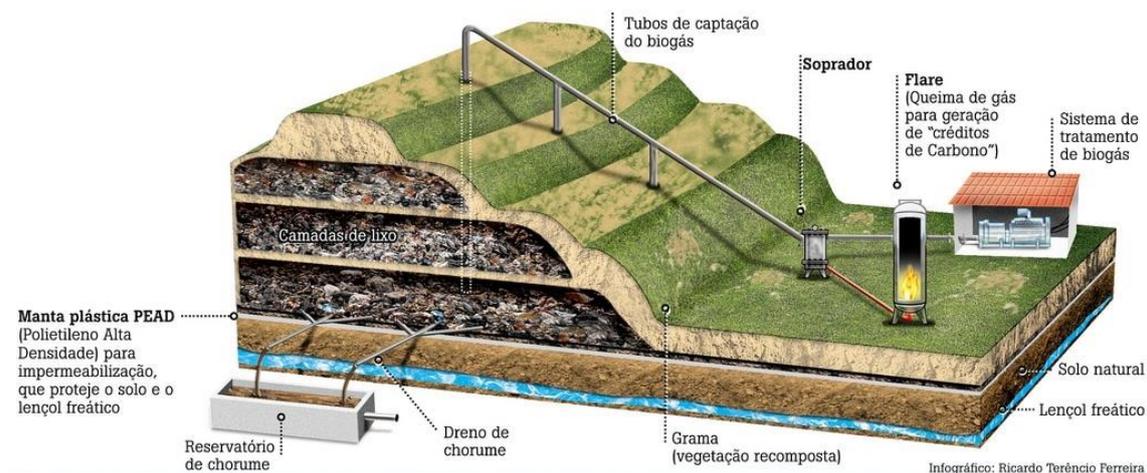


Figura 8 - Vista de perfil de um aterro sanitário

Fonte: (MARTINS, 2018)

2.5.2. Rotas térmicas

As rotas térmicas são geralmente úteis para resíduos de baixa umidade com altas porcentagens de matéria orgânica não biodegradável. A rota térmica com maior número de unidades em operação é a incineração (LEME et al., 2014). Apesar de serem tecnologias promissoras, a pirólise e a gaseificação ainda estão em estudo. O RSU não é pré-tratado em países que usam incineração, e o RSU bruto é usado como matéria-prima (FEAM, 2012a).

2.5.2.1. Incineração

A incineração é um dos processos de tratamento térmico mais difundidos em operação comercial em todo o mundo, com maior número de unidades em países com pequena área disponível, como Japão e Suíça. O processo de queima converte valores da ordem de 12% a 30% e valores volumétricos de 4% a 10% (MACHADO, 2015), comparando a quantidade de massa original com a quantidade resultante.

É importante conhecer a composição e o conteúdo energético dos resíduos que passarão por esse processo para garantir o bom funcionamento do processo de incineração. A possibilidade de geração de energia deve ser avaliada a partir dos valores do poder calorífico presentes nos resíduos sólidos para uso energético, tais como: geração de eletricidade, calor, entre outros.. A capacidade de geração dependerá basicamente de 2 variáveis, a eficiência de transformação do calor gerado em eletricidade e o poder calorífico dos resíduos na geração de eletricidade, visto que o processo é semelhante a uma termelétrica convencional de ciclo Rankine. De acordo com a Figura 9 (ENGEBIO, 2010), as usinas de incineração de RSU utilizadas para geração de energia elétrica iniciam o descarte dos resíduos no silo da usina (1), onde são removidos por sistemas mecânicos e dispostos em moegas (2). Nas tremonhas, o RSU é gradualmente conduzido para o interior do incinerador (3). O calor gerado na queima do RSU é usado na caldeira (4) para aquecer um fluido de trabalho, como água, para gerar vapor. O vapor de alta temperatura e pressão alimentará uma turbina a vapor que será conectada a um gerador elétrico para transformar o torque do eixo da turbina em energia elétrica. Depois de passar pela turbina, o vapor entra no condensador de forma que todo o fluido de trabalho retorna à fase líquida e é então bombeado de volta para a caldeira, conforme mostrado na Figura 9.

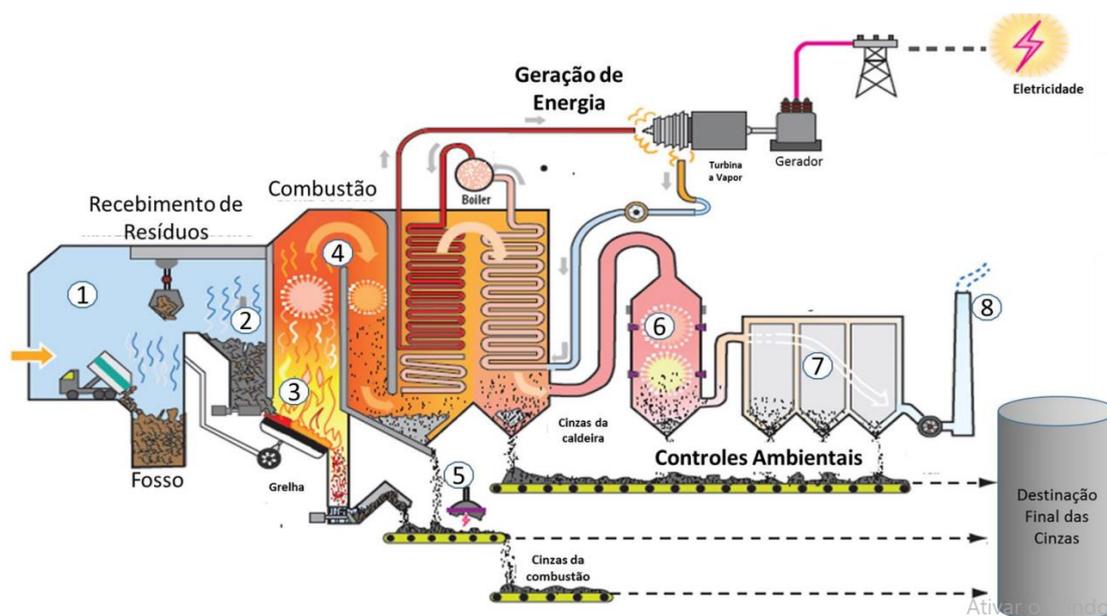


Figura 9 - Diagrama de fluxo do processo de incineração, em rede de combustão, com recuperação de energia.

Fonte: (ENGEBIO, 2010)

Após a incineração, a escória restante é drenada pelos sistemas de coleta na parte inferior das grades (5). Essa escória é resfriada com água e depois passada por separadores

eletromagnéticos para a remoção dos metais para reciclagem. As cinzas resultantes são consideradas resíduos perigosos e devem ser gerenciadas como tal. Os gases de combustão são enviados para tratamento para remoção de poluentes (6). O gás de combustão passa por filtros para reter partículas finas de poeira (7) e é então emitido para o ambiente externo por meio de uma chaminé (8).

Os três fatores mais relevantes para a viabilidade da planta de incineração são a umidade da massa de RSU, o poder calorífico do RSU e a capacidade mínima de processamento. Resíduos com alto teor de água reduzem consideravelmente a energia útil, uma vez que parte dessa energia será utilizada para aquecer o teor de água dos resíduos. A reciclagem deve desempenhar um papel importante na gestão integrada do RSU, pois o papel e o plástico são os que mais contribuem para o poder calorífico do RSU e, geram os maiores benefícios para a reciclagem.

Os resíduos mais interessantes para a incineração têm os maiores valores de poder calorífico como plásticos, papel, papelão e borrachas (FEAM, 2012a). Em contraste, a matéria orgânica tem um alto teor de umidade, que absorve parte do calor. No entanto, como resultado deste processo obtêm-se cinzas e escórias que apresentam como vantagem o baixo volume resultante final, o que se baseiam muitos autores quando se trata da escolha da melhor tecnologia a ser empregada como forma de aproveitar os RSU para locais onde a área de disposição é pequena (LINO; ISMAIL, 2017).

As usinas de incineração devem cumprir procedimentos rígidos de tratamento e disposição de efluentes e resíduos para proteger o meio ambiente. As usinas devem monitorar continuamente os controles operacionais e as emissões atmosféricas produzidas. Além disso, a qualidade das águas subterrâneas e superficiais, os efluentes líquidos gerados e descartados, o nível de ruído ambiental, a qualidade do ar, do solo e, dependendo das condições, os alimentos que são cultivados na área, devem todos ser verificados periodicamente.

No país, em 2020 foi elaborada a norma ABNT/NBR 16849 que busca facilitar a comunicação entre as partes envolvidas na cadeia de custódia de seleção, preparação e uso para fins energéticos do RSU, bem como as questões ambientais envolvidas (ABNT, 2020). Outro dispositivo regulador que deve ser mencionado trata-se da RESOLUÇÃO CONAMA Nº 316, de 29 de outubro de 2002, que dispõe sobre os procedimentos e critérios para o funcionamento de sistemas de tratamento térmico de resíduos (CONAMA, 2002). Além das normas e resoluções do governo enquanto esfera federal, há de se obedecer também às normas e leis estaduais e municipais. No estado de São

Paulo por exemplo, já foi publicada no Diário Oficial do Estado a Resolução SMA no 79/2009 que dá as diretrizes e condições para funcionamento das usinas de recuperação de energia para tratamento térmico de resíduos sólidos (SMA, 2009).

Essa tecnologia é mais cara porque as emissões de gases (MANNARINO; FERREIRA; GANDOLLA, 2016) e cinzas, consideradas resíduos perigosos (BARROS, 2013), devem ser rigorosamente gerenciadas como resíduo perigoso – Classe I, por questões ambientais. Esses custos mais altos significam que a tecnologia de incineração está concentrada principalmente em três regiões do mundo, Europa, Ásia e América do Norte (SILVA et al., 2020). No entanto, a incineração e a digestão anaeróbia podem ser tecnologias de tratamento menos agressivas para o meio ambiente e, portanto, devem ser mais incentivadas pelos governos (HENRIQUEZ, 2016).

O custo da incineração no Brasil já foi avaliado por estudos anteriores. O custo da incineração para uma cidade com aproximadamente 600.000 habitantes era de US\$ 113,32 - 183,24/MWh, mais alto do que outras opções como aterros (US\$ 69,9 - 107,7/MWh) ou metanização (US\$ 103,5 - 156/MWh). Percebe-se, portanto, a dificuldade de aplicação dessa tecnologia no Brasil (SANTOS et al., 2019). Outros pesquisadores encontraram valores semelhantes para incineração, reciclagem e digestão anaeróbia no Brasil. Os custos de incineração foram de aproximadamente US \$ 80 - 150 / MWh (NORDI et al., 2017).

Uma alternativa para solucionar o problema de custo do uso dessa tecnologia no Brasil é a criação de tarifas específicas mais elevadas para a energia vendida proveniente da incineração por meio de licitações. Essa tarifa deve levar em conta as variações do LCOE (Custo Nivelado de Energia) de acordo com a população e a capacidade instalada, para que a incineração seja economicamente sustentável (SILVA et al., 2020).

2.5.2.2. Pirólise

A pirólise é um método avançado de decomposição térmica que ocorre na faixa de temperatura de 400 a 800°C na ausência de oxigênio, convertendo a matéria orgânica em diversos subprodutos. Gás de pirólise, petróleo e carvão são os principais subprodutos (KALYANI; PANDEY, 2014; LOMBARDI; CARNEVALE; CORTI, 2015). O rendimento e a qualidade dependem de fatores como taxa de aquecimento, temperatura do processo, tempo de residência, composição do resíduo e tamanho da partícula do resíduo.

As substâncias orgânicas são formadas nas várias zonas de calor presentes no reator, onde ocorrem os processos de pré-secagem, secagem, volatilização, oxidação e fusão. As porções correspondentes aos produtos gasosos, sólidos e líquidos dependem da temperatura, do processo, da composição da biomassa e do tipo de reator usado. O processo de pirólise é classificado como lento ou rápido, com base no tempo de residência do material a ser decomposto e na temperatura do processo.

A pirólise RSU para produção de gás pode ser usada para aproveitamento de energia usando turbinas a gás com eficiência de conversão líquida da ordem de 28 a 30% (BAGGIO et al., 2008). Apesar da existência de estações de tratamento de RSUs, estudos mais refinados são necessários para analisar as especificidades dos efluentes e resíduos gerados no processo, dada a diversidade dos RSU.

2.5.2.3. Gaseificação

A gaseificação é outro processo de tratamento térmico que ocorre em uma atmosfera controlada de oxigênio em altas temperaturas. O RSU é decomposto em produtos intermediários por meio de reações incompletas da matéria orgânica com quantidades menores que estequiométricas de oxigênio. O resíduo é convertido em gás neste processo por meio de oxidação parcial por injeção de calor (ENGEBIO, 2010).

A gaseificação é um processo termoquímico de conversão de energia que pode usar processos de leito fixo, fluidizado ou indireto para formar gás de síntese. Este gás compreende uma mistura de CO₂, CO, H₂, CH₄, H₂O e outros hidrocarbonetos, gases inertes e contaminantes. Alguns fatores principais modificam o comportamento e o desempenho do gaseificador. Estes são a razão de equivalência (ER), a temperatura e o fluxo de aquecimento, o tipo de agente de gaseificação, a pressão, o tempo de residência e as propriedades da alimentação. A gaseificação ocorre em altas temperaturas variando de 500 a 1400°C, e o agente oxidante pode ser ar, vapor de água, dióxido de carbono, oxigênio puro ou uma combinação desses elementos.

A gaseificação tem diversas aplicações, como geração de calor ou eletricidade, ou execução de trabalhos mecânicos. O gás de síntese (*Syngas*) também pode ser usado para produzir combustíveis líquidos como hidrocarbonetos de combustível sintético (diesel e gasolina), metanol, etanol, etc., a partir de processos de síntese química catalítica (BREAUULT, 2010; TENNANT, 2010; YAP; NIXON, 2015). A Figura 10 mostra uma planta de poligeração com suas tecnologias, aplicações e produtos.



Figura 10 - Planta de gaseificação da WEG para geração de energia

Fonte: (FURTADO, 2019)

O material mais recomendado para uso em processos de gaseificação é a lignocelulose com baixa umidade (<40%), como palha de cereais, cavacos de madeira, cascas de frutas, serragem, RSU, resíduos secos de criação animal, lodo de esgoto, etc. (BRAND, 2010). Os principais obstáculos desta tecnologia são a limpeza do sistema (redução do teor de alcatrão de gás, óxido de nitrogênio e filtração de gás), produção de um gás de alta qualidade, confiabilidade, segurança e as especificidades do RSU (composição heterogênea, tamanho de partícula e teor de umidade) (KUMAR; SAMADDER, 2017b).

2.6. Estágio atual e perspectivas futuras para o Brasil para as tecnologias de tratamento do Resíduos Sólidos Urbanos (RSU)

Há dez anos, o Brasil aprovou uma lei marco para a gestão de resíduos no país. No entanto, até hoje o Brasil ainda enfrenta dificuldades para aplicar, controlar e fazer cumprir essa lei. A Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) foi instituída pela Lei 12.035/2010 (BRASIL, 2010b) e regulamentada pelo Decreto 7.404/2010 (BRASIL, 2010c). A PNRS estabeleceu um prazo (final de 2014) para a eliminação de lixões a céu aberto e recomenda a formação de consórcios entre municípios para construção de projetos de disposição de RSU e gestão de aterros.

Apesar disto, as prefeituras não conseguiram honrar com os prazos, o que fez o governo lançar um novo marco do saneamento básico, a Lei Nº 14.026 de 15 de julho de 2020, aprovado pelo Congresso Nacional ampliando os prazos para a extinção dos lixões estabelecido pela PNRS de 2010. De acordo com a nova lei, as prefeituras tinham até 31 de dezembro de 2021 para elaborar o plano de gestão de resíduos sólidos e garantir o descarte correto do lixo. Ademais, ampliou-se o prazo para a extinção dos lixões, as capitais e regiões metropolitanas têm até 2 de agosto de 2021, enquanto as cidades com mais de 100 mil habitantes até agosto de 2022, as cidades entre 50 e 100 mil habitantes até 2023 e os municípios com menos de 50 mil habitantes até 2024 (BRASIL, 2020b; OLIVEIRA, 2020).

No entanto, em 2020, o Brasil ainda tinha quase três mil (2.970) lixões abertos em operação, e quase metade de todos os municípios brasileiros (49,9%) ainda descartava seus resíduos em lixões irregulares ou ilegais. Os dados mostram que a legislação por si só, sem uma aplicação adequada e eficiente, que poderia incluir sanções ou controle, não é suficiente. Exemplo disso são os lixões, que foram proibidos no Brasil em 1954 por meio da Lei 2.312 de 3 de setembro de 1954 (BRASIL, 1954). Também, em 1981, com a Política Nacional do Meio Ambiente, Lei no. 6938/1981 (BRASIL, 1981) e novamente afirmada em 2010 com o PNRS (BRASIL, 2010a; 2010b) (MOTTER, 2020). Esses lixões ainda estão presentes na maioria dos municípios brasileiros.

Segundo dados do Índice de Sustentabilidade da Limpeza Urbana (ISLU) de 2019, o serviço de limpeza urbana de cobertura universal (coleta porta a porta) está longe de estar totalmente implantado no país, com 76% de cobertura do serviço. Tal fato deve-se em grande parte, à falta de recursos por parte dos municípios para implementar as medidas em questão (ISLU, 2019).

Para reverter essa situação, devem ser criadas formas específicas de geração de receita para financiar a construção, operação e manutenção de aterros sanitários, ou outras formas a serem adotadas pelos municípios no tratamento de RSU, seja de forma isolada ou via consórcio. No Brasil, já existem vários consórcios de municípios para viabilizar economicamente e a disposição ambientalmente adequada de RSU por meio de inteligência de escala, solução compartilhada entre municípios vizinhos.

A criação de taxas diferenciadas em função do tipo de tratamento de resíduos e do porte da população a ser atendida por meio de leilões específicos pode contribuir para o aumento da viabilidade financeira desses empreendimentos. Outra forma seria criar uma contribuição mensal da população, reduzindo as diferenças do LCOE para projetos de

tratamento de RSU em comparação com as termelétricas convencionais. Outros incentivos que poderiam ser aplicados são isenções fiscais, descontos de investimento ou compensação financeira do governo por meio de políticas para tecnologias mais amigáveis ao meio ambiente, convertendo benefícios ambientais em benefícios financeiros/energéticos (SANTOS et al., 2019).

Além desses incentivos, parcerias com instituições internacionais e governos são essenciais para a consolidação dessas tecnologias no país. Dentre essas parcerias, destacam-se os mecanismos que convertem as emissões evitadas em rentabilidade financeira, como é o caso do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e das Reduções Certificadas de Emissão (RCEs). O comércio de créditos de carbono é um exemplo de mecanismo que pode ser decisivo na avaliação da atratividade econômica de um projeto. Entre outras iniciativas firmadas pelo governo federal no ano de 2002, está a Estratégia Federal de Incentivo ao Uso Sustentável de Biogás e Biometano, instituída por meio do Decreto nº 11.003 do Governo Federal de março de 2002, que tem como premissa o estímulo a redução de emissões, o mercado de carbono, e o uso desta energia como fonte renovável de energia e combustível. Esta geração tem como principais fontes os resíduos de origem urbana e rural, incluindo os resíduos dispostos em aterros sanitários (BRASIL, 2022a).

Outro importante instrumento criado para o incentivo destas fontes de energia está o Decreto no 11.075, de maio de 2022, que cria planos para reduzir as mudanças climáticas por meio da redução de emissões de Gases de Efeito Estufa. Estes planos estabelecerão metas gradativas de redução de emissões antrópicas e por meio deste decreto ficou também instituído o Sistema Nacional de Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa que servirá como central para o registro de emissões, remoções, reduções e compensações de gases de efeito estufa, entre outras funções (BRASIL, 2022b).

Esses incentivos, combinados com fortes políticas internas voltadas para a redução de impostos, isenção de tarifas, ou mesmo as contribuições financeiras para o desenvolvimento da indústria local, são essenciais para alavancar essas tecnologias, reduzir as emissões de GEE, consolidar o PNRS e melhorar a qualidade de vida para Brasileiros (BUFONI; OLIVEIRA; ROSA, 2015; SANTOS et al., 2019).

Uma forma de melhorar a gestão de RSU no Brasil é buscar cidades-modelo que realizem uma boa gestão de resíduos sólidos e propor os modelos para outras cidades. É possível encontrar certos padrões ao analisar as 10 cidades brasileiras com melhor desempenho no tratamento de RSU com população acima de 250 mil habitantes. Essa

análise baseou-se em 4 eixos que interagem com a política de resíduos sólidos. São eles: engajamento da população, sustentabilidade financeira, recuperação dos resíduos coletados e impacto ambiental. Esses critérios fazem parte da Agenda 2030 da ONU (ISLU, 2019).

Um padrão encontrado por Islu (2019), com base no Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS) 2017, refere-se à cobrança específica, em função do gasto total com o serviço. Pelo menos 53% das despesas com serviços são incorridas na coleta específica em todas as 10 cidades, com as 4 cidades de maior pontuação cobrindo quase todos os seus custos por meio da coleta específica, seja por meio de regimes diretos ou indiretos. O regime de execução direta trata de um serviço prestado pela própria administração municipal, enquanto o regime de execução indireta é prestado por operadores contratados pelo município no setor privado.

Os gastos com serviço de limpeza urbana por habitante medem o custo por habitante por ano. Esse dado também estava disponível a partir da análise das 10 cidades com melhor desempenho na gestão de RSU. Santos - SP obteve alguns dos menores custos por habitante, seguido por Londrina - PR. Este indicador é importante porque mostra que, embora o tratamento de RSU seja caro em comparação com a deposição irregular de resíduos, despesas maiores nem sempre se traduzem em melhores práticas de gestão de resíduos, base SNIS 2017 (ISLU, 2019).

Outro importante é o regime de execução direta. O regime de execução direta teve despesas médias mais que o dobro (R\$ 293,15) do regime de execução indireta (R\$ 123,28). São 3 cidades que utilizam o regime de execução direta (Caxias do Sul - RS, Niterói - RJ e Rio de Janeiro - RJ) e 7 cidades que utilizam o regime de execução indireta (Santos - SP, Santo André - SP, Londrina - PR, Sorocaba - SP, Porto Alegre - RS, Blumenau - SC e Campinas - SP). Os gastos médios do regime de execução direta foram alavancados pelo Rio de Janeiro (R\$ 285,41) e Niterói (R\$ 479,55) (ISLU, 2019).

A quantidade de resíduos coletados por trabalhador mostra que é evidente que existe uma relação inversa com o gasto per capita. Cidades com alto custo anual por habitante tendem a ter menor quantidade de RSU coletado por trabalhador. O município com maior gasto anual por habitante foi Niterói, também o município com menor quantidade de RSU coletado por trabalhador ($76,27 \text{ ton.trabalhador}^{-1}.\text{ano}^{-1}$). Em contrapartida, a cidade com menor gasto anual por habitante foi Londrina (R\$ 83,58), também a cidade com maior volume de RSU coletado por trabalhador ($478,56 \text{ ton.trabalhador}^{-1}.\text{ano}^{-1}$). (ISLU, 2019).

Esta análise das 10 cidades mais conceituadas para o tratamento de RSU nos mostra que o setor privado tem alcançado bons resultados com baixos gastos per capita com serviços de limpeza urbana e maior quantidade anual de RSU coletado por trabalhador.

A energia derivada dos RSU pode ser outra fonte de renda para as cidades, desde que bem planejada e dimensionada. É sabido que muitos empreendimentos de geração de eletricidade usando RSU enfrentam desafios de sustentabilidade econômica (DELZEIT; KELLNER, 2013). Muitos projetos não conseguem viabilizar financeiramente devido à falta de incentivos governamentais, tarifas de energia mais atraentes, créditos de carbono, energia ou mesmo vendas de compensação de energia dentro do sistema distribuído de microgeração e minigeração, tecnologias mais baratas e altos níveis de eficiência, energia de resíduos de municípios menores, etc.

3. Geração Distribuída no Brasil

3.1. Geração total de RSU por região no Brasil e composição gravimétrica

A matriz de energia elétrica brasileira é conhecida mundialmente pela grande participação das fontes renováveis de energia, com destaque às usinas hidrelétricas (que participa atualmente com 65% da capacidade de geração instalada no país, sendo 71% a participação das fontes renováveis, segundo Brasil (2016)). No entanto, com o recurso hidráulico cada vez mais explorado, as opções tornam-se cada vez mais escassas, abrindo espaço para outras fontes de energia, tais como a biomassa, solar e eólica. Com isto, além de aumentar a participação das fontes renováveis de energia, cria-se um ambiente mais confiável às intempéries e diversifica-se a matriz energética, ponto crucial para estabilidade ao sistema interligado nacional (SIN).

Dentre estas fontes alternativas, contempla-se a biomassa, disponível em muitas formas, como por exemplo, a partir de resíduos agrícolas, agroindustriais, industriais, de florestas energéticas e frações orgânicas dos RSU.

Apesar da matriz elétrica brasileira estar fortemente concentrada na produção centralizada, isto é, concentrada em grandes centrais geradoras de energia e normalmente distantes dos centros de consumo, o mercado nacional atual de energia se encontra aberto à GD, que é baseada em pequenos produtores de energia elétrica, geralmente com baixa ou média capacidade de geração e situada próxima aos consumidores, dentro da rede de distribuição de energia (ANEEL, 2012a, 2012b).

A oferta de biomassa e a facilidade de sua transformação em eletricidade, bem como a abertura do setor elétrico para pequenos prosumidores, faz com que surjam novos empreendimentos capazes de operarem na geração de eletricidade para a rede elétrica integrada. Assim, setores industriais ou mesmo rurais, que tenham ao seu dispor resíduos de biomassa, ainda que, sobrem de algum processo, podem habilitar seu negócio para a geração de eletricidade em sistemas de cogeração, injetando eletricidade excedente de seus processos na rede elétrica. Este o caso, por exemplo das indústrias sucroalcooleiras brasileiras, que aproveitam a cana-de-açúcar para a geração de açúcar ou etanol e com o bagaço da cana realizam a queima para sua posterior conversão em eletricidade. Esta conversão ocorre normalmente por meio de ciclos térmicos a vapor, em que a queima do bagaço da cana em uma caldeira gera vapor para movimentar uma turbina que está acoplada a um gerador elétrico.

O RSU é considerado uma biomassa, já que contém em sua composição, frações orgânicas que devem ser corretamente dispostas em aterros sanitários. No Brasil, o RSU tem sido mal aproveitado, já que ele é uma fonte de energia e que, dependendo da quantidade e qualidade do resíduo, pode ser aproveitado na geração de eletricidade.

O artigo 7º da Lei 12.305/2010 (BRASIL, 2010a) estabelece como um dos objetivos da política brasileira de resíduos sólidos sua “gestão integrada” (item VII), bem como a “adoção, desenvolvimento e aprimoramento de tecnologias limpas como forma de minimizar impactos ambientais” (item IV). Essa prática é reiterada pelo artigo 9º, que observa a ordem de prioridade na gestão e gerenciamento de resíduos sólidos, a saber: não geração, redução, reutilização, reciclagem, tratamento dos resíduos sólidos e disposição final ambientalmente adequada dos rejeitos.

O parágrafo 1º do artigo 7º da Lei 12.305/2010 (BRASIL, 2010a) trata das tecnologias visando à recuperação energética dos RSU desde que a sua viabilidade técnica e ambiental seja assegurada. Em muitos países, o biogás, produto da decomposição da matéria orgânica presente no RSU em aterros sanitários é queimado (LFG, *landfill gas*), principalmente em motores de combustão interna. Outra forma comumente utilizada, tem sido a incineração dos resíduos sólidos, como o que ocorre no Japão. Em alguns países, tem-se analisado como alternativa, a aplicação de incineradores a ciclos combinados (ciclos híbridos), bem como a gaseificação integrada a ciclos combinados.

Os RSU, conforme os termos da Lei Federal nº 12.305/2010 (BRASIL, 2010a), são oriundos das atividades domésticas em residências urbanas e provenientes de limpeza urbana. Já a quantidade de RSU vai depender de diversos fatores, como os hábitos e costumes da sociedade.

A taxa de geração per capita de resíduos sólidos domiciliares aumenta de acordo com o desenvolvimento econômico do país. No Brasil, entre 2010 e 2019, a geração de RSU apresentou um incremento saltando de 67 milhões para 79 milhões de toneladas por ano. A geração per capita por sua vez passou de 348 kg/ano para 379 kg/ano, o que corresponde atualmente a $1,04 \text{ kg.hab}^{-1}.\text{dia}^{-1}$ (ABRELPE, 2020). A geração per capita diária de resíduos nos EUA por exemplo é de cerca de $2,0 \text{ kg.hab}^{-1}.\text{dia}^{-1}$.

A Figura 11, apresenta por estado a geração per capita por habitante ao ano de RSU. Nessa figura, verifica-se que a região Sudeste é aquela que apresenta maior geração per capita de RSU, seguido pelo Centro-oeste, Nordeste, Norte e Sul.

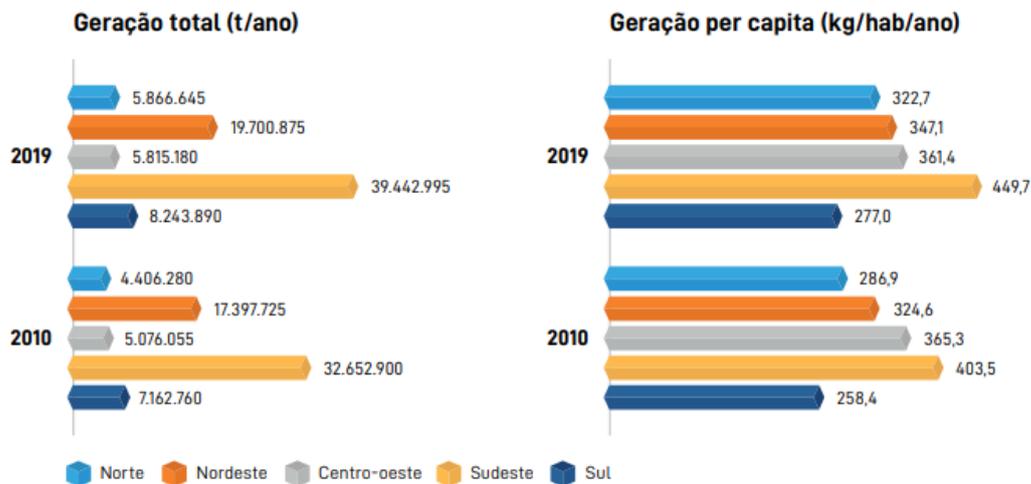


Figura 11 - Geração total (t/ano) e per capita (kg/hab/ano) de RSU no Brasil por região

Fonte: (ABRELPE, 2020)

A composição gravimétrica média do RSU brasileiro é composta por matéria orgânica (de origem animal e vegetal) e de materiais inorgânicos (têxteis, couros e borracha, metais, vidro, plástico, papel e papelão, embalagens multicamadas, rejeitos e outros). A Figura 12 apresenta a composição média do RSU brasileira que aponta para a relevância da matéria orgânica que corresponde a uma participação superior à 45%.

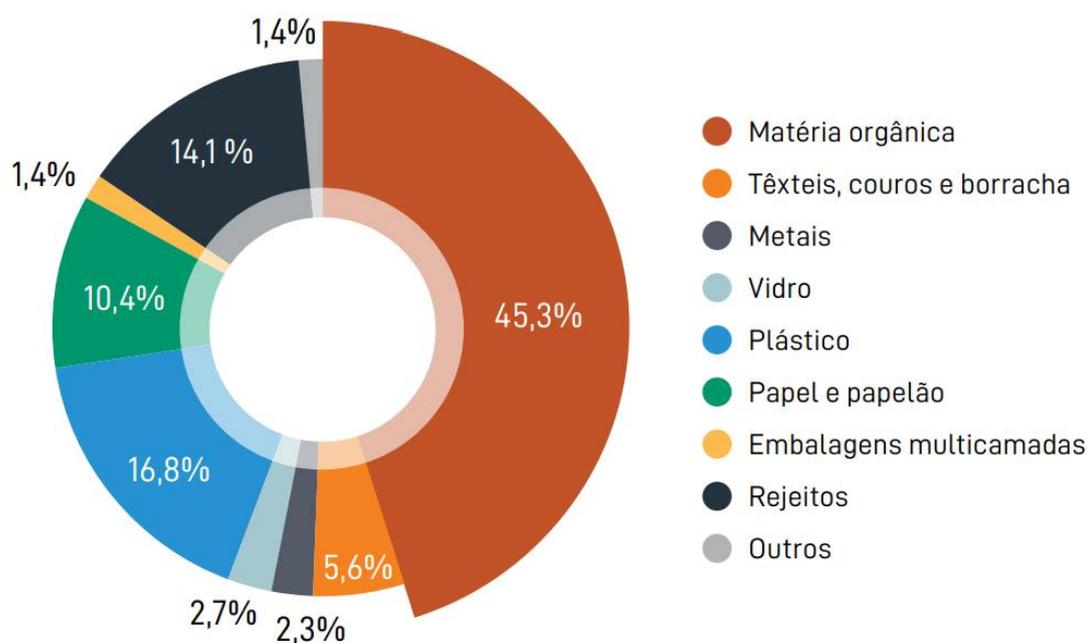


Figura 12 - Composição gravimétrica dos RSU no Brasil

Fonte: (ABRELPE, 2020)

O poder calorífico do RSU *in situ*, ou seja, energia que pode ser extraída do resíduo quando exposto a algum processo termoquímico de conversão de energia tem relação direta com a composição gravimétrica, já que, a umidade presente na matéria orgânica é fundamental na determinação do processo a ser utilizado no tratamento de resíduos. A composição gravimétrica por sua vez, pode ser influenciada por vários fatores, como o tamanho da população, poder aquisitivo, nível educacional, hábitos e costumes da população, condições climáticas e sazonais, mudanças na política econômica e na política nacional de resíduos sólidos (FEAM, 2012b). Dentro do processo de conversão, alguns aspectos devem ser considerados na disposição final de resíduos como as etapas e processos de secagem, triagem, reciclagem, tratamento biológico, incineração e aterro sanitário.

É estimado para 2030 um consumo de eletricidade ao redor de 1083 TWh, dos quais 6,8 TWh seriam supridos por centrais térmicas movidas a partir de RSU (BRASIL, 2007). Ou em outra pesquisa, a partir de uma perspectiva conservadora de geração com 6000 h/ano de operação para tecnologias de tratamento de RSU, com capacidade instalada de 1,13 GW, o que equivaleria a menos de 1% da atual capacidade instalada do Brasil, de 137,8 GW (BRASIL, 2015). Conforme mencionado por outros autores (BARROS et al., 2018), estima-se que o Brasil possui um potencial de cerca de 660 MW de energia elétrica proveniente de aterros (SALOMON; LORA, 2009) ou entre 337 MW (254.166 tep; 3.955.951 MWh em 2030) e 601 MW (452.746 tep; 5.265.436 MWh em 2030), ao se considerar o tamanho da população potencial, contribuindo para o aterro municípios com mais de 200.000 habitantes (BARROS; TIAGO_FILHO; SILVA, 2014).

3.2.Geração Distribuída no Brasil

A injeção de eletricidade na matriz elétrica a partir de centrais térmicas pode-se dar tanto por meio da geração distribuída quanto por meio da centralizada, dependendo da potência instalada no empreendimento.

A GD surgiu inicialmente no Brasil em 2004, com a regulamentação do Decreto n° 5.163 (BRASIL, 2004). Atualmente, a legislação vigente traz a seguinte definição (ANEEL, 2015):

Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

Terminologia usada para um conjunto de tecnologias de geração elétrica eficiente e de porte reduzido, de equipamentos de controle e de armazenamento de eletricidade que aproximam a geração elétrica do consumidor.

A partir de 2012, foi instituída a Resolução Normativa – REN nº 482/2012, que estabeleceu as condições gerais para acesso da micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica de pequeno porte (ANEEL, 2012a).

A micro e a minigeração distribuída consiste na geração de energia elétrica proveniente de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição. A microgeração distribuída é caracterizada por gerar energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW, enquanto a minigeração distribuída se refere às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas, ou 5 MW para outras fontes como o biogás.

A REN nº 482/2012 também foi responsável pela criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), sendo alterada pela REN nº 517 (ANEEL, 2012b).

A partir da implementação da resolução, viu-se que nela eram necessários ajustes. Com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para conexão da micro e minigeração, ampliar o alcance, melhorar informações na fatura e compatibilizar o Sistema de Compensação de energia elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento, foi realizada uma consulta pública que resultou na nova Resolução Normativa – REN nº 687/2015 (ANEEL, 2015). Esta resolução modificou a REN nº 482/2012 e a seção 3.7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (ANEEL, 2016).

Os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema distribuição são regulados por meio da seção 3.7 do PRODIST. Para que a central geradora seja caracterizada como micro ou mini são obrigatórias as etapas de solicitação e parecer de acesso.

O sistema de medição de energia deve estar acrescido da funcionalidade de medição bidirecional de energia elétrica, ou seja, medição de consumo e de geração. A aferição pode ser feita por meio de dois medidores unidirecionais, ou por meio de um único medidor bidirecional.

A análise da relação custo/benefício não compete à distribuidora ou mesmo aos órgãos reguladores, mas sim ao prosumidor. Assim, o consumidor deve levar em

consideração a fonte de energia para gerar energia elétrica, tecnologia dos equipamentos de geração, porte da unidade, localização, tarifa à qual a unidade consumidora está submetida, condições de pagamento/financiamento do projeto e a existência de outras unidades consumidoras que possam usufruir dos créditos energéticos (kWh) gerados e acumulados por meio do sistema de compensação de energia elétrica. Cabe destacar que os créditos energéticos são válidos por até 60 meses e não podem ser revertidos em dinheiro.

Os créditos energéticos podem ser utilizados por outras unidades que estejam dentro da área de concessão da distribuidora, caracterizada como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), em local diferente do local de consumo.

O autoconsumo remoto é caracterizado por unidades consumidoras de uma mesma pessoa jurídica ou física que possua diferentes unidades consumidoras dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais o acúmulo de geração de energia poderá ser abatido (ANEEL, 2016).

Já a geração compartilhada já trata de uma junção de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, constituído por pessoa física ou jurídica que tenha unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em local distinto das unidades consumidoras onde o crédito energético deve ser abatido.

O empreendimento com múltiplas unidades consumidoras por sua vez, é composto por um conjunto de unidades que utilizarão a energia elétrica gerada pelo condomínio. Destacam-se a importância daquelas que estejam em uma única propriedade ou em propriedades contíguas, não havendo entre elas vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de terceiros não integrantes ao empreendimento (ANEEL, 2016).

É importante ressaltar que para os casos em que o consumidor injeta mais energia que consome, para o grupo B, unidades consumidoras em baixa tensão, deverá ser feito o pagamento do custo de disponibilidade – valor em reais equivalente a 30 kWh se monofásico, 50 kWh se bifásico ou 100 kWh se trifásico. Já para as unidades consumidoras conectadas em alta tensão (grupo A), deve ser pago à concessionária apenas a parcela referente à demanda contratada (ANEEL, 2016).

A representação esquemática da Figura 13 apresenta a lógica de funcionamento do sistema de compensação de energia, que se baseia nas medições líquidas da produção de eletricidade (ou *net metering*).



Figura 13 - Sistema de Compensação de Energia Elétrica

Fonte: (ANEEL, 2016)

Outro tema de importância dentro do Sistema de Compensação de Energia é o faturamento. Para os consumidores de baixa tensão (grupo B), para os quais o consumo de um mês para o outro ocorre o acúmulo de energia, este excedente será convertido em crédito energético (kWh). No entanto, o consumidor deve pagar pelo custo de disponibilidade que varia em função do tipo da unidade consumidora (monofásica, bifásica ou trifásica).

Para os consumidores de alta tensão (grupo A), considera-se em que momento a energia fora injetada ou consumida pela unidade consumidora (dentro ou fora do horário de ponta). A energia injetada na rede fora de ponta é descontada do consumo fora de ponta, caso seja positivo é multiplicada por um fator de ajuste menor ou igual a 1. Assim, o crédito gerado fora de ponta após sofrer o ajuste é equivalente a um crédito gerado em horário ponta e que então, pode ser abatido do consumo em horário de ponta. A Tabela 13 (vide Apêndices) aponta os grupos tarifários, bem como suas participações no mercado de GD.

Dentre todos os grupos tarifários, o único que não pode participar do mercado de GD é o consumidor livre, aquele que pode comprar sua energia de qualquer unidade geradora.

A micro e minigeração distribuída no Brasil permitiu alavancar de forma exponencial a geração de energia solar fotovoltaica a partir de 2015. De acordo com o mapeamento da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica a partir de dados da *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme*, o Brasil alcançou a nona posição no *ranking* mundial com maior expansão de energia solar em 2020. Isto demonstra que apesar do país ser vanguarda em uma matriz renovável, continua diversificando sua matriz de eletricidade (DETOLLENAERE; MASSON, 2021).

A partir da homologação da REN 687 de 2015 (ANEEL, 2015), a geração distribuída por meio da micro e minigeração distribuída é alavancada e passa a crescer de forma exponencial. Neste momento, a GD se mostra robusta, forte e mesmo na pandemia

tem demonstrado firme e crescente. A Figura 14 apresenta o crescimento dos sistemas de GD instalados no Brasil a partir de 2008.

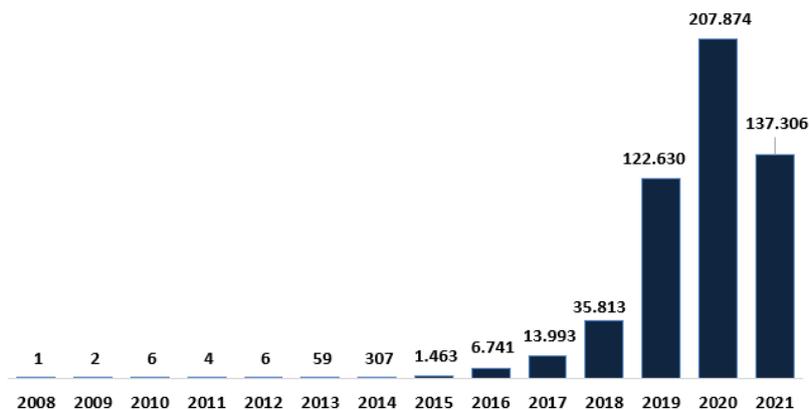


Figura 14 - Evolução da Geração Distribuída no Brasil de 2008 a 08/07/2021

Fonte: O autor, a partir de (ANEEL, 2021c)

Os dados de geração distribuída no Brasil são registrados dentro da plataforma da ANEEL e compõe um banco de dados e informações que podem ser acessados a qualquer instante. Por meio de um painel em *Power BI* é possível acessar dados desde dezembro de 2008, mês em que foi instalada a primeira usina de geração distribuída no país, um sistema fotovoltaico, com potência instalada de 25 kW em Bocaiúva (MG). O painel de GD em *Power BI* da ANEEL é completo e possui informações da usina com mapa da localização geográfica. Essas informações incluem a potência instalada, a distribuidora responsável, a região do Brasil em que foi instalada, o município, estado, fonte de geração (bagaço de cana de açúcar, biogás (floresta), biogás (Resíduo Animal), biogás (Resíduo Urbano), biogás (Resíduos Agroindustriais), casca de arroz, cinética do vento, gás de alto forno (biomassa), gás natural, licor negro, potencial hidráulico, radiação solar, resíduos florestais e resíduos sólidos urbanos), modalidade de geração, a classe de consumo, o grupo de tensão, o grupo tarifário e a data de instalação. A Figura 15 detalha as informações contidas no programa da ANEEL.



Figura 15 - Painel em Power BI de Geração Distribuída da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Fonte: ANEEL, 2021

Além do painel em *Power BI* é possível ter acesso também a relatórios da ANEEL contendo informações sobre as unidades consumidoras com GD por modalidade (autoconsumo remoto, condomínios, geração compartilhada e geração na própria UC), por classe de consumo (comercial, iluminação pública, industrial, poder público, residencial, rural e serviço público), por tipo (CGH, EOL, UFV e UTE³), por unidade federativa do Brasil, e por distribuidora.

Com relação à GD, pode-se afirmar que até a data de 07/07/2021, o país possui 526.205 sistemas de GD em operação, espalhados por 5.335 cidades (95,8% do quantitativo de cidades no país) e totalizando 6.238,0 MW de potência instalada.

Atualmente, a GD tem uma capacidade instalada de aproximadamente 6,24 GW, sendo que cerca de 97,37% deste potencial é proveniente de uma única fonte de geração: a radiação solar. Em relação à quantidade de unidades de GDs instaladas no Brasil, das 526.205 unidades instaladas até meados de 2021, 99,92% destas unidades são representadas pela energia solar (ANEEL, 2021a). Com isto, reflete-se a preponderância da fonte solar sobre as outras fontes: bagaço de cana de açúcar, biogás de origem florestal,

³ CGH (Central Geradora Hidrelétrica), EOL (Central Geradora Eolielétrica), UFV (Central Geradora Solar Fotovoltaica) e Usina Termelétrica de Energia. As UTEs incluem as usinas de biogás, bagaço de cana, gás natural, resíduos sólidos urbanos, resíduos florestais, casca de arroz, gás de alto forno e licor negro.

animal, urbano e agroindustrial, casca de arroz, cinética do vento, gás de alto forno (biomassa), gás natural, licor negro, potencial hidráulico, resíduos florestais e RSUs.

Estes dados ratificam a excelente atratividade econômica encontrada nos projetos de GD, marcada fundamentalmente pela instalação de painéis fotovoltaicos. A GD se torna em grande parte vantajosa sob a ótica econômica, pois, utiliza o SIN como uma grande bateria, para os momentos em que a demanda ultrapassa ou reduz o fornecimento de energia. Desta maneira, é muito vantajoso para o prosumidor ser cliente cativo da distribuidora, mesmo após a instalação de seu sistema de GD. Assim, é equivocada a ideia de que os clientes querem se tornar “independentes” da rede de eletricidade (ABGD, 2020; ABSOLAR, 2019).

Com isto, o SIN dá maior segurança energética para o prosumidor em momentos de baixa geração (dias nublados, chuvosos ou durante a noite para a energia solar, pouco vento para a eólica, escassez hídrica para a hidreletricidade ou baixas temperaturas como invernos rigorosos para os sistemas anaeróbios sem aquecimento externo). Também, evita o superdimensionamento do sistema para os piores momentos, como é o caso do dimensionamento de sistemas isolados, e evita o investimento em um banco próprio de baterias (CBIE, 2019).

As Tabelas 2, 3 e 5, apontam para a preponderância da energia solar fotovoltaica sobre as outras fontes (97,4% da potência instalada), a modalidade preferida no sistema de compensação é na própria unidade consumidora (79,3%) e o estado de Minas Gerais lidera o *ranking* com maior potência instalada (18,1%), seguido por São Paulo e Rio Grande do Sul, com 12,4% e 12,2%, respectivamente.

Tabela 2 - Fontes de Energia na GD em 07/07/2021

Tipo	Quantidade de sistemas GD	Potência Instalada (kW)	Potência (% do total)
UFV	525.760	6.073.952,51	97,4%
UTE ⁴	317	98.210,12	1,6%
CGH	59	50.881,47	0,8%
EOL	69	14.930,70	0,2%
Total	526205	6237974,8	100,0%

Fonte: O autor, a partir de (ANEEL, 2021c)

⁴ Inclui biogás, bagaço de cana, gás natural, resíduos sólidos urbanos, resíduos florestais, casca de arroz, gás de alto forno e licor negro

Tabela 3 - Modalidade no Sistema de Compensação da GD em 07/07/2021

Modalidade	Quantidade de sistemas GD	Potência Instalada (kW)	Potência (% do total)
Geração na própria UC	450.863	4.945.024,00	79,3%
Autoconsumo remoto	74.165	1.227.757,83	19,7%
Geração compartilhada	980	60.452,67	1,0%
Condomínio	197	4.740,30	0,1%
Total	526.205	6.237.975	100,0%

Fonte: O autor, a partir de (ANEEL, 2021c)

Com relação às regiões brasileiras, a Tabela 4 aponta para a importância do Sudeste com relação aos outros estados, alavancados pelo estado de Minas Gerais e São Paulo, estados com as maiores quantidades de sistemas de GD do Brasil. O Sul segue em 2º lugar, cujo desempenho pode ter sido favorecido pelo estado do Rio Grande do Sul (terceiro estado com maior potência instalada).

Tabela 4 - Potência Instalada de Sistemas de GD por Região Geográfica em 07/07/2021

Região	Quantidade de sistemas GD	Potência instalada (kW)	Potência (% do total)
Sudeste	216.192	2.295.714,30	36,8%
Sul	117.522	1.362.805,61	21,8%
Nordeste	91.301	1.177.089,83	18,9%
Centro-Oeste	72.290	1.050.929,84	16,8%
Norte	28.900	351.435,22	5,6%
Total	526.205	6.237.974,8	100,0%

Fonte: O autor, a partir de (ANEEL, 2021c).

Tabela 5 - Potência Instalada de Sistemas de GD por UF em 07/07/2021

Estado	Quantidade de sistemas	Potência Instalada (kW)	Potência (% do total)
MG	95.597	1.131.907,66	18,1%
SP	82.913	773.630,21	12,4%
RS	72.448	763.869,89	12,2%
MT	31.745	468.325,19	7,5%
RJ	29.152	276.794,37	4,4%
PR	25.320	350.981,47	5,6%
GO	22.021	331.927,52	5,3%
BA	20.268	205.456,35	3,3%
SC	19.754	247.954,25	4,0%
MS	14.854	176.841,56	2,8%
CE	14.449	221.003,43	3,5%
PA	12.679	144.131,18	2,3%
PE	11.594	178.148,37	2,9%
PI	10.729	130.915,72	2,1%
MA	10.568	126.347,33	2,0%
RN	8.701	118.815,36	1,9%
ES	8.530	113.382,06	1,8%
PB	8.222	110.266,37	1,8%
TO	7.709	77.873,54	1,2%
RO	4.607	68.329,20	1,1%
AL	3.741	49.593,01	0,8%
DF	3.670	73.835,57	1,2%
SE	3.029	36.543,89	0,6%
AM	2.126	32.638,91	0,5%
AC	954	10.953,24	0,2%
AP	483	9.303,60	0,1%
RR	342	8.205,55	0,1%
Total	526.205	6.237.974,80	100,0%

Fonte: O autor, a partir de (ANEEL, 2021c)

Já conhecendo a preponderância da capacidade instalada na GD da energia solar sobre as outras fontes dentro da GD, é importante destacar a posição do Sul do país em potência instalada de sistemas GD à frente da região nordeste. Apesar do Nordeste possuir os mais altos índices de irradiação solar dentro do país, cabe notar que por se tratar de sistemas em grande parte residenciais, a renda familiar média é inferior quando comparado à do Sul. Deste modo, é esperado que essa desigualdade social e econômica seja vista também, na aplicação de capital em projetos de sistemas de GD.

A Tabela 6 mostra as classes de consumo com sistemas de GD, e com isto, percebe-se uma participação quase inexistente do sistema público, seja ele por meio da iluminação pública, serviço público ou poder público. De fato, é perceptível a falta de sistemas de GD no meio público, são poucos os sistemas de GD vistos em prédios da administração pública ou mesmo nas instituições.

Tabela 6 - Classe de Consumo com Sistemas de GD em 07/07/2021

Classe de Consumo	Quantidade	Potência Instalada (kW)	Potência (% do total)
Residencial	395.880	2.491.459,14	39,9%
Comercial	79.172	2.290.968,14	36,7%
Rural	37.718	842.412,91	13,5%
Industrial	11.417	529.767,36	8,5%
Poder Público	1.853	75.331,98	1,2%
Serviço Público	132	7.009,88	0,1%
Iluminação pública	33	1.025,39	0,02%
Total	526.205	6.237.975	100,0%

Fonte: O autor, a partir de(ANEEL, 2021c).

Ao analisar a evolução da GD no Brasil desde 2008, como mostrado na Figura 16, é importante verificar que de 2008 a 2012, poucos sistemas de GD foram instalados. A partir da REN 482 de 2012 até 2015 (BRASIL/ANEEL, 2012; 2015), a quantidade de sistemas instalados cresce, mas de forma bastante conservadora. Até 2012 havia uma potência instalada de aproximadamente 636 kW e ao fim de 2015 havia uma potência instalada de 22.048 kW. Isto se traduz em uma taxa composta de crescimento anual de aproximadamente 220%, frente a taxa de 125% de 2008 a 2012. Já no início de 2015 com

a publicação da REN 687 (BRASIL/ANEEL, 2012; 2015), a micro e minigeração distribuída tem seu espaço definido no setor elétrico de forma definitiva. Do fim de 2014 ao fim de 2020, nestes últimos 6 anos houve um crescimento exponencial, a capacidade instalada subiu 985 vezes, até alcançar 4.860,0 MW em dezembro de 2020.

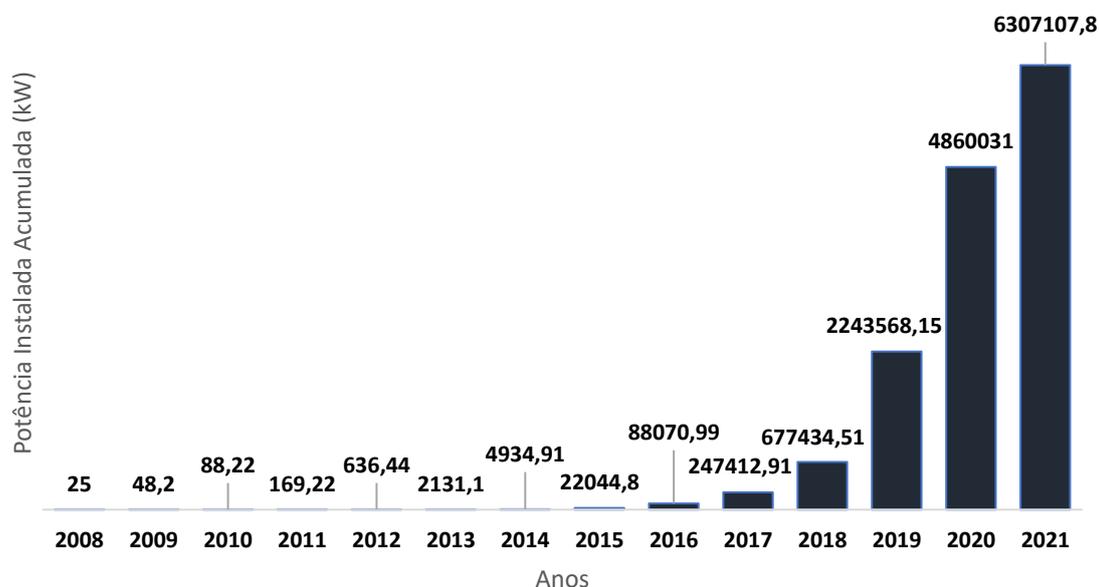


Figura 16 - Evolução da Potência Instalada Acumulada da GD no Brasil de 2008 a 08/07/2021

Fonte: O autor, a partir de (ANEEL, 2021c)

Apesar de existirem poucas unidades de aproveitamento de resíduos sólidos com foco na geração de eletricidade por meio da GD, cabe destacar as unidades hoje existentes e operando, bem como a sua potência instalada (kW). Estas unidades juntas somam 30.000 kW de potência instalada como se observa na Tabela 14 (vide Apêndices), aproximadamente 0,47% da potência total instalada no país. Este valor reflete a disparidade entre as fontes dentro deste mercado e mostra uma lacuna a ser preenchida, a lacuna do aproveitamento de RSU por meio da GD.

A GD se consolidou no país graças a uma série de movimentos, subsídios, isenções de encargos e incentivos que possibilitaram a visão de um campo sólido, o que aumentou ainda mais a confiabilidade por meio de resoluções e normas da ANEEL. Por parte dos investidores, no aspecto econômico, verificou-se aportes com bom retorno financeiro, altas taxas internas de retorno e curtos prazos de retorno do investimento aplicado quando comparado a outros projetos. Além dos incentivos da REN 482 (BRASIL/ANEEL, 2012) que permitiu o sistema de compensação de energia, desde 2018

todos os estados brasileiros concederam a isenção de ICMS sobre a energia elétrica produzida a partir de fontes renováveis dentro da GD (GD, 2018).

A isenção do ICMS, apesar de muito positivo por parte dos prosumidores pois, faz com que vários encargos setoriais relativos ao uso da rede de distribuição não sejam tarifados pelos micro e minigeradores, sendo distribuídos entre os demais usuários cativos do sistema elétrico. O que parece ser um contrassenso, já que apesar da tecnologia GD parecer universal, há uma predominância entre clientes de maior poder aquisitivo e/ou renda familiar. Deste modo, os consumidores cativos que não participam do mercado livre e que só lhe é permitido comprar energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localiza a instalação do acessante, pagam pelos clientes cativos mais ricos (FILHO; SILVA, 2021; GOULART, 2021; SILVA, 2021).

Deve-se destacar também que, apesar deste conflito entre GD e distribuidoras, sobre quem está sendo mais onerado, quem está ganhando ou perdendo ou quem está lucrando ou tendo prejuízos, é extremamente razoável que estados criem ou concedam subsídios, isenções fiscais ou incentivos de outra natureza para alavancar uma nova fonte de energia ou tecnologia emergente. Estas ações têm como objetivo a superação de entraves e barreiras facilitando a penetração de fontes alternativas e renováveis de energia dentro da matriz elétrica, já que, competir com fontes fósseis existentes e consolidadas no país há décadas, seria impraticável com uma indústria nascente (ME, 2019).

Assim, o ingresso e consolidação de uma fonte alternativa de energia no Brasil por meio de mecanismos de incentivo é válida e muito importante. O ponto essencial da discussão não é a criação de mecanismos, senão, uma avaliação periódica, crítica e constante da necessidade da manutenção destes incentivos para uma outra fonte de energia, a depender de seu estágio de maturação e inserção dentro da matriz elétrica brasileira. Com o aumento de produção e escala, a fabricação e transporte tem seu custo reduzido consideravelmente tornando possível a diminuição e inclusive a extinção de subsídios existentes. Com isto, é papel fundamental da agência reguladora a revisão constante e periódica do estágio da tecnologia e sua inserção na federação e talvez sob uma ótica mais profunda, propor diferentes ações por estado (STILPEN, 2021).

Sem embargo, um dos grandes entraves no que se refere à revisão e alteração de normas, leis, resoluções e decretos, trata-se da lentidão destas revisões, desde a esfera federal à estadual. Após a REN 482 de 2012, modificada pela REN 687 de 2015, apenas em 2018 a ANEEL abriu uma Consulta Pública para revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. No documento, é demonstrado alternativas regulatórias para

tratamento da forma de compensação de energia, seja por meio da continuidade ou redução da conjuntura de incentivos ou subsídios atuais (ANEEL, 2012a, 2015).

A Figura 17 apresenta algumas opções para reduzir ou manter os incentivos hoje fornecidos por meio da REN 482 de 2012 da ANEEL. A alternativa 0 apresenta o cenário atual: a compensação de energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE, enquanto nas alternativas de 1 a 5, desenvolve-se a inserção progressiva de elementos hoje não onerados da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE). São eles: TUSD Fio B (remuneração da rede de distribuição), TUSD Fio A (custo do uso de redes de distribuição ou de transmissão de terceiros), Encargos da TUSD, Perdas da TUSD, Encargos e componentes de energia da Tarifa de Energia (TE).



Figura 17 - Alternativas Propostas para Revisão da REN 482/2012.

Fonte: (ANEEL, 2018)

Com a Consulta Pública, setores interessados na manutenção das regras atuais, criaram um intenso debate liderados pela ABSOLAR com o apoio da mídia, da imprensa e do congresso com informações infundadas, sem técnicas e rasas com o *slogam* “não se pode taxar o sol”, criaram um impasse político que barrou a revisão da REN 482/2012 (GOULART, 2021).

Assim, o setor conseguiu visibilidade com o amparo da mídia não especializada e de parte do movimento ambientalista. Em concomitância, foi realizado um forte *lobby* político, com o apoio de vários congressistas e inclusive do presidente da república que apoiaram o movimento “contra a taxaço do sol” e criaram projetos de lei e emendas para afastar o risco da revisão da atual regra da GD.

A seguir são listados 6 projetos de lei defendendo a manutenção das regras atuais da GD:

- Projeto de Lei 5829/2019 (deputado federal Silas Câmara – Republicanos / AM);

Situação atual (05/01/2023): Transformado na Lei Ordinária 14300/2022

- Projeto de Lei 5878/2019 (deputado federal Schiavinato – PP / PR);
Situação atual (05/01/2023): Apensado ao PL 3924/2012, apensado ao PL 2117/2011, apensado ao PL 11247/2018 (Aguardando parecer do relator na Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável).
- Projeto de Lei 5992/2019 (deputado federal Celso Sabino – PSDB / PA);
Situação atual (05/01/2023): Apensado ao PL 1156/2019, apensado ao PL 4905/2016 que por sua vez foi apensado ao PL 3924/2012, apensado ao PL 2117/2011, apensado ao PL 11247/2018 (Aguardando parecer do relator na Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável)
- Projeto de Lei 6156/2019 (deputado federal Luiz Antônio Corrêa – PL / RJ);
Situação atual (05/01/2023): Apensado ao PL 4905/2016, que por sua vez foi apensado ao PL 3924/2012, apensado ao PL 2117/2011, apensado ao PL 11247/2018 (Aguardando parecer do relator na Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável)
- Projeto de Lei 2215/2020 (deputado federal Beto Pereira – PSDB / MS).
Situação atual (05/01/2023): Arquivado
- Anteprojeto do Código Brasileiro de Energia Elétrica (deputado federal Lafayette de Andrada – Republicanos / MG)

A Lei Ordinária 14.300/2022 (BRASIL, 2022c) institui o novo Marco da Geração Distribuída, Marco Legal da Microgeração e Minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS), além de alterar as Leis nºs 10.848/2004, 9.427/1996 e dá outras providências.

No marco, são propostas alterações do atual modelo regido pela Resolução Normativa 482/2012 (ANEEL, 2012) e sua revisão REN 687/2015 (ANEEL, 2015), de modo que o mercado se adapte de forma organizada e economicamente sustentável. O marco regulamenta as modalidades de geração, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energias Renovável Social (PERS).

O texto define que os consumidores que desejam entrar na GD deverão pagar pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), comumente chamado “fio B”, que remunera as distribuidoras. Assim, essa parcela da conta de energia deixa de ser abatida com os créditos gerados pelos sistemas de GD.

Em contrapartida, a lei traz uma mudança favorável aos prossumidores no que diz respeito à taxa de disponibilidade e a TUSD Demanda. Em relação a primeira, o custo era contabilizado duas vezes pelos consumidores, tanto no abatimento do saldo da unidade referente ao consumo mínimo, como no faturamento dos montantes pela distribuidora, após o marco esse custo passa a ser cobrado uma única vez. Já a segunda, diz respeito a tarifa cobrada das usinas conectadas à rede de média tensão (TUSD Demanda) que foi substituída pela TUSD Geração que pode ser até 3 vezes mais barata a depender da concessionária local.

Ainda segundo o texto, os consumidores que já estavam dentro do sistema ou aqueles que solicitassem a entrada no sistema em até 12 meses após a publicação da lei (Lei 14.300 de 06 de janeiro de 2022) é garantida a permanência sob as regras ora vigentes até o dia 31 de dezembro de 2045.

Para os novos prossumidores, a lei prevê uma adaptação de seis anos, com o aumento progressivo da TUSD “fio B” a partir de janeiro de 2023. O percentual aumentará gradativamente a cada ano, conforme os valores abaixo:

- ✓ 15% a partir de 2023;
- ✓ 30% a partir de 2024;
- ✓ 45% a partir de 2025;
- ✓ 50% a partir de 2026;
- ✓ 75% a partir de 2027;
- ✓ 90% a partir de 2028.

Já para as unidades de Minigeração Distribuída acima de 500 kW, na modalidade de autoconsumo remoto ou na modalidade de Geração compartilhada, até 2028, haverá a aplicação das seguintes taxas:

- ✓ 100% do custo de distribuição;
- ✓ 40% do custo de transmissão;
- ✓ 100% dos encargos de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética e taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica.

Com relação as tarifas aplicáveis de energia em Minas Gerais a concessionária de distribuição de eletricidade (CEMIG) aplica as seguintes tarifas que conformam o custo final da energia (ANEEL, 2021c):

- ✓ 31% Tarifa de Distribuição (fio B);

- ✓ 7% Encargos de transmissão;
- ✓ 35% Compra de energia;
- ✓ 8% Perdas;
- ✓ 19% Encargos

No entanto, cabe destacar que esta tarifa de distribuição (fio B) não é a mesma para todas as concessionárias e que esta taxa varia anualmente conforme novos encargos, investimentos em transmissão, custos relativos à distribuição, eficiência e redução de perdas, estações sazonais de secas mais severas que exigem uma maior participação de termoeletricas na matriz energética e assim, por diante.

A composição média da tarifa de energia é detalhada segundo a Figura 18:



Figura 18 - Composição média da tarifa de energia

Fonte: (SOLAR-INOVE, 2022)

Deste modo, essa forte atuação da mídia e imprensa, com o apoio do setor político conseguiram postergar a revisão da REN 482/2012 e com isto a redução de incentivos e subsídios da GD. Assim, a ABSOLAR está obtendo êxito com sua atuação. Até julho de 2021, a potência instalada de GD de fotovoltaica já alcança aproximadamente 6,2 GW e tem tendência de crescimento acentuado devido ao panorama atual e a conjuntura favorável para a GD.

Dentro desta conjuntura está o menor nível de chuvas em 91 anos, o que afeta diretamente a produção de hidroeletricidade e obriga o estado a lançar mão de dispositivos para uma redução voluntária do consumo de eletricidade, como a bandeira tarifária vermelha patamar 2 em que a tarifa sofre um acréscimo de R\$ 9,492 a cada 100 kWh consumidos. Além disto, com a redução da produção de hidroeletricidade aumenta-se a

geração de energia por termelétricas, uma eletricidade mais cara, o que reflete nas tarifas de contas de energia. Esta medida permite armazenar água nos reservatórios com o intuito de garantir o fornecimento de água no período mais seco, no entanto, apesar de positiva, a medida tem como consequência a queda do nível de água em alguns trechos de hidrovias e conseqüentemente a suspensão do transporte de carga via água (AMATO, 2021).

A expansão do crescimento da GD no Brasil, apesar das várias vantagens já discutidas até o presente momento, trouxe à tona também, questionamentos, dúvidas, incertezas, anseios, controversas, incômodos, insatisfações e descontentamentos dentro do setor elétrico, mais diretamente relacionado às distribuidoras de energia. Em se tratando de GD, uma vantagem muito discutida dentro do meio acadêmico tem sido a redução de custos de investimentos para as redes de distribuição e transmissão com a geração de energia próxima aos centros de consumo. No entanto, esta visão é um pouco distorcida, já que, o aumento do uso das linhas de distribuição pode acarretar investimentos complementares para manter a estabilidade de tensão e frequência, além dos indicadores de qualidade do fornecimento de energia.

Outro ponto pouco discutido é devido a intermitência das fontes GD, sob a ótica da distribuidora, o aumento da GD representa grande imprecisão, quanto ao planejamento de demanda. Como os leilões de energia ocorrem com antecedência de até seis anos, as distribuidoras poderão antever a demanda a ser contratada, considerando o aumento da participação da geração distribuída na área de concessão da distribuidora e mantendo-se dentro dos patamares regulatórios de nível de contratação (NC). As distribuidoras devem manter nível de contratação (total de contratos/carga) em uma faixa entre 100,0% e 105,0%, para evitar penalidades por subcontratação ou sobrecontratação voluntárias. A conexão de sistema de GD pode se tornar um pleito da distribuidora para abater uma parcela do NC, por involuntariedade (MME, 2019).

3.3.Experiência internacional de políticas, subsídios e incentivos para a produção de energia a partir de pequenas fontes renováveis

Para a inserção de uma determinada fonte nascente renovável de energia na matriz elétrica brasileira, é importante o rompimento de barreiras. (MÜLLER; BROWN; ÖLZ, 2011) apontaram as barreiras: técnico-econômicas; não econômicas; incertezas regulatórias e políticas; institucionais e administrativas; de mercado; financeiras; de infraestrutura; de falta de profissionais capacitados; e de aceitação pública e ambiental.

Estas barreiras são inter-relacionadas e pode ser que a solução de determinada barreira acarrete a eliminação de outra, assim para cada tipo de barreira sugere-se na elaboração de um plano de superação para a conformação dos mecanismos de incentivo. Segundo (KPMG, 2015), as principais formas de romper estas barreiras são por meio de: leis e regulação; apoio a programas de pesquisa, desenvolvimento e inovação; incentivos financeiros (como por exemplo, a valoração econômica diferenciada da energia proveniente de uma determinada fonte); redução de impostos e oferta de linhas de financiamento especiais (com juros mais baixos ou subsidiados, etc). No entanto, cabe destacar que o êxito destas medidas é diferente para cada região ou país, sendo que, quando combinadas, podem formar um ambiente propício para o investimento e com isto, alavancar sua produção.

O gatilho para o crescimento exponencial de uma tecnologia nascente depende uma conjuntura de medidas que tendem a favorecer seu desenvolvimento. Dificilmente está relacionado a apenas um mecanismo, mas sim, em um ambiente favorável para seu desenvolvimento. No entanto, é certo destacar que dentro de um ambiente propício, pode que uma medida ou mecanismo tenha maior impacto e cause um efeito dominó dentro da expansão do aproveitamento de uma fonte renovável de energia. No caso do Brasil por exemplo, dentro da GD, é possível observar nitidamente que a REN ANEEL 687/2015 (ANEEL, 2015) foi um divisor de águas para a expansão do mercado fotovoltaico brasileiro. É visível também que ações como a isenção do ICMS para a geração de eletricidade por meio da micro e minigeração distribuída tem seu impacto positivo e deve ser levado em conta. Como supracitado, apesar de mecanismos que foram fundamentais para o rompimento de barreiras para tecnologias nascentes, por consequência, o ambiente como um todo, torna favorável seu desenvolvimento.

Desde 2009 na Europa, com o problema do fornecimento de gás natural com a Rússia apresentou um ambiente favorável para a geração de biogás e biometano por meio de políticas públicas e incentivos para diminuir sua dependência externa. Além destas políticas e incentivos, a criação do mercado de carbono e as metas para redução dos GEE fizeram com que os países saltassem de aproximadamente 6.200 plantas em 2009 para mais de 17.400 plantas em 2015, apresentando um crescimento médio anual de 18,72% (EBA, 2018). Este crescimento foi diminuindo ao longo dos anos, grande parte associado à redução dos subsídios nas tarifas, principalmente, com relação à geração de eletricidade (MARIANI, 2018).

As Figuras 19 e 20, apresentam o crescimento da quantidade de plantas e da capacidade elétrica instalada (em MW) de biogás na Europa.

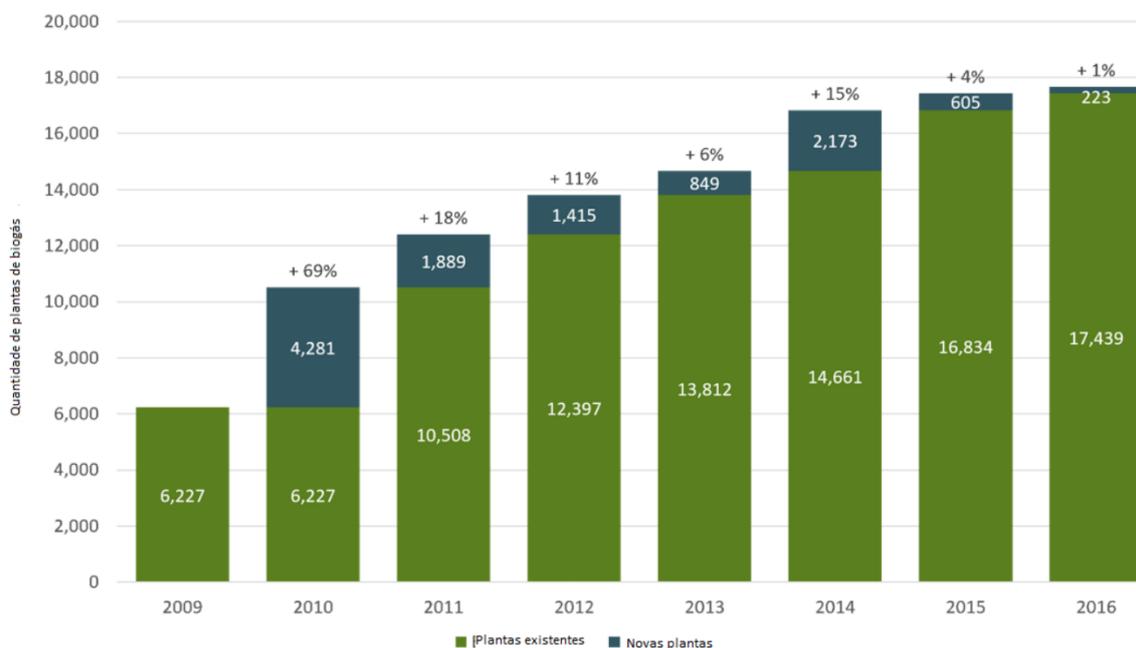


Figura 19 - Crescimento da quantidade de plantas de biogás na Europa.

Fonte: (EBA, 2018)

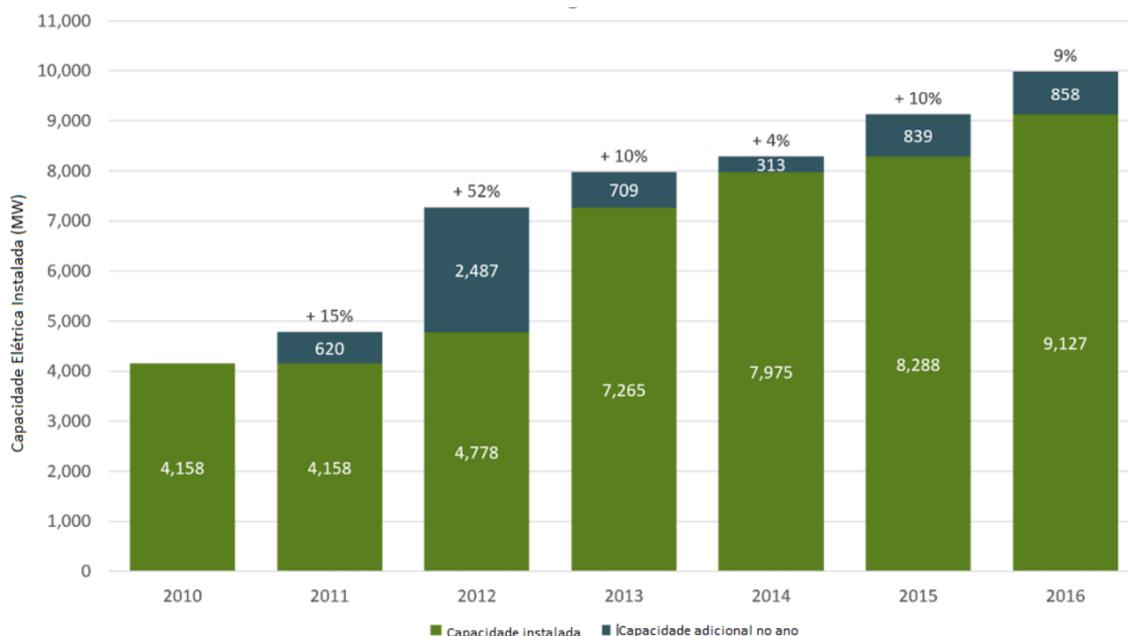


Figura 20 - Crescimento da capacidade elétrica instalada (MW) de biogás na Europa.

Fonte: (EBA, 2018)

A partir das Figuras. 21 e 22, nota-se que o crescimento das plantas na Europa não aumenta na mesma proporção da capacidade elétrica instalada. Em 2012 por exemplo, percebe-se um crescimento anual de 11% no número de plantas, sendo que a capacidade

instalada aumentou em 52%. Isto se dá basicamente, pela melhora dos processos produtivos de geração de biogás, seja por meio da evolução operacional da unidade, melhoria da digestão anaeróbia por meio da combinação de substratos (codigestão), qualificação profissional técnica, dentre outros (BOCHMAMM, 2018).

A Figura 21, apresenta a quantidade de usinas de biogás por milhão de habitantes em cada país, divididos por substratos. Nessa figura, é possível perceber que o substrato predominantemente utilizado varia com relação aos países europeus. Países como Alemanha, República Checa, Luxemburgo, Áustria, Eslováquia, Letônia, Bélgica, Serra Leoa, Chipre, França e Croácia tem a agricultura como principal substrato para geração de biogás. Já Suíça e Suécia se destacam pela geração de biogás proveniente de ETEs. Já Noruega, Islândia e Portugal se destacam no aproveitamento de biogás a partir de aterros sanitários.

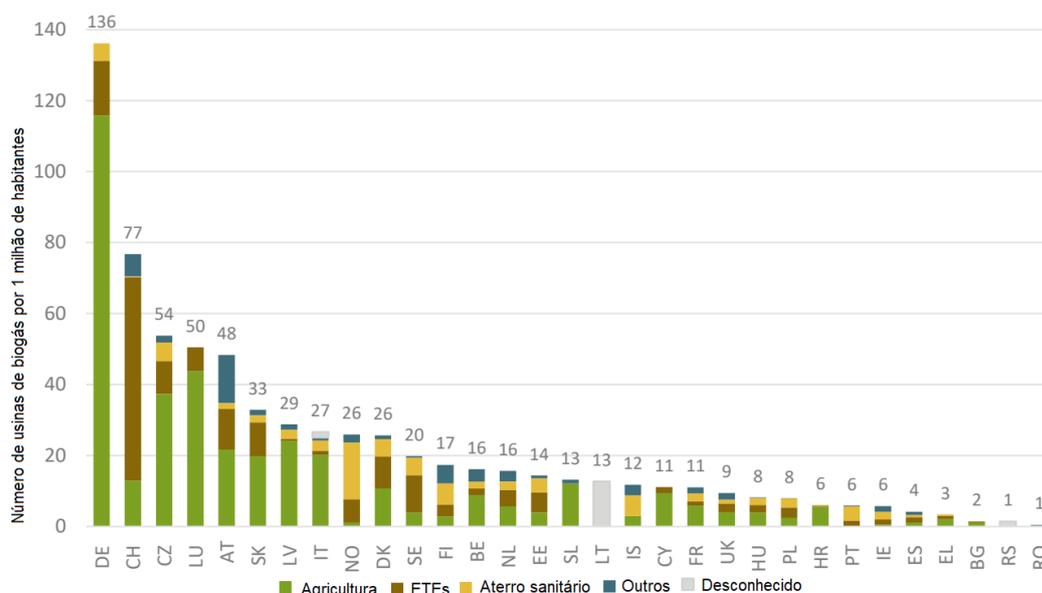


Figura 21 - Número de usinas de biogás (total e por tipo de matéria-prima) por 1 milhão de habitantes na Europa

Fonte: (EBA, 2018)

Legenda: DE (Alemanha), CH (Suíça), CZ (República Checa), LU (Luxemburgo), AT (Áustria), SK (Eslováquia), LV (Letônia), IT (Itália), NO (Noruega), DK (Dinamarca), SE (Suécia), FI (Finlândia), BE (Bélgica), NL (Holanda), EE (Estônia), SL (Serra Leoa), LT (Lituânia), IS (Islândia), CY (Chipre), FR (França), UK (Reino Unido), HU (Hungria), PL (Polônia), HR (Croácia), PT (Portugal), IE (Irlanda), ES (Espanha), EL (Grécia), BG (Bulgária), RS (Sérvia), RO (România).

De acordo com o estudo realizado sobre os mecanismos de incentivos para projetos de biogás no Leste e Centro Europeu, os mecanismos podem ser classificados em diretos (novas plantas em curto prazo) e indiretos (melhoria das condições a longo prazo) (HAHN; JENTSCH, 2012). Além disto, podem ser separados em regulatórios e voluntários e dirigidos ao investimento ou à geração, como detalhado na Tabela 7:

Os mecanismos regulatórios diretos com foco na redução de preço dirigidos ao investimento trata-se de incentivos em que há uma contrapartida financeira na construção da usina e que geralmente é dada em função da potência instalada da planta. Os créditos fiscais por sua vez, dizem respeito a isenções ou deduções fiscais e por se tratar de uma fonte nascente, pode haver linhas de crédito com juros mais baixos, empréstimos com maior período de carência ou período de capitalização estendido.

Tabela 7 - Incentivos de biogás no Leste e Centro Europeu

	Tipos de incentivos	Diretos		Indiretos
		Foco no preço	Foco na quantidade	
Regulatórios	Investimento	Incentivos de investimento, créditos fiscais, redução de juros/empréstimos diferenciados	Concorrência para concessão de investimento	Impostos ambientais, simplificação de procedimentos de autorização e licenciamento
	Geração	Tarifas <i>feed-in</i> e Sistema de pagamento fixo	Concorrência para contratos de longo prazo e certificados verdes transacionáveis	Encargos de conexão, custos de compensação
Voluntários	Investimento	Programas de acionistas e de contribuição	-----	Acordos voluntários
	Geração	Tarifas verdes	-----	-----

Fonte: (HAHN; JENTSCH, 2012)

Ainda, com relação aos mecanismos regulatórios diretos, com foco na redução de custo, aqueles com foco na geração, existe a tarifa *feed-in* em que a energia produzida tem um valor fixo e é normalmente superior às fontes convencionais, justamente para dar maior atratividade, confiabilidade e menor risco para os investidores, já que por durante intervalo de tempo a tarifa não estará atrelada a fatores e interferências diárias e sazonais da economia, clima, produtividade, consumo, etc.

Este é um dos mecanismos mais populares e mais eficientes para alavancar o desenvolvimento de determinada fonte nascente renovável ou alternativa de energia. A tarifa é determinada em função dos custos de produção de energia e normalmente é maior nos primeiros anos, até que haja um certo ganho de escala, produção e escoamento no país. Com o tempo, a fonte nascente se torna uma tecnologia madura, conhecida, com mão de obra especializada, custos e inconvenientes conhecidos, atratividade e fatores econômicos bem delineados, todos estes fatores permitem uma redução contínua dos incentivos e até mesmo a eliminação deles, a depender de sua inserção dentro da matriz elétrica.

Já no sistema de pagamento fixo, há um valor fixado a ser pago à usina em função da potência da planta, diferentemente da tarifa *feed-in*, o valor costuma ser um incremento ao valor pago pela distribuidora. Apesar de menos atraente, este sistema também pode ser rentável e permite maior correlação entre o valor praticado e o valor pago, com isto, a planta tem maiores condições de sobrevivência em caso de extinção dos incentivos.

Já com relação à quantidade de energia, para estimular o investimento pode ser criada a concorrência para a subvenção do investimento. Outra forma, é por meio de contratos de longo prazo, como é feito no Brasil por leilões de venda de energia. Nos leilões, as plantas que ofereçam a menor tarifa tem a garantia de um acordo de longa duração.

Como incentivo direto voltado para a geração e quantidade no mercado regulado existem os certificados verdes. Neste modelo, a energia gerada por fontes renováveis é premiada por meio de um certificado que pode ser convertido em valor monetário. Este certificado pode variar em função da fonte de energia e inclusive dentro da própria fonte, variando em função do substrato utilizado. Em se tratando do biogás, por exemplo, a geração por meio de RSUs e esgoto é desproporcional àquelas provenientes de resíduos animais em pequenas fazendas. Desta forma, a criação de um certificado diferente do biogás proveniente de substratos diferentes pode ter mais coerência dentro do mercado de biogás.

Já com relação aos mecanismos voluntários destacam-se o programa de acionistas, em que, os mesmos são atraídos pela causa, uma empresa sustentável e que trabalha com fontes renováveis. Outro programa voluntário está associado aos programas de contribuição, em que a sociedade civil e empresas fazem aportes para viabilizar fontes renováveis de energia. E por fim, existem as tarifas verdes, em que os consumidores se propõe a pagar um valor superior ao praticado pela concessionária, pelo fato de estarem

comprando uma energia mais limpa, sustentável, com baixa emissão de carbono e renovável.

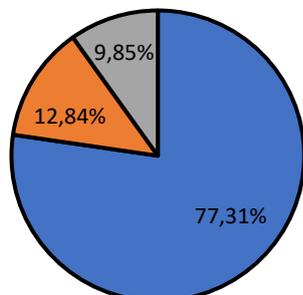
Com relação aos mecanismos indiretos, cita-se uma maior taxaço por parte das fontes geradoras fósseis, como as termoelétricas movidas a petróleo, gás natural ou carvão mineral. Uma taxaço de impostos diferenciada para as fontes já consolidadas e fósseis tende a trazer um maior equilíbrio para as fontes renováveis nascentes. Outra forma de equilibrar este cenário é por meio da taxaço em função das emissões de carbono, as fontes que mais emitem dióxido de carbono equivalente pagam uma fatia maior de impostos quando comparado às fontes renováveis. Uma opção, é também a extinção de subsídios até hoje existentes para combustíveis fósseis, o que torna ainda mais comunal o desequilíbrio entre as geradoras.

Os incentivos, subsídios e mecanismos para viabilizar uma fonte renovável geradora de energia devem se pautar em grande parte no nível de maturidade da tecnologia, como incluso já discutido anteriormente. Estes estímulos podem surtir diferentes efeitos dentro do mesmo território, a depender da conformação regional, das tecnologias existentes, da mão de obra qualificada, do poder aquisitivo médio familiar como é o caso da energia solar fotovoltaica no Brasil, dos setores da economia e inclusive de outros fatores ambientais. Segundo (MÜLLER; BROWN; ÖLZ, 2011), existem três níveis de maturidade para a produção de energia a partir de uma fonte renovável, quais sejam: arranque, decolagem e consolidação.

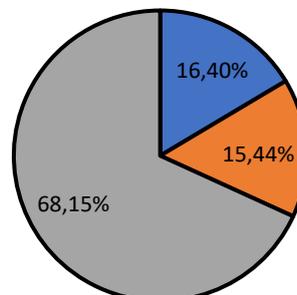
Estes níveis de maturidade podem variar até mesmo dentro da mesma fonte de energia a depender do substrato utilizado. O biogás de aterro, efluentes e industriais por exemplo, apresenta um nível de maturidade tecnológica no país superior e que certamente é diferente do biogás proveniente de pequenas unidades geradoras como o caso dos resíduos animais no estado do Paraná.

Aproveitando a discussão entre o nível de maturidade dentro de uma mesma fonte geradora de energia, o biogás, como destacado na Figura 22, a proporção de unidades geradoras de biogás no Brasil (em um universo de 670 unidades) e sua respectiva produção de biogás (num total de aproximadamente $2,1 \cdot 10^9$ Nm³/ano).

Unidades geradoras de biogás
no Brasil



Produção de biogás no Brasil
(Nm³/ano)



■ Agropecuária ■ Indústria ■ RSU ou ETEs

■ Agropecuária ■ Indústria ■ RSU ou ETEs

Figura 22 - Unidades geradoras de biogás versus produção de biogás no Brasil

Fonte: (CIBIOGÁS, 2021)

Com isto, percebe-se que apesar dos RSUs e ETEs serem responsáveis por apenas 9,85% das unidades geradoras de biogás no Brasil, são elas, as responsáveis por quase 70% do biogás gerado no país. Isto se deve ao fato de as usinas serem em sua maioria de grande porte, atreladas a cidades ou consórcio de cidades com elevada produção de resíduos e tratamento de efluentes, o que representa uma carência no setor de aproveitamento de biogás de pequenas cidades, seja por meio de RSU ou ETEs. Já em contraposição, o setor da agropecuária possui mais de 77% das unidades geradoras, mas geram apenas 16,4% do biogás no país. As indústrias por sua vez apresentam um equilíbrio entre a quantidade de usinas/plantas *versus* produção de biogás, sendo de 12,84% e 15,44%, respectivamente.

Com relação à geração de biogás a partir de RSUs e ETEs, na tabela 15 (vide Apêndices) são discriminadas as usinas já em operação no Brasil.

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é um sistema interligado, vasto e complexo, constituído de usinas, linhas de transmissão e sistemas ativos de distribuição que se estendem por todo território Brasileiro (NARUTO, 2017). Dessa forma, as redes de distribuição são caracterizadas como redes extensas. Além disso, as tensões usuais de transmissão adotadas no Brasil podem variar de 138 kV à 765 kV, incluindo ainda intervalos de 230 kV, 345 kV, 440 kV e 500 kV (CASTRO; DANTAS, 2018) e de acordo

com os Procedimentos para Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), a rede de 138 kV é caracterizada como um sistema de alta tensão.

A Califórnia lidera o processo de difusão de energia solar nos Estados Unidos, sendo 13,3 GW da capacidade fotovoltaica instalada, dos quais 4,5 GW correspondem a sistemas de GD. O estado da Califórnia obteve um alto investimento em energias renováveis e modelos de GD após a crise energética vivenciada em 2000 e 2001 (FRANZ; BÜRO, 2016) e quase 9.400 MW de GD já estavam em operação no final de 2016, culminando com o objetivo estabelecido em 2011 que até 2020 a geração de energia renovável e distribuída deveria ser de 12 mil MW no estado (CASTRO; DANTAS, 2018)

No estado do Havaí (EUA), a pequena dimensão territorial e os diferentes sistemas elétricos a serem operados em cada ilha, aliado à transição energética de base fóssil para renovável, serviu como motivação para a adoção de sistemas de GD. Os incentivos para a adoção de sistemas de GD no Havaí consiste em um programa de *net-metering* (NEM) o qual evoluiu para um programa de *feed-in-tariff* (FIT), o qual se constitui um programa de crédito fiscal, que promove diretamente o investimento em tecnologia solar e um conjunto de instrumentos bonificados.

O sistema NEM permite a transferência de créditos não utilizados em casos de produção superior ao consumo; dessa forma, nesse programa o produtor-consumidor conta com um sistema de compensação entre eletricidade gerada e produzida, sendo possível operacionalizar apenas com um contador que permita medições bidirecionais e sendo cada kWh produzido creditado ao mesmo preço de cada kWh consumido. Já o programa FIT baseia-se na aplicação de uma tarifa distinta daquela praticada para a comercialização de eletricidade gerada pelo produtor consumidor; nesse caso, é necessário monitorar a eletricidade produzida em um contador independente que permita esta contabilização e sua respectiva remuneração.

Posteriormente, esse mecanismo foi substituído por um novo em que os consumidores produtores podem se envolver em GD, quer por meio de um regime de autoconsumo ou por meio de um regime de fornecimento a rede, sujeito a limite de cotas em termos de capacidade instalada (MW) (CASTRO; DANTAS, 2018). No estado, ainda se observa que a expansão da energia solar está diretamente associada ao aumento das instalações de pequena escala. Com relação à rede elétrica do estado, não existe ainda interconexão entre as ilhas, impedindo que haja o intercâmbio entre ilhas vizinhas, além disso a pequena dimensão da rede e a não existência de interconexões entre as ilhas torna desafiadora a manutenção dos índices de qualidade da rede.

No caso da Alemanha, o crescimento da GD ocorreu a partir de uma transição energética que buscava a descarbonização de sua matriz em função de compromissos com a redução de emissões de gases de efeito estufa, sendo que a participação de fontes não-renováveis na matriz chegava a 70% com uma forte participação do lenhito, carvão, gás natural e nuclear. Estes combustíveis fazem com que a eletricidade no mercado atacadista alemão, seja o 2º menor da União Europeia (UE) (€ 0,05/kWh); no entanto, a tarifa final verificada em 2015 foi a segunda maior entre os países membros da UE (€ 0,29/kWh). Este preço das tarifas está diretamente relacionado aos programas de incentivo a fontes renováveis, dado que 22% da tarifa final de eletricidade corresponde à taxa para energia renovável (AGORA, 2015; BDEW, 2016).

Com relação aos programas de incentivo à GD, na Alemanha criou-se a tarifa *feed-in*, e por não surtir os efeitos esperados, outros programas foram criados como: 1000 Telhados e logo após pelo seu sucesso o novo programa 100.000 Telhados (auxílio financeiro de até 70% do custo do investimento para instalações fotovoltaicas) (IEA, 1999; STAISS; RÄUBER, 2003).

Posteriormente, o programa *feed-in* foi reestruturado, tornando-se *feed-in Premium*, em que o governo garantia por 20 anos uma remuneração fixa pela energia. Estes benefícios foram sendo reduzidos ao longo dos anos, principalmente para faixas de potências mais elevadas. Com isto, observou-se uma predileção por sistemas menores, com capacidade inferior a 10 kW, já que eram oferecidas tarifas mais atrativas nestas faixas (BAYER et al., 2018).

Com o aumento dos sistemas fotovoltaicos, houve a necessidade de reforços na rede de distribuição para que a tensão fosse mantida dentro dos limites convencionais, tais como a substituição ou adição de transformadores, injeção de potência reativa, instalação de transformadores variáveis e reguladores de voltagens, troca de cabos e de tipologia de rede e controle avançado de voltagem na subestação de média/alta tensão.

A Itália por sua vez, apresenta um panorama diferente. A demanda de eletricidade no país foi de 315 TWh em 2015, sendo que aproximadamente 15% de sua energia é importada (maior índice de importação de eletricidade da UE) (IEA, 2016). Possui cerca de 67% de sua eletricidade proveniente de térmicas e possui também uma interessante participação de fotovoltaica, com aproximadamente 9% de sua matriz (TERNA, 2016). Além disto, é aplicado uma tarifa de energia uniforme em todo o país (REF-E, 2015).

Na Itália, surge a tarifa *feed-in premium* denominada Conto Energia (GIAGNORIO; BARBAREWICZ; CORDONI, 2007), com valores muito atrativos com

payback que variavam entre três e quatro anos e rentabilidade de 30 a 35% a.a. (ASTE; ADHIKARI; TAGLIABUE, 2007; ELGAMAL; DEMAJOROVIC; AUGUSTO, 2015; MAHALINGAM; REINER, 2016). Além do *feed-in*, surge também o programa de *net-metering*, com créditos energéticos que poderiam ser compensados posteriormente. Esta compensação física de eletricidade foi alterada em 2009 para um modelo de compensação econômica. Estes programas de compensação financeira foram assistidos pelo governo que estipulou um teto de dispêndios anuais do programa em 6,7 bilhões de euros, o que foi alcançado em 2013, quando o Decreto Ministerial de 06/08/2010 foi revogado (IEA, 2016). Com isto, findou-se a tarifa *feed-in* e o sistema *net-metering* passou a ser a única opção vigente de incentivo na Itália. Com isto, o *payback* dos sistemas atuais varia de 7 a 9 anos, considerando um consumo anual de 4.000 kWh, 30% de autoconsumo e custo de instalação aproximado de € 2.200/kW instalado e IVA (Imposto sobre Valor Adicionado) de 10% (REF-E, 2015).

Portugal, diferentemente de Itália e Alemanha, possui mais de 50% de sua matriz renovável, majoritariamente hídrica (31,08%) e eólica (22,94%) seguida da fotovoltaica (1,19%) e geotérmica (0,39%). As térmicas, por sua vez, são responsáveis por 44,40%. Todos os consumidores são livres e podem escolher seu fornecedor de energia e só existe tarifa final regulada para consumidores de baixa renda. Portugal tem evoluído com fontes renováveis e cumprindo suas metas de descarbonização de energia. As estratégias voltadas para tais objetivos são desenvolvidas pelo Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) (PORDATA, 2016).

No entanto, o PNAER buscou promover e aumentar sua participação em fontes renováveis com tecnologias mais maduras, tais como eólica e hídrica. Para as pequenas fontes foi criado em 2007 a Micro e Miniprodução de energia, dentro da GD, assim como no Brasil, a Micro e Mini Geração Distribuída, separando-as por faixas de potência. No início, criou-se um Regime Bonificado para a Microprodução em que trazia uma tarifa de € 650/MWh, em 2015 este valor já se situava na faixa de € 95/MWh a € 110/MWh (PORTUGAL, 2007, 2014). Isto ocorre pois à medida que as tecnologias se tornam mais maduras e competitivas, com o ganho de escala estes investimentos tornam-se mais atrativos e há uma redução gradual do subsídio fornecido. No entanto, a taxa de crescimento da geração fotovoltaica portuguesa, quando comparada à da UE, apresenta-se bastante inferior, como pode ser observado na Figura 23.

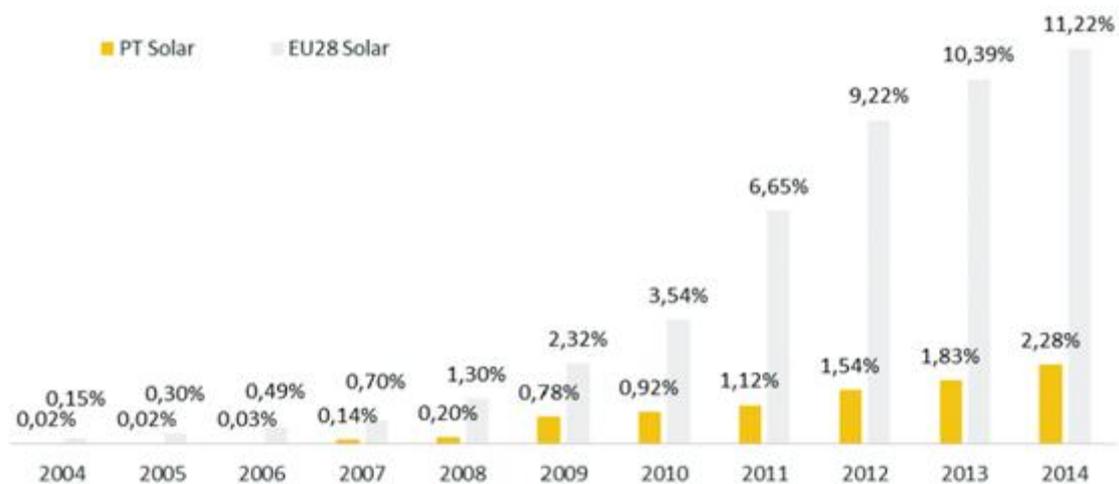


Figura 23 - Participação da Geração Solar Fotovoltaica na Geração Renovável

Fonte: (EUROSTAT, 2016)

A partir destes dados, verifica-se a importância dos incentivos de forma dinâmica e adaptável às necessidades do mercado. Ademais, percebe-se o peso que as políticas possuem para alavancar o crescimento de determinada tecnologia. Outro fator importante e que impõe sobre a geração fotovoltaica é o excesso de eletricidade produzida em Portugal. Este excedente atualmente é exportado para a Espanha. Pretende-se exportar também para França e Marrocos; no entanto, há uma dificuldade muito grande principalmente para a França, na transmissão de eletricidade excedente proveniente de Portugal e Espanha (STEFANINI, 2016).

O Japão por sua vez, tem uma matriz de eletricidade com uma massiva participação dos combustíveis fósseis em que, aproximadamente 84% de sua energia é proveniente de centrais termoelétricas. De acordo com o Instituto de Energias Renováveis, a fonte nuclear participa com 1% e as energias renováveis com 15%, referência ao ano 2015 (SON, 2016). O mecanismo de incentivo para a geração fotovoltaica ocorre por meio de tarifas *feed-in*. O autoconsumo é incentivado e o excedente é injetado na rede. Foram criados incentivos financeiros e isenções tributárias como a dedução de impostos e na depreciação do sistema.

Como resultado, o país teve um importante crescimento e configurou-se em 2015 como o segundo país com maior capacidade instalada anual com 11 GW e como o terceiro em capacidade acumulada de geração fotovoltaica com 34,4 GW (IEA, 2016). Este crescimento trouxe à tona discussões sobre o impacto destes custos e encargos para os consumidores, bem como à competitividade industrial. Outro desafio surge em dar vazão à grande quantidade de energia renovável de usinas não despacháveis em um sistema que está baseado em duas frequências (Região leste – 50 Hz e Oeste – 60 Hz) e cujas

interligações de energia entre os territórios são restritas (EBINGER; BANKS; SCHACKMANN, 2014).

Várias políticas mencionadas ao longo desta tese foram desenvolvidas em experiências internacionais bem-sucedidas que proporcionaram a inserção, crescimento, maturação e desenvolvimento das fontes renováveis de energia. A maior parte dos subsídios e incentivos aplicados estão diretamente relacionados ao setor da geração de eletricidade por meio da geração fotovoltaica.

Dentre os incentivos é possível citar o Caso da Califórnia, em que foi aplicado um crédito fiscal corporativo estabelecido em nível federal e concedido a sistemas de geração solar, eólicas de pequeno porte, geotérmica, microturbinas, célula combustível e produção combinada de calor e eletricidade (CHP). Nestes tipos de sistemas, há um desconto que pode chegar a 30%. Além disto, há o sistema de compensação de eletricidade onde créditos são gerados pela injeção de eletricidade na rede pelo preço do mercado varejista e compensados na fatura de energia (CASTRO; DANTAS, 2018).

No Caso do Havaí, por sua vez, em 2001 foi instituído o sistema de compensação de energia e que tardiamente em 2008 foi substituído pelo uso de tarifas *feed-in*. Os projetos enquadrados nesse modelo receberiam uma taxa fixa durante um período contratual de 20 anos. Havia também um crédito fiscal limitado a 35% do valor do investimento na fonte elegível ou os seguintes valores:

- ✓ US\$ 5.000 para sistemas residenciais;
- ✓ US\$ 350 por sistema para edifícios na geração compartilhada;
- ✓ US\$ 500.000, para sistemas em edifícios comerciais.

Outro incentivo aplicado no Havaí denomina-se financiamento bonificado, em que, para o setor residencial e comercial, o investimento apresenta taxas de juros mais baixas àquelas praticadas no mercado bancário. Estas condições dependem da renda do solicitante e a taxa de juros pode chegar a 0% (CASTRO; DANTAS, 2018).

Um caso importante ocorreu com a Bélgica. Na região de Bruxelas existem os certificados verdes transacionáveis que variam de acordo com a capacidade e tipo de integração ao sistema. Normalmente, 1 MWh produzido equivale a 1,65 certificados se a capacidade instalada do sistema for menor ou igual a 5 kW e a 1,32 certificados para capacidades instaladas superiores a 5 kW. Ademais, o preço médio de mercado dos certificados verdes na região gira em torno de €81,7 por certificado (CASTRO; DANTAS, 2018).

Já no Reino Unido, várias iniciativas já foram tomadas, desde a obrigação de distribuidoras de comprar energia de fontes renováveis (1990), a incentivos por meio de cotas com certificados verdes (2002) e tarifas *feed-in* em projetos de pequeno porte (2010). Neste último, fontes como fotovoltaica, eólica, hídrica e digestão anaeróbia, com capacidade total instalada de até 5MW são elegíveis. Este empreendimento receberia uma tarifa por 25 anos com uma taxa interna de retorno de 5% (CASTRO; DANTAS, 2018).

3.4. Benefícios e desvantagens da aplicação de GD

3.4.1. Benefícios da aplicação de GD

Os impactos da GD no sistema elétrico abrangem desde aspectos sociais, ambientais à aspectos econômicos. Tais impactos podem tanto ser positivos como negativos, dependendo de fatores tais como localidade da instalação, níveis de tensão da rede e influência de outras gerações conectadas na proximidade.

Dentre os benefícios com a aplicação da GD, pode-se destacar por exemplo, vantagens econômicas geradas ao consumidor final (prossumidor), o qual torna-se mais independente da energia fornecida pela distribuidora ficando a seu encargo somente o pagamento do custo mínimo obrigatório da fatura de energia. Outro benefício a ser discutido é a vantagem política visto que o Brasil possui um sistema interligado vasto e complexo. De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o país possui uma ampla extensão em linhas de transmissão em alta tensão (Figura 24). Com o atual sistema de transmissão no país, ocorre mais riscos de sofrer apagões, e a partir da entrada da GD, há uma possibilidade de diminuir a vulnerabilidade de energia no país.

Além disso, a maior parte da geração de energia elétrica no país ainda provém de hidrelétricas, e dessa forma, a inserção de sistemas de GD permite a entrada de novas fontes na matriz elétrica, possibilitando alternativas em caso de riscos provocados pela intermitência de tal fonte, aumentando os pontos de fornecimento de energia. Em termos técnicos, a GD pode reduzir o fornecimento de energia durante os picos de carga, diminuir as perdas no sistema elétrico e diminuir a falta do sistema de transmissão.

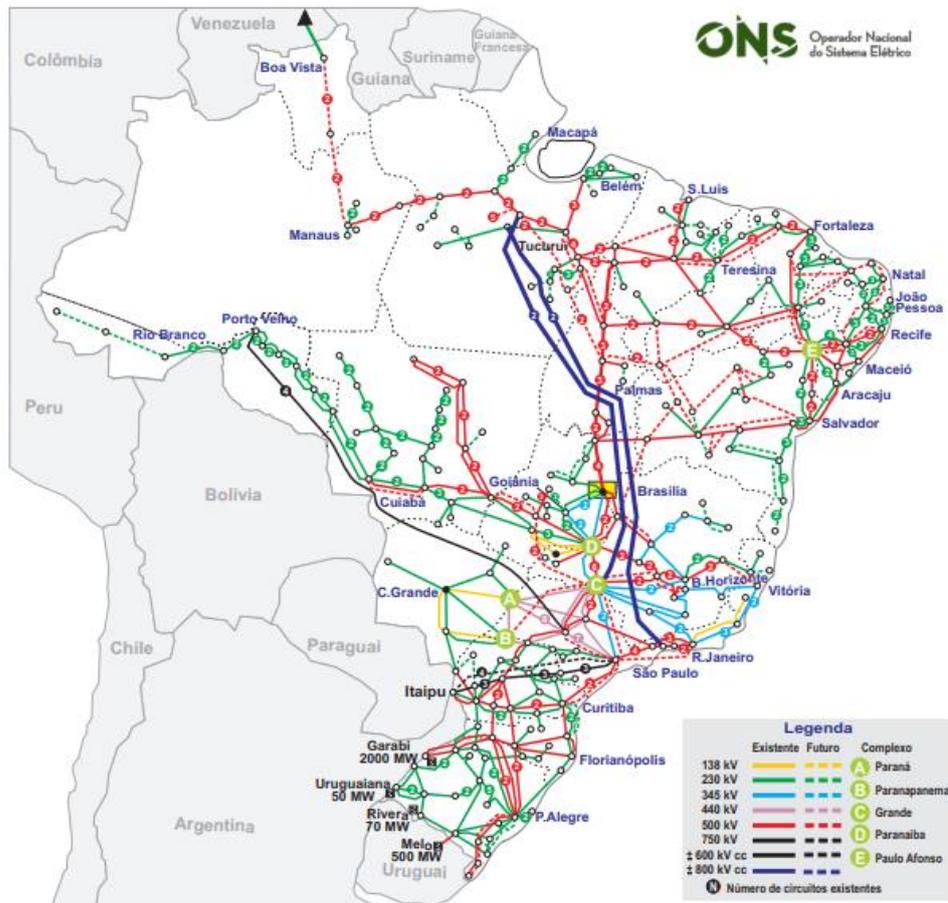


Figura 24 - Extensão da rede de distribuição de energia no Brasil

Fonte: (ONS, 2021)

Ademais, a GD também traz vantagens sociais, pois minimiza os impactos em seu entorno. Visto que nesse sistema as instalações são de pequeno porte, e, portanto, não há necessidade de áreas extensas para a implantação do sistema, como demanda as usinas hidrelétricas por exemplo. Dessa forma, os impactos provocados pela desocupação e alagamento de uma área, são evitados. A GD também possibilita o alcance de energia em áreas remotas, promovendo melhora na qualidade de vida de comunidades distantes do ponto de distribuição de energia.

3.4.2. Desvantagens da aplicação da GD

A expansão do crescimento da GD no Brasil, apesar das várias vantagens já discutidas até o presente momento, trouxe à tona também questionamentos e descontentamentos dentro do setor elétrico, mais diretamente relacionado às distribuidoras de energia. Em se tratando de GD, uma vantagem muito discutida no meio acadêmico tem sido a redução de custos de investimentos para as redes de distribuição e

transmissão com a geração de energia próxima aos centros de consumo. No entanto, esta visão é um pouco distorcida, já que, o aumento do uso das linhas de distribuição pode acarretar investimentos complementares para manter a estabilidade de tensão e frequência, além dos indicadores de qualidade do fornecimento de energia (NARUTO, 2017).

Além disso a isenção do ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços), apesar de muito positiva por parte dos prossumidores, faz com que vários encargos setoriais relativos ao uso da rede de distribuição não sejam tarifados pelos micros e minigeradores, sendo distribuídos entre os demais usuários cativos do sistema elétrico. Isto parece ser incoerente, pois, a maior parte da GD é composta por clientes de maior poder aquisitivo e com isto, os consumidores cativos que não têm a liberdade de compra de energia são onerados com uma maior incidência de carga tarifária, dado que diminuem os clientes totais do sistema, que migram para o mercado livre ou para o da Geração Distribuída. (FILHO; SILVA, 2021; GOULART, 2021; SILVA, 2021).

Com relação às desvantagens técnicas, a adição de dispositivos de geração (DG) é um dos principais desafios encontrados nesse sistema, visto que conectar DG variável ao sistema terá o efeito de produzir níveis de falta e correntes variáveis, comprometendo ainda mais a coordenação da proteção, o que pode impactar negativamente o sistema de distribuição (MANDITEREZA; BANSAL, 2016).

Desta forma, conclui-se que a inserção da GD no Brasil e em outras regiões do globo impactam diretamente nos sistemas de energia. Em países que possuem maior participação de geração distribuída na matriz de eletricidade, percebeu-se impactos na rede, como inversão no fluxo de potência, flutuação de tensão e frequência. Para solucionar estes problemas, os países lançaram mão de recursos e ferramentas, tais como, a instalação de novos transformadores, reguladores de tensão, injeção de potência reativa, entre outros. Estes impactos aumentaram a complexidade da rede, o que trouxe incômodos para a concessionária.

Ademais, o aumento da GD nestes países só foi possível graças a um conjunto de medidas para viabilizar esses empreendimentos, tais como: redução de impostos para a geração distribuída e equipamentos, linhas de financiamento, tarifas diferenciadas (tarifas feed-in: Alemanha, Portugal, Japão e Itália), programas de incentivo à instalação de fotovoltaica em telhados (Programa Alemão), isenções tributárias (Japão), e auxílios financeiros diversos. A partir destes dados, conclui-se que os subsídios oferecidos devem ser adaptáveis ao longo dos anos, à medida que a tecnologia amadurece para que haja um

balanço entre mercados, como ocorreu ao longo dos anos em muitos países. Ademais, viu-se que grande parte dos países foram impulsionados à inserção da GD por crises energéticas e outros para cumprirem metas de descarbonização de suas matrizes de eletricidade.

3.5. Modelos de crescimento populacionais

Já existem modelos matemáticos que buscam estimar a projeção populacional. Um indicativo importante nesta estimativa para distintos autores tem sido o histórico populacional local em um tempo determinado. Este histórico pode ser consultado por meio dos recenseamentos que são feitos com certa periodicidade.

3.5.1. Modelo aritmético para o crescimento populacional

No modelo aritmético admite-se que um determinado contingente populacional P cresce com uma proporcional de crescimento dado entre os dois últimos anos de dados. Esta estimativa é normalmente usada para tempos curtos (1 – 5 anos). Neste modelo, a constante de proporcionalidade constitui a taxa de crescimento populacional entre os dois últimos anos do histórico populacional e pode ser mensurado pela Equação 1 e Equação 2:

$$P(t) = K_a(t - t_2) \quad (1)$$

$$K_a = \frac{P_2 - P_1}{t_2 - t_1} \quad (2)$$

Onde:

$P(t)$ = Projeção populacional no tempo t ;

K_a = constante de proporcionalidade

3.5.2. Modelo geométrico

Neste modelo, a população P crescem proporcionalmente com seu quantitativo vigente e é normalmente empregado para estimativas curtas (1 – 5 anos). A constante de proporcionalidade indica a taxa de crescimento do logaritmo dos valores de população entre os dois últimos anos do histórico populacional e é calculada por meio da Equação 3 e Equação 4:

$$P(t) = P_2 \cdot e^{K_g \cdot (t-t_2)} \quad (3)$$

$$K_g = \frac{\ln P_2 - \ln P_1}{t_2 - t_1} \quad (4)$$

3.5.3. Modelo de crescimento populacional com taxa decrescente de crescimento

valor de saturação (K_s). Este índice é alcançado depois de um crescimento ininterrupto, no entanto, decrescente. Nota-se neste molde, uma limitação com relação aos valores de população, uma vez que a desigualdade em que o quadrado da População presente no tempo 1 deve ser diferente do produto entre a População 0 e a População vigente no tempo 2. As Equações 5, 6 e 7, abaixo retratam a estimativa do crescimento da população por meio desta metodologia. A constante K_d representa a constante de proporcionalidade.

$$K_s = \frac{2P_0 \cdot P_1 \cdot P_2 - P_1^2 \cdot (P_0 + P_2)}{P_0 \cdot P_2 - P_1^2} \quad (5)$$

$$P(t) = P_2 + (K_s - P_2) \cdot [1 - e^{-K_d(t-t_2)}] \quad (6)$$

$$K_d = \frac{\ln[(K_s - P_2)/(K_s - P_1)]}{t_2 - t_1} \quad (7)$$

3.5.4. Modelo Logístico de crescimento populacional

Este modelo adota a premissa de que o crescimento populacional P é regido por um ordenamento matemático logístico (Curva em S). Deste modo, calcula-se a constante K_s (ponto de saturação), utilizando a mesma relação do modelo de taxa decrescente de crescimento e com isto, mantém-se a limitação que deve ser obedecida: $P_1^2 \neq P_0 \cdot P_2$ e a estimativa da população pode ser calculada posteriormente aos cálculos das constantes a e c , conforme as Equações 8, 9 e 10.

$$a = \frac{1}{t_2 - t_1} \cdot \ln \left[\frac{P_0(K_s - P_1)}{P_1(K_s - P_0)} \right] \quad (8)$$

$$c = \frac{K_s - P_0}{P_0} \quad (9)$$

$$P(t) = \frac{K_s}{1 + c \cdot e^{a(t-t_0)}} \quad (10)$$

Existe ainda, uma outra forma de aplicação do método logístico que se dá por meio das constantes a e b, e de um ponto de saturação arbitrado. Esta metodologia usa o método dos mínimos quadrados para se ajustar valores a e b que reduzam essa diferença. Essa otimização na minimização desta diferença pode ser feita através do Solver do Software Microsoft® Excel®. Com a obtenção dos valores a e b que reduzam a diferença, a projeção populacional é estimada anualmente a partir das relações apresentadas nas Equações 11 e 12 conforme apresentado em Barros (2012):

$$\text{Min } D^2, \quad D = \sum_{i=1}^n \left\{ \ln \left[\left(\frac{P(t)}{K_s} \right) \cdot \left(\frac{K_s - P(t)}{K_s} \right)^{-1} \right] - (a + bt) \right\} \quad (11)$$

$$P(t) = K_s \cdot \left[\frac{e^{a+bt}}{1 + e^{a+bt}} \right] \quad (12)$$

Estes modelos são aplicados em um exemplo fictício de uma população de 50.000 habitantes em 1990, 75.000 habitantes em 2000 e 85.000 habitantes em 2010, como apresentado na Figura 25.

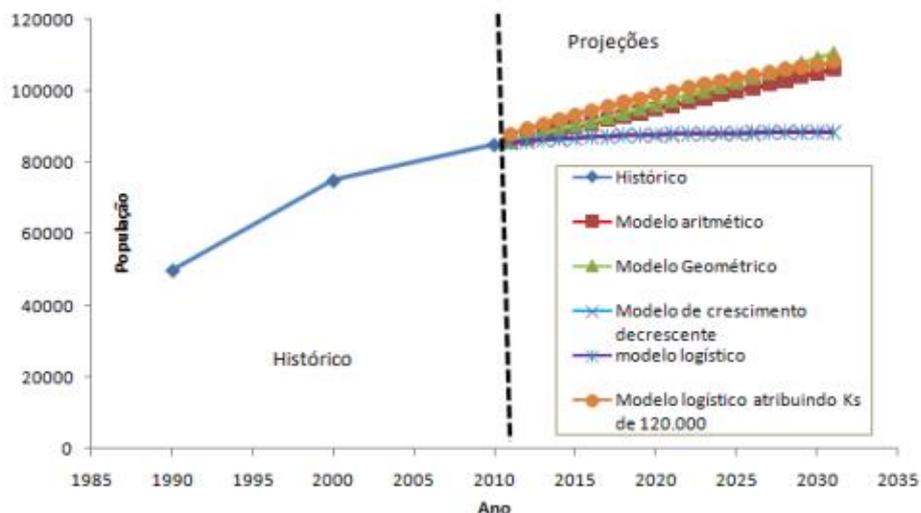


Figura 25 - Exemplo de aplicação dos modelos de projeção populacional

Fonte: (SANTOS, 2015)

3.6. Contribuição do potencial de geração de energia elétrica

Com relação ao PIB per capita a ser considerado neste estudo, foram adotados o preconizado pelo PDE 2050 (MME/EPE, 2020b). No PDE 2050, o cenário considera a realização de reformas importantes, em que haverá um crescimento médio do PIB de 3,1% a.a. e de 2,8% do PIB per capita. Já a população brasileira manterá a tendência de crescer a taxas cada vez menores. O consumo de eletricidade por sua vez, poderá atingir até 3 vezes o patamar do ano base considerado do estudo inicial (2015).

No estudo, os autores correlacionaram a série histórica de PIB *per capita* com a quantidade coletada adequadamente de RSU e em seguida estimarem o percentual de coleta apropriada de RSU, AC_{RSU} , para os valores de PIB *per capita*, PIB_{pc} , elencados nos cenários preconizados em EPE (2008). Neste caso, os cenários são baseados no PDE 2050 (MME/EPE, 2020b). As projeções foram preconizadas por Qasim (1985) e apresentadas em Von Sperling (2005) e Barros (2012), quais sejam: por meio de projeção logarítmica (Equação 13), projeção com base em taxa decrescente de crescimento (Equação 14) e projeção logística (Equação 15).

$$AC_{RSU} = c_1 \ln(PIB_{pc}) + c_2 \quad (13)$$

Onde: c_1 e c_2 são constantes de correlação.

$$AC_{RSU} = AC_{RSU_0} + (AC_{RSU_S} - AC_{RSU_0}) \cdot \left[1 - e^{-K_d(PIB_{pc} - PIB_{pc_0})} \right] \quad (14)$$

Onde:

$$AC_{MSW_S} = \frac{2 \cdot AC_{RSU_0} \cdot AC_{RSU_1} \cdot AC_{RSU_2} - \left[(AC_{RSU_1})^2 \cdot (AC_{RSU_0} + AC_{RSU_2}) \right]}{AC_{RSU_0} \cdot AC_{RSU_2} - (AC_{RSU_1})^2}$$

$$K_d = \frac{-\ln \left[\frac{(AC_{RSU_S} - AC_{RSU_2})}{(AC_{RSU_S} - AC_{RSU_0})} \right]}{PIB_{pc_2} - PIB_{pc_0}}$$

AC_{RSU_0} : valor conhecido de percentual de coleta adequada de RSU para um valor conhecido de PIB_{pc_0} . No caso em estudo (28.82; 9,109);

AC_{RSU_1} : valor conhecido de percentual de coleta adequada de MSW para um valor conhecido de PIB_{pc_1} . No caso em estudo (46.58; 10,170); and

AC_{RSU_2} : valor conhecido de percentual de coleta adequada de MSW para um valor conhecido de PIB_{pc_2} . No caso em estudo (66.45; 15,990).

AC_{RSU} : valor a ser estimado percentual de coleta adequada de MSW para um valor projetado de PIB_{pc} .

$$AC_{RSU} = \frac{AC_{RSU_S}}{1 + c \cdot e^{K_1 \cdot (PIB_{pc} - PIB_{pc_0})}} \quad (15)$$

Onde:

$$c = (AC_{RSU_S} - AC_{RSU_0}) / AC_{RSU_0}$$

$$K_1 = \frac{1}{PIB_{pc_2} - PIB_{pc_1}} \cdot \ln \left[\frac{AC_{RSU_0} \cdot (AC_{RSU_S} - AC_{RSU_1})}{AC_{RSU_1} \cdot (AC_{RSU_S} - AC_{RSU_0})} \right]$$

O mesmo cálculo, também foi adotado para a projeção da geração per capita de RSU, $G_{pc_{RSU}}$. Porém, os pares de valores foram compostos pela $G_{pc_{RSU}}$ e pelo PIB_{pc} , com as projeções logarítmica (Equação 16) e com base em taxa decrescente de crescimento (Equação 17), conforme preconizadas por Qasim (1985) e apresentadas em Von Sperling (2005) e Barros (2012) (BARROS; TIAGO_FILHO; SILVA, 2014) (BARROS, 2013; BARROS; TIAGO_FILHO; SILVA, 2014; QASIM, 1985; VONSPERLING, 2005).

$$G_{pc_{RSU}} = c_1 \ln(PIB_{pc}) + c_2 \quad (16)$$

Onde: c_1 e c_2 são constantes de correlação.

$$G_{pc_{RSU}} = G_{pc_{RSU_0}} + (G_{pc_{RSU_S}} - G_{pc_{RSU_0}}) \cdot [1 - e^{-K_d(PIB_{pc} - PIB_{pc_0})}] \quad (17)$$

Onde:

$$G_{pc_{RSU_S}}$$

$$= \frac{2 \cdot G_{pc_{RSU_0}} \cdot G_{pc_{RSU_1}} \cdot G_{pc_{RSU_2}} - [(G_{pc_{RSU_1}})^2 \cdot (G_{pc_{RSU_0}} + G_{pc_{RSU_2}})]}{G_{pc_{RSU_0}} \cdot G_{pc_{RSU_2}} - (G_{pc_{RSU_1}})^2}$$

$$K_d = \frac{-\ln [(G_{pc_{RSU_S}} - G_{pc_{RSU_2}}) / (G_{pc_{RSU_S}} - G_{pc_{RSU_0}})]}{PIB_{pc_2} - PIB_{pc_0}}$$

$G_{pc_{RSU_0}}$: valor conhecido de geração per capita de RSU para um valor conhecido de PIB_{pc_0} ;

$G_{pc_{PIB_1}}$: valor conhecido de geração per capita de RSU para um valor conhecido de PIB_{pc_1} ;

$G_{pc_{PIB_2}}$: valor conhecido de geração per capita de RSU para um valor conhecido de PIB_{pc_2} ; e

$G_{pc_{RSU}}$: valor desconhecido de geração per capita de RSU para um valor estimado de PIB_{pc} .

Foram selecionados os cenários menos favoráveis à geração de energia (menor quantidade de LFG como combustível para UTE) e o mais favorável. Os dois cenários selecionados foram ainda, combinados aos cenários A1, B1, B2 e C preconizados em EPE (2008). As combinações resultantes foram:

- S1: Cenários menos e mais favoráveis combinados com cenário Desafio da Expansão de MME/EPE (2020b); e
- S2: Cenários menos e mais favoráveis combinados com cenário Estagnação de de MME/EPE (2020b).

Os valores de quantidade de RSU coletada adequadamente constantes dos cenários S1 ao S2 foram então, considerados para o cálculo com o *software LandGem®* da Agência de Proteção Ambiental Americana (USEPA, 2005; 2008), conforme Equação (1). Em seguida, foi realizado o cálculo da Potência disponível e de Energia (CETESB, 2006).

4. Metodologia

A metodologia a ser aplicada e aperfeiçoada nesse estudo foi desenvolvida por outros autores (BARROS; TIAGO_FILHO; SILVA, 2014); porém, no presente estudo incrementou-se, as variáveis de interesse econômico Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa interna de retorno (TIR), *payback* já apresentada pelos autores, o Custo Nivelado de Energia (LCOE, do inglês), levando-se em consideração, os benefícios das Resoluções ANEEL 482/2012 e 687/2015 (BRASIL, 2012; 2015), e a análise do mercado potencial brasileiro no uso de RSU para geração de energia elétrica no âmbito do mercado de Geração Distribuída. Cabe destacar, que nesta análise tomou-se em consideração a cobrança gradual da TUSD – Fio B, conforme as regras atuais do Novo Marco da Geração Distribuída, a Lei Ordinária 14.300/2022 (BRASIL, 2022c).

Na análise da Geração Distribuída (GD), a distribuição tarifária se deu com foco específico no estado de Minas Gerais, assim, as tarifas e seus cálculos respectivos se deu tendo como referência à distribuidora CEMIG. Em uma rápida contextualização, o estado de Minas Gerais, localizado na região sudeste, ocupa uma área de 586.521,121 km², com uma população de 19.597.330 habitantes, segundo dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), de acordo com o último censo realizado em 2010 (IBGE, 2021a). A população está difundida em seus 853 municípios, sendo o segundo estado mais populoso do país. Além disto, divisa com os estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Bahia, Goiás, Distrito Federal e Mato Grosso do Sul. Ademais, possui o terceiro maior PIB do país, totalizando R\$ 805,5 bilhões de reais, no ano de 2021 (IBGE, 2021b).

Os dados de população e geração de RSU foram utilizados para estimar a vazão de biogás e o potencial energético das cidades. Além disto, foram calculadas a viabilidade econômica do uso da eletricidade do biogás a partir de RSU por faixas de população e a população mínima viável para as condições dadas.

Consoante o Ministério de Meio Ambiente, dentre outros pesquisadores, para a estimação da geração futura de RSU no horizonte de planejamento é imprescindível mensurar a população do município no período analisado com o intuito de ter em mãos o contingente populacional para cada ano de horizonte do projeto (BARROS, 2013; BRASIL, 2016).

A quantidade de RSU é de vital relevância para as mais variadas partes que compõe o gerenciamento de RSU, dado que os projetos têm uma vida útil de 20 a 30 anos

(BARROS, 2012). Outros autores afirmam que os principais pontos críticos que influenciam os projetos de resíduos são: população atual da cidade, taxa de crescimento populacional e índice de geração per capita (SHA'ATO et al., 2007).

O crescimento do índice de geração per capita aumenta ou diminui em cada ano em função de fatores como crescimento econômico e competências adquiridas na redução da geração de resíduos. No entanto, autores sugerem a utilização do crescimento de 1% a cada ano para projeções futuras (BARROS, 2013).

Com relação ao modelo de crescimento populacional apresenta-se um modelo que considera a taxa de crescimento percentual média da cidade (r), como visto a partir da Equação 18:

$$P(t) = P_0(1 + r)^t \quad (18)$$

Assim, para esta etapa realizou-se o levantamento dos dados censitários, referentes a contagem da população dos municípios por faixas de habitantes, conforme a informação publicada no IBGE. Para o cálculo da projeção populacional, utilizou-se o modelo apresentado na Equação 19 (SHA'ATO et al., 2007). Por este modelo, realiza-se uma estimativa do crescimento populacional por um período de 20 anos (BARROS, 2013; SILVA et al., 2017). Para determinar a taxa anual de crescimento da população foram utilizados os dados do IBGE, considerando os censos demográficos de 1990, 2000 e 2010, já que em decorrência da pandemia de COVID-19, não foi realizado o censo em 2020, impossibilitando utilizar dados mais atuais no momento de realização dos cálculos desta tese (IBGE, 2021c, 2021a). O cálculo da projeção populacional é apresentado na Equação 19:

$$P_n = P_0(1 + r)^n \quad (19)$$

Onde:

P_n = é a população calculada no período da projeção;

P_0 = é a população inicial;

r = taxa anual de crescimento da população calculado com base nos dados históricos dos censos demográficos do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE);

n = período de projeção (em anos).

4.2. Prospecção da Geração de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU)

Em relação às faixas de população o cálculo da geração de RSUs foi obtido por meio dos dados de geração per capita disponibilizados pelo SNIS (2019). A quantidade de RSUs gerados em cada cidade é calculada por meio da multiplicação da geração per capita pela população em cada ano. A projeção per capita é feita assumindo um crescimento anual do índice de geração de resíduos de 2,2%, considerando a média de crescimento global (PIN et al., 2018). Assim, com os dados obtidos é possível estimar o potencial energético de geração de eletricidade dos aterros sanitários.

Além disso, os cenários de projeção de crescimento da oferta de energia foram atualizados para os estudos recentes do Plano Decenal de Expansão de Energia - PNE 2029 (MME/EPE, 2020a) e PDE 2050 (MME, 2020b). Com tais atualizações, foi possível recalcular pela mesma metodologia o impacto de implantação de políticas já bem-sucedidas em outros países para expansão da energia elétrica, a partir de biogás de aterros sanitários de RSU.

Para isto, exigiu-se uma análise da GD no Brasil, bem como, o arcabouço legal que permitiu a inserção de pequenas fontes nas redes de distribuição e como estas fontes funcionam e participam na GD e na matriz elétrica brasileira.

Além disto, realizou-se uma varredura na literatura das políticas, incentivos e subsídios que foram fornecidos em experiências internacionais bem-sucedidas e que podem ser aplicadas no Brasil, para se ter um ganho de escala no aproveitamento deste recurso.

4.3. Análise de Mercado

Fez-se necessário uma análise técnica da viabilidade de pequenos e médios municípios aproveitarem seus resíduos para geração de eletricidade por meio da GD e para isto, lançou mão da Metodologia do Máximo Benefício Líquido (MBL).

Foi utilizado o software "Biogás geração e uso energético, aterros," versão 1.0 (CETESB, 2006), que utiliza uma equação cinética de primeira ordem (Equação 1) conforme já estudado por outros autores (BARROS; TIAGO_FILHO; SILVA, 2014). Este programa de computador faz parte dos produtos desenvolvidos no âmbito de dois Convênios firmados entre o Governo do Estado de São Paulo, por meio da Secretaria de Estado do Meio Ambiente e da Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental

(CETESB), e do Governo Federal do Brasil, por meio do Ministério da Ciência e Tecnologia (CETESB, 2006).

O programa objetiva auxiliar a avaliação de viabilidade do uso energético do biogás gerado pela disposição de resíduos sólidos urbanos em aterros. Conforme o modelo, quanto maior a idade do resíduo aterrado ($x-t$), menor será o valor da vazão (Q_x). As emissões aumentam à medida que os índices k , R_x e L_0 são maiores e o decaimento será mais relevante quanto maiores forem k e t . Essa estimativa é feita ano a ano, alcançando assim a emissão de gás metano do aterro durante sua vida útil e pelos seguintes após o seu fechamento.

Destaca-se ainda que a taxa de decaimento (k) varia de 0,001 em climas mais secos a 0,15 ao ano em climas mais úmidos. Já o potencial de geração de biogás (L_0) varia entre 0,001, para resíduos pouco orgânicos, e 0,312 $m^3/CH_4/kg$ RSU para resíduos muito orgânicos (CETESB, 2006). Além da geração de metano, o programa apresenta também as potências elétricas disponíveis a partir do metano gerado, como apresentado na Equação 20:

$$\sum Q_x = k \cdot L_0 \sum R_x \cdot e^{-k(x-T)} \quad (20)$$

Onde:

Q_x : fluxo de metano gerado no ano x por RSU depositado no ano T (m^3CH_4/ano);

k : constante de decaimento (1 / ano). Neste estudo, 0,08 1 / ano foi o valor adotado com base em (BARROS; TIAGO_FILHO; SILVA, 2014);

R_x : fluxo de resíduos no ano x (kg_{RSU});

L_0 : potencial para geração de metano (m^3LFG/kg_{RSU}). Neste estudo, o valor adotado para L_0 foi de 0,12 m^3CH_4/kg (BARROS; TIAGO_FILHO; SILVA, 2014);

T : ano da disposição dos resíduos no aterro sanitário (ano);

x : ano corrente (ano);

$\sum Q_x$: soma de n estimativa das taxas de fluxo de metano ($m^3_{CH_4}$)

Os valores de k e L_0 , são tomados com base nas informações do *World Bank* (2004), conforme as Tabelas 8 e 9. Para a variável k foi considerado o valor de 0,08 ano⁻¹, estimado para locais com precipitação de 500 – 1000 mm para locais altamente degradáveis e o valor de L_0 , o valor de 120 m^3/ton (BARROS; TIAGO_FILHO; SILVA, 2014). Com isto é possível calcular a potência disponível.

Tabela 8 - Valores sugeridos de k conforme as precipitação anuais correspondentes do local

Precipitação anual (mm)	Relativamente inerte	Moderamente degradável	Altamente degradável
<250	0,01	0,02	0,03
250 – 500	0,01	0,03	0,05
500 – 1000	0,02	0,05	0,08
>1000	0,02	0,06	0,09

Fonte: (WORLD_BANK; ESMAP, 2004)

Tabela 9 - Valores sugeridos de L0 por conteúdo de resíduos orgânicos

Categoria de RSU	Valor mínimo de L0	Valor máximo de L0
Resíduo relativamente inerte	5	25
Resíduo moderadamente degradável	140	200
Resíduo altamente degradável	225	300

Fonte: (WORLD_BANK; ESMAP, 2004)

4.4.1. Estimativa do aproveitamento energético

Na estimativa do potencial de geração de eletricidade a partir do biogás produzido, é importante considerar fatores como: a vazão de biogás, o poder calorífico inferior (PCI) do metano, a eficiência de coleta de biogás no aterro e a eficiência da tecnologia de conversão a ser usada que neste projeto foi considerado o motor ciclo Otto.

Com base nos dados obtidos, é possível determinar a potência disponível em cada unidade, sendo que, para o cálculo foi considerado o biogás coletado. Estes fatores são usados na determinação da potência disponível e a energia a ser produzida, por meio da tecnologia motor Ciclo Otto, de acordo com as equações que seguem.

A Equação 21 apresenta a estimativa da energia disponível por ano e a Equação 22, mostra a energia disponível (CETESB, 2016).

$$P_x = Q_x \cdot E \cdot E_c \cdot P_c(\text{metano}) \cdot \left(\frac{1}{365 \cdot 24 \cdot 3600} \frac{k}{1000} \right) \quad (21)$$

$$E_{\text{disponível}} = P_x \cdot 8760 \quad (22)$$

Onde:

P_x: Potência disponível por ano (kW);

Q_x: Vazão de metano por ano (m³CH₄/ano);

P_{c(metano)}: Poder calorífico do metano igual a 35,5x10⁶ (J/m³CH₄);

E_c: Eficiência de coleta de gás (%);

E: Eficiência da tecnologia de conversão (%);

31,536,000s = 1 ano (s/ano);

k: 1,000 (adimensional);

E_{disponível}: Energia disponível (m³CH₄) or (kWh);

P_x: Potência disponível (m³CH₄/hour) or (kW);

8760 horas/ano = 365: dias por ano (dias/ano); e 24: horas por dia (horas/dia).

Com relação ao aterro sanitário, os parâmetros que foram tomados em consideração para o aproveitamento energético do biogás foram os seguintes: PCI do metano no valor de 35,5.10⁶ (J/ m³CH₄) (PIÑAS et al., 2016), motor Ciclo Otto de Combustão interna com eficiência de 33% (BOVE; LUNGHI, 2006; PECORA, 2006) e a eficiência de coleta de biogás de 65,0%, considerando a média entre os diversos estudos (SILVA; FREITAS; CANDIANI, 2013; WATERMOLEN et al., 2012).

Em seguida, foi utilizada também, a variável criada por (BARROS; TIAGO_FILHO; SILVA, 2014), a saber: para cada valor de TIR calculada para cada cenário foi correlacionada; foi criado um fator de correlação, F_{P_i} , que é em uma relação entre as variáveis capacidade instalada da central, Pot, com a população atendida pelo aterro sanitário, P_i, conforme Equação 23. Dessa forma, foi possível buscar estabelecer, para cada tamanho de população atendida pelo aterro sanitário, uma relação entre as variáveis fator de correlação, F_{P_i} , com a taxa interna de retorno (TIR_i), de acordo com a Equação 24 (BARROS; TIAGO_FILHO; SILVA, 2014).

$$F_{P_i} = \frac{Pot}{P_i} \quad (23)$$

Onde:

F_{P_i}: Fator de correlação entre a capacidade instalada e a população atendida pelo aterro sanitário (kW/hab);

Pot: capacidade instalada da central termelétrica (kW); e

P_i: população atendida pelo aterro sanitário (habitantes).

$$TIR_i = f(F_{P_i}) \quad (24)$$

Onde:

TIR_i: taxa interna de retorno para cada fator de correlação (%).

Do total de habitantes do último censo demográfico (190.755.799), mais da metade da população brasileira vive em cidades com população acima de 100.000 habitantes. Com isto percebe-se o desafio de coletar, dispor e tratar os RSU em municípios pequenos, distantes de outras cidades e com infraestrutura precária. Apesar do grande volume de resíduo produzido no Brasil (em 2018 foram produzidos cerca de 79 milhões de toneladas de RSU, cuja taxa de coleta chegou a 92% deste total), a recuperação energética dos mesmos é incipiente no país e começa a caminhar por meio de leilões com chamadas específicas e também por meio da GD (ABRELPE, 2018; SZIGETHY; ANTENOR, 2020).

Dividiu-se as classes de população em cenários, considerando a capacidade instalada da planta termoeletrica, o fluxo de RSU (toneladas/ano), o período de operação da planta e a população dos municípios. Os 15 cenários foram definidos e com o suporte do software Biogás Aterros (CETESB, 2016), foi possível calcular a atratividade financeira deles. Como premissa tomou-se a constante de decaimento considerada como 0,08/ano, o potencial de geração de metano (m^3 LFG/kg_{MSW}) como 0,12 m^3 CH₄/kg e a Potência Disponível resultante foi multiplicada por um fator de rendimento, η , de 33% o rendimento do motor ciclo Otto, conforme sugerido pelo *Environment Canadá* (CETESB, 2006; WORLD_BANK; ESMAP, 2004).

Ademais, no Brasil, a produção de biogás de RSU ainda é pouco aproveitada, com uma pequena fração de energia produzida a partir de biogás de aterros sanitários no país (LEME et al., 2014). Em 2019, o país possuía apenas 22 usinas de geração de eletricidade a partir de RSU, com uma potência total de 164.321 kW, o equivalente a 0,0937% da capacidade total instalada no Brasil (BIG, 2019).

4.4.3. Tecnologias utilizadas para o aproveitamento do biogás de aterro de RSU

Os sistemas básicos para a implantação e uso do biogás de aterro sanitário se dividem em: sistema de coleta de gás ou de queima alternativa em *flare*, sistema de tratamento de gás e um sistema de geração ou recuperação energética. Sobre estes sistemas destaca-se na Figura 26 (CETESB, 2006):

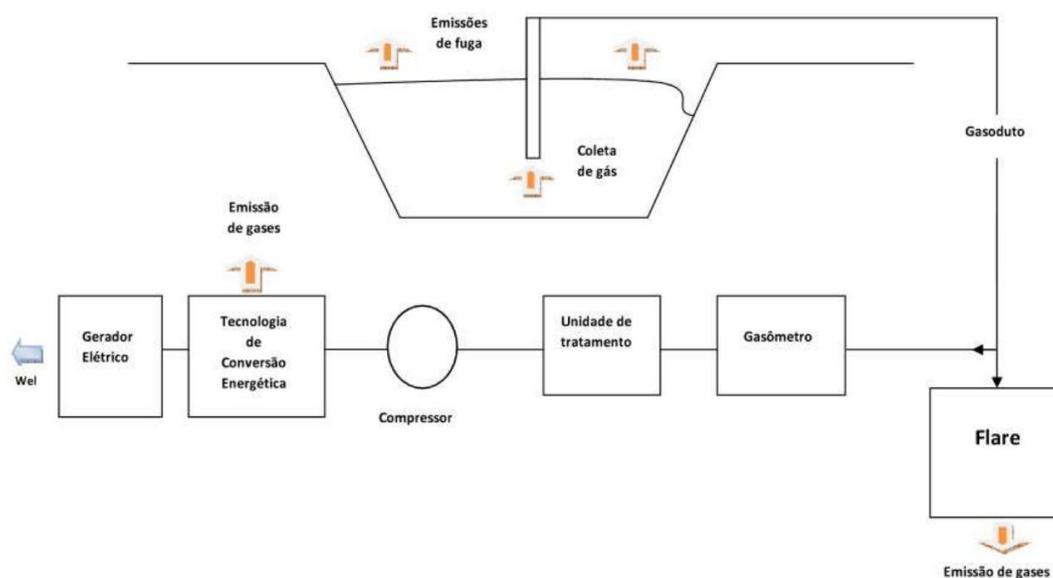


Figura 26 – Esquema representativo de uma usina de aproveitamento energético do biogás em um aterro sanitário

Fonte: (SANTOS, 2015)

- Sistema de coleta e queima alternativa: o sistema possui normalmente poços de coleta, tubos condutores, sistema de tratamento e um compressor. Ademais, o aterro com recuperação energética tem um *flare* para queima do excesso de gás ou para uso durante períodos de manutenção em equipamentos;
 - Tubos de coleta: a coleta do gás se dá por meio de um sistema de coleta que é conectado a uma tubulação lateral que transporta o gás a um coletor principal;
 - Sistema de tratamento de condensado: o gás produzido é encaminhado através de tubos e se resfria formando um condensado. Este condensado deve ser retirado pois seu acúmulo pode bloquear o sistema de coleta, paralisando a geração de energia;
 - Compressor: importante para extrair o gás dos poços de coleta e comprimir o gás para sua entrada no sistema de recuperação energética;
- Sistema de tratamento do gás: o gás depois de extraído e antes de ser convertido em energia, é tratado com o intuito de remoção de condensado não coletado, particulados e impurezas. Este tratamento inclui uma série de filtros para remoção de impurezas que podem prejudicar os elementos do motor ou turbina e diminuir a eficiência do sistema;

- Sistema de geração ou recuperação energética: este sistema é responsável pela conversão do biogás em outras formas de energia, como calor útil, eletricidade ou combustível.

Ademais dos elementos citados, também podem ser acrescentados:

- Gasômetro: usado para armazenar diferentes volumes de biogás. O armazenamento é feito para realizar a manutenção dos equipamentos de geração de eletricidade;
- Queimador: possibilita a queima controlada do metano não aproveitado na geração de energia;

O custo dos equipamentos foi cotado pelo Manual de Biogás – Aterros – Cetesb (CETESB, 2016) e foram ajustados para valores de cotação atual por meio da Calculadora do Cidadão elaborado pelo Banco Central do Brasil. A Tabela 10 apresenta os custos:

Tabela 10 - Custo de diferentes partes do sistema de reaproveitamento (Valores – base – 2006)).

Equipamento	Unidade	Valor
Dreno	R\$/unidade	1000
Tubulação	R\$/m	250
Compressão	R\$/m ³ /h	500
Gasômetro	R\$/m ³	90
Gasoduto	R\$/m	250
Remoção de H ₂ O	R\$/m ³ /h	0,01
Remoção de H ₂ S	R\$/m ³ /h	0,01
Remoção de CO ₂	R\$/m ³ /h	0,01
Queimador	R\$/unidade	200.000

Fonte: (CETESB, 2006).

Ademais, das diferentes partes do sistema de reaproveitamento, o sistema de recuperação energética propriamente dito, pode ser construído a partir de distintas tecnologias de geração. Os custos de geração de eletricidade por diferentes alternativas disponíveis no mercado no momento de sua execução são definidos na Tabela 11:

Tabela 11 - Custo de diferentes equipamentos de geração de eletricidade (Valores – base – 2006).

Equipamento	Valor (R\$/kW instalado)
Grupo gerador Otto nacional	1.000,00
Grupo gerador diesel nacional	2.000,00
Grupo gerador a gás importado	3.000,00
Micro-turbina	3.500,00
Turbina a gás	2.500,00

Fonte: (CETESB, 2006).

O aproveitamento de biogás proveniente de aterros sanitários no Brasil ainda é pequeno comparado com seu potencial. Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a geração de eletricidade a partir do biogás cresceu 14% em 2017, quando comparado ao ano anterior, isto representa apenas 0,0817% da matriz, com capacidade para abastecer uma cidade com 470 mil pessoas, segundo cálculos da Associação Brasileira de Biogás e Biometano (ABIOGÁS) (RUFINO, 2019).

Ainda, segundo a associação, são deixados de gerar anualmente, 115 mil GWh de energia com o não aproveitamento do biogás, aproximadamente 25% da energia consumida em 2016. O Plano Decenal de Expansão em 2026 (PDE) contempla pela primeira vez o uso do biogás no plano de expansão energética e a previsão é de que até 2025, o Brasil produz diariamente 10,7 milhões de m³/dia de biogás (RUFINO, 2019).

Todavia, apesar da baixa inserção desta fonte na matriz elétrica brasileira, já existem aterros que possuem sistemas de aproveitamento de biogás no país, abaixo evidenciados:

- Criação do aterro de Bandeirantes em São Paulo em 2004, com a primeira usina de geração de eletricidade a partir do biogás. Em conjunto com a usina do aterro São João em 2008, com a captura e queima do biogás, são responsáveis por alimentar 7% da eletricidade consumida na cidade (PREFEITURA DE SÃO PAULO, 2012; SILVA, 2006).
- Em 2011 sob a responsabilidade do Consórcio Horizonte ASJA, foi instalada a Usina termoelétrica de biogás da Central de Tratamento de Resíduos Sólidos da BR-040 em Belo Horizonte, com potência de 4,3 MW de eletricidade em 2015 (NASCIMENTO et al., 2019).
- Em 2015 entra em operação, a central de Resíduos do Recreio (CRR), no estado do Rio Grande do Sul no município de Minas do Leão. A usina tem

capacidade de geração de 8,5 MW, equivalente a uma população de aproximadamente 100.000 habitantes (CRVR, 2016).

- Em 2011 ocorre a implementação da Usina Termoverde Salvador, com potência instalada de 19,73 MW no Aterro Metropolitano Centro – AMC (TERMOVERDE SALVADOR, [s.d.]).

4.4.4. Estudo de caso aplicando as novas regras da GD

As políticas de incentivo de inserção de novas fontes renováveis de energia devem ser continuamente revisadas, para que as fontes que ganharam robustez e maturação tecnológica possam prosseguir sem ou com reduzidos apoios. Desta maneira, foi sancionado em janeiro de 2022 o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), alinhado ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a Lei Ordinária 14.300/2022 (BRASIL, 2022c).

4.4.5. Políticas de Incentivo de Geração de Energia a partir de Fontes Renováveis

Dentre as políticas que podem ser praticadas para tornar os projetos de geração energética atraentes economicamente, tem-se a isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS). Este imposto é estadual e a taxa correspondente de sua cobrança varia de um estado para outro. Em Minas Gerais o ICMS é de 18% que é cobrado de diferentes mercadorias e serviços, como é o caso da eletricidade.

Desta forma, a Lei 23762, de 06/01/2021, altera a Lei 6.763, de 26 de dezembro de 1975, que consolida a legislação tributária do Estado de Minas Gerais, e a Lei 14.937, de 23 de dezembro de 2003, que dispõe sobre o Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores – IPVA. Na nova lei, o poder executivo do estado fica autorizado a reduzir para até 0% a carga tributária relativa à (MINAS GERAIS, 2021):

- ✓ À energia elétrica fornecida pela distribuidora a unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, em quantidade correspondente à energia proveniente de cogeração qualificada ou de uso de fontes renováveis de energia injetada anteriormente na rede pela mesma unidade ou por unidade de mesma titularidade;

- ✓ Equipamentos, peças, partes e componentes utilizados em microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica por meio de cogeração qualificada ou de uso de fontes renováveis de energia.

Política 0 – Caso Base

A Política 0 diz respeito às normas atuais de GD com as condições padrões hoje existentes da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), considerando as novas resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com a taxa do fio B da distribuidora. Em Minas Gerais, a taxa de distribuição corresponde à 31% da tarifa, que será aplicada gradualmente de 2023 a 2029, indo de 15% à totalidade da tarifa correspondente à distribuição.

Em Minas Gerais, em março de 2022 a tarifa total de energia estava no patamar de 1.156,00 R\$/MWh. Neste caso, foram modeladas 5 faixas de população (80.000, 100.000, 200.000, 300.000 e 500.000 habitantes). Também, foram considerados os investimentos iniciais com o sistema de tratamento do gás de aterro, como a purificação do gás, o custo da coleta, compressão, gasoduto, gasômetro, queimador e equipamento para geração de eletricidade. Os valores foram reajustados pela Calculadora do Cidadão, elaborada pelo Banco do Brasil. Além disto, na amortização do investimento inicial é aplicada uma taxa de juros de 12% ao ano.

4.4.6. Determinação do desenho das Políticas analisadas

Política 1 – Caso Nacional: Isenção ICMS – Minas Gerais

Dentre as políticas que podem ser praticadas para aumentar a viabilidade de projetos de geração de energia a partir de resíduos urbanos está a isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) oferecido pelo estado de Minas Gerais. Este imposto estadual varia de um estado para outro e em Minas ele equivale a 18% do que é cobrado em mercadoria e serviços, como por exemplo a eletricidade.

Deste modo a Lei de janeiro de 2021, altera a Lei 6.763, de 26 de dezembro de 1975, autorizando o estado a reduzir para até 0% a carga tributária à eletricidade fornecida pela distribuidora que participa do sistema de compensação de energia ou por meio de equipamentos, peças e componentes utilizadas na micro e minigeração distribuída de energia elétrica no uso de fontes renováveis de energia (MINAS GERAIS, 2021). Deste

modo, são aplicadas todas as regras e condições do caso Base – Política 0, e adicionadas a estas condições a isenção do ICMS de 18% sobre peças e equipamentos, ou seja, sobre o investimento inicial do projeto.

Política 2 – Caso Internacional: Havaí – Tarifa de juros

Outro incentivo aplicado no Havaí se denomina financiamento bonificado, em que, para o setor residencial e comercial, o investimento apresenta taxas de juros mais baixas àquelas praticadas no mercado bancário. Estas condições dependem da renda do solicitante, e a taxa de juros pode chegar a 0%.

Estas linhas de crédito diferenciadas são criadas pelo governo com o intuito de incentivar um determinado setor ou mercado. Um exemplo de linha de crédito diferenciada ocorre por exemplo com a Agricultura Familiar que conta com juros que variam de 5 a 6% ao ano por meio do Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar – Pronaf. Desta forma, nesta política utiliza-se uma taxa de juros mais baixa do que aquela praticada no caso base, saindo de 12% para 6% ao ano.

Política 3 – Caso Internacional: Bélgica – Certificados Verdes Transacionáveis

Uma política importante aplicada na Bélgica, região de Bruxelas, foram os certificados verdes transacionáveis que podem ser vendidos por €81,7 por certificado. Estes certificados são equivalentes a uma quantidade de energia gerada por meio de fontes renováveis.

No caso de Bruxelas, este certificado foi criado para atender a geração solar, no entanto, nada impede que este certificado seja utilizado para outras fontes de energia renovável: como a eletricidade proveniente dos Resíduos Sólidos Urbanos.

No caso desta política criada na Bélgica, 1 MWh equivale a 1,65 certificados se a capacidade instalada for menor ou igual a 5 kW e a 1,32 certificados para capacidades superiores. No caso da aplicação desta política para o caso deste estudo, considerar-se-ão os mesmos valores e equivalências energéticas e monetárias.

✓ Conversão de moedas - € 1= US\$ 1,05 (data de conversão: 08/12/2022)

4.4.7. Cálculo do Máximo Benefício Líquido (MBL)

O cálculo do Máximo Benefício Líquido (MBL), conforme Silva et al. (2017), é feito para estimar a potência ótima da central térmica. Isto é feito por meio da verificação da frequência da vazão de metano ano a ano, e logo após, a conversão do quantitativo de metano em energia. Para isto, lançou-se mão da curva de duração.

A curva de duração pode ser traduzida como um histograma de frequências, comumente chamada de curva de permanência. Esta curva representa de maneira enxuta os dados históricos de um determinado evento. Esta curva pode ser realizada tendo como suporte os dados de vazões médias diárias, mensais ou anuais de emissão de metano. A Figura 27 exemplifica a curva de duração de emissão de metano em um aterro. A partir dos valores anuais de emissão de gás metano, constrói-se a curva de permanência a partir da frequência de determinada vazão de metano.

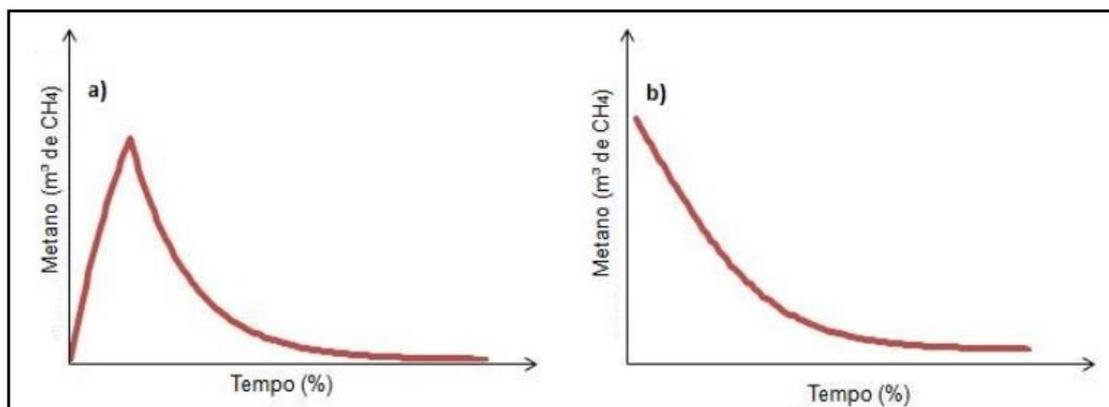


Figura 27 - a) Curva de vazão de metano; b) Curva de duração de vazão de metano

Fonte: (SILVA, 2012)

Assim, as maiores vazões de metano estão presentes em uma pequena fração do tempo. Em contraposição, baixas vazões estarão mais frequentes e por isto, quanto menor a vazão, maior sua presença e, portanto, frequência na curva de permanência.

Através da curva de permanência, é possível obter uma outra, denominada curva de energia. Esta curva representa de modo percentual, o período em que determinadas potências ocorrem com mais ou menos frequência ao longo do período de geração de metano no aterro, como representado na Figura 28.

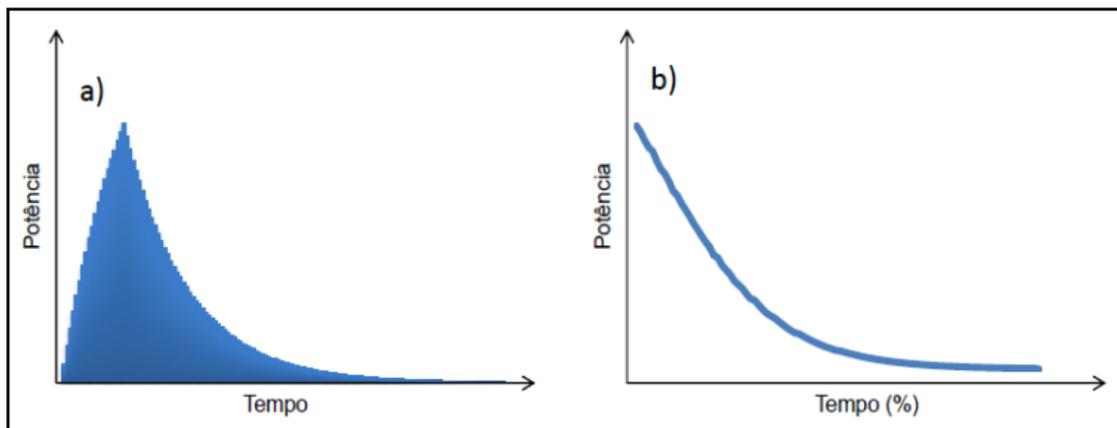


Figura 28 - Curva de energia

Fonte: (SILVA, 2012)

Deste modo, por meio da curva de energia, determina-se a energia média gerada, que corresponde a área sob a curva. Considerando uma potência instalada qualquer, a energia gerada será equivalente à área sobre essa ordenada definida pela curva de permanência, como representado na Figura 29:

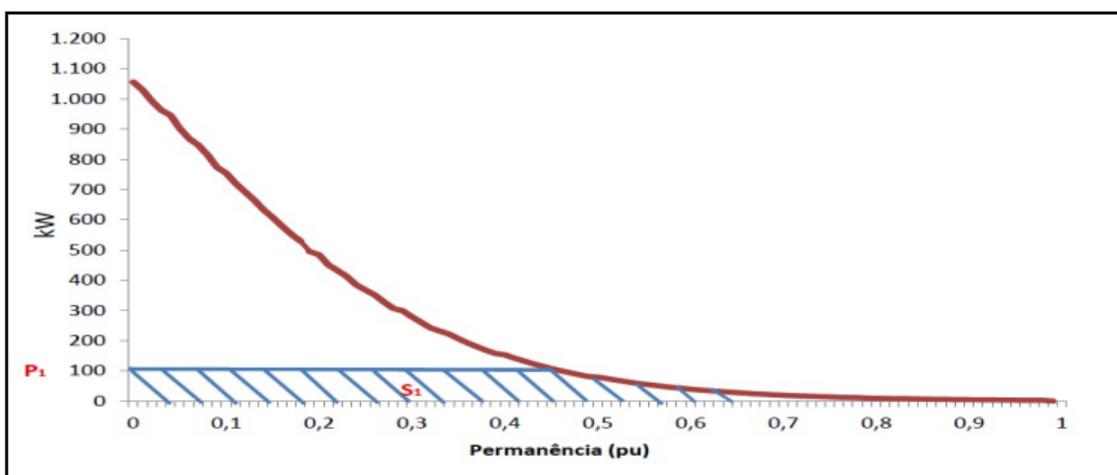


Figura 29 - Determinação da energia gerada a partir de uma determinada potência instalada.

Fonte: (SILVA, 2012)

Como percebe-se na figura acima, a potência P_1 instalada na termoelétrica será equivalente à energia gerada S_1 . Com isto, incrementando em intervalos regulares, tem-se que um determinado aumento de potência representa um aumento de energia que está diretamente relacionado com a curva de permanência. Assim, como as potências mais

elevadas são pouco frequentes, o aumento de capacidade instalada com o tempo tende a encontrar uma assíntota horizontal. Esta situação é expressa na Figura 30.

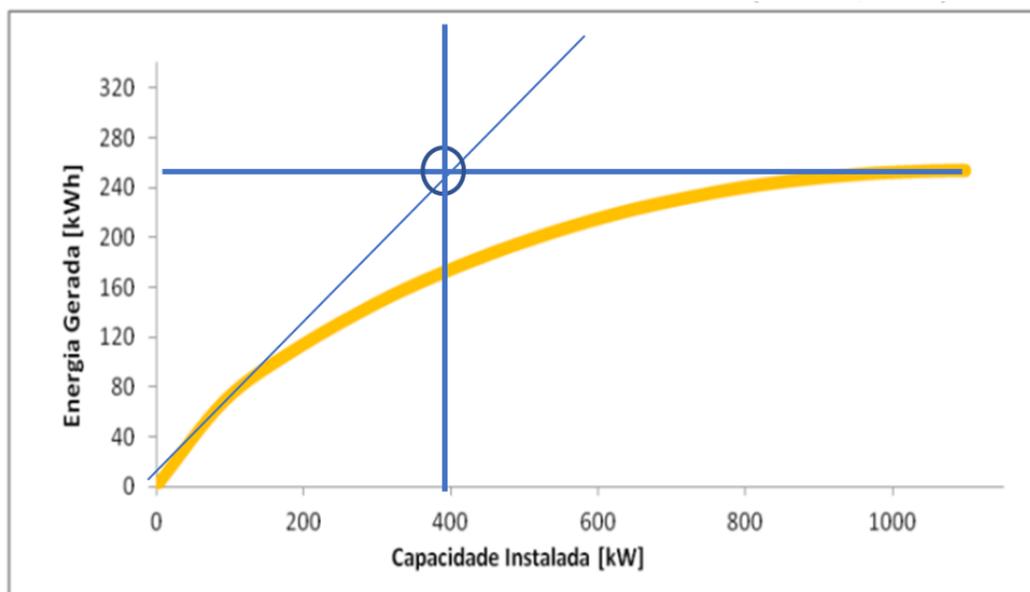


Figura 30 - Curva da Energia Média gerada em função da potência instalada na central.

Fonte: (SILVA, 2012)

Deste modo percebe-se que o incremento de capacidade instalada não representa de modo diretamente proporcional em um aumento de energia gerada, dado à diminuição da frequência de potências mais elevadas. Assim, como o aumento de potência está relacionado diretamente a um aumento de custo, busca-se encontrar o momento em que o aumento de custo com o aumento de potência se iguala ao aumento de ganho com o incremento de energia. Deste momento, adiante, deixa de compensar o incremento de potência e passa a prejudicar a viabilidade do projeto com o aumento de custos.

Para isto é necessário, primeiramente encontrar o custo unitário da central. Na determinação do custo de instalação da central busca-se uma correlação entre a potência da central e seu custo, dado que, quanto maior a potência da central, o custo por kW instalado tende a diminuir. Assim, a relação de seus respectivos preços com sua potência é primordial na determinação do custo unitário (R\$/kW) da central. Assim, determina-se a curva que correlaciona a potência da central com o custo unitário, conforme mostrado na Figura 31.

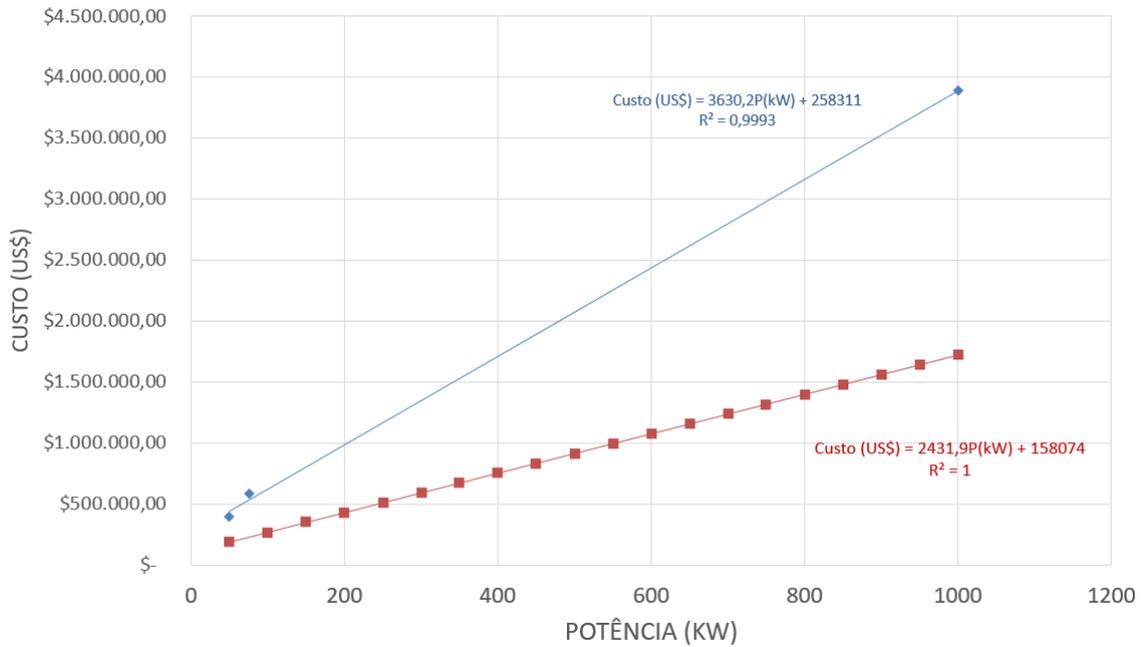


Figura 31 - Curva que correlaciona a potência (kW) da central com o custo unitário.

Fonte: Silva et al. (2017)

A curva utilizada foi a curva vermelha, que apresenta os valores reajustados a valores atuais da curva azul. Assim, ao se plotar os custos unitários expressos em (US\$/kW), com o resultado mostrado na figura acima, cria-se uma equação que correlaciona com muito boa precisão o custo unitário da central, determinado na Equação 25:

$$\text{Custo (US\$)} = 2.431,9 * P(\text{kW}) + 158.074 \quad (25)$$

4.4.7.1. Custo total inicial:

A partir da função do custo unitário (R\$/kW) e as prováveis potências (kW), determina-se os prováveis custos totais através da multiplicação do custo unitário da central (R\$/kW) pela potência da central (kW). Este custo total representa em termos financeiros o investimento inicial, como apresentado na Equação 26:

$$CT = CU.P \quad (26)$$

Onde:

CT = Custo total inicial da central em (US\$);

CU = Custo Unitário da central (US\$/kW);

P = Potência da central (kW).

4.4.7.2. Custo Anual

O custo anual é aquele valor que representa a amortização do custo total inicial e os juros, considerando o fator de recuperação de capital (*frc*) (Equação 27):

$$CA = CT \cdot frc \quad (27)$$

Onde:

CA = Custo Anual (US\$);

CT = Custo total (US\$);

frc = fator de recuperação de capital.

O *frc* (fator de recuperação de capital) é calculado a partir da Equação 28:

$$frc = \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (28)$$

Onde:

n = tempo de amortização do investimento inicial com as receitas do aterro (30 anos);

i = taxa de atratividade (12%);

4.4.7.3. Benefício Anual

As receitas, por sua vez, são calculadas por meio do Benefício Anual. O benefício é calculado a partir da Equação 29:

$$BA = 8760 \cdot Em_{pu} \cdot TE (1 - f_t) \quad (29)$$

Onde:

BA = Benefício Anual (US\$);

Em_{pu} = Energia média gerada pela central por unidade de frequência;

TE = Tarifa de venda da energia (US\$/kWh);

f_t = fator de tempo de operação (0,05);

4.4.7.4. Benefício Líquido

O benefício líquido anual representa a diferença entre o benefício anual e o custo anual conforme exemplificado na Equação 30:

$$BL = BA - CA \quad (30)$$

Onde:

BL = Benefício Líquido (US\$);

BA = Benefício Anual (US\$);

CA = Custo Anual da instalação (US\$).

Assim, o critério escolhido para determinação da potência da central, foi a potência existente mais próxima da potência ótima, baseada na teoria econômica, objetivando-se o maior lucro possível. Portanto, a potência do projeto será determinada pelo Método do Máximo Benefício Líquido. Este método correlaciona o benefício líquido com a potência instalada.

Isto em termos matemáticos se traduz quando a variação do benefício anual pela variação do custo anual é 1, ou seja, a derivada é 1. Assim, o Máximo Benefício Líquido (MBL) é alcançado quando a variação do Benefício Anual for igual a Variação do Custo anual.

4.4.8. Análise Financeira

Na análise financeira analisou-se indicadores tais como a taxa interna de retorno (TIR), valor presente líquido (VPL) e tempo de retorno (tempo em que o VPL é nulo) (SOUZA; JÚNIOR; SPIEGEL, 2016). Estes indicadores são considerados determinísticos pois se referem a resultados certos e precisos.

O Valor Presente Líquido (VPL) busca avaliar se o investimento inicial aportado em uma empresa é viável levando em consideração a taxa de juros que o mercado oferece para este tipo de investimento. Assim, fixando-se a taxa de juros, pode-se comparar qual destes negócios apresenta maior rentabilidade, sendo importante destacar que o VPL isoladamente não deve ser uma ferramenta para aceitar ou rejeitar projetos. Assim:

$VPL > 0 \rightarrow$ *Atrativo e selecionar o que possui maior VPL.*

$VPL < 0 \rightarrow$ *Não atrativo.*

$VPL = 0 \rightarrow$ *Indiferente*

Se o Valor Presente Líquido for maior que zero, o projeto é aceito, visto que o retorno esperado é superior ao capital investido, e ao retorno mínimo exigido. No caso em que o VPL seja menor ou igual a zero, o projeto deve ser rejeitado, uma vez que o investimento não cobrirá o capital investido e o retorno mínimo exigido (BROM, 2007).

O VPL pode ser representado segundo a Equação 31.

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (31)$$

Onde:

FC_t = fluxos de caixa dos valores envolvidos que ocorrem em n períodos;

I = Investimento inicial;

i = taxa mínima de atratividade, taxa de desconto ou taxa de juros comparativa;

n = número de períodos envolvidos no fluxo de caixa.

Além do VPL, o investidor deve analisar outras questões como o volume de recursos necessários, o risco associado ao investimento e a perspectiva de rentabilidade do projeto (SOUZA; JÚNIOR; SPIEGEL, 2016). Nesta tese será considerado também o custo nivelado de energia (LCOE em inglês), como já estudado por outros autores (BRANKER; PATHAK; PEARCE, 2011).

Outro importante indicador é a Taxa Interna de Retorno (TIR) que pode ser definida como a taxa de desconto que torna o valor presente das entradas de caixa igual ao investimento inicial do projeto (FREZATTI, 2008). Em outras palavras, a TIR também significa a taxa média constante de um investimento, que é suficiente para repor o investimento efetuado, de forma exata e íntegra (BROM, 2007). Desta forma a TIR é a taxa de juros que gera um VPL nulo, igualando as entradas às saídas (CAMLOFFSKI, 2014; CASAROTTO FILHO; KOPITTKE, 2010; KASSAI et al., 1999). Além disto, a TIR é importante pois, mensura o risco, que pode ser visualizado através da proximidade da TIR e TMA.

A TIR é calculada segundo a Equação 32 (SAMANEZ, 2009):

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad \therefore \quad I = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \quad (32)$$

Onde:

FC_t = fluxos de caixa dos valores envolvidos que ocorrem em n períodos;

I = Investimento inicial;

i = taxa mínima de atratividade, taxa de desconto ou taxa de juros comparativa;

n = número de períodos envolvidos no fluxo de caixa.

Assim, faz-se a seguinte análise na escolha do projeto, considerando “ i ” a taxa mínima de atratividade de referência. Se

$TIR > i \rightarrow$ *Atrativo*

$TIR < i \rightarrow$ *Não atrativo*

$TIR = i \rightarrow$ *Indiferente*

Há uma relação entre a TIR e a TMA e pode ser representada na Figura 32.

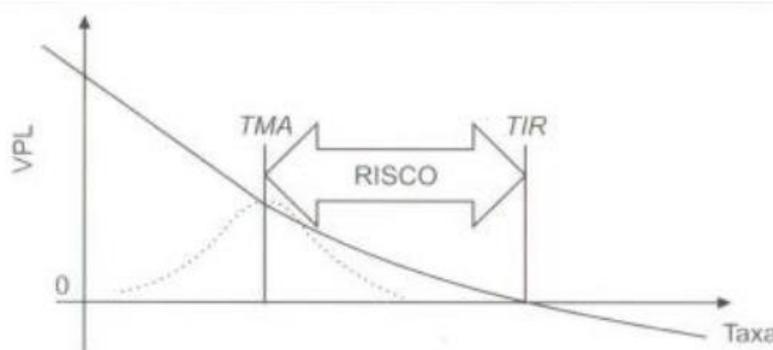


Figura 32 - Relação TIR e TMA em um projeto de investimento.

Fonte: (SOUZA; CLEMENTE, 2004)

Cabe destacar que quanto mais próxima está a Taxa Interna de Retorno (TIR) da Taxa Mínima de Atratividade ($TMA = i$) maior é o risco, visto que a rentabilidade projetada está próxima do mínimo esperado, então pequenas instabilidades no sistema podem fazer com que a rentabilidade seja inferior ao mínimo estabelecido (CAMLOFFSKI, 2014).

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é definida como o retorno mínimo esperado ao realizar o projeto. Ainda, também como a melhor alternativa de investimento com baixo risco na aplicação. Para que o projeto seja atrativo, a TMA deve render pelo menos, a taxa de juros das aplicações correntes e de baixo risco do mercado financeiro local. Em geral quanto maior for o risco, maior deve ser a TMA oferecida na aplicação (CAMLOFFSKI, 2014).

A TMA também é conhecida como taxa de desconto, taxa de juros comparativa, taxa de equivalência ou taxa de expectativa. Normalmente se utiliza como comparação a taxa da caderneta de poupança, que é um investimento tradicional com baixíssimo risco de perda, assim, outros investimentos devem possuir uma TMA minimamente superior à taxa oferecida pela caderneta de poupança.

O *payback* pode ser definido como o tempo em que os investimentos realizados levam para serem recuperados em forma de lucro. Valores de *payback* mais longos tendem a ter TMA's mais atrativas, dado, que o investidor deverá deixar o dinheiro investido no projeto por maior período de tempo, logo, para que lhe interesse, a taxa oferecida deve ser mais atraente.

Além disto, o *payback* pode ser analisado como *payback* simples ou *payback* descontado. O *payback* simples é o tempo necessário para o retorno do investimento inicial, sem considerar as flutuações do valor do dinheiro no tempo, pois, não se baseia em valores descontados.

O *payback* simples pode ser calculado somando o último ano em que houve saldo negativo à razão entre o último saldo negativo e o fluxo de caixa do ano em equilíbrio.

O *payback* descontado por sua vez, é semelhante ao *payback* simples, no entanto, antes de seu cálculo deve-se trazer os valores para o período zero através da TMA (KASSAI et al., 1999). O cálculo pode ser feito através da relação abaixo, em que a variável de interesse passa a ser o número de períodos que anula o valor presente líquido do projeto, considerando a taxa mínima de atratividade, o investimento inicial e os fluxos de caixa dos valores envolvidos (Equação 33):

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} = 0 \quad \therefore \quad I = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (33)$$

Onde:

FC_t = fluxos de caixa dos valores envolvidos que ocorrem em n períodos;

I = Investimento inicial;

i = taxa mínima de atratividade, taxa de desconto ou taxa de juros comparativa;

n = número de períodos envolvidos no fluxo de caixa.

Em relação ao LCOE, ele representa o custo mínimo de receita a ser obtido por kWh para cobrir as despesas referentes aos custos de operação e manutenção, os investimentos, juros e a remuneração dos investidores (NAKABAYASHI, 2014). O

LCOE relaciona a energia gerada pela unidade e os custos envolvidos ao longo da vida útil da usina, como já destacado por outros autores, como Silva et al. (2019). O cálculo é dado por meio da Equação 34:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^m \frac{C_n}{(1+i)^n}}{\sum_{t=1}^m \frac{E_n}{(1+i)^n}} \quad (34)$$

Onde:

C_n = custos no período t (igual ao investimento inicial no ano 0 e ao custo de operação e manutenção nos anos posteriores);

E_n = energia produzida anualmente

i = taxa de juros;

m = vida útil do empreendimento (anos);

n = ano de análise.

4.4.9. Premissas para a identificação dos estudos de caso

População Mínima Viável

Os valores de população permaneceram os mesmos daqueles estudados já por outros autores (BARROS; TIAGO_FILHO; SILVA, 2014), pois o Censo mais recente do IBGE ainda é o de 2010, em razão da inexistência do Censo 2020, em função da pandemia de COVID-19. A Tabela 12 apresenta os dados extraídos do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística com relação ao censo demográfico de 2010 (IBGE, 2021a).

Os cenários para os projetos de produção de energia elétrica a partir de biogás de aterro sanitário no Brasil foram portanto, novamente simulados nas condições atuais e com a consideração das Resoluções ANEEL 482/2012 e 687/2015 (ANEEL, 2012a, 2015) para tamanhos de população entre 80.000 habitantes e 500.000 habitantes (Tabela 12) (vide Apêndices). Entretanto, na nova simulação, a metodologia de MBL apresentada em Silva et al. (2017) permitiu a criação de mais 5 cenários de $P_{ótima}$ para cada população (SILVA et al., 2017).

Tabela 12 - Número de municípios e População nos Censos Demográficos por tamanho da população no Brasil em 2010.

Classes de tamanho da população	Variável	
	População nos municípios (Pessoas)	População nos municípios (Percentual)
Até 2.000	197,429	0.10
De 2.001 a 5.000	4,176,916	2.19
De 5.001 a 10.000	8,541,935	4.48
De 10.001 a 20.000	19,743,967	10.35
De 20.001 a 50.000	31,344,671	16.43
De 50.001 a 100.000	22,314,204	11.70
Mais de 100.000	104,436,677	54.75
De 100.001 a 500.000	48,565,171	25.46
Mais de 500.000	55,871,506	29.29
População total no Brasil (habitantes)	190,755,799	

Fonte: (IBGE, 2021a)

Os supracitados índices de decisão foram utilizados no presente estudo para a avaliação da viabilidade dos projetos dos cenários C1 ao C20, conforme Equações 4 a 6.

Para a cálculo do custo de implantação dos projetos das centrais termelétricas, considerou-se que os custos envolvidos são aqueles apresentados na Tabela 13 (vide Apêndices), com base nos valores sugeridos por CETESB (2006), atualizados pelo Índice Geral de Preços ao Consumidor (IGPC) na calculadora do cidadão do Banco Central do Brasil - BCB (Brasil, 2021a). Os valores obtidos foram convertidos para dólares americanos pelo BCB (Brasil, 2010b) na cotação de R\$ 1 = US\$5,37, na data de 01/10/2021.

A Tabela 18 (vide Apêndices) apresenta um resumo dos cenários elencados no PDE 2050, MME/EPE (2020b).

De acordo com a base de dados do último censo demográfico realizado pelo IBGE em 2010, dividiu-se a população brasileira que vive em municípios por grupos, como apresentados na Tabela 19 (vide Apêndices).

No cálculo, foram considerados os custos envolvidos na construção do empreendimento de usinas termelétricas, como mostrado na Tabela 20 e Tabela 21 (vide

Apêndices), com base nos valores fornecidos pela CETESB (2006) e reajustados de acordo com o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) ao Consumidor.

4.4.10 Prospecção do mercado potencial tecnicamente disponível e economicamente viável

Como pode ser observado neste estudo, é possível mostrar que existe uma estreita relação entre o PIB per capita e a produção de RSU per capita. De forma que, uma vez estabelecida uma correlação, torna-se possível prever o crescimento do RSU com base no crescimento do PIB e até mesmo, desenvolver projeções para estados e cidades para tratamento e uso da energia do RSU.

Assim, a partir da definição população mínima que torna o aproveitamento dos RSU para fins de geração de energia elétrica e da relação entre todas as cidades do Brasil com os valores de suas populações e dos respectivos Produtos Internos Brutos (PIB). Calculou-se o PIB per capita de cada cidade, PIB_{cp}, e utilizando a equação que relaciona o PIB_{pc} com a geração de resíduos, encontrou-se a geração de resíduos per capita anual e diária-RSU_{PCa} e RSU_{PCd}.

Para o cálculo da emissão de gás metano fez-se necessário determinar os valores de k e L_0 . O valor de k está diretamente relacionado com a precipitação anual, para isto, utilizou-se a base de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) com relação à Normal Meteorológica do Brasil 1991 – 2020 com a precipitação acumulada decenal mensal e anual. Com isto, retirou-se a média aritmética anual de precipitação de cada estado, obtendo os seguintes valores médios de precipitação anual, mostrados na Tabela 13.

Logo após, comparou-se com os valores sugeridos de k , considerando um ambiente altamente degradável, já para L_0 tomou-se o valor de 170 m³/t (média entre os valores máximo e mínimo). Em seguida, com base nos valores obtidos, foi possível calcular a emissão de metano em cada unidade federativa, total e viável.

Para a eficiência de coleta (E_c) do biogás, muitos programas de simulação de geração de biogás utilizam como *default* o valor base de 75%, no entanto, segundo artigos e pesquisas feitas nos últimos anos, verificaram que 75% é um valor alto, quando se toma em conta a quantidade gás que se perde pela superfície com as emissões fugitivas e, portanto, para este trabalho foi considerado 65% como um valor padrão de E_c de gás (SPOKAS et al., 2006).

Tabela 13 - Precipitação anual média por unidade federativa do Brasil.

Estado do Brasil	Precipitação (mm)	k (ano-1)
Acre	651,5	0,08
Alagoas	423,0	0,05
Amazonas	856,8	0,08
Amapá	841,0	0,08
Bahia	294,4	0,05
Ceará	315,2	0,05
Distrito Federal	492,5	0,05
Espírito Santo	436,0	0,05
Goiás	489,5	0,05
Maranhão	527,7	0,08
Minas Gerais	403,3	0,05
Mato Grosso do Sul	406,2	0,05
Mato Grosso	543,2	0,08
Pará	746,7	0,08
Paraíba	335,5	0,05
Pernambuco	272,5	0,05
Piauí	312,1	0,05
Paraná	567,3	0,08
Rio de Janeiro	433,8	0,05
Rio Grande do Norte	348,5	0,05
Roraima	623,7	0,08
Rio Grande do Sul	555,1	0,08
Santa Catarina	637,0	0,08
Sergipe	355,9	0,05
São Paulo	487,4	0,05
Tocantins	538,6	0,08

Fonte: (INMET, 2020)

Com uma população inicial de 1000 pessoas e uma geração per capita inicial de 1,0 kg/hab.dia, uma taxa de crescimento anual de 2,2% ao ano, considerando o cenário mais equivalente à média global buscou-se primeiramente a equação determinada pela constante de decaimento ($k=0,05$) e logo ($k=0,08$), para um período de coleta de 30 anos, encontrando o gráfico representado na Figura 33 e as seguintes equações representadas (Equações 35 e 36):

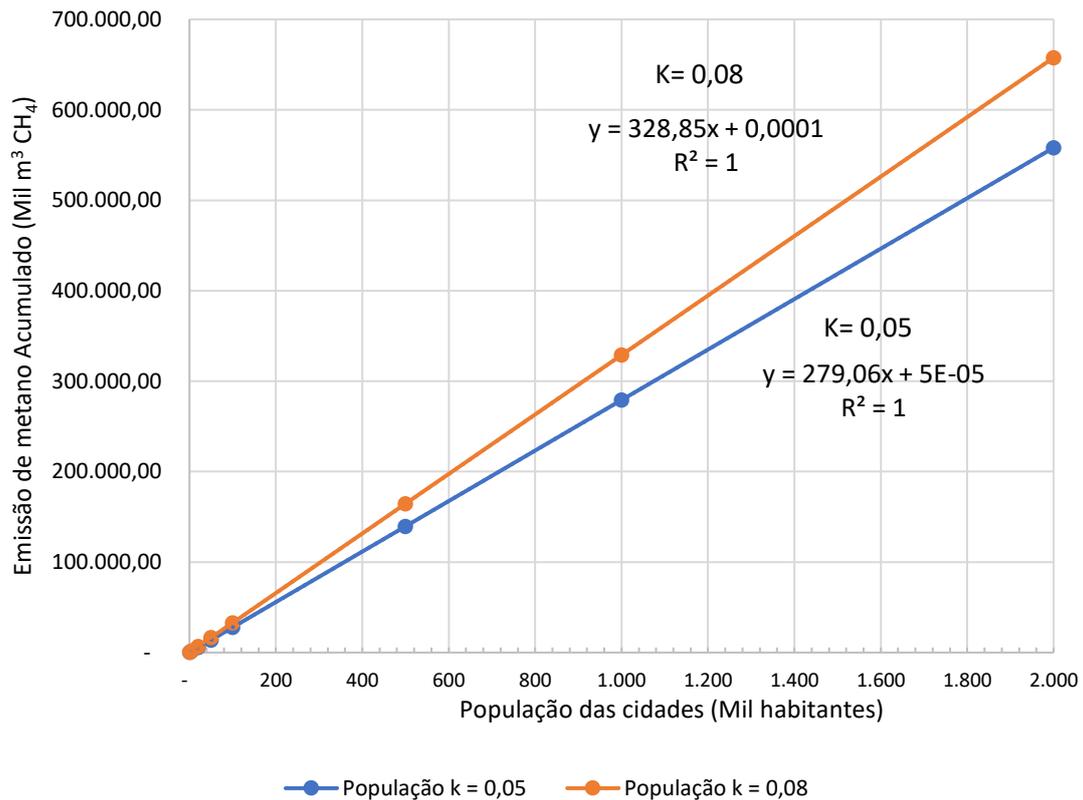


Figura 33 - Geração Acumulada de gás metano por população

Equação para a constante de decaimento $k = 0,05$

$$\begin{aligned} \text{Emissão total}_{cidade_{k=0,05}} & \quad (35) \\ & = 279,06 * \text{População}_{cidade} * \text{Geração}_{percapita_{cidade}} + 0,0453 \end{aligned}$$

Equação para a constante de decaimento $k = 0,08$

$$\begin{aligned} \text{Emissão total}_{cidade_{k=0,08}} & \quad (36) \\ & = 328,85 * \text{População}_{cidade} * \text{Geração}_{percapita_{cidade}} + 0,1351 \end{aligned}$$

Tendo encontrado as equações que norteiam o cálculo da produção de metano em função da população nos municípios, encontrou-se a população e o PIB de cada município

brasileiro. Com isto, encontrou-se a geração de resíduos sólidos urbanos per capita para cada município utilizando as Equações 37 e 38:

$$\frac{RSU_{pc}}{PIB_{pc}} = 22,157 \cdot PIB_{pc}^{-0,701} \quad (37)$$

Que resulta em:

$$RSU_{pc} = 22,157 \cdot PIB_{pc}^{0,299} \quad (38)$$

Onde:

RSU_{pc} é a produção anual de Resíduos Sólidos Urbanos per capita (kg/ano)/US\$

O **PIB_{pc}** é o Produto Interno Bruto per capita US\$/habitantes

A geração de metano foi calculada ano a ano, como mostrado na Equação 20, que retorna a conteúdos já destacados no trabalho:

$$\sum Q_x = k \cdot L_0 \sum R_x \cdot e^{-k(x-T)} \quad (20)$$

Onde:

Q_x: fluxo de metano gerado no ano x por RSU depositado no ano T (m³CH₄/ano);

k: constante de decaimento (1 / ano);

R_x: fluxo de resíduos no ano x (kg_{RSU});

L₀: potencial para geração de metano (m³LFG/kg_{RSU}). Neste estudo, o valor adotado para L₀ foi de 0,17 m³CH₄/kg (BARROS; TIAGO_FILHO; SILVA, 2014);

T: ano da disposição dos resíduos no aterro sanitário (ano);

x: ano corrente (ano);

∑ Q_x: soma de n estimativa das taxas de fluxo de metano (m³CH₄)

Logo após, com o cálculo da emissão total que ocorre majoritariamente ao longo de 30 anos, divide-se a emissão total pela quantidade de anos e encontra-se a emissão anual. Com a emissão anual e em posse de dados como PCI específico do biogás, o rendimento de conversão energética, eficiência de coleta do gás, obtém-se a energia disponível anual, conforme mostrado nas Equações 39 e 40:

$$E_{CH4 \text{ anual}} = E_{CH4 \text{ total}}/30 \quad (39)$$

$$EE_{disp\,anual} = E_{CH4\,anual} \cdot E \cdot E_c \cdot PCI_{(metano)} \quad (40)$$

Onde:

$E_{CH4\,total}$: Emissão de metano total em função da população de cada município;

$E_{CH4\,anual}$: Emissão de metano anual aproximada (considerando que a emissão de gás ocorre majoritariamente ao longo de 30 anos);

$EE_{disp\,anual}$: Energia elétrica disponível anual

E_c : Eficiência de coleta de gás (65%);

E : Eficiência da tecnologia de conversão (33%);

$PCI_{(metano)}$: 10,5 kWh/m³CH₄

A partir da energia disponível anual, obtém-se a potência disponível anual, conforme a Equação 41:

$$P_{disp\,anual} = \frac{EE_{disp\,anual}}{8760} \quad (41)$$

A potência disponível foi calculada para cada cidade do Brasil, considerando os índices de precipitação e os potenciais de geração de metano. Além disto, a partir da população mínima viável foi possível conhecer a potência elétrica disponível viável que são com aqueles municípios com população acima de 80.000 habitantes.

A Energia elétrica média gerada, considerando um fator de capacidade de 0,75, é então calculada, conforme a Equação 42:

$$EE_{méd\,gerada} = P_{inst} \cdot FC \cdot 8760 \quad (42)$$

Assim, realizou-se estes cálculos para diferentes populações, mesmo para aqueles que não apresentaram viabilidade técnico-econômica para conhecer o potencial teórico e também aquele viável disponível.

Neste estudo não foram considerados os consórcios entre pequenos e médios municípios. No entanto, como o cálculo foi feito para todos os municípios, foi possível conhecer o mercado viável e o potencial máximo que considera todos os municípios.

Com isto, elaborou-se um mapa que apresenta os potenciais disponíveis viáveis de geração de eletricidade por meio de RSU.

5. Resultados e Discussão

5.1. Os Resíduos Sólidos Urbanos no Mundo

Nos países em desenvolvimento, os incentivos ao aumento do consumo à luz da globalização têm mudado os padrões de consumo (incluindo alimentos) e melhorado a qualidade de vida, e isso tem efeitos diretos na geração de resíduos (KHAN; KUMAR; SAMADDER, 2016). Sabe-se que os países desenvolvidos geram resíduos com baixo teor de umidade, tornando a incineração uma tecnologia útil e eficaz. Os países que mais incineram os resíduos são: o Japão (74%), a Dinamarca (54%), a Suíça e a Suécia (50%) (HOORNWEG; BHADA-TATA, 2012; PSOMOPOULOS; BOURKA; THEMELIS, 2009).

Além da relação direta entre o tamanho das cidades e o aumento dos níveis de geração de RSUs, há também uma relação intrínseca entre o desenvolvimento de um país, a renda per capita (PIB per capita) e a geração de resíduos. A Figura 34 mostra o contraste entre o RSU e o PIB de 123 países desenvolvidos, em desenvolvimento e subdesenvolvidos (BANK, 2019; OECD, 2021; TISEO, 2020). Há uma separação clara em 4 grandes grupos destacados.

Há alguns países desenvolvidos que apresentam um aumento do consumo e produção de resíduos, a exemplo dos Estados Unidos, Alemanha, Austrália, Canadá, França, Reino Unido e Japão. Há também um grupo de países ricos e desenvolvidos com menor índice de geração de resíduos per capita como Portugal, Itália, Espanha, Coreia do Sul e Arábia Saudita. Finalmente, há um grupo de países em desenvolvimento com PIBs per capita mais baixos e taxas mais baixas de geração de RSU per capita como Chile, México, Uruguai, China, Brasil, Rússia, Argentina e Colômbia.

Há países que se distanciam desses grupos por apresentarem valores discrepantes, seja na forma de alta geração de resíduos devido ao baixo PIB, como a África do Sul. O oposto também é verdadeiro para países com taxas mais baixas de geração de resíduos em comparação com suas altas taxas de PIB, como Suíça, Suécia e Índia. Embora a Índia seja um país em desenvolvimento, seus níveis de produção de PIB e RSU são mais baixos em relação aos outros países. Finalmente, existe um quarto grupo de países subdesenvolvidos, que não são discutidos neste estudo.

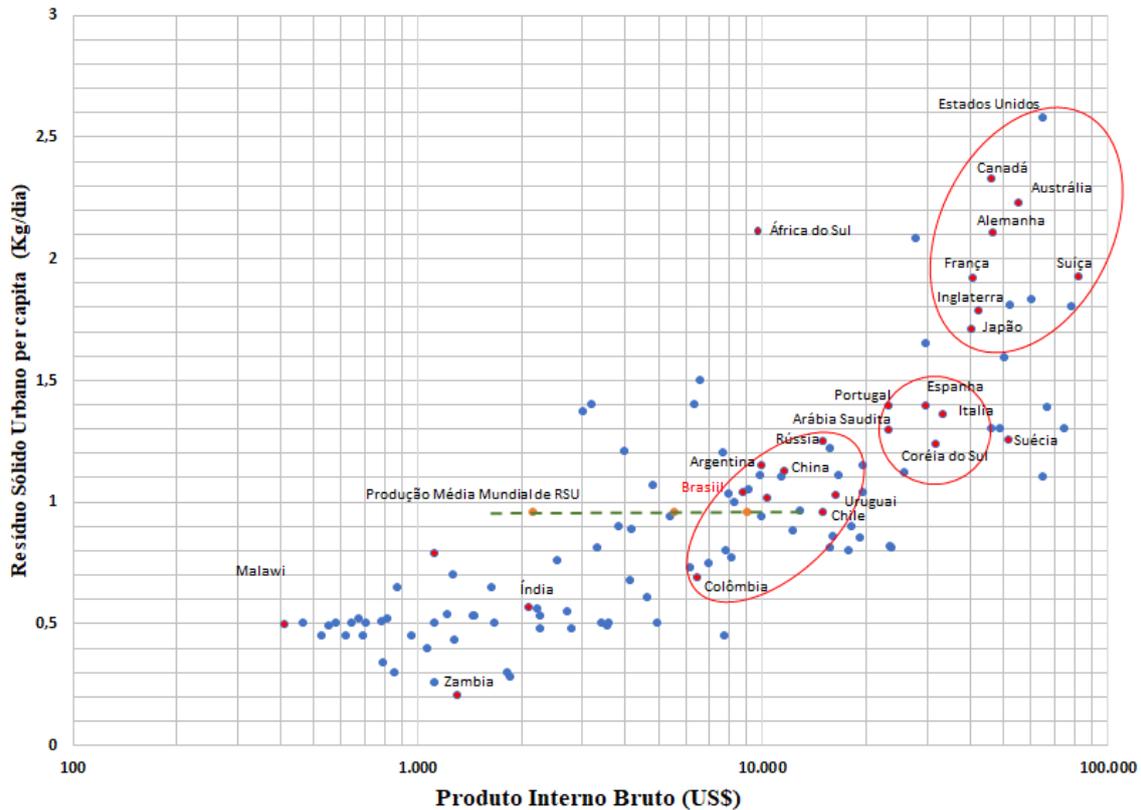


Figura 34 - Relação entre Produto Interno Bruto per capita e geração per capita de resíduos sólidos urbanos

Procurando uma correlação entre o PIB per capita e os níveis de produção per capita de RSU, o número de países analisados foi expandido a partir desses dados para obtenção de uma linha de tendência com um R^2 igual a 0,9268 e uma relação exponencial para as duas variáveis, como mostrado nas Equações 37 e 38, já mencionadas anteriormente:

$$\frac{RSU_{pc}}{PIB_{pc}} = 22,157 \cdot PIB_{pc}^{-0,701} \quad (37)$$

Que resulta em:

$$RSU_{pc} = 22,157 \cdot PIB_{pc}^{0,299} \quad (38)$$

Onde:

RSU_{pc} é Resíduos Sólidos Urbanos per capita (kg/ano)/US\$

O PIB_{pc} é o Produto Interno Bruto per capita US\$/habitantes

Os dados do PIB e RSU obtidos de 123 países ricos, em desenvolvimento e pobres foram realocados. O resultado é mostrado no gráfico da Figura 35 (BANK, 2019; MMA, 2020; OECD, 2007; TISEO, 2020):

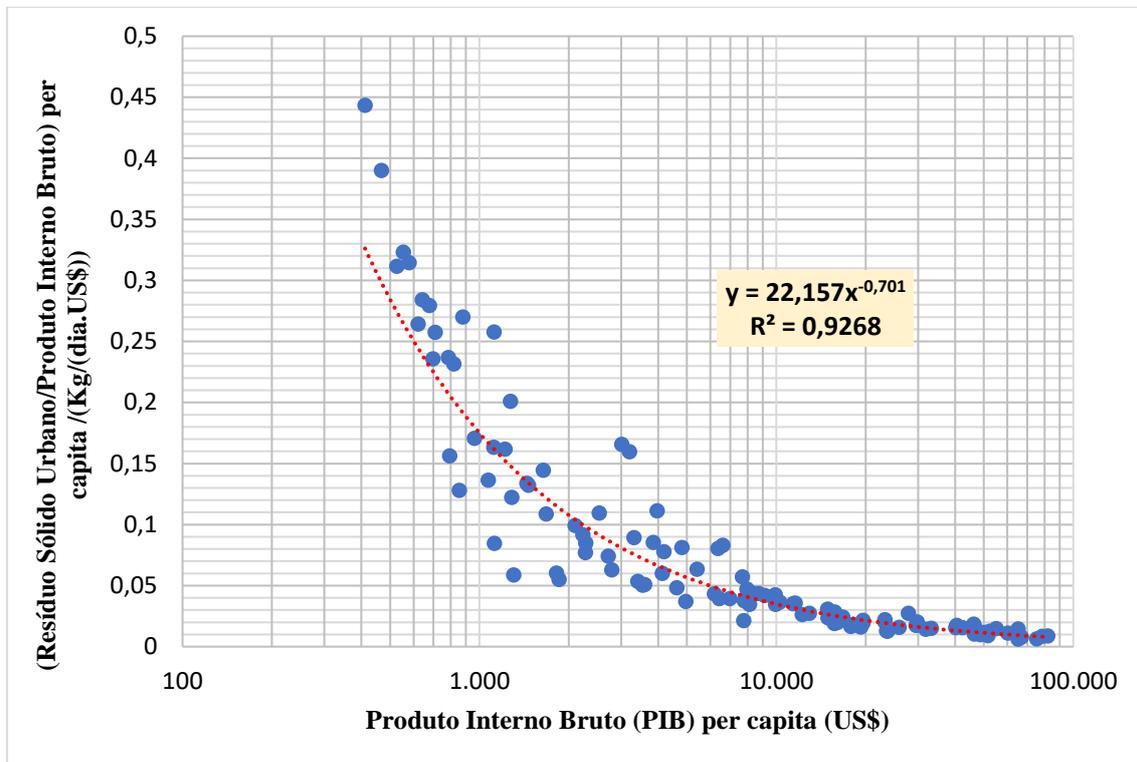


Figura 35 - Resíduos Sólidos Urbanos / Produto Interno Bruto per capita [kg/dia/US\$] versus PIB (US\$)

Fonte: (BANK, 2019; MMA, 2020; OECD, 2007; TISEO, 2020)

Como pode ser observado, existe uma estreita relação entre o PIB per capita e a produção de RSU per capita. Também é possível prever o crescimento do RSU com base no crescimento do PIB e até mesmo desenvolver projeções para estados e cidades para tratamento e uso da energia do RSU.

5.2.Determinação do Potencial Energético a partir do uso de Resíduos Sólidos Urbanos

5.2.1. Potencial de Geração de Eletricidade economicamente viável

Nesta primeira parte dos resultados é apresentada uma análise sobre o potencial de geração de eletricidade economicamente viável a partir da recuperação energética do biogás de aterro no Brasil. Desta maneira, dividiu-se as populações das cidades entre classes variando entre 80.000 e 500.000 habitantes usando dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) de 2010 (IBGE, 2010). Estes dados foram importantes para verificar as restrições de viabilidade financeira para este tipo de empreendimento a depender das classes de cidades. Para conhecer a situação da geração teórica de biogás foi utilizado a versão 1.0 do software “Geração de biogás e uso de energia, aterros sanitários” (CETESB, 2016).

Com isto, foi possível conhecer a faixa de população em que há maior predisposição de se tornar empreendimentos viáveis. Com isto é possível verificar a faixa de municípios em que, sem consórcios, subsídios ou incentivos os empreendimentos não se viabilizam e que poderiam precisar de um maior apoio governamental.

Cabe destacar também que, pequenos empreendimentos de geração de energia podem gerar sua energia por meio do sistema de compensação de energia (SCEE), como já mencionado anteriormente. Assim, estes projetos podem ser viáveis em pequenos municípios quando a tarifa da energia paga ao produtor é semelhante ou equivalente àquela paga pelo consumidor. Estas iniciativas devem ser atrativas economicamente, mas também são importantes por uma série de questões, desde a disposição e tratamento adequado dos RSU, quanto para a diversificação energética, geração de tecnologia, geração de renda local (descentralização de energia e renda) e uso sustentável dos recursos renováveis disponíveis.

Estes benefícios mencionados trazem consigo o benefício de atender à Política Nacional de Resíduos Sólidos (BRASIL, 2010b, 2010a) e a Política Nacional de Mudanças Climáticas (BRASIL, 2010c).

A simulação dos cenários foi realizada tendo como base a população que atende o aterro, o ano inicial e final de disposição de resíduos (2021 a 2041), a quantidade de resíduos tratados diariamente e a energia produzida pela usina com o aproveitamento do gás de aterro. Considerando as premissas e as valorações econômicas e a correlação entre os indicadores financeiros, obtém-se na Tabela 17 (vide Apêndices) um resumo dos dados obtidos.

As Figuras 36, 37, 38, 39 e 40, por sua vez ilustram os valores obtidos para o VPL e a potência disponível para geração de metano nas condições de simulação consideradas.

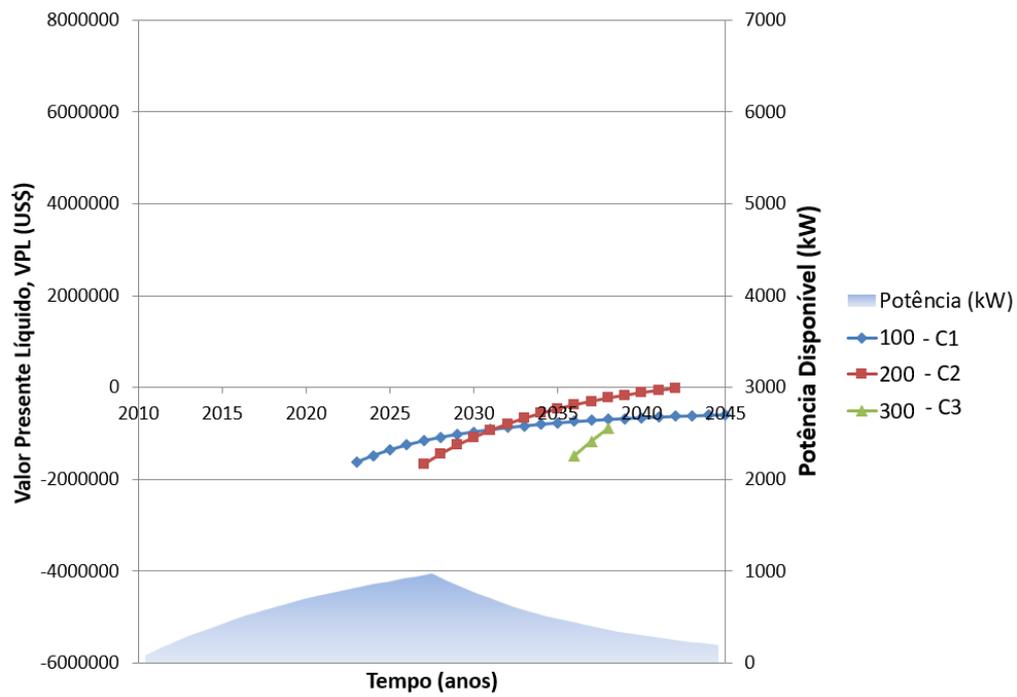


Figura 36 - Simulação do Valor Presente Líquido x Potência disponível dos Cenários C1 a C3

Fonte: O autor.

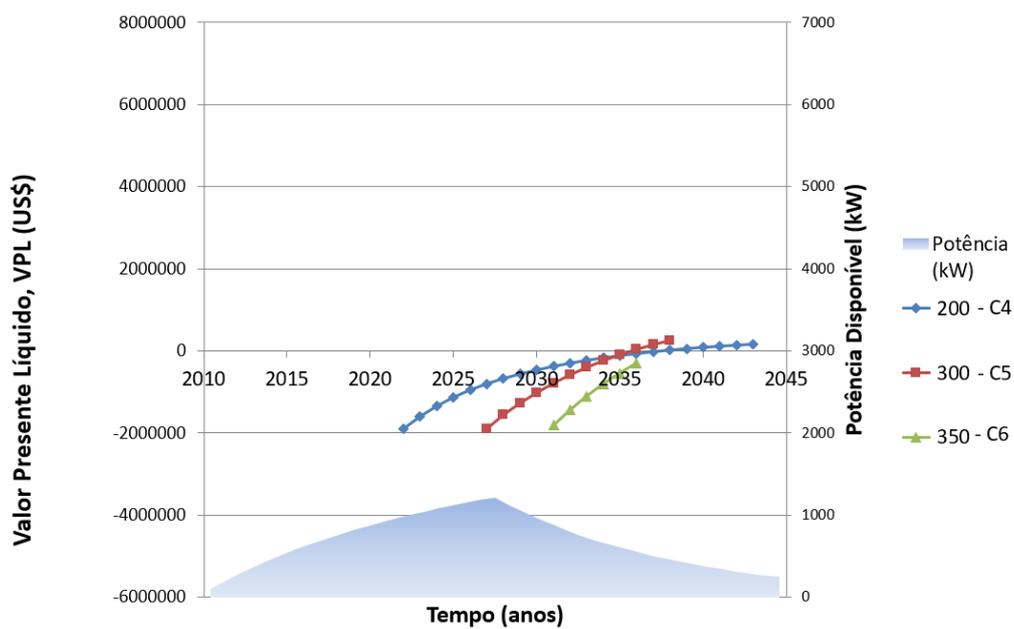


Figura 37 - Simulação do Valor Presente Líquido x Potência disponível dos Cenários C4 a C6

Fonte: O autor.

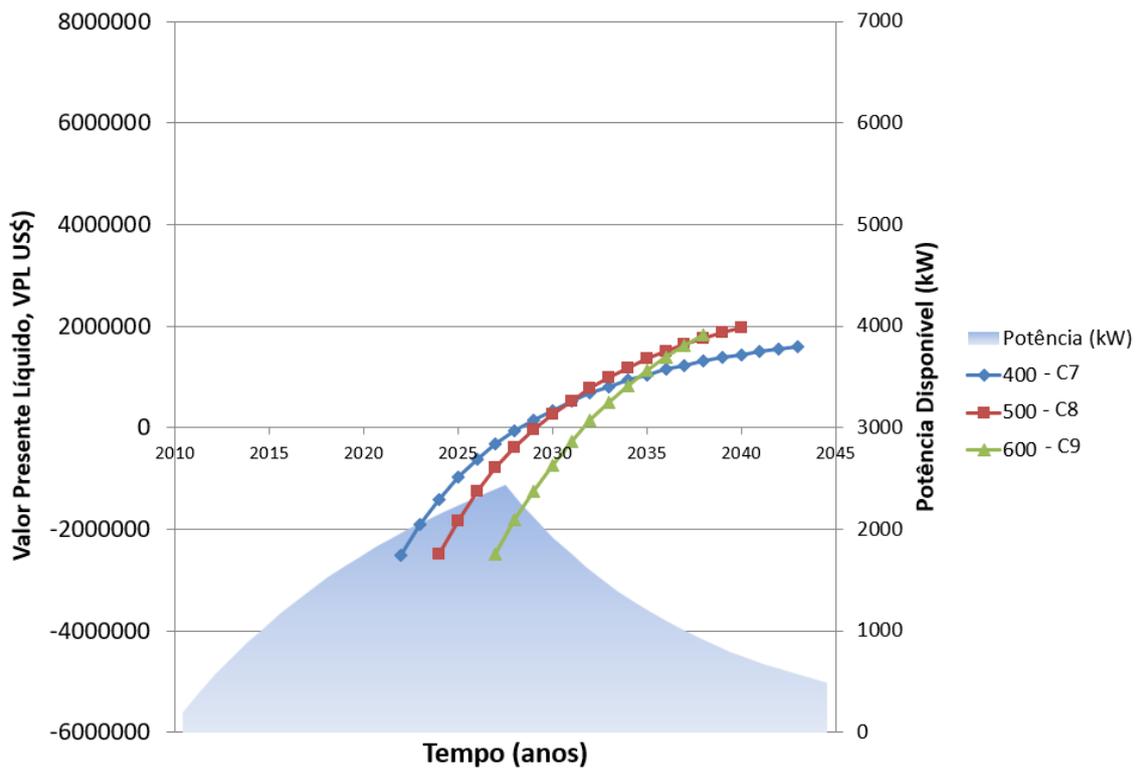


Figura 38 - Simulação do Valor Presente Líquido x Potência disponível dos Cenários C7 a C9

Fonte: O autor.

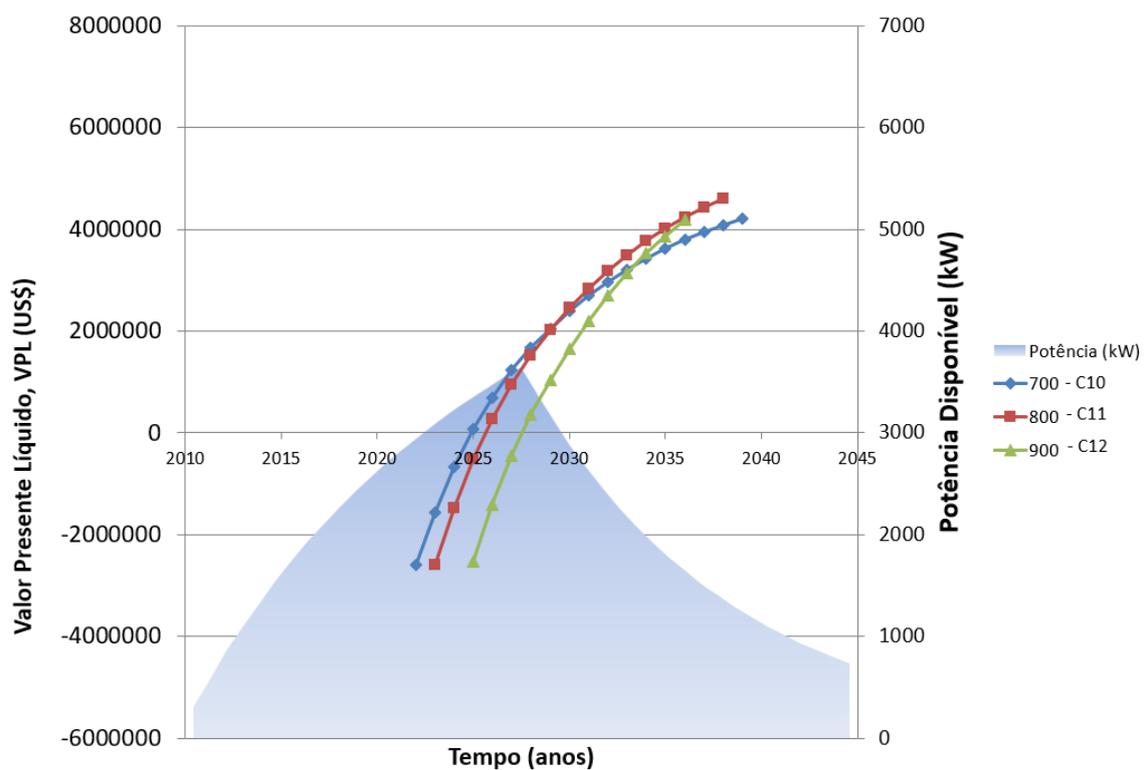


Figura 39 - Simulação do Valor Presente Líquido x Potência disponível dos Cenários C10 a C12

Fonte: O autor.

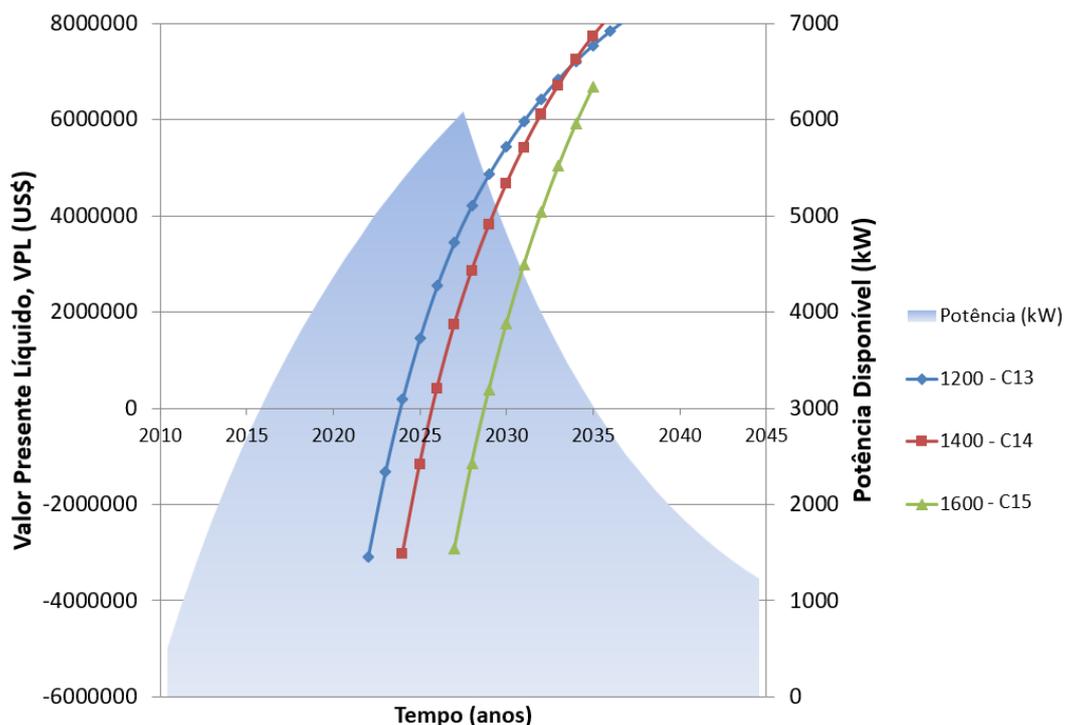


Figura 40 - Simulação do Valor Presente Líquido x Potência disponível dos Cenários C13 a C15

Fonte: O autor.

5.3. Análise dos resultados

Como se percebe, a partir da Figura 36, os valores de VPL foram negativos para as 2 potências mais baixas e apenas a partir de 300 kW de potência disponível o sistema apresentou VPL positivo. Em outras palavras, as usinas menores apresentam maior dificuldade em conseguir atratividade financeira pelos custos mais altos dos equipamentos devido ao seu fator de escala.

Este resultado corrobora a visão de que pequenos municípios possuem dificuldade em atrair projetos economicamente viáveis de recuperação energética a partir de RSU para suas cidades. Portanto, é necessário que haja um esforço para que estratégias ou novos modelos de negócio sejam elaborados pensando nestes municípios. Dentro destes modelos deve-se estudar a possibilidade de inserção destas unidades geradoras dentro do mercado de geração distribuída. Além desta possibilidade, a criação de incentivos governamentais para auxiliar estas pequenas cidades, seja por meio de uma tarifa diferenciada, isenção fiscal, descontos na compra de equipamentos, empréstimos com linhas de crédito diferenciadas e prazos mais estendidos são alternativas para ampliar o leque de possibilidades.

Em contraposição, os empreendimentos para municípios com população acima de 80.000 habitantes encontraram VPL positivos e tempos de retorno mais baixos. Em ambas as figuras (Figura 39 e Figura 40), valores mais elevados de VPL foram encontrados e as curvas interceptaram o eixo x mais cedo. Estas figuras mostram como os municípios maiores têm uma atratividade financeira mais interessante e não estão aproveitando o recurso renovável disponível todos os dias. Com isto, percebe-se um descompasso na recuperação energética de RSU nas prefeituras de grandes cidades..

A Figura 41 representa graficamente as funções obtidas por meio das simulações dos 15 cenários propostos, sem ainda considerar a potência ótima. Com isto, utilizou-se o fator de correlação, C_{fi} , entre a capacidade instalada e a população atendida pelo aterro (kW/habitante) versus taxa interna de retorno (TIR).

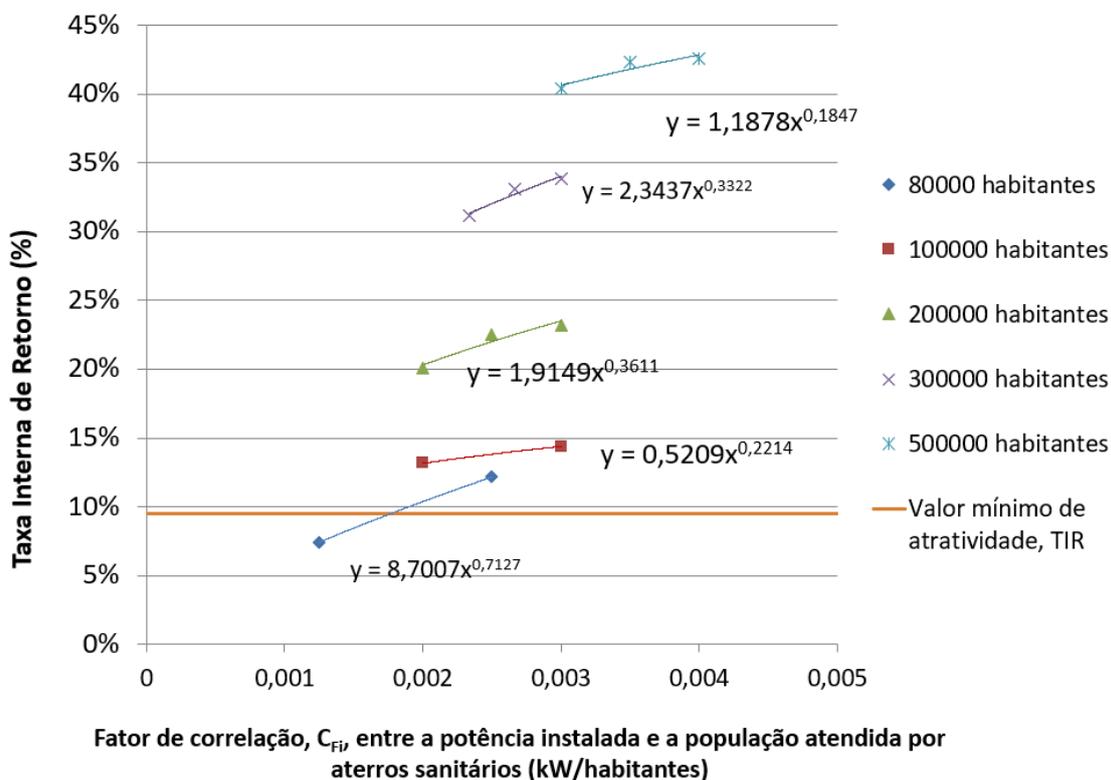


Figura 41 - Fator de correlação, C_{fi} , para a capacidade instalada e a população atendida pelo aterro (kW / habitante) versus a taxa interna de retorno (TIR) resultante das simulações de cenários (Cenário Base)

Fonte: O autor.

A Tabela 18 apresenta as equações que representam estas funções (vide Apêndices). Com isto, calculou-se o valor mínimo de C_{fi} calculados a partir de uma taxa mínima de atratividade de pelo menos 9,5% ao ano. Com isto, observou-se que a constante de C_{fi} que traduz na população mínima viável para o empreendimento, foi de

0,001767365, o que se traduz em uma potência mínima viável de 141,4 kW e uma faixa de população de 80.000 habitantes. Este valor é encontrado a partir da função representativa para o valor mínimo de atratividade financeira para as classes de população destacadas neste trabalho.

5.4.Potencial ótimo determinado a partir do Máximo Benefício Líquido

Com relação ao MBL, primeiramente, calcula-se o volume de gás metano gerado ao ano. Sabendo que parte deste gás gerado no aterro é perdido, calcula-se o gás de fato aproveitado por meio da taxa ou eficiência de coleta. Com o valor obtido, calcula-se, por meio do poder calorífico do gás metano, sua energia disponível (em Joules). Esta energia disponível anual, é convertida em potência elétrica ao multiplicá-la pela eficiência de conversão de geração e dividindo-a pela quantidade de horas no ano (8760 horas).

Em posse da potência anual, constrói-se a curva de frequência e permanência (histograma de frequências). A energia gerada pode ser calculada por meio do cálculo da área sob a curva (área do trapézio). Assim, com o investimento inicial, custo anual, benefício anual e benefício líquido, calcula-se a taxa de variação do custo em função da taxa de variação do benefício ano a ano. Assim, no instante em que a variação do benefício pelo custo for 1, isto se traduz na primeira derivada igual a 1, ou seja, no ponto de máximo local, onde haverá o maior ganho de potência (potência ótima).

Cabe destacar, no entanto, que, como se busca por valores comerciais de motores, turbinas, ou outras máquinas que convertem a energia disponível do biogás em eletricidade, a potência ótima serve de parâmetro para encontrar potências próximas comerciais que sirvam para projetos técnicos e que apresentem boa viabilidade financeira. Para isto, decidiu-se colocar estes valores de potências ótimas sobrepostos aos cenários criados para cada faixa de população para que se possa melhor visualizar a quão próxima está a potência ótima de potências disponíveis no mercado.

A Figura 42 apresenta a potência ótima calculada por meio do MBL para a faixa de população de 80.000 habitantes. Para esta faixa, observou-se que a potência ótima encontrada foi de 254 kW de potência.

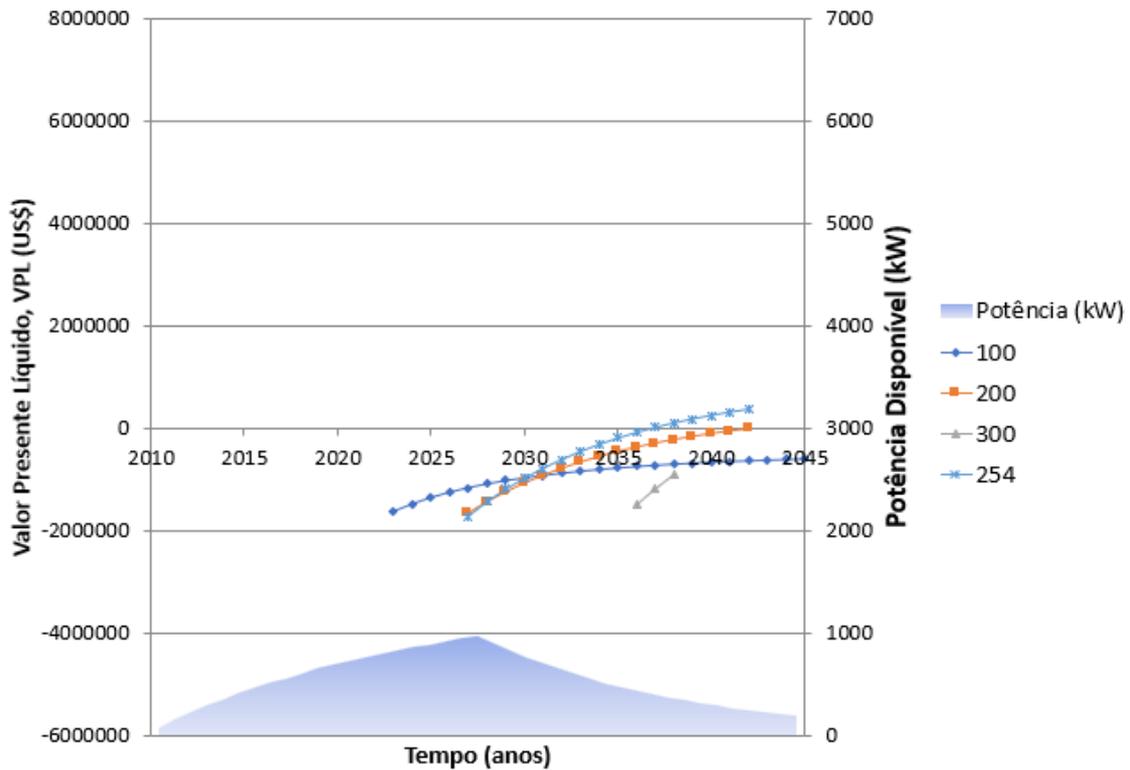


Figura 42 - Determinação da Potência Ótima para a faixa de população de 80.000 habitantes.

Fonte: O autor.

A Figura 43, por sua vez, apresenta a Potência ótima para a faixa de população de 100.000 habitantes por meio do Máximo Benefício Líquido que foi de 318 kW.

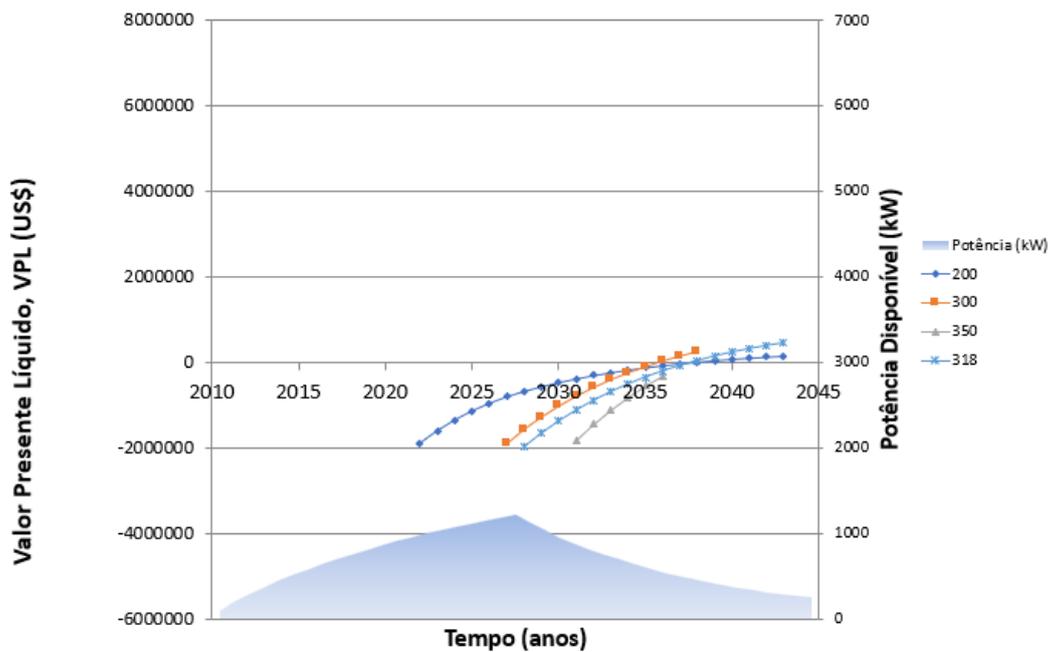


Figura 43 - Determinação da Potência Ótima para a faixa de população de 100.000 habitantes.

Fonte: O autor.

Em contraposição, para populações ao redor de 200.000 habitantes, a potência ótima encontrada por meio da metodologia MBL foi de 636 kW, como visto na Figura 44.

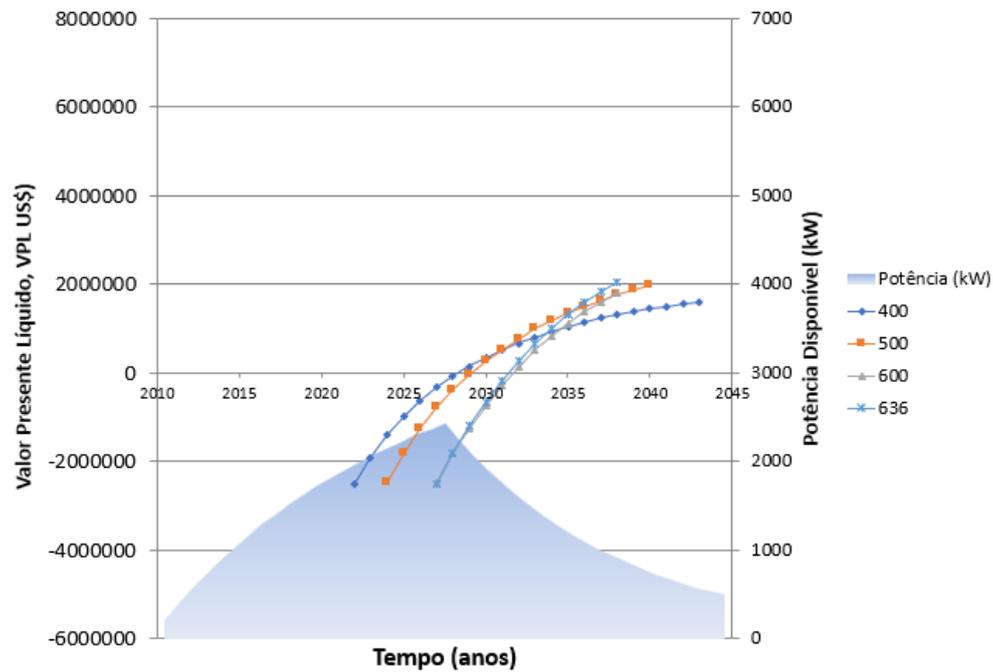


Figura 44 - Determinação da Potência Ótima para a faixa de população de 200.000 habitantes.

Fonte: O autor.

No que tange à população de 300.000 habitantes a Potência Ótima encontrada via MBL foi de 953,8 kW, como se percebe através da Figura 45.

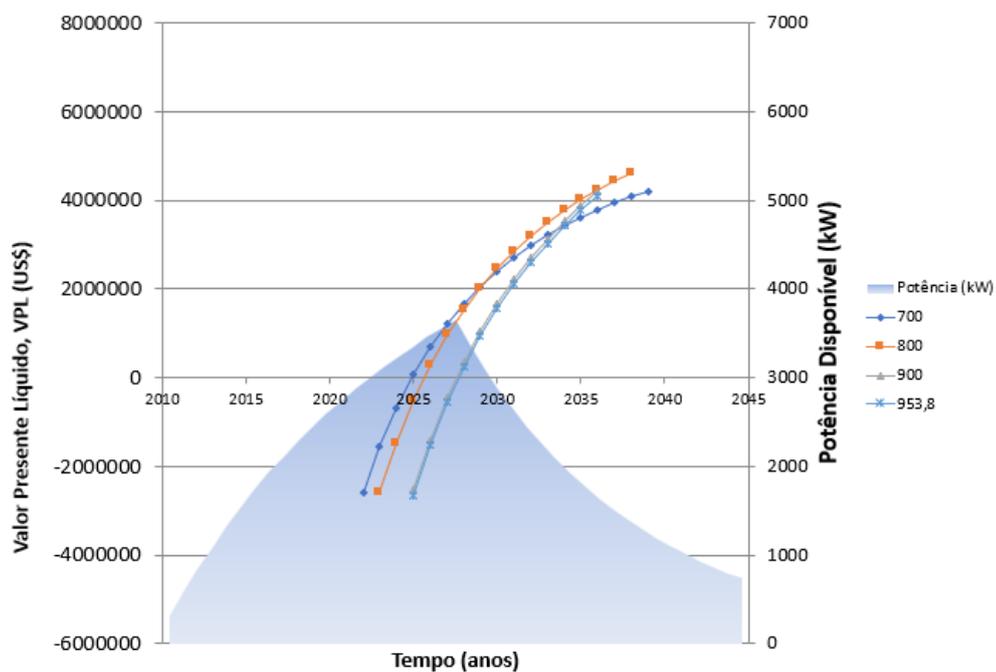


Figura 45 - Determinação da Potência Ótima para a faixa de população de 300.000 habitantes.

Fonte: O autor.

Por sua vez, para a classe de população de 500.000 habitantes, encontrou-se uma potência ótima de 1589 kW, como mostrado na Figura 46.

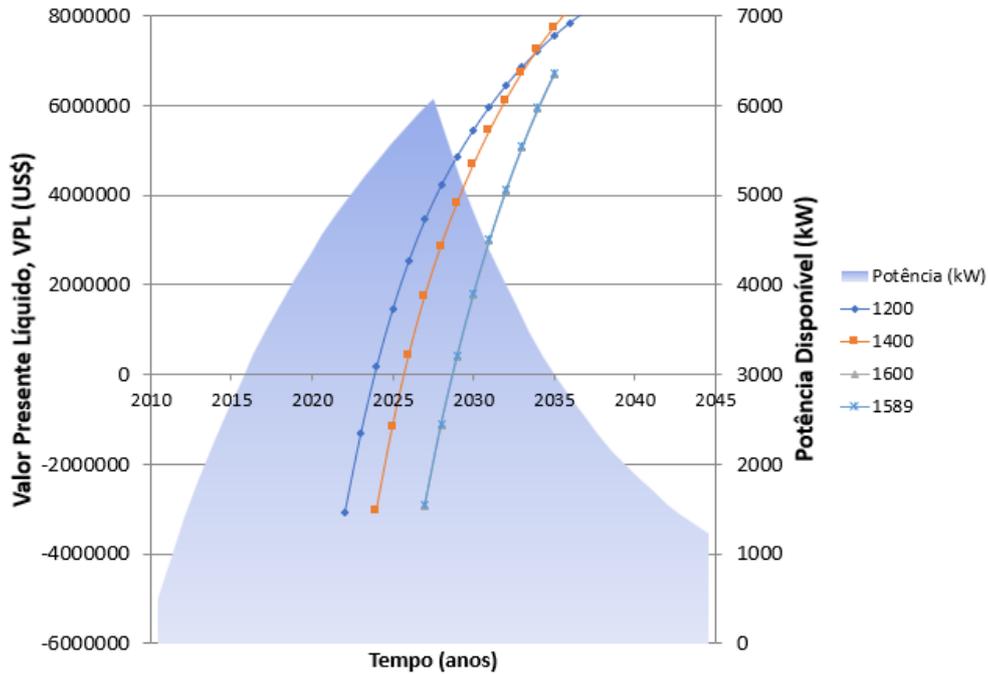


Figura 46 - Determinação da Potência Ótima para a faixa de população de 500.000 habitantes.

Fonte: O autor.

5.5. Resultados da Política – Cenário Havai

Na modelagem do Cenário Havai, há a redução da taxa de juros de 12% para 6%, como pode ser observado na Figura 47:

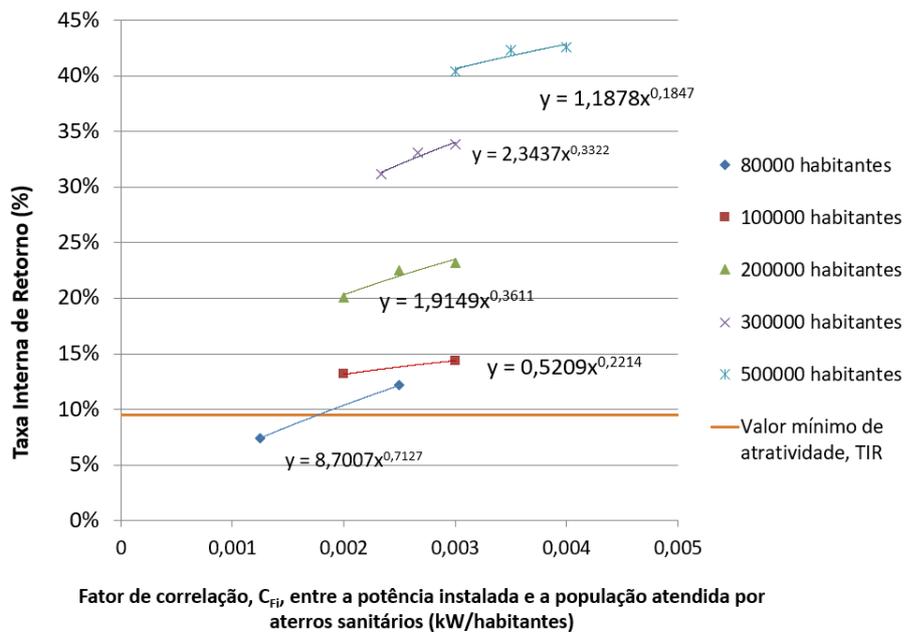


Figura 47 - Fator de correlação, C_{Fi}, para a capacidade instalada e a população atendida pelo aterro (kW / habitante) versus a taxa interna de retorno (TIR) resultante das simulações de cenários (Cenário Havai)

Fonte: O autor.

Através da análise da Fig. 47, percebe-se que o gráfico que correlaciona o fator de correlação Cfi, entre a potência instalada e a população atendida por aterros sanitários versus taxa interna de retorno (%) é idêntica ao Cenário Base.

Isto ocorre pois, como sabido, a TIR é calculada em função do investimento inicial e do fluxo de entradas anualmente que é gerado a partir da receita com a venda de eletricidade através dos RSU e como a taxa de juros não altera estes fluxos e valor inicial, tem-se que o gráfico é o mesmo.

No entanto, um outro importante indicador se refere ao VPL que é calculado a partir dos fluxos de caixas anuais, que se dão tanto em função das entradas, como as saídas de amortização da dívida inicial contraída e pagamento de juros. E neste instante, a taxa de juros é crucial para alcançar valores presentes líquidos mais atrativos (mais altos). Nas Figuras 48 e 49, são apresentados os valores de VPLs do Cenário Base e do Cenário Havaí, em comparação com as faixas e classes de população estudadas.

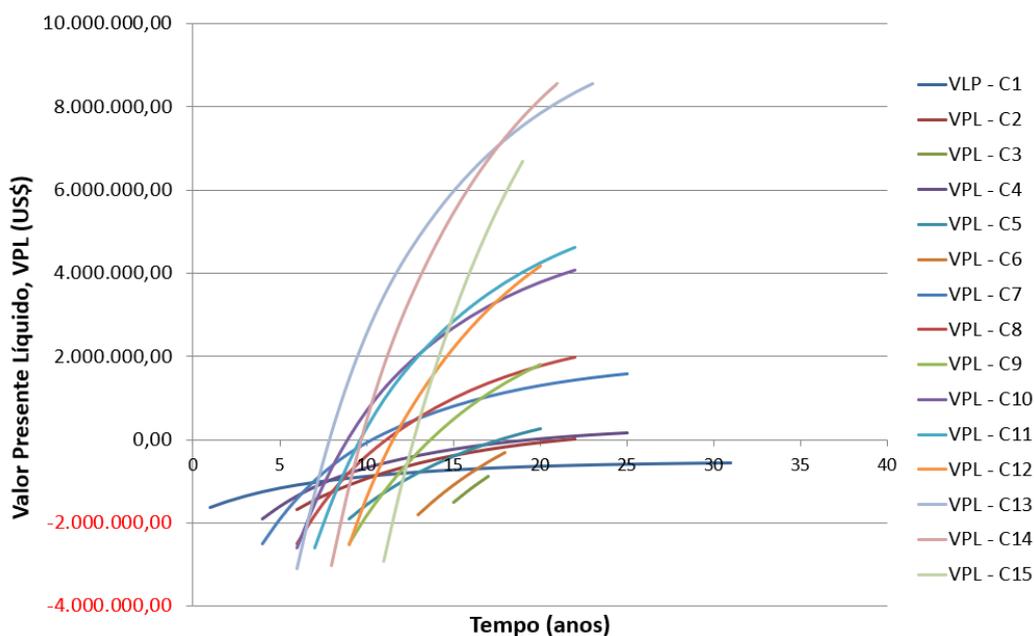


Figura 48 - VPLs do Cenário - BASE.

Fonte: O autor.

Por meio da comparação de ambas as figuras, é possível notar o impacto que taxas de juros mais baixas têm sobre o valor presente líquido. Enquanto no Cenário – Base, os maiores VPLs alcançados estão na faixa de 8 milhões de dólares e no Cenário – Havaí, alguns VPLs alcançam patamares superior a US\$ 10 milhões.

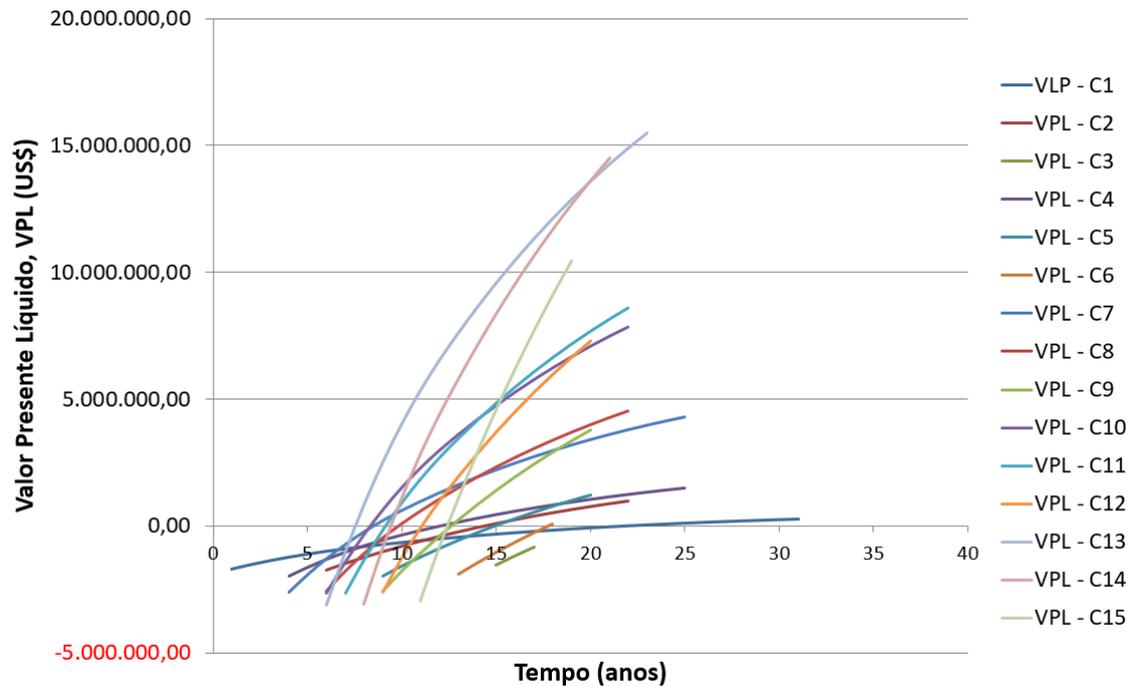


Figura 49 - VPLs do Cenário Havaí

Fonte: O autor.

5.6. Resultados do Cenário ICMS – Minas Gerais

Já com relação, à Política Nacional de Isenção de ICMS no estado de Minas Gerais, haveria a isenção na compra de peças e equipamentos. As figuras 50 e 51 apresentam o VPL e a TIR_xCfi do Cenário de Isenção de ICMS de Minas Gerais.

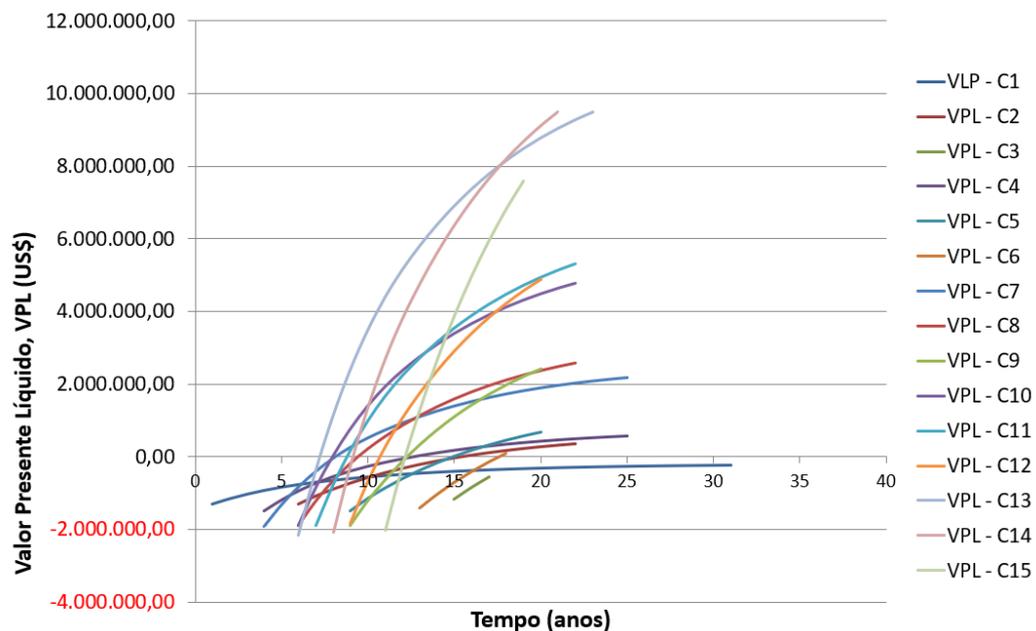


Figura 50 - VPLs do Cenário ICMS - Minas Gerais

Fonte: O autor.

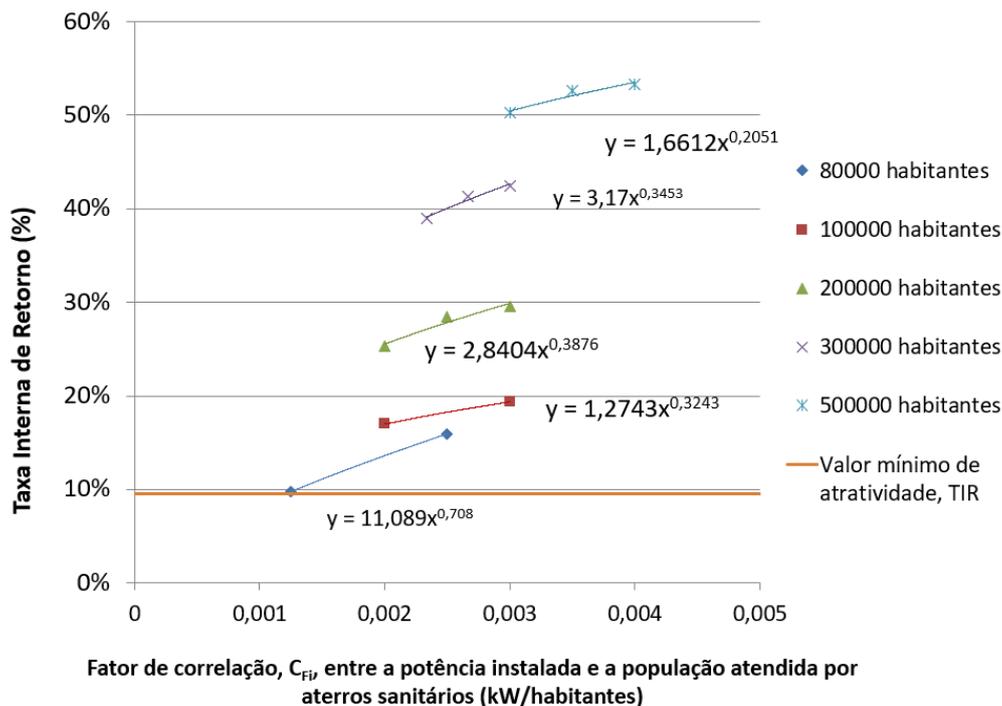


Figura 51 - Fator de correlação, C_{Fi} , para a capacidade instalada e a população atendida pelo aterro (kW / habitante) versus a taxa interna de retorno (TIR) resultante das simulações de cenários (Cenário – ICMS Minas Gerais)

Fonte: O autor.

Esta isenção está diretamente relacionada ao abatimento do valor do investimento inicial. Com isto, a redução do valor do investimento inicial teria um impacto no aumento da TIR que diz respeito ao investimento inicial e dos fluxos de caixas anuais. Ou seja, a taxa em que torna o VPL nulo. Além disto, um investimento inicial mais baixo para mesmas receitas líquidas de venda de eletricidade se traduz em amortizações mais baixas e portanto, valores de VPLs mais altos.

Em comparação com os cenários anteriores, percebe-se que o Cenário de Isenção do Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços apresenta uma TIR superior a ambos os cenários (Base e Havaí). No entanto, quando se trata dos VPLs, quando se compara o Cenário Havaí com o Cenário ICMS Minas Gerais, o Cenário Havaí apresenta valores mais atrativos (VPLs mais altos). Ainda, pode-se dizer que a taxa de juros ao longo do período de vida do empreendimento tem um efeito maior sobre a atratividade do projeto, do que, valores mais baixos de investimentos iniciais, nas condições de ambos os cenários.

5.7. Resultados do Cenário Bélgica

Por fim, com respeito ao Cenário Bélgica, onde se aplicou uma política de certificados verdes transacionáveis. Considerou-se €81,7 por certificado, equivalentes a US\$ 85,80 em valores correntes (€ 1= US\$ 1,05). Ademais, a cada MWh gerado se traduz em 1,32 certificados (para capacidades superiores), o que no fim equivale a US\$ 0,085785/kWh gerado, que é adicionado às receitas de venda de eletricidade. Assim, as Figuras 52 e 53 apresentam a correlação entre os VPLs e a relação entre TIR e Cfi.

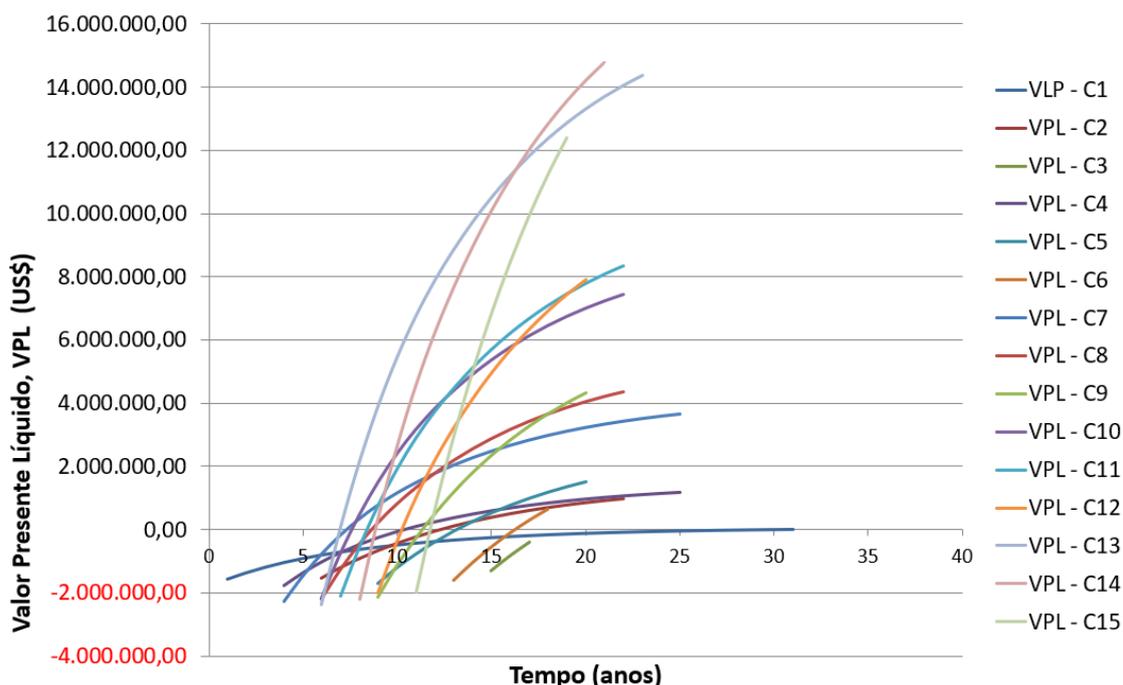


Figura 52 - VPLs do Cenário Bélgica - Bruxelas - Certificados Verdes Transacionáveis

Fonte: O autor.

Comparando-se o Cenário de Certificados Verdes com os outros, percebe-se que o Cenário Bélgica apresenta mais vantagens. Quando se verifica os valores de TIR, este Cenário consegue alcançar TIR para os casos mais favoráveis, valores entre 50% e 60%, o que não acontece com nenhum outro cenário. Ademais, com relação ao VPL, o cenário dos certificados verdes tem valores bem próximos ao Cenário Havaí, com TIRs mais altas.

Isto ocorre, pois, os certificados verdes transacionáveis concorrem como um adicional no valor da receita advinda da venda de eletricidade. Assim, ela tem grande influência sobre os indicadores avaliados e se mostra como o cenário mais atrativo dentre os outros cenários estudados, incluindo o Cenário Base.

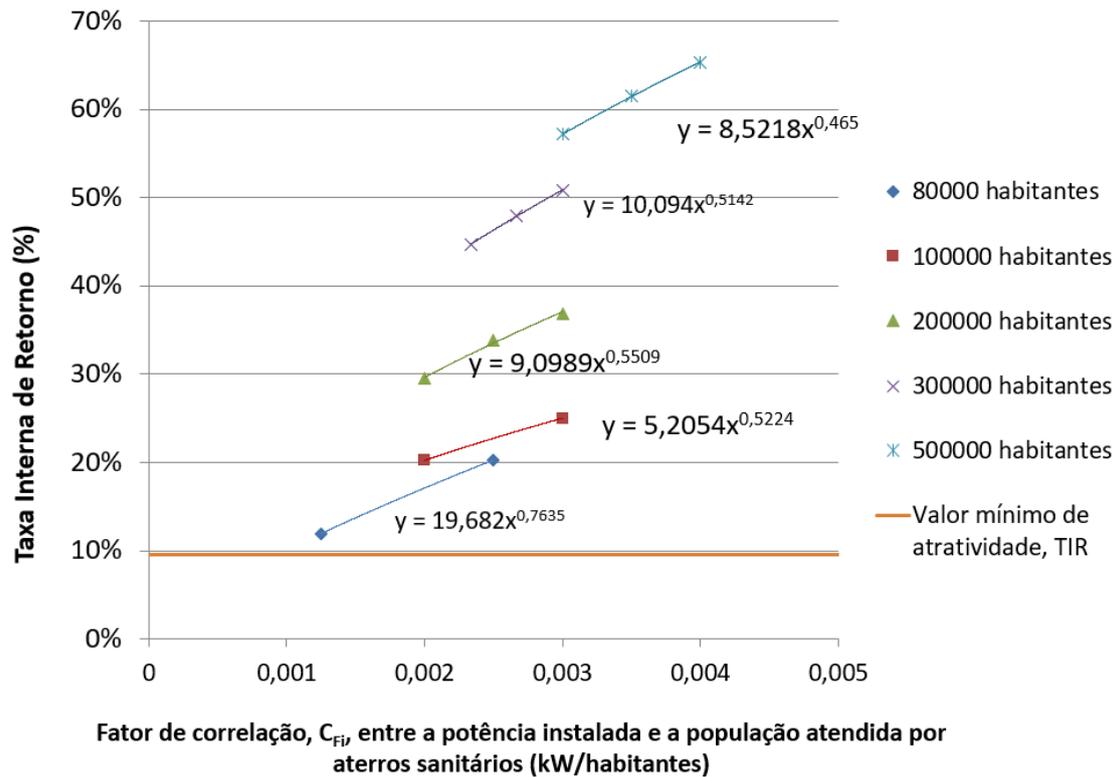


Figura 53 - Fator de correlação, C_{Fi} , para a capacidade instalada e a população atendida pelo aterro (kW / habitante) versus a taxa interna de retorno (TIR) resultante das simulações de cenários (Cenário – Bélgica - Certificados Verdes Transacionáveis)

Fonte: O autor.

5.8.Resultados do Custo Nivelado de Energia (LCOE em inglês)

Quanto aos valores encontrados de LCOE, pode-se traçar diferentes gráficos comparativos, que relacionam os valores de LCOE de acordo com cada faixa populacional, também com relação às políticas aplicadas. Com relação ao LCOE do cenário base incluindo o MBL, obtém-se a Figura 54.

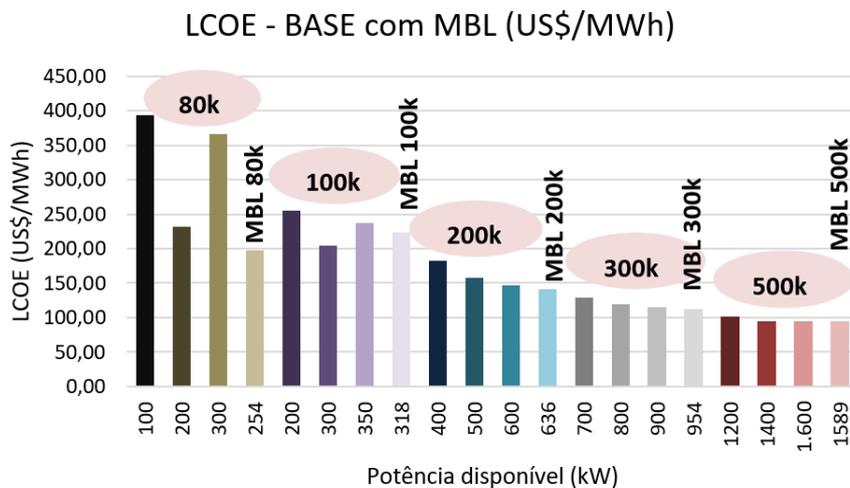


Figura 54 - Custo Nivelado de Energia (LCOE) do Cenário Base e Máximo Benefício Líquido.

Fonte: O autor.

Como esperado, à medida que se aumentam as faixas populacionais, o custo nivelado (LCOE) tende a decrescer. Na figura, utilizou-se uma paleta de cores para representar cada faixa populacional, indo de tons mais escuros para mais claros. Além disto, o MBL apresenta para cada faixa populacional o menor custo nivelado de energia.

Com relação à valores nominais, os custos nivelados variaram de US\$ 95,00/MWh à quase US\$ 400,00/MWh. Considerando a cotação do dólar à época da feitura do trabalho (1 US\$ = 4,69 R\$), O LCOE do cenário base para as diferentes faixas populacionais consideradas variaram de R\$ 445,00/MWh à R\$ 1876,00/MWh. Os valores estão acima daqueles encontrados por outros autores e acredita-se que isto ocorra pelo dólar que atualmente está bem acima daqueles valores praticados em 2018/2019, o que acaba elevando os produtos importados e com isto, alavancando os custos de implantação dos sistemas de energia.

Já em contrapartida, a política adotada com a isenção de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) de peças e equipamentos como a política adotada por Minas Gerais tem impacto direto na redução dos custos nivelados, como pode-se perceber a partir da Figura 55.

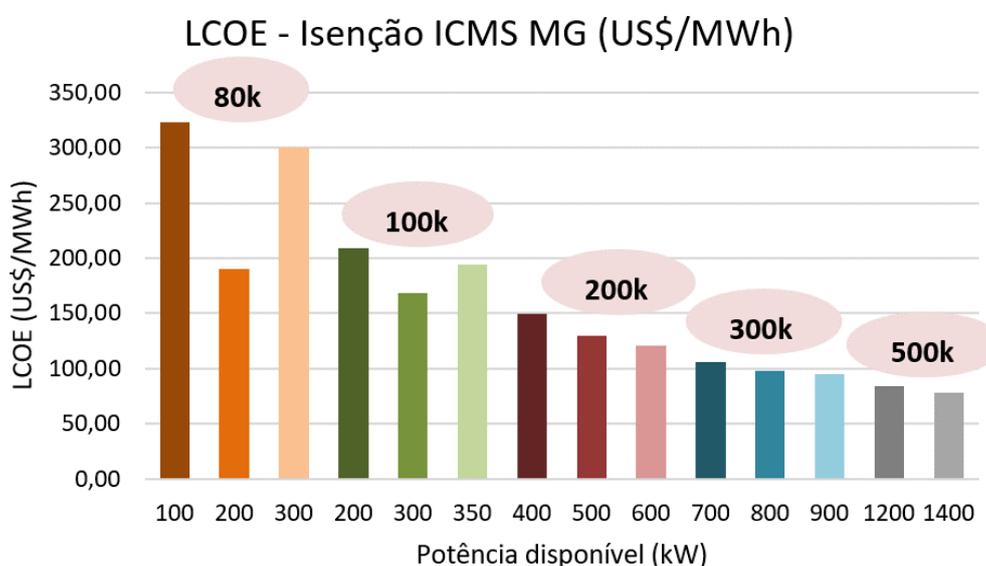


Figura 55 - Custo Nivelado de Energia (LCOE) com a Isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) no estado de Minas Gerais

Fonte: O autor.

Analisando os valores encontrados de custo nivelado de Energia (LCOE), observa-se valores mais baixos àqueles praticados no cenário base, variando de US\$78,00/MWh à US\$320,00/MWh (em reais R\$ 365,82 – R\$ 1500,00).

Na análise do Cenário Havaí, que trata da redução da taxa de juros, os valores de LCOE variam de US\$ 80,00 à US\$ 335,00 (em reais R\$ 375,00 – 1.571,00), como mostra a Figura 56.

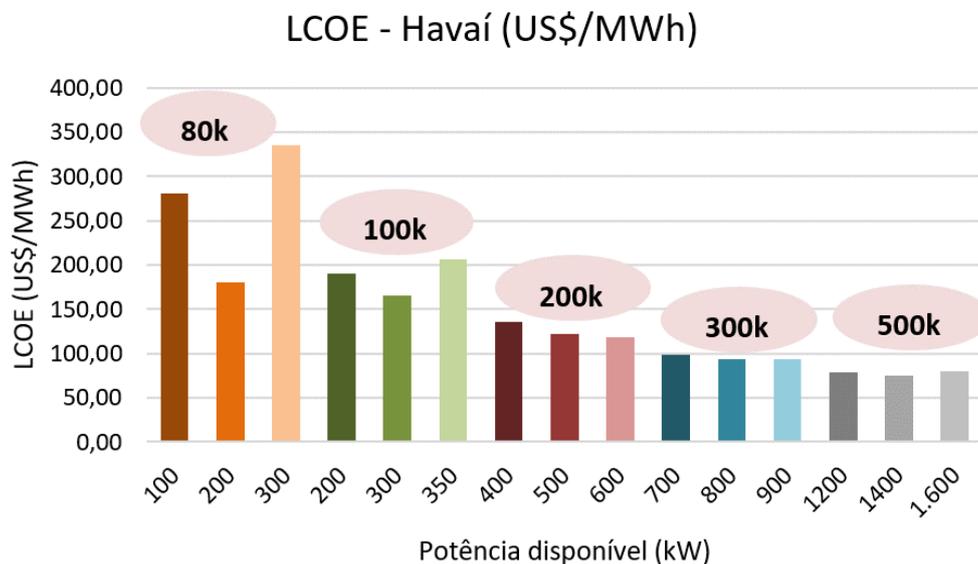


Figura 56 - Custo Nivelado de Energia (LCOE) com a adoção da Política de redução de juros (Cenário Havaí).

Fonte: O autor.

Como o LCOE leva em consideração a energia gerada e os custos produzidos, sem considerar os ganhos a partir das receitas com a venda de energia, o LCOE do Cenário Bélgica é semelhante ao LCOE do Cenário Base, com valores de LCOE variando de US\$ 95,00 à quase US\$ 400,00, conforme apresentado na Figura 57.

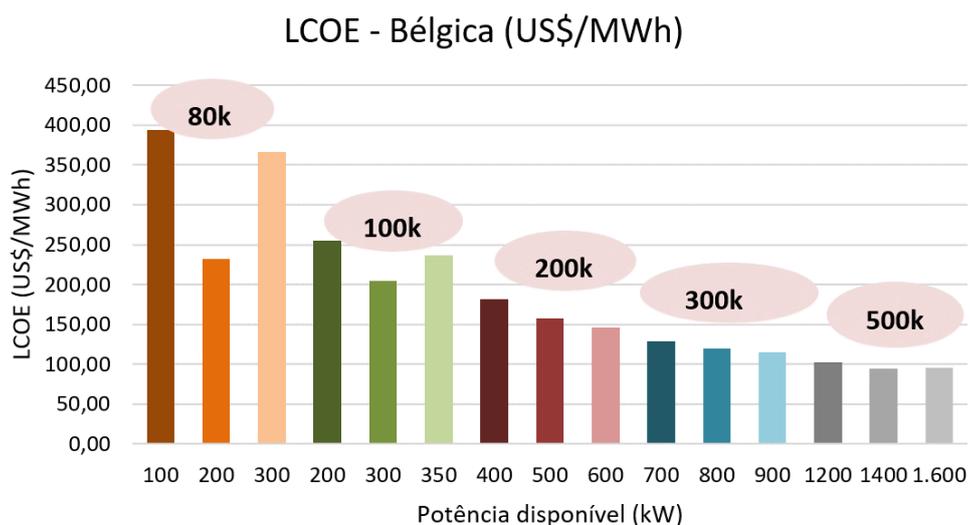


Figura 57 - Custo Nivelado de Energia (LCOE) com a adoção da Política de Certificados Verdes Transacionáveis (Cenário Bélgica).

Fonte: O autor.

Isto ocorre, pois, os certificados verdes transacionáveis atuam como um adicional da tarifa de eletricidade aumentando a receita com a venda de energia. Assim, esta política demonstra atuar nos valores como cálculo do VPL e TIR.

Com relação às políticas adotadas e aplicadas, os valores mais baixos de LCOE são encontrados em duas políticas especificamente: no cenário de isenção de ICMS, como aquele proposto pelo estado de Minas Gerais e na redução da taxa de juros, como a política aplicada no Havaí, apresentando LCOEs mínimos de US\$ 78,00 e US\$ 80,00, respectivamente. Considerando a cotação de dólar em real à época, há valores de R\$ 365,80 para a política Minas Gerais e R\$ 375,20 para o Cenário Havaí.

Estes valores, quando comparados com outros autores, apresentam valores próximos e dentro de limites consideráveis. Estudos de viabilidade econômica considerando o gerenciamento de resíduos de biogás de aterro sanitário na cidade de São José dos Campos, encontraram um LCOE mínimo de US\$ 69,91/MWh e máximo de US\$ 107,75/MWh. Assim, fica claro que os valores encontrados neste estudo estão substancialmente próximos quando buscamos as condições mais favoráveis para geração de energia, investimentos e potência elétrica instalada (SANTOS et al., 2019).

5.9. Análise do Mercado

Primeiramente, calculou-se a potência dos empreendimentos viáveis no país que, basicamente, correspondem aos municípios com populações superiores a 80.000 habitantes. Deste modo, recalculando a emissão de metano e os respectivos potenciais de geração de energia elétrica, por estado, resulta nos potenciais apresentados na Tabela 14 e na Figura 58.

Como pode ser verificado, o estado de São Paulo se destaca com uma maior participação com aproximadamente 29,6% da disponibilidade viável do país, seguido de Rio de Janeiro (12,0%) e Minas Gerais (8,1%), Paraná (6,1%) e Rio Grande do Sul (12,0%) e Minas Gerais (8,1%), Paraná (6,1%) e Rio Grande do Sul (5,4%). Todos os outros estados apresentam taxas inferiores a 5%.

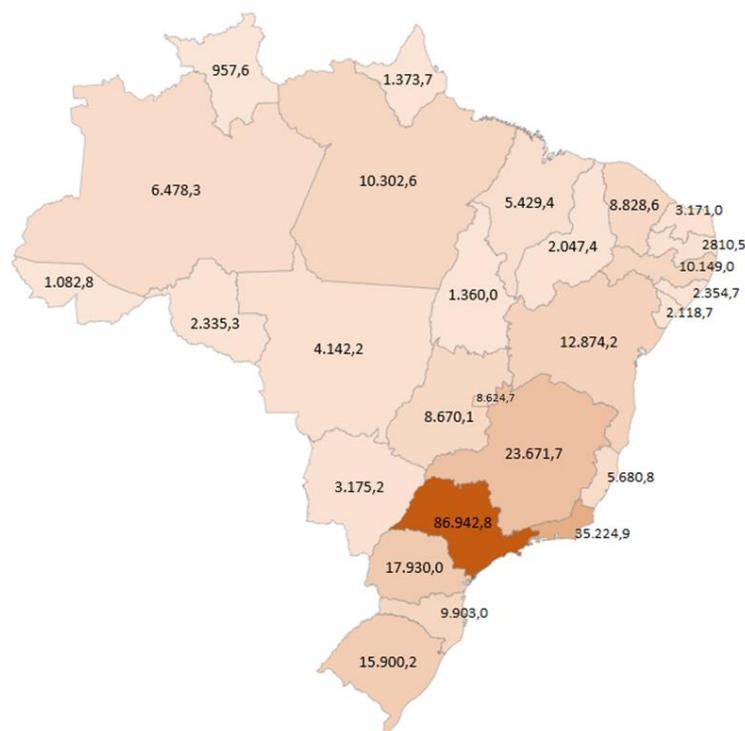


Figura 58 - Potência Elétrica Instalada Viável proveniente de Resíduos Sólidos Urbanos por estado do Brasil (kW)

Fonte: O autor.

A Tabela 14, apresenta os valores de potência elétrica viável disponível e potência elétrica teórica por estado do Brasil. A potência elétrica viável disponível considera a geração de eletricidade dos municípios cuja população é igual ou superior a 80.000 habitantes. Por sua vez, a potência elétrica teórica considera todos os municípios presentes em cada unidade federativa.

A participação viável e teórica representa o percentual da potência que representa cada estado e Distrito Federal em relação ao total nacional. Além de representar a participação de cada estado tanto para a potência viável como para a potência teórica.

A partir do contraste entre os valores percentuais de participação, é possível aventar a possibilidade de que aqueles estados que possuem um número maior de pequenos e médios municípios poderiam ampliar suas participações, caso, políticas e projetos fossem criados para atender a estes municípios.

Estados como Bahia, Maranhão, Minas Gerais e Rio Grande do Sul aumentariam suas participações em mais de 1%, já estados como São Paulo e Rio de Janeiro teriam menor participação quando se consideram todos os municípios brasileiros.

Tabela 14 - Potência disponível viável e teórica por estado brasileiro.

Estado do Brasil	Potência Viável (kW)	Participação Viável %	Potência Teórica (kW)	Participação Teórica %
Acre	1.082,8	0,4%	1.824,86	0,4%
Alagoas	2.354,7	0,8%	5.675,66	1,3%
Amazonas	6.478,3	2,2%	9.153,72	2,0%
Amapá	1.373,7	0,5%	1.830,95	0,4%
Bahia	12.874,2	4,4%	25.602,66	5,7%
Ceará	8.828,6	3,0%	15.562,77	3,5%
Distrito Federal	8.624,7	2,9%	8.624,69	1,9%
Espírito Santo	5.680,8	1,9%	8.142,42	1,8%
Goiás	8.670,1	3,0%	14.172,01	3,1%
Maranhão	5.429,4	1,8%	12.948,27	2,9%
Minas Gerais	23.671,7	8,1%	41.837,18	9,3%
Mato Grosso do Sul	3.175,2	1,1%	6.027,44	1,3%
Mato Grosso	4.142,2	1,4%	9.032,43	2,0%
Pará	10.302,6	3,5%	17.578,86	3,9%
Paraíba	2.810,5	1,0%	6.774,38	1,5%
Pernambuco	10.149,0	3,5%	16.780,53	3,7%
Piauí	2.047,4	0,7%	5.260,65	1,2%
Paraná	17.930,0	6,1%	29.702,78	6,6%
Rio de Janeiro	35.224,9	12,0%	38.387,96	8,5%
Rio Grande do Norte	3.171,0	1,1%	6.240,88	1,4%
Rondônia	2.335,3	0,8%	4.146,34	0,9%
Roraima	957,6	0,3%	1.384,04	0,3%
Rio Grande do Sul	15.900,2	5,4%	29.472,16	6,5%
Santa Catarina	9.903,0	3,4%	19.063,25	4,2%
Sergipe	2.118,7	0,7%	4.070,67	0,9%
São Paulo	86.942,8	29,6%	107.334,60	23,8%
Tocantins	1.360,0	0,5%	3.492,23	0,8%
Total	293.539,2	100,0%	450.124,4	100,0%

Fonte: O autor.

Conforme mostrado na Tabela 14 considerando os municípios acima de 80.000 habitantes o mercado viável para geração de energia elétrica a partir de biogás RSU em todo o Brasil é de aproximadamente 293 MW. Em um cenário hipotético no qual todos os municípios, grandes, médios e pequenos, viessem a gerar eletricidade a partir de RSU seria alcançado um potencial máximo de até 450 MW.

Assim, municípios com populações inferiores a 80.000 habitantes representam juntos no máximo 35% do potencial total viável no país. Um outra questão a comentar é que o potencial de 293MW, relativo aos potencial economicamente viável, em todo o país,

representa apenas 2% de potencial de GD já instalado no país, que é de 15.000 MW (BADRA, 2022).

Quando comparado com trabalhos anteriores, percebe-se que o potencial encontrado está dentro de limites esperados, pois, o potencial de cerca de 660 MW de eletricidade proveniente de aterros encontrado por Salomon e Lora (2009) está na ordem de grandeza dos valores encontrados, como é caso dos 450 MW encontrados neste trabalho para o potencial teórico disponível.

Com relação, a outros pesquisadores, o valor encontrado de 293 MW para o potencial disponível viável também corresponde a valores próximos a encontrados por Barros, Tiago Filho e Silva (2014), cujos valores viáveis e disponíveis que variam entre 337 MW e 601 MW, respectivamente, ao considerarem apenas municípios com mais de 200.000 habitantes

No entanto, os valores encontrados nesta tese, alicerçados por outras pesquisas já realizadas, distam e muito dos resultados obtidos por pesquisas realizada considerando as 28 regiões metropolitanas do Brasil com população superior a 1 milhão de habitantes e as 35 cidades com população superior a 600 mil habitantes, que, na opinião dos autores poderiam atender até 6,4% da demanda nacional de eletricidade (ABREN, 2020; GAUDARDE, 2021; MONTENEGRO, 2020).

Como o Brasil terminou 2020 com uma produção de eletricidade de 621 TWh, 6,4% desta geração corresponde à aproximadamente 40 TWh, o que significaria que minimamente deveria haver uma capacidade instalada de 4.566 MW (considerando um fator de capacidade unitário). Este valor que é da ordem de aproximadamente 10 vezes o valor encontrado pelos autores já destacados e pelos resultados desenvolvidos ao longo desta tese.

Considerando um fator de capacidade de 0,75 para a geração de eletricidade a partir dos RSU, depois de já calculado a potência instalada disponível viável para cada estado, construiu-se um mapa da produção de eletricidade dividido por estado brasileiro, como mostrado na Figura 59.

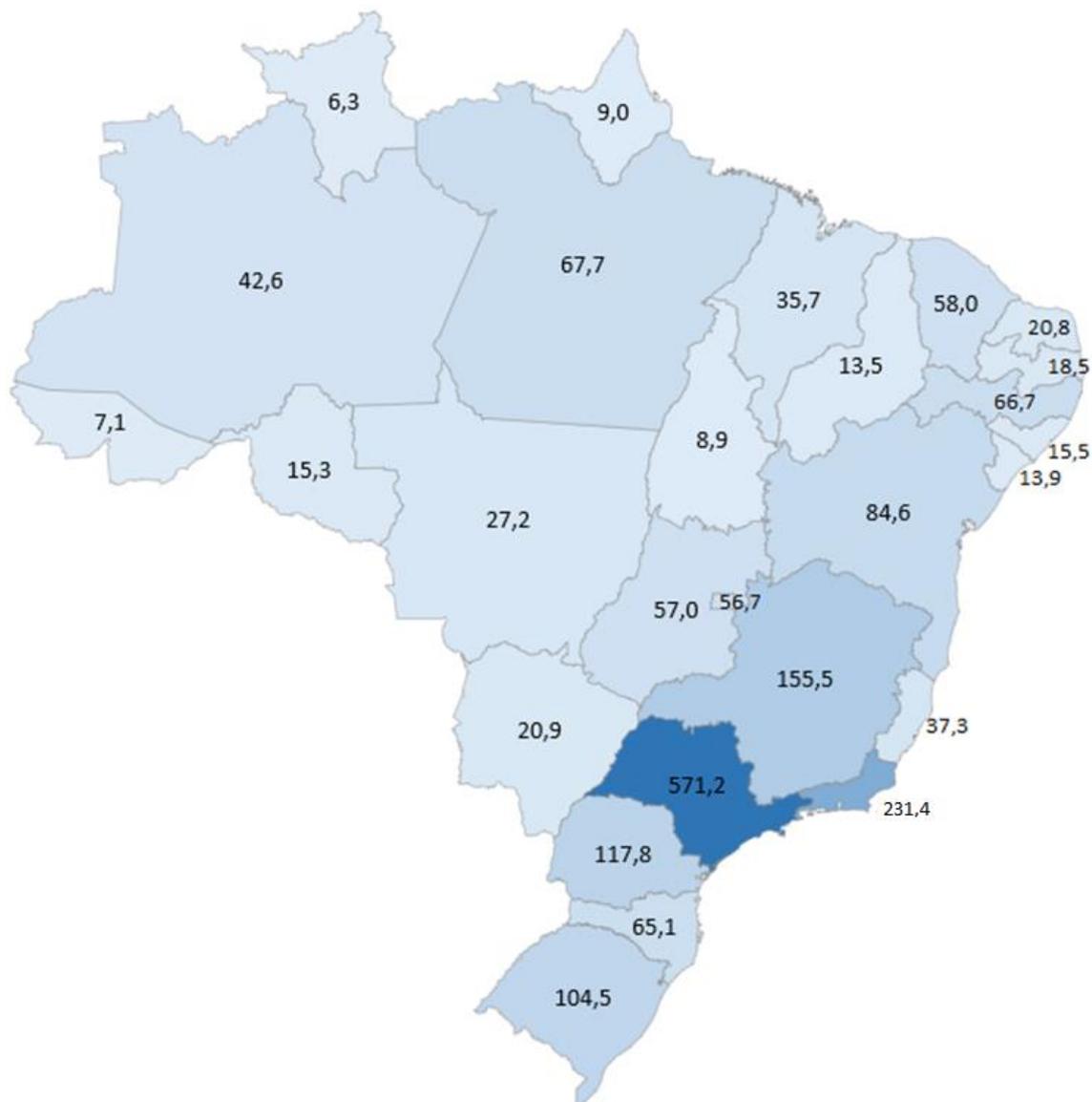


Figura 59 - Energia Elétrica Média Gerada TOTAL GWh/ano

Fonte: O autor.

Este mapa mostra a produção de eletricidade anual em cada estado brasileiro, considerando uma média de 30 anos de geração de energia. É sabido que esta produção não será constante, dado que a geração de metano tem seu pico próximo ao ano de fechamento do aterro e depois sua produção passa a decrescer. No entanto, com este gráfico pode-se avaliar a produção de energia ao longo dos 30 anos, em que haverá a maior geração de energia proveniente do biogás de RSU. A Tabela 15 apresenta a geração de eletricidade média anual viável e teórica para cada estado brasileiro, com suas respectivas participações dentro do mercado nacional.

Tabela 15 - Geração de Eletricidade Média Anual Viável e Teórica (GWh/ano) e sua participação (%) no Brasil.

Estado do Brasil	Energia Viável Média Anual (GWh/ano)	Energia Disponível Média Anual (GWh/ano)	Relação Viável/Disponível
Acre	7,1	12,0	59,3%
Alagoas	15,5	37,3	41,5%
Amazonas	42,6	60,1	70,8%
Amapá	9,0	12,0	75,0%
Bahia	84,6	168,2	50,3%
Ceará	58,0	102,2	56,7%
Distrito Federal	56,7	56,7	100,0%
Espírito Santo	37,3	53,5	69,8%
Goiás	57,0	93,1	61,2%
Maranhão	35,7	85,1	41,9%
Minas Gerais	155,5	274,9	56,6%
Mato Grosso do Sul	20,9	39,6	52,7%
Mato Grosso	27,2	59,3	45,9%
Pará	67,7	115,5	58,6%
Paraíba	18,5	44,5	41,5%
Pernambuco	66,7	110,2	60,5%
Piauí	13,5	34,6	38,9%
Paraná	117,8	195,1	60,4%
Rio de Janeiro	231,4	252,2	91,8%
Rio Grande do Norte	20,8	41,0	50,8%
Rondônia	15,3	27,2	56,3%
Roraima	6,3	9,1	69,2%
Rio Grande do Sul	104,5	193,6	53,9%
Santa Catarina	65,1	125,2	51,9%
Sergipe	13,9	26,7	52,0%
São Paulo	571,2	705,2	81,0%
Tocantins	8,9	22,9	38,9%
Total	2.003,2	2957,3	65,2%

Fonte: O autor.

Com isto, percebe-se que aqueles estados que possuem maior quantidade de municípios com populações acima de 80.000 terão uma relação entre o que é hoje tecnicamente viável e o que está disponível maior do que aqueles estados que se constituem em sua grande maioria de pequenos municípios. No computo geral, o Brasil tem uma relação média de 65,2%, alavancado por estados como Amazonas, Amapá, Distrito Federal, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Roraima e São Paulo, cujos estados, tem em sua população, a maioria vivendo em municípios com população acima daquela economicamente viável.

Por fim, de forma a propiciar uma visão geral do mercado disponível, elaborou-se a Tabela 16 que apresenta a emissão média de metano anual gerada no Brasil, a energia elétrica disponível, a potência instalada e a eletricidade média gerada. Para todas estas variáveis encontrou-se o valor total disponível e aquele viável, considerando municípios brasileiros cuja população seja acima de 80.000 habitantes.

Tabela 16 – Geração de metano, eletricidade e potência disponível teórico e viável cosidenado municípios com populações acima de 80 mil habitantes.

Variável	Emissão Média Anual	EE Disponível	P Instalada	EE média Gerada
Unidade	m ³ CH ₄ /ano	kWh/ano	kW	kWh/ano
Total Disponível	1.625.681.174	3.943.089.689	450.124	2.957.317.266
Totais Viáveis	1.060.154.032	2.571.403;604	293.539	1.928.552.703
Relação: Viável/Disponível	65,21%	65,21%	65,21%	65,21%

Fonte: O autor.

Com isto, pode-se perceber que aproximadamente 65% da geração total disponível é viável de ser aproveitado atualmente. Com a criação de consórcios e a criação de políticas públicas e incentivos fiscais é possível reduzir a população mínima viável e com isto, conseguir alcançar uma porcentagem maior técnica e economicamente viável.

O estado de Minas Gerais, apesar de ser o estado com maior quantidade de municípios do Brasil (853 municípios), não concentra o maior potencial de geração de eletricidade a partir de RSU, pois, o estado é formado em sua maioria por pequenos e médios municípios. Distrito Federal, Rio de Janeiro e São Paulo, concentram, por sua vez, mais de 80% de sua população em municípios com população acima de 80.000 habitantes e, portanto, tem importante papel na geração de eletricidade a partir de resíduos já nas condições atuais. Assim, a criação de políticas e incentivos para pequenos e médios municípios terá pouco impacto para estas três unidades federativas, considerando que são compostos majoritariamente por municípios com mais de 80.000 habitantes.

6. Conclusões

O presente trabalho teve como objetivo analisar o potencial energético economicamente viável de biogás a partir de RSU dentro da GD separados por faixas de populações brasileiras, com as condições hoje vigentes e outros incentivos e subsídios nacionais e internacionais que poderiam favorecer sua expansão.

Os consórcios entre as cidades vizinhas devem ser incentivados, pois isso aumenta a geração de RSU, tornando os projetos de recuperação de energia mais viáveis usando inteligência de escala. No entanto, a distância pode ser um fator limitante, uma vez que os custos de transporte devem ser contabilizados, tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental, juntamente com a queima de óleo diesel e as emissões de GEE.

Outro ponto analisado foi a GD no Brasil, o marco regulatório da REN 482/2012 modificada pela REN 687/2015 e agora alterada pelo Novo Marco da Geração Distribuída com o aumento gradual da taxa da componente tarifária que corresponde ao TUSD Fio B (correspondente ao uso da infraestrutura da rede de distribuição das concessionárias de energia). Deste modo, todos os cálculos feitos, levaram em conta já as novas resoluções normativas em vigor.

Analisou-se também o que ora foi praticado, incentivado e subsidiado em outros países para que fontes renováveis pudessem se consolidar no país, ou seja, alcançar um grau de maturação tecnológica que pudesse competir com outras fontes sem apoios governamentais. Com isto, verificou-se quais destas práticas poderiam ser aplicadas para incentivar a geração de eletricidade por meio da geração distribuída a partir de Resíduos Sólidos Urbanos.

Ainda com relação à Geração Distribuída, verificou-se como ela se desenvolveu no país, ano a ano e como a fonte solar fotovoltaica se desenvolveu com um crescimento exponencial. As outras fontes como a eólica, biomassa e hídrica na Geração Distribuída tem participações tímidas quando comparadas à solar. Assim, percebe-se a necessidade de criar incentivos para as fontes que ainda não atingiram este patamar de maturação como é o caso da fotovoltaica no Brasil. O biogás tem uma participação ínfima, tanto na matriz elétrica brasileira, como na área de geração distribuída. Deste modo, subsidiar projetos de geração de eletricidade a partir da geração de biogás de resíduos sólidos urbanos é preciso.

De todas as políticas analisadas aquela que apresentou melhores resultados diz respeito ao Cenário Bélgica. Os certificados verdes entram como nova receita na geração

de energia e, portanto, “elevam” o valor da tarifa. Assim, projetos como este poderiam ser executados no país, de modo a garantir que pequenos municípios pudessem ser sustentáveis sob o tripé econômico, ambiental e técnico.

Outro fator importante realizado neste estudo tem relação ao cálculo da potência ótima, realizada por meio da Metodologia do MBL. Verificou-se que esta ferramenta é importante e pode facilitar ao tomador de decisões ao buscar a potência comercial vinculando-a à potência ótima, encontrada. Além disto, de fato, verificou-se que a potência ótima é aquela que traz o maior benefício financeiro, como percebeu-se através dos gráficos de VPL para as diferentes classes de população.

Com relação ao custo nivelado de energia, observou-se que dois cenários específicos: Isenção de ICMS de equipamentos e peças no estado de Minas Gerais e Cenário Havaí (redução da taxa de juros) foram aqueles que apresentaram melhor relação de custo nivelado de energia (LCOE). Para o Cenário ICMS encontrou-se um LCOE mínimo de US\$ 78,00/MWh, enquanto no cenário Havaí, LCOE mínimo de US\$ 80,00/MWh. Estes valores estão próximos e dentro das faixas consideradas para outros autores que consideraram a gestão de resíduos sólidos urbanos em um aterro sanitário em São José dos Campos – SP.

Em se tratando da análise de mercado percebeu-se que há um potencial interessante a ser explorado em cada município acima de 80.000 habitantes para geração de eletricidade a partir de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) no Brasil. O mercado se estende ao longo de todo o território nacional. O potencial viável é de aproximadamente 300 MW de potência instalada e 2 TWh de eletricidade produzida, o que representaria 2% do potencial da geração distribuída instalada hoje no país (15.000 MW). Quando se compara com a geração nacional, este percentual é pequeno, no entanto, o aproveitamento é importante pois reduz um passivo ambiental que é o descarte ilegal e inadequado dos resíduos em lixões e aterros controlados e produz de modo viável e sustentável eletricidade a partir deste resíduo.

Com isto, verifica-se que apesar dos avanços dos últimos anos no que diz respeito a geração de eletricidade a partir do biogás, falta ainda, políticas, resoluções e normas em nível nacional e estadual relacionados ao biogás. Deste modo, uma política de incentivos de biogás que considerasse o tamanho da população, os substratos, o porte da usina, a aplicação energética e o substrato, contribuiria para a solidificação deste aproveitamento energético no país.

Esta tese enfocou-se na geração distribuída, entretanto, a criação e a realização de leilões no mercado regulado de energia elétrica com valores específicos para o biogás e por tipo de substrato poderia favorecer a implantação de projetos desta natureza no país. Assim, isenções fiscais, redução de juros, redução de impostos, criação de uma tarifa verde, certificados verdes, tempos maiores de amortizações de dívidas, podem sustentar a maturação desta tecnologia no Brasil.

Apesar dos avanços, ainda há um longo percurso a percorrer para redução de barreiras, seja tecnológica, de qualificação técnica, comerciais ou monetárias, como aconteceu com outras fontes renováveis como a eólica, solar e hídrica que encontraram nichos e se desenvolveram bem nestes ambientes. No entanto, para a maioria destas fontes foram criadas políticas públicas e incentivos a longo prazo, o que as alavancaram e permitiram que pudessem, após certo tempo, caminharem sozinhas.

Sugestões e/ou recomendações para futuros estudos

Como apontamentos para trabalhos futuros, sugere-se:

- ✓ Análise de outros incentivos e proposição de novos mecanismos para implementação e expansão desta fonte no país;
- ✓ Estudar a combinação entre estas diferentes políticas estudadas, buscando aqueles cenários alternativos mais propícios para a implementação destas políticas no cenário brasileiro;
- ✓ Estudar como os consórcios entre pequenos e médios municípios com populações inferiores a 80.000 habitantes podem propiciar a implantação de projetos de geração de eletricidade a partir de RSU.

Referências

- ABGD. **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. 2020. Disponível em: [http://www.abgd.com.br/portal/eventos-pg/79/manifesto-pela-geracao-distribuida-%0A\(gd\)-no-brasil/](http://www.abgd.com.br/portal/eventos-pg/79/manifesto-pela-geracao-distribuida-%0A(gd)-no-brasil/). Acesso em: 2 ago. 2021.
- ABNT. **Resíduos Sólidos Urbanos para fins energéticos - Requisitos**. Rio de Janeiro.
- ABRELPE. **Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil 2018/2019**. 2018. Disponível em: <https://abrelpe.org.br/panorama/>. Acesso em: 25 nov. 2020.
- ABRELPE. **Associação Brasileira das Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais**. 2020. Disponível em: <https://abrelpe.org.br/panorama-2020/>. Acesso em: 27 ago. 2021.
- ABREN. **MME Anuncia o Primeiro Leilão de Recuperação Energética de RSU do Brasil**. 2020. Disponível em: <https://abren.org.br/2020/12/09/mme-anuncia-o-primeiro-leilao-de-recuperacao-energetica-de-rsu-do-brasil/>. Acesso em: 21 fev. 2021.
- ABSOLAR. **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**. 2019. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/noticia/artigos-da-absolar/geracao%02distribuida-liberdade-e-empoderamento-a-sociedade.html>. Acesso em: 5 ago. 2021.
- AEBIOM. **A Biogas Road Map for Europe** European Biomass Association, , 2009.
- AGAMUTHU, P. Landfilling in developing countries. **Waste Management & Research**, [S. l.], v. 31, n. 1, p. 1–2, 2013. DOI: 10.1177/0734242X12469169. Disponível em: <http://journals.sagepub.com/doi/10.1177/0734242X12469169>.
- AGORA. **Report on the German power system**. [s.l.: s.n.].
- AMATO, Fabio. **Menor nível de chuvas em 91 anos obriga governo a preparar plano para evitar falta de energia**. 2021. Disponível em: <https://g1.globo.com/economia/noticia/2021/05/14/menor-nivel-de-chuvas-em-91-anos-obriga-governo-a-preparar-plano-para-evitar-falta-de-energia.ghtml>. Acesso em: 10 ago. 2021.
- ANDREW WHEELER. **Understanding Global Warming Potentials**. 2020. Disponível em: <https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials>. Acesso em: 8 dez. 2020.
- ANEEL. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. 2012a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/pubren2012482.pdf>. Acesso em: 2 maio. 2018.
- ANEEL. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. 2012b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>. Acesso em: 22 ago. 2021.
- ANEEL. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/pubren2015687.pdf>. Acesso em: 2 maio. 2019.
- ANEEL. **Micro e minigeração distribuída** Cadernos Temáticos ANEEL. Brasília. DOI: 10.1109/HICSS.2004.1265377.
- ANEEL. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas->

publicas%02antigas?p_auth=Re8wZaJM&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicapo%0Artlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column%022&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_. Acesso em: 22 set. 2021.

ANEEL. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. 2020.

ANEEL. 2021a. Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 23 jul. 2021.

ANEEL. **Matriz por Fonte e por combustível**. 2021b. Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>.

ANEEL. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. 2021c. Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN%0A2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhN%0AGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 7 jul. 2021.

APPELS, Lise; BAEYENS, Jan; DEGRÈVE, Jan; DEWIL, Raf. Principles and potential of the anaerobic digestion of waste-activated sludge. **Progress in Energy and Combustion Science**, [S. l.], v. 34, n. 6, p. 755–781, 2008. DOI:

10.1016/j.pecs.2008.06.002. Disponível em:

<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360128508000312>.

ASTE, N.; ADHIKARI, R. S.; TAGLIABUE, L. C. Evaluation of energy policies for promotion and dissemination of photovoltaic technology in Italy. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [S. l.], v. 15, n. 5, p. 449–460, 2007. DOI: 10.1002/pip.751. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.751>.

BADRA, Mateus. **Geração distribuída alcança 15 GW de potência instalada**. 2022. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/geracao-distribuida-bate-novo-recorde-e-alcanca-15-gw/>. Acesso em: 5 jan. 2023.

BAGGIO, Paolo; BARATIERI, Marco; GASPARELLA, Andrea; LONGO, Giovanni A. Energy and environmental analysis of an innovative system based on municipal solid waste (MSW) pyrolysis and combined cycle. **Applied Thermal Engineering**, [S. l.], v. 28, n. 2–3, p. 136–144, 2008. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2007.03.028. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1359431107001238>.

BANK, World. **GDP per capita (current US\$)**. 2019. Disponível em:

<https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PCAP.CD?locations=BR-DZ>. Acesso em: 15 jan. 2021.

BARAN, Burhan; MAMIS, Mehmet Salih; ALAGOZ, Baris Baykant. Utilization of energy from waste potential in Turkey as distributed secondary renewable energy source. **Renewable Energy**, [S. l.], v. 90, p. 493–500, 2016. DOI:

10.1016/j.renene.2015.12.070. Disponível em:

<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148115305723>.

BARROS, Regina Mambeli. **Tratado sobre Resíduos Sólidos: Gestão, uso e**

sustentabilidade. 1a ed. ed. Rio de Janeiro.

BARROS, Regina Mambeli et al. A potential of the biogas generating and energy recovering from municipal solid waste. **Renewable Energy Focus**, [S. l.], v. 25, n. 00, p. 4–16, 2018.

BARROS, Regina Mambeli; TIAGO_FILHO, Geraldo Lúcio; SILVA, Tiago Rodrigo Da. The electric energy potential of landfill biogas in Brazil. **Energy Policy**, [S. l.], v. 65, p. 150–164, 2014. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.10.028.

BAYER, Benjamin; MATSCHOSS, Patrick; THOMAS, Heiko; MARIAN, Adela. The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids. **Renewable Energy**, [S. l.], v. 119, p. 129–141, 2018. DOI: 10.1016/j.renene.2017.11.045. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148117311461>.

BDEW. **Energias renováveis e a Lei de Fontes de Energias Renováveis: números, fatos e gráficos.** Berlin. Disponível em: <https://www.bdew.de/energie/erneuerbare-energien-und-das-eeg-zahlen-fakten-grafiken/>.

BIG. **Matriz de Energia Elétrica. 2019.** 2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>. Acesso em: 23 mar. 2021.

BOCHMAMM, G. **Entrevista com pesquisadores europeus,** Viena/Áustria., 2018.

BOVE, Roberto; LUNGHI, Piero. Electric power generation from landfill gas using traditional and innovative technologies. **Energy Conversion and Management**, [S. l.], v. 47, n. 11–12, p. 1391–1401, 2006. DOI: 10.1016/j.enconman.2005.08.017. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890405002153>.

BRAND, Martha Andréia. **Energia de biomassa florestal.** 1a ed. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2010.

BRANKER, K.; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 15, n. 9, p. 4470–4482, 2011. DOI: 10.1016/j.rser.2011.07.104. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032111003492>.

BRASIL. **LEI Nº 2.312, DE 3 DE SETEMBRO DE 1954.** 1954. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1950-1969/12312.htm. Acesso em: 10 jun. 2021.

BRASIL. **LEI Nº 6.938, DE 31 DE AGOSTO DE 1981.** 1981. Disponível em: 12 march of 2021.

BRASIL. **Decreto nº 5.163.** 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM. Acesso em: 8 jul. 2021.

BRASIL. **Lei no 12.305, de 2 de agosto de 2010.** 2010a. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/112305.htm. Acesso em: 15 abr. 2021.

BRASIL. **Decreto nº 7.404, de 23 de dezembro de 2010.** 2010b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/decreto/d7404.htm. Acesso

em: 15 out. 2020.

BRASIL. **Decreto nº 7.390, de 09 de dezembro de 2010.** 2010c. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/decreto/d7390.htm. Acesso em: 10 out. 2020.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Orientações para elaboração de Plano Simplificado de Gestão Integrada de Resíduos Sólidos – PSGIRS - para municípios com população inferior a 20 mil habitantes. *In*: PLANO SIMPLIFICADO DE GESTÃO INTEGRADA DE RESÍDUOS SÓLIDOS – PSGIRS – MANUAL DE ORIENTAÇÃO. 2016, Brasília- DF. **Anais** [...]. Brasília- DF: MMA – Secretaria de Recursos Hídricos e Ambiente Urbano, 2016. p. 89p.

BRASIL. **INTENDED NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION.**

Brasília. Disponível em: https://www.gov.br/mre/pt-br/canais_atendimento/imprensa/notas-a-imprensa/2020/apresentacao-da-contribuicao-nacionalmente-determinada-do-brasil-perante-o-acordo-de-paris.

BRASIL. **LEI Nº 14.026, DE 15 DE JULHO DE 2020.** 2020b. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2020/lei/114026.htm. Acesso em: 18 set. 2021.

BRASIL. **DECRETO Nº 11.003, DE 21 DE MARÇO DE 2022.** 2022a. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-11.003-de-21-de-marco-de-2022-387357085>. Acesso em: 25 dez. 2022.

BRASIL. **DECRETO Nº 11.075, DE 19 DE MAIO DE 2022.** 2022b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/decreto/d11075.htm. Acesso em: 28 dez. 2022.

BRASIL. **LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022.** 2022c. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 3 jan. 2023.

BREAULT, Ronald W. Gasification Processes Old and New: A Basic Review of the Major Technologies. **Energies**, [S. l.], v. 3, n. 2, p. 216–240, 2010. DOI: 10.3390/en3020216. Disponível em: <http://www.mdpi.com/1996-1073/3/2/216>.

BROM, Luiz G. .. BALIAN José E. A. **Análise de investimentos e capital de giro: conceitos e aplicações.** São Paulo: Saraiva, 2007.

BUFONI, André Luiz; OLIVEIRA, Luciano Basto; ROSA, Luiz Pinguelli. The financial attractiveness assessment of large waste management projects registered as clean development mechanism. **Waste Management**, [S. l.], v. 43, p. 497–508, 2015. DOI: 10.1016/j.wasman.2015.06.030. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0956053X15300027>.

CAMLOFFSKI, Rodrigo. **Análise de investimentos e viabilidade financeira das empresas.** São Paulo: Atlas, 2014.

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITCKE, B. H. **Análise de Investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial.** São Paulo: Atlas, 2010.

CASTRO, Nivalde José De; DANTAS, Guilherme. **Experiências Internacionais em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes.** 1a. ed. Rio de Janeiro: Publit,

2018.

CBIE. **CENTRO BRASILEIRO DE INFRAESTRUTURA**. 2019. Disponível em: <https://cbie.com.br/artigos/o-que-e-a-geracao%02distribuida/>. Acesso em: 5 set. 2021.

CEMPRE. **Lixo municipal: manual de gerenciamento integrado**. 4a ed. ed. São Paulo.

CETESB. **Companhia Ambiental do Estado de São Paulo. Geração de biogás e uso de energia, aterros sanitários, versão 1.0 / CETESB, Secretaria de Meio Ambiente, Ministério da Ciência e Tecnologia.**São PauloSMA, CETESB, MCT, , 2006.

CETESB. **COMPANHIA AMBIENTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO**. 2013. Disponível em: <https://cetesb.sp.gov.br/proclima/2013/05/22/inventario-estadual-de-residuos-solidos-domiciliares-2013/>. Acesso em: 28 set. 2020.

CHAVES, Fabio Luciano; KRAUSE, Andre Luiz Coutinho. **Entenda quais são os modelos de geração de energia solar fotovoltaica disponíveis para você e sua empresa!** 2020. Disponível em: <https://www.ecoenergias.com.br/2020/05/06/modelos-geracao-energia-solar/>. Acesso em: 3 set. 2021.

CHERNICHARO, C. A. L. **Princípios do tratamento biológico de águas residuárias: Reatores Anaeróbios**. 2nd. ed. Belo Horizonte: Departamento de engenharia Sanitária e Ambiental, 2007.

CIBIOGÁS. **Biogasmapp**. 2021. Disponível em: <https://mapbiogas.cibiogas.org/>. Acesso em: 23 jul. 2021.

CONAMA. **CONAMA nº 316, de 29 de outubro de 2002**. [s.l: s.n.].

CRVR. **Central de Resíduos do Recreio. Área de atuação**. 2016. Disponível em: <http://crvr.com.br/area-de-atuacao/central-de-residuos-do-recreio/>. Acesso em: 10 jan. 2022.

DELZEIT, Ruth; KELLNER, Ulla. The impact of plant size and location on profitability of biogas plants in Germany under consideration of processing digestates. **Biomass and Bioenergy**, [S. l.], v. 52, p. 43–53, 2013. DOI: 10.1016/j.biombioe.2013.02.029. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0961953413001104>.

DETOLLENAERE, Alice; MASSON, Gaëtan. **Task 1 Strategic PV Analysis and Outreach – 2020 Snapshot of Global PV Markets**. Bruxelas.

EBA. **European Biogas Association**. 2018. Disponível em: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUK EwjKle_ImqPzAhWappUCHbpVC58QFnoECAIQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.europeanbiogas.eu%2Fwp-content%2Fuploads%2F2019%2F05%2FEBA_Statistical-Report-2018_AbridedPublic_web.pdf&usg=AOvVaw2Yqehkr. Acesso em: 15 jul. 2021.

EBINGER, Charles; BANKS, John P.; SCHACKMANN, Alisa. **Transforming the Electricity Portfolio: Lessons from Germany and Japan in Deploying Renewable Energy**Washington, DCThe Brookings Institution, , 2014.

EBNER, Jacqueline H.; LABATUT, Rodrigo A.; RANKIN, Matthew J.; PRONTO, Jennifer L.; GOOCH, Curt A.; WILLIAMSON, Anahita A.; TRABOLD, Thomas A.

Lifecycle Greenhouse Gas Analysis of an Anaerobic Codigestion Facility Processing Dairy Manure and Industrial Food Waste. **Environmental Science and Technology**, [S. l.], v. 49, n. 18, p. 11199–11208, 2015. DOI: 10.1021/acs.est.5b01331.

ELGAMAL, Georges Naguib Girgis; DEMAJOROVIC, Jacques; AUGUSTO, Eryka Eugênia Fernandes. Os desafios da implementação da energia fotovoltaica no Brasil: uma análise dos modelos nos principais mercados mundiais. *In*: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE GESTÃO EMPRESARIAL E MEIO AMBIENTE 2015, São Paulo. **Anais** [...]. São Paulo p. 17p.

ENGEBIO. **Estado da arte do tratamento térmico de resíduos sólidos urbanos com geração de energia elétrica**. 2a ed ed. Porto Alegre.

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética. Quem somos**. 2004. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2021: Ano base 2020**. Rio de Janeiro.

EUROSTAT. **Waste generated and treated in Europe. Detailed tables: Data 1995–2003**. 2005.

EUROSTAT. **Shares Energy for Renewable Sources**. Bruxelas.

FAZELI, Alireza; BAKHTVAR, Farzaneh; JAHANSHALOO, Leila; CHE SIDIK, Nor Azwadi; BAYAT, Ali Esfandyari. Malaysia's stand on municipal solid waste conversion to energy: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 58, p. 1007–1016, 2016. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.270. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115016536>.

FEAM. **State foundation of the environment. Energy use of urban waste: orientation for Minas Gerais municipalities**. 2012a. Disponível em: http://www.feam.br/images/stories/Publicacoes/aproveitamento_energetico_de_rsu_guia_de_orientaes_versao_publicacao_on_line.pdf. Acesso em: 16 ago. 2020.

FEAM. **Aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos: guia de orientações para governos municipais de Minas Gerais**. 2012b. Disponível em: http://www.em.ufop.br/ceamb/petamb/cariboost_files/aproveitamento_20energ_c3_a9tico.p%0Adf. Acesso em: 18 out. 2021.

FERRÃO, Paulo; RIBEIRO, Paulo; RODRIGUES, João; MARQUES, Alexandra; PRETO, Miguel; AMARAL, Miguel; DOMINGOS, Tiago; LOPES, Ana; COSTA, E Inês. Environmental, economic and social costs and benefits of a packaging waste management system: A Portuguese case study. **Resources, Conservation and Recycling**, [S. l.], v. 85, p. 67–78, 2014. DOI: 10.1016/j.resconrec.2013.10.020. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0921344913002280>.

FERREIRA, Elzimar Tadeu de F.; BALESTIERI, José Antonio P. Comparative analysis of waste-to-energy alternatives for a low-capacity power plant in Brazil. **Waste Management & Research**, [S. l.], v. 36, n. 3, p. 247–258, 2018. DOI: 10.1177/0734242X17751849. Disponível em: <http://journals.sagepub.com/doi/10.1177/0734242X17751849>.

FILHO, Britaldo Silveira Soares; SILVA, Marcos Aurelio Madureira Da. **Subsídio a energia solar pesa especialmente para mais pobres e deve acabar**. 2021. Disponível em: <https://economia.uol.com.br/colunas/2021/06/29/o-pl-da-geracao-solar-distribuida->

e-a-busca-pelo-equilibrio.htm. Acesso em: 15 ago. 2021.

FRANZ, Stephan; BÜRO, F. **Regulatory Trends in Renewable Energy Self -Supply - A Summary of International Debates**. Santiago do Chile. Disponível em: <https://documents.pub/document/regulatory-trends-in-renewable-energy-self-supply-regulatory-trends-in-public.html?page=2>.

FREITAS, F. F.; DE SOUZA, S. S.; FERREIRA, L. R. A.; OTTO, R. B.; ALESSIO, F. J.; DE SOUZA, S. N. M.; VENTURINI, O. J.; ANDO JUNIOR, O. H. The Brazilian market of distributed biogas generation: Overview, technological development and case study. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Belfast, v. 101, p. 146–157, 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2018.11.007. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032118307391>.

FREZATTI, Fábio. **Gestão da viabilidade econômico-financeira dos projetos de investimento**. São Paulo: Atlas, 2008.

FURTADO, Marcelo. **WEG aposta na gaseificação do lixo para geração**. 2019. Disponível em: <https://energiahoje.editorabrasilenergia.com.br/weg-aposta-na-gaseificacao-do-lixo-para-geracao/>. Acesso em: 25 set. 2021.

GARNIER, Gil. Grand challenges in chemical engineering. **Frontiers in Chemistry**, [S. l.], v. 2, n. April, p. 1–3, 2014. DOI: 10.3389/fchem.2014.00017.

GAUDARDE, Gustavo. **Leilões de energia nova em consulta pública, com térmicas inflexíveis e aproveitamento de resíduos sólidos urbanos**. 2021. Disponível em: <https://epbr.com.br/leiloes-de-energia-nova-em-consulta-publica-com-termicas-inflexiveis-e-aproveitamento-de-residuos-solidos-urbanos/>. Acesso em: 27 fev. 2021.

GD. **GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. 2018. Disponível em: <https://www.geracaodistribuida.com/noticias/isencao-icms%02energias-renovaveis/>. Acesso em: 10 set. 2021.

GIAGNORIO, Maria Laura; BARBAREWICZ, Andrea; CORDONI, Cristina. THE DEVELOPMENT OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN ITALY: THE FEED-IN TARIFF. **JOURNAL OF COMMODITY SCIENCE, TECHNOLOGY AND QUALITY**, [S. l.], v. 1, n. 46, p. 39–58, 2007. Disponível em: <https://www.sci.unich.it/ricerca/jcs/index.php?2007>.

GOULART, Josette. **Guerra do lobby do sol se acirra com expectativa de votação no Congresso**. 2021. Disponível em: <https://veja.abril.com.br/blog/radar-economico/guerra-do-lobby-do-sol-se-acirra-com-expectativa-de-votacao-no-congresso/>. Acesso em: 6 ago. 2021.

GOUVEIA, Nelson. Resíduos sólidos urbanos: impactos socioambientais e perspectiva de manejo sustentável com inclusão social. **Ciência & Saúde Coletiva**, [S. l.], v. 17, n. 6, p. 1503–1510, 2012. DOI: 10.1590/S1413-81232012000600014. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1413-81232012000600014&lng=pt&tlng=pt.

HAHN, Henning; JENTSCH, Mareike. **Financing mechanisms for biogas projects in Central and Eastern Europe**. IEE Project ‘BiogasIN’, project report D.6.4, WP 6. 2012.

HENRIQUEZ, A. I. M. **Life Cycle Analysis (LCA) of Integrated Systems for the**

- Treatment and Final Disposal of Urban Solid Waste for Medium-sized Cities.** 2016. Federal University of Itajubá, [S. l.], 2016. Disponível em: https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/1005/dissertacao_he_nriquez_2016.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
- HOORNWEG, Daniel; BHADA-TATA, Perinaz. What a waste: a global review of solid waste management. **Urban Development Series Knowledge Papers**, [S. l.], 2012. DOI: 10.1111/febs.13058.
- IBGE. **Brazilian Institute of Geography and Statistics.** 2010. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/multidominio/meio-ambiente/9073-pesquisa-nacional-de-saneamento-basico.html?=&t=o-que-e>. Acesso em: 27 out. 2020.
- IBGE. **Censo Demográfico de 2010.** 2021a. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/panorama>. Acesso em: 10 set. 2022.
- IBGE. **Produto Interno Bruto – PIB. 2021.** 2021b. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/explica/pib.php>. Acesso em: 10 set. 2022.
- IBGE. **Censo Demográfico de 2000.** 2021c. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/panorama>. Acesso em: 10 set. 2022.
- IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA.** 2018. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/mg/oliveira/panorama>. Acesso em: 10 maio. 2019.
- IEA. **Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems. Annual Report.** 1999. Disponível em: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiqust74j5AhWTg5UCHTPICJQQFnoECAQQAQ&url=https%3A%2F%2Fiea-pvps.org%2Fwp-content%2Fuploads%2F2020%2F01%2Ftr_1999.pdf&usg=AOvVaw11mJ6C2VEiuxyNrm5LmpnY.
- IEA. **Energy Policies of IEA Countries: Japan 2016 Review.** 2016. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-japan-2016-review>.
- INMET. **Precipitação acumulada decendial mensal e anual.** 2020. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/normais>. Acesso em: 10 out. 2022.
- ISLU. **Índice de Sustentabilidade da Limpeza Urbana.** 2019. Disponível em: <https://selur.org.br/publicacoes/islu-indice-de-sustentabilidade-da-limpeza-urbana-4a-edicao-2019/>. Acesso em: 5 set. 2020.
- KALYANI, Khanjan Ajaybhai; PANDEY, Krishan K. Waste to energy status in India: A short review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 31, p. 113–120, 2014. DOI: 10.1016/j.rser.2013.11.020. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032113007697>.
- KASSAI, José R.; KASSAI, Silvia; SANTOS, Ariovaldo; ASSAF NETO, Alexandre. **Retorno de investimento: abordagem matemática e contábil do lucro empresarial.** São Paulo: Atlas, 1999.
- KHAN, D.; KUMAR, A.; SAMADDER, S. R. Impact of socioeconomic status on municipal solid waste generation rate. **Waste Management**, [S. l.], v. 49, p. 15–25, 2016. DOI: 10.1016/j.wasman.2016.01.019. Disponível em:

<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0956053X16300204>.

KPMG. **Taxes and Incentives for Renewable Energy 2015**. 2015. Disponível em: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUK Ewji1rj7mKPzAhXOpZUCHUatCJoQFnoECAIQAQ&url=https%3A%2F%2Fassets.kpmg%2Fcontent%2Fdam%2Fkpmg%2Fpdf%2F2015%2F09%2Ftaxes-and-incentives-2015-web-v2.pdf&usq=AOvVaw14MIhtelbIIVALkOQLAmR>.

KUMAR, Atul; SAMADDER, S. R. An empirical model for prediction of household solid waste generation rate – A case study of Dhanbad, India. **Waste Management**, [S. l.], v. 68, p. 3–15, 2017. a. DOI: 10.1016/j.wasman.2017.07.034. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0956053X17305263>.

KUMAR, Atul; SAMADDER, S. R. A review on technological options of waste to energy for effective management of municipal solid waste. **Waste Management**, [S. l.], v. 69, p. 407–422, 2017. b. DOI: 10.1016/j.wasman.2017.08.046. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0956053X17306268>.

KUWAHARA, N.; BERNI, M. D.; BAJAY, S. V. Energy supply from municipal wastes: The potential of biogas-fuelled buses in Brazil. **Renewable Energy**, [S. l.], v. 16, n. 1–4, p. 1000–1003, 1999. DOI: 10.1016/S0960-1481(98)00353-X. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S096014819800353X>.

LEME, Marcio Montagnana Vicente; ROCHA, Mateus Henrique; LORA, Electo Eduardo Silva; VENTURINI, Osvaldo José; LOPES, Bruno Marciano; FERREIRA, Cláudio Homero. Techno-economic analysis and environmental impact assessment of energy recovery from Municipal Solid Waste (MSW) in Brazil. **Resources, Conservation & Recycling**, [S. l.], v. 87, p. 8–20, 2014. DOI: 10.1016/j.resconrec.2014.03.003.

LEONZIO, Grazia. Upgrading of biogas to bio-methane with chemical absorption process: simulation and environmental impact. **Journal of Cleaner Production**, [S. l.], v. 131, p. 364–375, 2016. DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.05.020. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652616304759>.

LINO, F. A. M.; BIZZO, W. A.; DA SILVA, E. P.; ISMAIL, K. A. R. Energy impact of waste recyclable in a Brazilian metropolitan. **Resources, Conservation and Recycling**, [S. l.], v. 54, n. 11, p. 916–922, 2010. DOI: 10.1016/j.resconrec.2010.01.010. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0921344910000285>.

LINO, F. A. M.; ISMAIL, K. A. R. Analysis of the potential of municipal solid waste in Brazil. **Environmental Development**, [S. l.], v. 4, p. 105–113, 2012. DOI: 10.1016/j.envdev.2012.08.005. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2211464512001091>.

LINO, F. A. M.; ISMAIL, K. A. R. Incineration and recycling for MSW treatment: Case study of Campinas, Brazil. **Sustainable Cities and Society**, [S. l.], v. 35, p. 752–757, 2017. DOI: 10.1016/j.scs.2017.09.028. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2210670716303134>.

LOMBARDI, Lidia; CARNEVALE, Ennio; CORTI, Andrea. A review of technologies and performances of thermal treatment systems for energy recovery from waste. **Waste Management**, [S. l.], v. 37, p. 26–44, 2015. DOI: 10.1016/j.wasman.2014.11.010. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0956053X14005273>.

- MACHADO, Camila Frankenfeld. **Incineration: an analysis of the thermal treatment of urban solid waste in Bauru / SP**. 2015. Federal University of Rio de Janeiro, [S. l.], 2015.
- MACHADO, Sandro L.; CARVALHO, Miriam F.; GOURC, Jean-Pierre; VILAR, Orencio M.; DO NASCIMENTO, Julio C. F. Methane generation in tropical landfills: Simplified methods and field results. **Waste Management**, [S. l.], v. 29, n. 1, p. 153–161, 2009. DOI: 10.1016/j.wasman.2008.02.017. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0956053X08000743>.
- MAHALINGAM, Arjun; REINER, David M. **Energy Subsidies at Times of Economic Crisis: A Comparative Study and Scenario Analysis of Italy and Spain** Working Papers EPRG 1603, Energy Policy Research Group Londres Faculty of Economics, , 2016.
- MANDITEREZA, Patrick Tendayi; BANSAL, Ramesh. Renewable distributed generation: The hidden challenges – A review from the protection perspective. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 58, p. 1457–1465, 2016. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.276. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115016597>.
- MANNARINO, Camille Ferreira; FERREIRA, João Alberto; GANDOLLA, Mauro. Contribuições para a evolução do gerenciamento de resíduos sólidos urbanos no Brasil com base na experiência Européia. **Engenharia Sanitaria e Ambiental**, [S. l.], v. 21, n. 2, p. 379–385, 2016. DOI: 10.1590/s1413-41522016146475. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1413-41522016000200379&lng=pt&tlng=pt.
- MARIANI, Leidiane. **Biogás: diagnóstico e propostas de ações para incentivar seu uso no Brasil**. 2018. Universidade Estadual de Campinas, [S. l.], 2018.
- MARTINS, Christiane. **Como funciona o aterro sanitário?** 2018. Disponível em: <https://www.vgresiduos.com.br/blog/como-funciona-o-aterro-sanitario/>. Acesso em: 18 set. 2021.
- ME. **MINISTÉRIO DA ECONOMIA**. 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/fazenda/pt-br/centrais-de-conteudos/publicacoes/analises-e%02estudos/arquivos/2019/visao-da-secap-sobre-o-setor-de-energia-o-caso-da-micro-e%02minigeracao-distribuida/view>. Acesso em: 12 set. 2021.
- MESQUITA, João Lara. **Lixo no Brasil, um problema ainda longe da solução**. 2019. Disponível em: <https://marsemfim.com.br/lixo-no-brasil-um-problema-ainda-longo-da-solucao/>. Acesso em: 20 dez. 2022.
- MINAS GERAIS. **Lei 23762, de 06/01/2021**. 2021. Disponível em: <https://www.almg.gov.br/consulte/legislacao/completa/completa.html?tipo=LEI&num=23762&ano=2021>. Acesso em: 25 set. 2022.
- MMA. **Brazilian Ministry of the environment. National plan for solid waste, Brasilia**. 2012. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/polides/solids>. Acesso em: 6 ago. 2020.
- MMA. **INFORME DEL ESTADO DEL MEDIO AMBIENTE**. 2020. Disponível em: <https://sinia.mma.gob.cl/estado-del-medio-ambiente/informe-del-estado-del-medio-ambiente-2020/>. Acesso em: 10 set. 2022.

MME. **Processo de Contratação**. São Paulo.

MME. **PORTARIA Nº 435, DE 4 DE DEZEMBRO DE 2020**. 2020. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-435-de-4-de-dezembro-de-2020-292749761>. Acesso em: 13 fev. 2021.

MME. **PORTARIA Nº 480, DE 15 DE JANEIRO DE 2021**. 2021. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-480-de-15-de-janeiro-de-2021-299315240>. Acesso em: 26 fev. 2021.

MME. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032**. Brasília- DF. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-lanca-cadernos-com-estudos-do-plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde-2032>.

MONTENEGRO, SUELI. **MME vai incluir resíduos sólidos urbanos no leilão A-6 de 2021**. 2020. Disponível em: <https://www.cogen.com.br/principais-noticias/mme-vai-incluir-residuos-solidos-urbanos-no-leilao-a-6-de-2021>. Acesso em: 2 mar. 2021.

MOTTER, Andressa. **Mais de 3 mil cidades brasileiras mantêm lixões a céu aberto**. 2020. Disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/seminariosfolha/2020/09/mais-de-3-mil-cidades-brasileiras-mantem-lixoes-a-ceu-aberto.shtml>. Acesso em: 10 dez. 2020.

MÜLLER, Simon; BROWN, Adam; ÖLZ, Samantha. Policy Considerations For Deploying Renewables. **Renewable Energy**, [S. l.], v. 1, p. 72p., 2011. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-policy-considerations-for-deploying-renewables>. Acesso em: 16 set. 2021.

NAÇÕES_UNIDAS. **Paris Agreement**. 2015. Disponível em: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf. Acesso em: 1 set. 2021.

NAKABAYASHI, Renny Kunizo. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. 2014. Universidade de São Paulo, [S. l.], 2014.

NARUTO, Denise Tieko. **Vantagens e desvantagens da geração distribuída e estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica**. 2017. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

NASCIMENTO, Maria Cândida Barbosa; FREIRE, Elcires Pimenta; DANTAS, Francisco de Assis Souza; GIANANTE, Miguel Bortoletto. Estado da arte dos aterros de resíduos sólidos urbanos que aproveitam o biogás para geração de energia elétrica e biometano no Brasil. **Engenharia Sanitaria e Ambiental**, [S. l.], v. 24, n. 1, p. 143–155, 2019. DOI: 10.1590/s1413-41522019171125. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1413-41522019000100143&tlng=pt.

NORDI, Guilherme Henrique; PALACIOS-BERECHE, Reynaldo; GALLEGO, Antonio Garrido; NEBRA, Silvia Azucena. Electricity production from municipal solid waste in Brazil. **Waste Management & Research**, [S. l.], v. 35, n. 7, p. 709–720, 2017. DOI: 10.1177/0734242X17705721. Disponível em: <http://journals.sagepub.com/doi/10.1177/0734242X17705721>.

NUVOLARI, Ariovaldo. As diversas opções de tratamento do esgoto sanitário. *In*: BLÜCHER, Edgard (org.). **Esgoto sanitário: coleta, transporte, tratamento e reúso agrícola**. São Paulo. p. 172p.

- OECD. **Total Amount Generated of Municipal Waste**. 2007. Disponível em: <http://www.oecd.com>. Acesso em: 29 ago. 2020.
- OECD. **Municipal waste (indicator)**. 2021. Disponível em: <https://data.oecd.org/waste/municipal-waste.htm>. Acesso em: 4 mar. 2021.
- OLIVEIRA, Kainã De. **Fim dos lixões é adiado por falta de comprometimento dos municípios**. 2020. Disponível em: <https://jornal.usp.br/atualidades/fim-dos-lixoes-e-adiado-por-falta-de-compromisso-dos-municipios/>. Acesso em: 15 set. 2021.
- OLSSON, Linda; FALLDE, Magdalena. Waste(d) potential: a socio-technical analysis of biogas production and use in Sweden. **Journal of Cleaner Production**, [S. l.], v. 98, p. 107–115, 2015. DOI: 10.1016/j.jclepro.2014.02.015. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652614001590>.
- ONS. **Mapa do Sistema de Transmissão**. 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 18 maio. 2022.
- PECORA, Vanessa. **Implantação de uma unidade demonstrativa de geração de energia elétrica a partir de biogás de tratamento do esgoto residencial da USP – estudo de caso**. 2006. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.
- PIN, Bruno Vasconcelos Rosa; BARROS, Regina Mambeli; SILVA LORA, Electo Eduardo; DOS SANTOS, Ivan Felipe Silva. Waste management studies in a Brazilian microregion: GHG emissions balance and LFG energy project economic feasibility analysis. **Energy Strategy Reviews**, [S. l.], v. 19, p. 31–43, 2018. DOI: 10.1016/j.esr.2017.11.002. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.11.002>.
- PIÑAS, Jean Agustin Velásquez; VENTURINI, Osvaldo Jose; LORA, Electo Eduardo Silva; OLIVEIRA, Michele Aparecida De; ROALCABA, Orly Denisse Calle. Aterros sanitários para geração de energia elétrica a partir da produção de biogás no Brasil: comparação dos modelos LandGEM (EPA) e Biogás (Cetesb). **Revista Brasileira de Estudos de População**, [S. l.], v. 33, n. 1, p. 175–188, 2016. DOI: 10.20947/S0102-309820160009. Disponível em: <https://rebepe.emnuvens.com.br/revista/article/view/817>.
- PNUD; IPEA; FJP. **Desenvolvimento humano nas macrorregiões brasileiras**. Brasília.
- PORDATA. **Consumo de energia eléctrica per capita: total e por tipo de consumo**. 2016. Disponível em: <https://www.pordata.pt/Portugal/Consumo+de+energia+eléctrica+per+capita+total+e+por+tipo+de+consumo-1230>. Acesso em: 20 jun. 2022.
- PORTUGAL. **GOVERNO DE PORTUGAL**. 2007. Disponível em: <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/363-2007-629412>. Acesso em: 25 ago. 2021.
- PORTUGAL. **GOVERNO DE PORTUGAL**. 2014. Disponível em: <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/130-2014-56384882>. Acesso em: 15 ago. 2021.
- PREFEITURA DE SÃO PAULO. **Aterro São João e Bandeirantes**. 2012. Disponível em: https://www.prefeitura.sp.gov.br/cidade/secretarias/meio_ambiente/comite_do_clima/c40/inic%0Aiativas/index.php?p=47655. Acesso em: 15 dez. 2021.
- PROBIOGAS. **Brazil Germany Project for the Promotion of Energy Use of Biogas**. 2010. Disponível em: http://www.resol.com.br/cartilhas/giz_-

_guia_pratico_do_biogas_final.pdf. Acesso em: 25 ago. 2020.

PSOMOPOULOS, C. S.; BOURKA, A.; THEMELIS, N. J. Waste-to-energy: A review of the status and benefits in USA. **Waste Management**, [S. l.], v. 29, n. 5, p. 1718–1724, 2009. DOI: 10.1016/j.wasman.2008.11.020. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0956053X08004066>.

QASIM, S. R. **Wastewater Treatment Plants: Planning, Design and Operation**. New York: Holt, Rinehartand Winston, 1985.

REF-E. **Study on tariff design for distribution systems – Final Report**. 2015. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/study-tariff-design-distribution-systems_en. Acesso em: 20 jul. 2022.

RUFINO, Daniela Cristiano. BIOGÁS: O APROVEITAMENTO ENÉRGICO DO GÁS METANO GERADO EM ATERROS SANITÁRIOS. *In: As Engenharias frente a Sociedade, a Economia e o Meio Ambiente*. [s.l.] : Atena Editora, 2019. p. 126–137. DOI: 10.22533/at.ed.29019250613. Disponível em: <https://www.atenaeditora.com.br/arquivos/ebooks/as-engenharias-frente-a-sociedade-a-economia-e-o-meio-ambiente>.

SALOMON, Karina Ribeiro; LORA, Electo Eduardo Silva. Estimate of the electric energy generating potential for different sources of biogas in Brazil. **Biomass and Bioenergy**, [S. l.], v. 33, p. 1101–1107, 2009. DOI: 10.1016/j.biombioe.2009.03.001.

SAMANEZ, C. P. **Engenharia Econômica**. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009.

SANTOS, Ivan Felipe Silva Dos. **Proposta de um método escalonado para a motorização do Aproveitamento do Biogás Gerado por Aterros Sanitários para Fins de Geração de Energia Elétrica**. 2015. Universidade Federal de Itajubá, [S. l.], 2015.

SANTOS, Ivan Felipe Silva Dos; BARROS, Regina Mambeli; TIAGO FILHO, Geraldo Lucio. Electricity generation from biogas of anaerobic wastewater treatment plants in Brazil: An assessment of feasibility and potential. **Journal of Cleaner Production**, [S. l.], v. 126, p. 504–514, 2016. DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.03.072. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.03.072>.

SANTOS, Ivan Felipe Silva Dos; BARROS, Regina Mambeli; TIAGO FILHO, Geraldo Lúcio. Economic study on LFG energy projects in function of the number of generators. **Sustainable Cities and Society**, [S. l.], v. 41, p. 587–600, 2018. DOI: 10.1016/j.scs.2018.04.029. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2210670718300088>.

SANTOS, Ivan Felipe Silva Dos; GONÇALVES, Andriani Tavares Tenório; BORGES, Pedro Baptista; BARROS, Regina Mambeli; DA SILVA LIMA, Renato. Combined use of biogas from sanitary landfill and wastewater treatment plants for distributed energy generation in Brazil. **Resources, Conservation and Recycling**, [S. l.], v. 136, p. 376–388, 2018. a. DOI: 10.1016/j.resconrec.2018.05.011. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0921344918301861>.

SANTOS, Ivan Felipe Silva Dos; VIEIRA, Nathalia Duarte Braz; NÓBREGA, Luís Guilherme Bruni De; BARROS, Regina Mambeli; FILHO, Geraldo Lúcio Tiago. Assessment of potential biogas production from multiple organic wastes in Brazil: Impact on energy generation, use, and emissions abatement. **Resources, Conservation**

and Recycling, Michigan, v. 131, n. November 2017, p. 54–63, 2018. b. DOI: 10.1016/j.resconrec.2017.12.012.

SANTOS, Rafaela Ediene Dos; SANTOS, Ivan Felipe Silva Dos; BARROS, Regina Mambeli; BERNAL, Andressa Picionieri; TIAGO FILHO, Geraldo Lúcio; SILVA, Fernando das Graças Braga Da. Generating electrical energy through urban solid waste in Brazil: An economic and energy comparative analysis. **Journal of Environmental Management**, [S. l.], v. 231, p. 198–206, 2019. DOI: 10.1016/j.jenvman.2018.10.015. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301479718311435>.

SHA'ATO, R.; ABOHO, S. Y.; OKETUNDE, F. O.; ENEJI, I. S.; UNAZI, G.; AGWA, S. Survey of solid waste generation and composition in a rapidly growing urban area in Central Nigeria. **Waste Management**, [S. l.], v. 27, n. 3, p. 352–358, 2007. DOI: 10.1016/j.wasman.2006.02.008. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0956053X0600064X>.

SILVA, Leo Jaymee de Vilas Boas Da; SANTOS, Ivan Felipe Silva Dos; MENSAH, Johnson Herlich Roslee; GONÇALVES, Andriani Tavares Tenório; BARROS, Regina Mambeli. Incineration of municipal solid waste in Brazil: An analysis of the economically viable energy potential. **Renewable Energy**, [S. l.], v. 149, p. 1386–1394, 2020. DOI: 10.1016/j.renene.2019.10.134. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148119316313>.

SILVA, Marcos Aurélio Madureira Da. **O sol já é taxado e quem paga são os brasileiros mais pobres**. 2021. Disponível em: <https://www.abradee.org.br/o-sol-ja-e-taxado-e-quem-paga-sao-os-brasileiros-mais-pobres/>. Acesso em: 1 ago. 2021.

SILVA, Tiago Nascimento. **Diagnóstico da produção de biogás em um aterro sanitário: Estudo de caso do aterro Bandeirantes**. 2006. Universidade do Vale do Itajaí, Itajaí, 2006.

SILVA, Tiago Nascimento; FREITAS, Fernando Souza Nazareth De; CANDIANI, Giovano. Avaliação das emissões superficiais do gás de aterros sanitários de grande porte. **Engenharia Sanitaria e Ambiental**, [S. l.], v. 18, n. 2, p. 95–104, 2013. DOI: 10.1590/S1413-41522013000200001. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1413-41522013000200001&lng=pt&tlng=pt.

SILVA, Tiago Rodrigo. **Metodologia para a determinação teórica da potência ótima conseguida a partir da combustão do biogás gerado em aterro sanitário: Estudo de caso do aterro sanitário de Itajubá-MG**. 2012. Universidade de Itajubá, [S. l.], 2012.

SILVA, Tiago Rodrigo; BARROS, Regina Mambeli; TIAGO FILHO, Geraldo Lúcio; DOS SANTOS, Ivan Felipe Silva. Methodology for the determination of optimum power of a Thermal Power Plant (TPP) by biogas from sanitary landfill. **Waste Management**, [S. l.], v. 65, p. 75–91, 2017. DOI: 10.1016/j.wasman.2017.04.018. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.wasman.2017.04.018>.

SMA. **Resolução SMA nº 79 de 04/11/2009**. São Paulo.

SOLAR-INOVE. **Como Calcular a TUSD Fio B**. 2022. Disponível em: <https://blog.solarinove.com.br/como-calcular-a-tusd-fio-b/>. Acesso em: 25 set. 2022.

SON, Masayoshi. **Feed-in Tariff**. 2016. Disponível em: <https://www.renewable-ei.org/en/statistics/policies/>. Acesso em: 28 out. 2021.

- SOUZA, Alceu; CLEMENTE, Ademir. **Decisões financeiras e análise de investimentos: fundamentos, técnicas e aplicações**. 5a. ed. São Paulo: Atlas, 2004.
- SOUZA, Alessandra Ribeiro De; SILVA, Alex Takeo Yasumura Lima; TRINDADE, Aline Bhering; FREITAS, Flávio Ferreira; ANSELMO, Jaíne Alves. Análise do potencial de aproveitamento energético de biogás de aterro e simulação de emissões de gases do efeito estufa em diferentes cenários de gestão de resíduos sólidos urbanos em Varginha-MG. **Engenharia Sanitaria e Ambiental**, Rio de Janeiro, v. 24, n. 5, p. 887–896, 2019.
- SOUZA, Ricardo José De; JÚNIOR, Dércio Santiago da Silva; SPIEGEL, Thaís. Para além do VPL e da TIR: Aplicação de métodos analíticos estocásticos à avaliação de projetos: Estudo de cenários de negócios do mercado de cervejas artesanais. **Revista de Contabilidade do Mestrado em Ciências Contábeis da UERJ (online)**, [S. l.], v. 21, n. 3, p. 74–94, 2016.
- SPOKAS, K.; BOGNER, J.; CHANTON, J. P.; MORCET, M.; ARAN, C.; GRAFF, C.; GOLVAN, Y. Moreau-Le; HEBE, I. Methane mass balance at three landfill sites: What is the efficiency of capture by gas collection systems? **Waste Management**, [S. l.], v. 26, n. 5, p. 516–525, 2006. DOI: 10.1016/j.wasman.2005.07.021. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0956053X05002102>.
- STAISS, F.; RÄUBER, A. Strategies in Photovoltaic Research and Development — Market Introduction Programs. *In*: **Photovoltaics Guidebook for Decision-Makers**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2003. p. 243–254. DOI: 10.1007/978-3-662-05140-5_6. Disponível em: http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-05140-5_6.
- STARR, Katherine; GABARRELL, Xavier; VILLALBA, Gara; TALENS PEIRO, Laura; LOMBARDI, Lidia. Potential CO2 savings through biomethane generation from municipal waste biogas. **Biomass and Bioenergy**, [S. l.], v. 62, p. 8–16, 2014. DOI: 10.1016/j.biombioe.2014.01.023. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0961953414000245>.
- STEFANINI, Sara. **Italy’s tangled oil and gas referendum**. 2016. Disponível em: <https://www.politico.eu/article/italy-referendum-oil-drilling-platforms-offshore-matteo-renzi-rigs-gas-renewables/>. Acesso em: 10 out. 2021.
- STILPEN, Daniel Vasconcellos de Sousa. **ESTUDO DE POTENCIAL ENERGÉTICO REGIONAL PARA INSERÇÃO NA MATRIZ ELÉTRICA – O CASO DA GERAÇÃO A BIOGÁS NA REGIÃO OESTE DO PARANÁ**. 2021. Universidade Federal do Rio de Janeiro, [S. l.], 2021.
- SZIGETHY, Leonardo; ANTENOR, Samuel. **Resíduos sólidos urbanos no Brasil: desafios tecnológicos, políticos e econômicos**. 2020. Disponível em: <https://www.ipea.gov.br/cts/pt/central-de-conteudo/artigos/artigos/217-residuos-solidos-urbanos-no-brasil-desafios-tecnologicos-politicos-e-economicos>. Acesso em: 10 set. 2021.
- TENNANT, Jenny B. **Overview of DOE’s Gasification Program, U.S. Department of Energy, Gasification Technologies Website**. 2010.
- TERMOVERDE SALVADOR. **Termoverde Salvador, Unidade de Valorização sustentável**. [s.d.]. Disponível em: <http://www.termoverde.com.br/termoverdesalvador>. Acesso em: 12 fev. 2021.

- TERNA. **Rapporto Mensile Sul Sistema Elettrico**. 2016. Disponível em: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispacciamento/dati-esercizio>. Acesso em: 5 jun. 2022.
- THEMELIS, Nickolas J.; ULLOA, Priscilla A. Methane generation in landfills. **Renewable Energy**, [S. l.], v. 32, n. 7, p. 1243–1257, 2007. DOI: 10.1016/j.renene.2006.04.020. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148106001091>.
- TISEO, Ian. **Global per capita generation of municipal solid waste by select country 2018**. 2020. Disponível em: <https://www.statista.com/statistics/689809/per-capital-msw-generation-by-country-worldwide/>. Acesso em: 1 mar. 2021.
- UN. **Transforming our world: the 2030 agenda for sustainable development**. 2015. Disponível em: [https://sdgs.un.org/sites/default/files/publications/21252030_Agenda for Sustainable Development web.pdf](https://sdgs.un.org/sites/default/files/publications/21252030_Agenda%20for%20Sustainable%20Development%20web.pdf). Acesso em: 11 ago. 2021.
- UNSTAT. **Waste. United Nations Statistic Division Environment Statistic**. 2007. Disponível em: <http://www.unstats.un.org/unsd/environment/wastetreatment.htm>. Acesso em: 20 out. 2020.
- VONSPERLING, M. **Introdução à qualidade das águas e ao tratamento de esgotos**. 3. ed. Belo Horizonte: DESA, Ed. UFMG, 2005.
- WATERMOLEN, B. T.; STRUBE, R. H.; SWAN, N. D.; CHANTON, J. **Methane emission, oxidation and collection efficiency at a southeastern USA landfill**. 2012.
- WORLD_BANK; ESMAP. **Banco Mundial / ESMAP (BANCO MUNDIAL). Projeto de Energia de Diretrizes de Gás de Aterro Sanitário na América Latina e Caribe (Manual para Preparação de Gás de Aterro Sanitário para Projetos de Energia na América Latina e Caribe)**. Conestoga Rovers & Associates (org.). Banco Mundial: Waterloo, Ontário, Canadá.
- YAP, H. Y.; NIXON, J. D. A multi-criteria analysis of options for energy recovery from municipal solid waste in India and the UK. **Waste Management**, [S. l.], v. 46, p. 265–277, 2015. DOI: 10.1016/j.wasman.2015.08.002. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0956053X15300714>.
- ZAMAN, Atiq Uz; SWAPAN, Mohammad Shahidul Hasan. Performance evaluation and benchmarking of global waste management systems. **Resources, Conservation and Recycling**, [S. l.], v. 114, p. 32–41, 2016. DOI: 10.1016/j.resconrec.2016.06.020. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0921344916301574>.
- ZHAO, Xin-gang; JIANG, Gui-wu; LI, Ang; WANG, Ling. Economic analysis of waste-to-energy industry in China. **Waste Management**, [S. l.], v. 48, p. 604–618, 2016. DOI: 10.1016/j.wasman.2015.10.014. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0956053X1530163X>.

Anexos

Tabela 17 - Grupos tarifários de consumidores e suas participações dentro do mercado de geração distribuída

Consumidor do subgrupo A1 – Conjunto de unidades consumidoras com fornecimento de energia em tensão igual ou superior a 230 kV.	0,23%
Consumidor do subgrupo A2 – Conjunto de unidades consumidoras com fornecimento de energia em tensão de 88 a 138 kV.	0,04%
Consumidor do subgrupo A3 – Conjunto de unidades consumidoras com fornecimento de energia em tensão de 69 kV.	0,061%
Consumidor do subgrupo A3a – Conjunto de unidades consumidoras com fornecimento de energia em tensão de 30 a 44 kV.	2,27%
Consumidor do subgrupo A4 – Conjunto de unidades consumidoras com fornecimento de energia em tensão de 2,3 a 25 kV.	18,73%
Consumidor do subgrupo B1 – Unidade consumidora residencial e unidade consumidora residencial caracterizada como baixa renda.	40,39%
Consumidor do subgrupo B2 – Unidade consumidora rural, unidade consumidora caracterizada como cooperativa de eletrificação rural e como serviço público de irrigação.	10,49%
Consumidor do subgrupo B3 – Unidades consumidoras das demais classes.	27,02%
Consumidor do subgrupo B4 – Unidade consumidora caracterizada como iluminação pública.	0,11%
Consumidores do subgrupo AS – Conjunto de unidades consumidores com fornecimento de energia em tensão inferior a 2,3 kV, atendido a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturado neste grupo em caráter opcional.	0,12%
Consumidor Livre – Consumidor legalmente autorizado a escolher seu fornecedor de energia.	-

Fonte: (ANEEL, 2021c)

Tabela 18 - Unidades de GD de RSU no Brasil (05/10/2021)

Região	Classe	Grupo	Combustível	Potência (kW)
Sudeste	Rural	A4	Biogás - RU	200
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Comercial	A4	Biogás - RU	1000
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	B2	Biogás - RU	72
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	A4	Biogás - RU	264
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	A4	Biogás - RU	78
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	B2	Biogás - RU	74,4
	Rural	B2	Biogás - RU	74,4
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	A4	Biogás - RU	130
	Rural	A4	Biogás - RU	150
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Industrial	A4	Biogás - RU	1429,2
	Rural	A4	Biogás - RU	200
	Comercial	A4	Biogás - RU	3744
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	B2	Biogás - RU	55
	Rural	B2	Biogás - RU	20
	Comercial	A4	Biogás - RU	1000
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Comercial	A4	Biogás - RU	4950
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	B2	Biogás - RU	67,5
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Comercial	A4	Biogás - RU	3150
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	A4	Biogás - RU	264
	Rural	B2	Biogás - RU	67,2
	Rural	B2	Biogás - RU	74,4
	Rural	B2	Biogás - RU	75
Rural	B2	Biogás - RU	48	
Rural	B2	Biogás - RU	75	
Rural	A4	Biogás - RU	96	
Rural	B2	Biogás - RU	75	

	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Rural	A4	Biogás - RU	480
	Comercial	A4	Biogás - RU	1000
	Rural	B2	Biogás - RU	60
	Rural	B2	Biogás - RU	75
	Comercial	A4	Biogás - RU	1000
Sul	Rural	A4	Biogás - RU	59,2
	Poder Público	A2	Biogás - RU	149
	Comercial	A4	Biogás - RU	999
	Rural	A4	Biogás - RU	210
	Comercial	A4	Biogás - RU	999
	Rural	A3a	Biogás - RU	87,2
	Industrial	A4	Resíduos Sólidos Urbanos - RU	658
	Rural	B2	Biogás - RU	11,04
Centro Oeste	Rural	B2	Biogás - RU	73,26
	Rural	B2	Biogás - RU	10,13
	Rural	A3a	Resíduos Sólidos Urbanos - RU	276
	Rural	A4	Biogás - RU	110
	Rural	A3a	Resíduos Sólidos Urbanos - RU	114
	Rural	A3a	Resíduos Sólidos Urbanos - RU	276
	Rural	A3a	Resíduos Sólidos Urbanos - RU	276
	Rural	A3a	Resíduos Sólidos Urbanos - RU	276
	Rural	A3a	Biogás - RU	192
Nordeste	Industrial	A4	Biogás - RU	1204
	Industrial	A4	Biogás - RU	1204
	Comercial	A4	Biogás - RU	980,8
	Comercial	B3	Biogás - RU	28,38
Total				30041,11

Fonte: (ANEEL, 2021a)

Tabela 19 - Usinas de RSUs e ETEs em operação no Brasil

Região	Cidade - estado	Destinação	Produção anual de biogás (Nm³/ano)
Sudeste	São Paulo - SP	● ☆	131.400.000
	Caieiras - SP	●	117.650.784
	Nova Iguaçu - RJ	●	109.500.000
	Paulínia - SP	●	102.205.312
	Mauá - SP	● ☆	70.080.000
	Belo Horizonte - MG	● ☆	43.800.000
	São Paulo - SP	●	41.610.000
	Sabará - MG	●	26.280.000
	Santana de Parnaíba - SP	●	22.712.290
	Guatapar - SP	●	21.900.000
	Cariacica - ES	●	19.909.092
	Barra Mansa - RJ	●	17.520.000
	Tremembé - SP	●	17.034.218
	Uberlândia - MG	● ☆	16.425.000
	Cabreúva - SP	●	10.750.909
	Três Rios - RJ	●	7.963.636
	São Pedro da Aldeia - RJ	● ◆	5.840.000
	Belo Horizonte - MG	● ☆	4.536.950
	Macaé - RJ	● ☆	3.981.818
	Campos dos Goytacazes - RJ	● ☆	3.981.818
	Santana do Paraíso - MG	●	3.981.818
	Juiz de Fora - MG	●	3.737.600
	Ribeirão Preto - SP	● ☆	2.920.000
	Pouso Alto - MG	●	1.051.200
	Rio de Janeiro - RJ	●	517.440
	Ibirité - MG	●	365.000
Sul	Minas do Leão - RS	●	52.560.000
	Fazenda Rio Grande - PR	●	34.068.436
	São José dos Pinhais - PR	●	9.548.400
	Candiota - RS	●	8.760.000
	Estrela - RS	●	6.570.000
	São Leopoldo - RS	●	5.678.072
	Itajaí - SC	●	4.555.200
	Içara - SC	●	2.620.036
	Presidente Castelo Branco - PR	●	1.825.000
	Cascavel - PR	●	597.272
	Cascavel - PR	●	310.581
	Cascavel - PR	●	310.581
	Foz do Iguaçu - PR	●	18.250

Nordeste	Jaboatão dos Guararapes - PE	●	87.600.000
	João Pessoa - PB	●	26.280.000
	Igarassu - PE	●	9.588.218
	Salvador - BA	● ☆	4.380.000
	Rosário - MA	●	4.204.800
	Petrolina - PE	●	3.902.181
	Feira de Santana - BA	●	812.490
	Camaragibe - PE	●	812.490
	Caruaru - PE	●	796.363
Norte	Manaus - AM	●	26.280.000
Centro-Oeste	Rio Quente - GO	●	3.829.991

Fonte: (CIBIOGÁS, 2021)

Legenda:

- Biogás para geração de eletricidade
- ☆ Biogás para geração térmica
- ◆ Biogás para produção de biometano

Tabela 20 - Cenários para simulação de projetos de aproveitamento energético de LFG no Brasil

População, P _i (hab)	Fluxo de MSW (ton/ano)	Capacidade instalada da central termelétrica (kW)	Período de tempo de funcionamento da Central		Cenário
			Tempo (anos)	Ano inicial – Ano final	
80,000	13,784	100	39	2023 – 2061	C1
		200	26	2027 – 2052	C2
		300	17	2031 – 2047	C3
		Pótima			C4
100,000	17,230	200	31	2025 – 2055	C5
		300	23	2028 – 2050	C6
		350	19	2030 – 2048	C7
		Pótima			C8
200,000	34,460	400	31	2025 – 2055	C9
		500	26	2027 – 2052	C10
		600	23	2028 – 2050	C11
		Pótima			C12
300,000	51,691	700	28	2026 – 2053	C13
		800	26	2027 – 2052	C14
		900	23	2028 – 2050	C15
		Pótima			C16
500,000	86,151	1,200	28	2026 – 2053	C17
		1,400	24	2028 – 2051	C18
		1,600	21	2029 - 2049	C19

População, P_i (hab)	Fluxo de MSW (ton/ano)	Capacidade instalada da central termelétrica (kW)	Período de tempo de funcionamento da Central		Cenário
			Tempo (anos)	Ano inicial – Ano final	
		Pótima			C20

Tabela 21 - Valores envolvidos para a composição de custos dos projetos de implantação das centrais termelétricas a partir de LFG

Etapa		Unidade	Custo em Reais (R\$)	Custo em Reais (R\$) Atualizado (2021)	Custo em Dólares^a (US\$)
Custo para Equipamento para Geração Elétrica – Grupo gerador Otto nacional		1/KW _{instalated}	1.000	3.272,00	609,32
Queimador		1/unit	200.000	654.408,60	121.863,80
Transporte (Gasoduto do aterro)		1/meter	250,00	818,00	152,33
Gasômetro		1/m ³	90,00	294,49	54,84
Custo de Compressão		1/m ³ /hour	500,00	1636,00	304,66
Tratamento	Purificação H ₂ S/Siloxina	1/m ³	0,010	0,023	0,004286
	Purificação H ₂ O/Resfriamento	1/m ³	0,010	0,023	0,004286
	Purificação CO ₂	1/m ³	0,010	0,023	0,004286
Custo da Coleta	Drenos	1/unidade	1.000	3.272,00	609,32
	Tubulação de Coleta	1/meter	250,00	818,02	152,33
Note:					
^a : de acordo com Banco Central do Brasil (2021), Cotação de fechamento do dólar americano no dia 01/10/2021, em que 1,00 US\$= 5,37 R\$.					

Tabela 22 - Evolução dos indicadores econômico-energéticos por cenário no Brasil, 2005 e 2030.

Indicador	Cenário						
	2005	2030		2040		2050	
		Desafio da Expansão	Estagnação	Desafio da Expansão	Estagnação	Desafio da Expansão	Estagnação
Crescimento do PIB (% ao ano)		2,8	1,6	3,5	1,6	3,0	1,6
PIB - Produto interno bruto (R\$ trilhões)	1,938	9,04		12,75	17,13		

Fonte: MME/EPE (2020b)

Tabela 23 - Número de cidades e suas populações no censo demográfico em 2010

Grupos de população	População da cidade (pessoas)	População da cidade (%)
Até 2.000 pessoas	197.429	0,1
De 2.001 a 5.000 pessoas	4.176.916	2,19
De 5.001 a 10.000 pessoas	8.541.935	4,48
De 10.001 a 20.000 pessoas	19.743.967	10,35
De 20.001 a 50.000 pessoas	31.344.671	16,43
De 50.001 a 100.000 pessoas	22.314.204	11,7
De 100.001 a 500.000 pessoas	48.565.171	25,46
Mais de 500.000 pessoas	55.871.506	29,29

Fonte: (IBGE, 2010)

Tabela 24 - Valores utilizados no dimensionamento de projetos de usinas termelétricas de gás de aterro

Sistema		Unidade	Valor
Equipamento para geração de eletricidade - grupo gerador Otto nacional		1/kW instalado	3.272,04
Queimador		1/unidade	654.408,60
Transporte (gasoduto de aterro sanitário)		1/m	818,02
Gasômetro		1/m ³	294,49
Compressão		1/m ³ /h	1.636,02
Tratamento	Purificação de H ₂ S Siloxano	1/m ³	0,023
	Purificação, H ₂ O/resfriamento	1/m ³	0,023
	Purificação, CO ₂	1/m ³	0,023
Coleta	Drenos	1/unidade	3.272,04
	Tubo de coleta	1/m	818,02

Tabela 25 - Resumo de valores de investimentos e receitas para cada cenário

R _x - Fluxo de Resíduos (t/ano)	Investimento para Geração Elétrica (1000U\$)	Crédito de Carbono pela Queima (1000U\$)	Crédito de Carbono pela Eletricidade (1000U\$)	Receita anual venda da energia (1000U\$)
13784	1.173,15	2.927,13	93,12	72,45
	1.287,78	2.425,89	122,53	144,90
	1.354,61	1.825,78	117,63	217,35
17230	1.322,34	3.382,63	147,04	144,90
	1.416,82	2.860,29	161,74	217,35
	1.443,32	2.514,93	154,39	253,57
34460	1.677,18	6.765,26	292,22	289,79
	1.768,20	6.163,07	306,33	362,24
	1.866,14	5.720,57	323,49	434,69
51691	2.136,87	9.633,94	463,17	507,14
	2.248,63	9.244,61	490,13	579,59
	2.315,45	8.580,86	485,23	652,04
86151	2.972,13	16.124,89	794,01	869,38
	3.112,70	14.749,23	789,11	1.014,28
	3.253,27	13.533,31	784,21	1.159,18

Tabela 26 - Equações que representam as funções para CF_i versus TIR

População (habitantes)	Capacidade instalada (kW)	TIR versus C _{fi}	R ²
80.000	100 ≤ P ≤ 300	$TIR = 54,108x C_{fi}^{1,0279}$	0,9962
100.000	200 ≤ P ≤ 350	$TIR = 15,67x C_{fi}^{0,8019}$	0,9979
200.000	400 ≤ P ≤ 600	$TIR = 16,719x C_{fi}^{0,7333}$	0,9995
300.000	700 ≤ P ≤ 900	$TIR = 14,33x C_{fi}^{0,6742}$	0,9972
500.000	1200 ≤ P ≤ 1600	$TIR = 17,968x C_{fi}^{0,6793}$	0,9998

CÁLCULOS FINANCEIROS PARA O CASO BASE

Potência disponível térmica anualmente para cada faixa de população, 80.000, 100.000, 200.000, 300.000 e 500.000 habitantes

Ano	Pot. 80k (kW)	Pot. 100k (kW)	Pot. 200k (kW)	Pot. 300k (kW)	Pot. 500k (kW)
2011	81	101	202	303	505
2012	156	195	391	586	977
2013	227	283	567	850	1.417
2014	293	366	731	1.097	1.828
2015	354	443	885	1.328	2.214
2016	412	515	1.030	1.545	2.574
2017	466	583	1.165	1.748	2.913
2018	517	646	1.292	1.938	3.230
2019	565	706	1.412	2.118	3.529
2020	610	762	1.524	2.286	3.810
2021	652	815	1.630	2.445	4.075
2022	692	865	1.730	2.595	4.326
2023	730	912	1.825	2.737	4.562
2024	766	957	1.915	2.872	4.787
2025	800	1.000	2.000	3.000	4.999
2026	832	1.040	2.081	3.121	5.202
2027	863	1.079	2.158	3.236	5.394
2028	892	1.116	2.231	3.347	5.578
2029	920	1.151	2.301	3.452	5.753
2030	947	1.184	2.368	3.553	5.921
2031	973	1.216	2.433	3.649	6.082
2032	898	1.123	2.246	3.369	5.615
2033	829	1.037	2.073	3.110	5.183
2034	766	957	1.914	2.871	4.785
2035	707	883	1.767	2.650	4.417
2036	652	815	1.631	2.446	4.077
2037	602	753	1.505	2.258	3.764
2038	556	695	1.390	2.085	3.474
2039	513	641	1.283	1.924	3.207
2040	474	592	1.184	1.776	2.961
2041	437	547	1.093	1.640	2.733
2042	404	505	1.009	1.514	2.523
2043	373	466	932	1.397	2.329
2044	344	430	860	1.290	2.150
2045	318	397	794	1.191	1.985
2046	293	366	733	1.099	1.832
2047	271	338	676	1.015	1.691
2048	250	312	624	937	1.561
2049	231	288	576	865	1.441
2050	213	266	532	798	1.330
2051	196	246	491	737	1.228

População (habitantes)	80.000	80.000	80.000
Quantidade de anos	31	17	3
Ano inicial - ano final	2022-2052	2027-2043	2036-2038
Etapa	Custos (R\$)	Custos (R\$)	Custos (R\$)
Custo da Coleta	R\$ 404.450,95	R\$ 404.450,95	R\$ 404.450,95
Purificação H ₂ S/Siloxina	R\$ 118.533,94	R\$ 130.004,98	R\$ 34.413,07
Purificação H ₂ O/Resfriamento	R\$ 118.533,94	R\$ 130.004,98	R\$ 34.413,07
Purificação CO ₂	R\$ 118.533,94	R\$ 130.004,98	R\$ 34.413,07
Custo de Compressão	R\$ 21.824,63	R\$ 43.649,27	R\$ 65.473,90
Gasoduto do Aterro	R\$ 1.421.620,20	R\$ 1.421.620,20	R\$ 1.421.620,20
Gasômetro	R\$ 127.945,82	R\$ 127.945,82	R\$ 127.945,82
Queimador	R\$ 284.324,04	R\$ 284.324,04	R\$ 284.324,04
Custo para Equipamento para Uso do Gás	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custo para Equipamento para Geração Elétrica	R\$ 142.162,02	R\$ 284.324,04	R\$ 426.486,06
Investimento para Uso direto do gás	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Investimento para Geração Elétrica	R\$ 2.757.929,50	R\$ 2.956.329,22	R\$ 2.833.540,20
Custo da Eletricidade (R\$.MW.h)	21,62	21,13	76,49
Custo para Uso do Gás (R\$.m ³ CH ₄)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Descrição	Medidas	Medidas	Medidas
Total de CH ₄ (m ³ deCH ₄)	11.166.442	7.606.058	1.597.066
Total de CO ₂ (t)	7.842	5.096	1.070
Total de CO ₂ eq (t)	157.112	107.017	22.471
Potência Útil (kW)	100	200	300
Crédito de Carbono pela Queima (R\$)	R 1.786.826,91	R\$ 1.217.102,95	R 255.558,66
Crédito de Carbono pela Eletricidade (R\$)	R\$ 83.148,82	R 88.692,07	R\$16.629,76

Investimentos e Créditos para a faixa de população de 80.000 habitantes

O investimento para Geração Elétrica obtido é referente aos valores cotados em 2006 através do memorial de cálculo do software Cetesb Biogás Aterros 1.0, assim multiplica-se este valor pelo índice de correção no período utilizando a Calculadora do Cidadão elaborada pelo Banco Central que para os valores atuais, representa um índice de correção no período de 3,4429. Logo após, converte-se este valor a dólar, dividindo o valor obtido em reais pela cotação atual do dólar, que à época foi: 1 US\$ = 4,6984 R\$

Anos de funcionamento da central	Potência da central (kW)	Investimento para Geração Elétrica (US\$)	Crédito de Carbono pela Queima (US\$)	Crédito de Carbono pela Eletricidade (US\$)
31	100	2.020.948,15	1.309.346,21	60.929,57
17	200	2.166.330,96	891.865,42	64.991,54
3	300	2.076.353,96	187.267,59	12.185,91

População (habitantes)	100000	100000	100000
Quantidade de anos	22	12	6
Ano inicial - ano final	2022-2043	2027-2038	2031-2036
Etapa	Custos (R\$)	Custos (R\$)	Custos (R\$)
Custo da Coleta	R\$ 577.177,80	R\$ 596.369,67	R\$ 577.177,80
Purificação H ₂ S/Siloxina	R\$ 168.241,73	R\$ 137.652,33	R\$ 80.808,97
Purificação H ₂ O/Resfriamento	R\$ 168.241,73	R\$ 137.652,33	R\$ 80.808,97
Purificação CO ₂	R\$ 168.241,73	R\$ 137.652,33	R\$ 80.808,97
Custo de Compressão	R\$ 43.649,27	R\$ 65.473,90	R\$ 76.386,21
Gasoduto do Aterro	R\$ 1.599.322,72	R\$ 1.599.322,72	R\$ 1.599.322,72
Gasômetro	R\$ 127.945,82	R\$ 127.945,82	R\$ 127.945,82
Queimador	R\$ 284.324,04	R\$ 284.324,04	R\$ 284.324,04
Custo para Equipamento para Uso do Gás	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custo para Equipamento para Geração Elétrica	R\$ 284.324,04	R\$ 426.486,06	R\$ 497.567,07
Investimento para Uso direto do gás	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Investimento para Geração Elétrica	R\$ 3.421.468,88	R\$ 3.512.879,20	R\$ 3.405.150,57
Custo da Eletricidade (R\$.MW.h)	R\$ 18,89	R\$ 23,71	R\$ 39,38
Custo para Uso do Gás (R\$.m ³ CH ₄)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Descrição	Medidas	Medidas	Medidas
Total de CH ₄ (m ³ deCH ₄)	11.441.865	7.179.706	3.861.101
Total de CO ₂ (t)	7.666	4.810	2.587
Total de CO ₂ eq (t)	160.987	101.018	54.326
Potência Útil (kW)	200	300	350
Crédito de Carbono pela Queima (R\$)	1287896,36	1148879	617844
Crédito de Carbono pela Eletricidade (R\$)	116408,35	91463,69	48503,48

Investimentos e Créditos para a faixa de população de 100.000 habitantes

O investimento para Geração Elétrica obtido é referente aos valores cotados em 2006 através do memorial de cálculo do software Cetesb Biogás Aterros 1.0, assim multiplica-se este valor pelo índice de correção no período utilizando a Calculadora do Cidadão elaborada pelo Banco Central que para os valores atuais, representa um índice de correção no período de 3,4429. Logo após, converte-se este valor a dólar, dividindo o valor obtido em reais pela cotação atual do dólar, que à época foi: 1 US\$ = 4,6984 R\$

Anos de funcionamento da central	Potência da central (kW)	Investimento para Geração Elétrica (US\$)	Crédito de Carbono pela Queima (US\$)	Crédito de Carbono pela Eletricidade (US\$)
22	200	2.507.174,75	943.741,23	85.301,40
12	300	2.574.158,15	841.872,52	67.022,52
6	350	2.494.092,00	452.742,07	35.542,25

População (habitantes)	200000	200000	200000
Quantidade de anos	22	17	12
Ano inicial - ano final	2022-2043	2024-2040	2027-2038
Etapa	Custos (R\$)	Custos (R\$)	Custos (R\$)
Custo da Coleta	R\$ 788.288,40	R\$ 788.288,40	R\$ 788.288,40
Purificação H ₂ S/Siloxina	R\$ 336.483,46	R\$ 325.012,43	R\$ 275.304,64
Purificação H ₂ O/Resfriamento	R\$ 336.483,46	R\$ 325.012,43	R\$ 275.304,64
Purificação CO ₂	R\$ 336.483,46	R\$ 325.012,43	R\$ 275.304,64
Custo de Compressão	R\$ 87.298,53	R\$ 109.123,17	R\$ 130.947,80
Gasoduto do Aterro	R\$ 1.954.727,78	R\$ 1.954.727,78	R\$ 1.954.727,78
Gasômetro	R\$ 191.918,73	R\$ 191.918,73	R\$ 191.918,73
Queimador	R\$ 284.324,04	R\$ 284.324,04	R\$ 284.324,04
Custo para Equipamento para Uso do Gás	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custo para Equipamento para Geração Elétrica	R\$ 568.648,08	R\$ 710.810,10	R\$ 852.972,12
Investimento para Uso direto do gás	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Investimento para Geração Elétrica	R\$ 4.884.656	R\$ 5.014.230	R\$ 5.029.093
Custo da Eletricidade (R\$.MW.h)	R\$ 13,49	R\$ 14,33	R\$ 16,97
Custo para Uso do Gás (R\$.m ³ CH ₄)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Descrição	Medidas	Medidas	Medidas
Total de CH ₄ (m ³ deCH ₄)	22.883.731	19.015.145	14.359.412
Total de CO ₂ (t)	15.332	12.740	9.621
Total de CO ₂ eq (t)	321.974	267.543	202.037
Potência Útil (kW)	400	500	600
Crédito de Carbono pela Queima (R\$)	3661799	3042757	2297758
Crédito de Carbono pela Eletricidade (R\$)	R\$ 232816,7	R\$ 221730,2	R\$ 182927,4

Investimentos e Créditos para a faixa de população de 200.000 habitantes

O investimento para Geração Elétrica obtido é referente aos valores cotados em 2006 através do memorial de cálculo do software Cetesb Biogás Aterros 1.0, assim multiplica-se este valor pelo índice de correção no período utilizando a Calculadora do Cidadão elaborada pelo Banco Central que para os valores atuais, representa um índice de correção no período de 3,4429. Logo após, converte-se este valor a dólar, dividindo o valor obtido em reais pela cotação atual do dólar, que à época foi: 1 US\$ = 4,6984 R\$

Anos de funcionamento da central	Potência da central (kW)	Investimento para Geração Elétrica (US\$)	Crédito de Carbono pela Queima (US\$)	Crédito de Carbono pela Eletricidade (US\$)
22	400	3.579.365,02	2.683.283,18	170.602,78
17	500	3.674.313,59	2.229.663,54	162.478,84
12	600	3.685.205,08	1.683.745,05	134.045,04

População (habitantes)	300000	300000	300000
Quantidade de anos	18	16	12
Ano inicial - ano final	2022-2039	2023-2038	2025-2036
Etapa	Custos (R\$)	Custos (R\$)	Custos (R\$)
Custo da Coleta	R\$ 788.288,40	R\$ 788.288,40	R\$ 788.288,40
Purificação H ₂ S/Siloxina	R\$ 481.783,13	R\$ 489.430,48	R\$ 412.956,97
Purificação H ₂ O/Resfriamento	R\$ 481.783,13	R\$ 489.430,48	R\$ 412.956,97
Purificação CO ₂	R\$ 481.783,13	R\$ 489.430,48	R\$ 412.956,97
Custo de Compressão	R\$ 152.772,42	R\$ 174.597,07	R\$ 196.421,69
Gasoduto do Aterro	R\$ 1.954.727,78	R\$ 1.954.727,78	R\$ 1.954.727,78
Gasômetro	R\$ 191.918,73	R\$ 191.918,73	R\$ 191.918,73
Queimador	R\$ 284.324,04	R\$ 284.324,04	R\$ 284.324,04
Custo para Equipamento para Uso do Gás	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custo para Equipamento para Geração Elétrica	R\$ 995.134,14	R\$ 1.137.296,16	R\$ 1.279.458,18
Investimento para Uso direto do gás	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Investimento para Geração Elétrica	R\$ 5.812.514,91	R\$ 5.999.443,62	R\$ 5.934.010
Custo da Eletricidade (R\$.MW.h)	R\$ 11,21	R\$ 11,39	R\$ 13,35
Custo para Uso do Gás (R\$.m ³ CH ₄)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Descrição	Medidas	Medidas	Medidas
Total de CH ₄ (m ³ deCH ₄)	29.792.135	27.237.543	21.539.118
Total de CO ₂ (t)	19.961	18.249	14.431
Total de CO ₂ eq (t)	419.175	383.232	303.055
Potência Útil (kW)	700	800	900
Crédito de Carbono pela Queima (R\$)	4.767.265,10	4.358.485,45	3.446.637,26
Crédito de Carbono pela Eletricidade (R\$)	329.823,63	332.595,25	274.391,08

Investimentos e Créditos para a faixa de população de 300.000 habitantes

O investimento para Geração Elétrica obtido é referente aos valores cotados em 2006 através do memorial de cálculo do software Cetesb Biogás Aterros 1.0, assim multiplica-se este valor pelo índice de correção no período utilizando a Calculadora do Cidadão elaborada pelo Banco Central que para os valores atuais, representa um índice de correção no período de 3,4429. Logo após, converte-se este valor a dólar, dividindo o valor obtido em reais pela cotação atual do dólar, que à época foi: 1 US\$ = 4,6984 R\$

Anos de funcionamento da central	Potência da central (kW)	Investimento para Geração Elétrica (US\$)	Crédito de Carbono pela Queima (US\$)	Crédito de Carbono pela Eletricidade (US\$)
18	700	4.259.279,02	3.493.343,68	241.687,27
16	800	4.396.256,14	3.193.799,23	243.718,25
12	900	4.348.307,67	2.525.617,57	201.067,56

População (habitantes)	500000	500000	500000
Quantidade de anos	18	14	9
Ano inicial - ano final	2020-2037	2022-2035	2025-2033
Etapa	Custos (R\$)	Custos (R\$)	Custos (R\$)
Custo da Coleta	R\$ 788.288,40	R\$ 788.288,40	R\$ 788.288,40
Purificação H ₂ S/Siloxina	R\$ 825.913,94	R\$ 749.440,43	R\$ 550.609,30
Purificação H ₂ O/Resfriamento	R\$ 825.913,94	R\$ 749.440,43	R\$ 550.609,30
Purificação CO ₂	R\$ 825.913,94	R\$ 749.440,43	R\$ 550.609,30
Custo de Compressão	R\$ 261.895,59	R\$ 305.544,86	R\$ 361.988,70
Gasoduto do Aterro	R\$ 2.132.430,30	R\$ 2.132.430,30	R\$ 2.132.430,30
Gasômetro	R\$ 255.891,64	R\$ 255.891,64	R\$ 255.891,64
Queimador	R\$ 284.324,04	R\$ 284.324,04	R\$ 284.324,04
Custo para Equipamento para Uso do Gás	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Custo para Equipamento para Geração Elétrica	R\$ 1.705.944,24	R\$ 1.990.268,28	R\$ 2.274.592,32
Investimento para Uso direto do gás	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Investimento para Geração Elétrica	R\$ 7.906.516,03	R\$ 8.005.068,80	R\$ 7.736.548,69
Custo da Eletricidade (R\$.MW.h)	R\$ 8,89	R\$ 9,92	R\$ 13,05
Custo para Uso do Gás (R\$.m ³ CH ₄)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Descrição	Medidas	Medidas	Medidas
Total de CH ₄ (m ³ deCH ₄)	29.792.135	27.237.543	21.539.118
Total de CO ₂ (t)	19.961	18.249	14.431
Total de CO ₂ eq (t)	419.175	383.232	303.055
Potência Útil (kW)	700	800	900
Crédito de Carbono pela Queima (R\$)	7.945.441,84	6.530.799,28	4.515.687,87
Crédito de Carbono pela Eletricidade (R\$)	565.411,93	504.436,14	354.768,28

Investimentos e Créditos para a faixa de população de 500.000 habitantes

O investimento para Geração Elétrica obtido é referente aos valores cotados em 2006 através do memorial de cálculo do software Cetesb Biogás Aterros 1.0, assim multiplica-se este valor pelo índice de correção no período utilizando a Calculadora do Cidadão elaborada pelo Banco Central que para os valores atuais, representa um índice de correção no período de 3,4429. Logo após, converte-se este valor a dólar, dividindo o valor obtido em reais pela cotação atual do dólar, que à época foi: 1 US\$ = 4,6984 R\$

Anos de funcionamento da central	Potência da central (kW)	Investimento para Geração Elétrica (US\$)	Crédito de Carbono pela Queima (US\$)	Crédito de Carbono pela Eletricidade (US\$)
18	1200	5.793.715,53	5.822.239,48	414.321,03
14	1400	5.865.932,76	4.785.621,51	369.639,36
9	1600	5.669.167,32	3.308.993,60	259.966,14

Cálculo das entradas anuais considerando o novo marco da Geração distribuída da ANEEL com a taxação do fio B – Distribuição – Cenário 1, 2 e 3 para a faixa de população de 80.000 habitantes

US\$/kWh	R\$/kWh	Desconto anual	Ano	Taxa Fio B	Receita Anual Total – C1 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C2 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C3 (1000 US\$)
0,24618603	1,15668042	0	2022	0%	217,62		
0,23473837	1,10289478	0,05378564	2023	15%	207,60		
0,22329072	1,049109141	0,107571279	2024	30%	197,57		
0,21184307	0,995323501	0,161356919	2025	45%	187,54		
0,20039542	0,941537862	0,215142558	2026	60%	177,51		
0,18894777	0,887752222	0,268928198	2027	75%	167,48	334,86	
0,17750012	0,833966583	0,322713837	2028	90%	157,46	314,80	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2029	100%	150,77	301,43	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2030	100%	150,77	301,43	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2031	100%	150,77	301,43	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2032	100%	150,77	301,43	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2033	100%	150,77	301,43	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2034	100%	150,77	301,43	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2035	100%	150,77	301,43	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2036	100%	150,77	301,43	450,48
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2037	100%	150,77	301,43	450,48
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2038	100%	150,77	301,43	450,48
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2039	100%	150,77	301,43	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2040	100%	150,77	301,43	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2041	100%	150,77	301,43	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2042	100%	150,77	301,43	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2043	100%	150,77	301,43	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2044	100%	150,77		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2045	100%	150,77		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2046	100%	150,77		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2047	100%	150,77		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2048	100%	150,77		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2049	100%	150,77		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2050	100%	150,77		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2051	100%	150,77		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2052	100%	150,77		

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 80.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 12% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa	FC₀	C1	C2	C3
Invest. Inicial		-2.020.948,0	-2.166.330,0	-2.076.353,0
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-1.630.929,13		
2023	2	-1.483.166,20		
2024	3	-1.357.608,07		
2025	4	-1.251.192,83		
2026	5	-1.161.259,80		
2027	6	-1.085.498,67	-1.667.276,11	
2028	7	-1.021.905,00	-1.443.205,37	
2029	8	-967.535,78	-1.251.639,64	
2030	9	-918.991,82	-1.080.598,80	
2031	10	-875.649,01	-927.883,77	
2032	11	-836.950,06	-791.531,06	
2033	12	-802.397,44	-669.787,58	
2034	13	-771.546,88	-561.088,03	
2035	14	-744.001,73	-464.034,87	
2036	15	-719.407,86	-377.380,26	-1.494.770,74
2037	16	-697.449,04	-300.010,07	-1.174.130,81
2038	17	-677.842,95	-230.929,55	-887.845,16
2039	18	-660.337,51	-169.250,51	
2040	19	-644.707,66	-114.179,94	
2041	20	-630.752,43	-65.009,78	
2042	21	-618.292,41	-21.107,86	
2043	22	-607.167,39	18.090,28	
2044	23	-597.234,33		
2045	24	-588.365,53		
2046	25	-580.446,96		
2047	26	-573.376,81		
2048	27	-567.064,17		
2049	28	-561.427,89		
2050	29	-556.395,50		
2051	30	-551.902,29		
2052	31	-547.890,49		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		7%	12%	-19%

Cálculo das entradas anuais considerando o novo marco da Geração distribuída da ANEEL com a taxação do fio B – Distribuição – Cenário 4, 5 e 6 para a faixa de população de 100.000 habitantes

US\$/kWh	R\$/kWh	Desconto anual	Ano	Taxa Fio B	Receita Anual Total – C4 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C5 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C6 (1000 US\$)
0,24618603	1,15668042	0	2022	0%	435,20		
0,23473837	1,10289478	0,05378564	2023	15%	415,14		
0,22329072	1,049109141	0,107571279	2024	30%	395,08		
0,21184307	0,995323501	0,161356919	2025	45%	375,03		
0,20039542	0,941537862	0,215142558	2026	60%	354,97		
0,18894777	0,887752222	0,268928198	2027	75%	334,91	502,14	
0,17750012	0,833966583	0,322713837	2028	90%	314,86	472,06	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2029	100%	301,49	452,00	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2030	100%	301,49	452,00	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2031	100%	301,49	452,00	521,83
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2032	100%	301,49	452,00	521,83
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2033	100%	301,49	452,00	521,83
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2034	100%	301,49	452,00	521,83
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2035	100%	301,49	452,00	521,83
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2036	100%	301,49	452,00	521,83
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2037	100%	301,49	452,00	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2038	100%	301,49	452,00	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2039	100%	301,49		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2040	100%	301,49		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2041	100%	301,49		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2042	100%	301,49		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2043	100%	301,49		

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 100.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 12% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa		C4	C5	C6
Invest. Inicial	FC₀	-2.507.174,0	-2.574.158,0	-2.494.092,00
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-1.891.613,90		
2023	2	-1.596.126,18		
2024	3	-1.345.043,99		
2025	4	-1.132.243,94		
2026	5	-952.405,03		
2027	6	-800.907,01	-1.898.052,59	
2028	7	-673.741,33	-1.562.052,78	
2029	8	-565.022,20	-1.274.799,08	
2030	9	-467.951,56	-1.018.322,57	
2031	10	-381.281,33	-789.325,68	-1.810.866,68
2032	11	-303.897,21	-584.864,17	-1.439.437,06
2033	12	-234.804,24	-402.309,26	-1.107.803,47
2034	13	-173.114,09	-239.313,79	-811.702,05
2035	14	-118.033,59	-93.782,13	-547.325,78
2036	15	-68.854,58	36.156,85	-311.275,54
2037	16	-24.944,75	152.173,80	
2038	17	14.260,46	255.760,37	
2039	18	49.265,10		
2040	19	80.519,26		
2041	20	108.424,75		
2042	21	133.340,36		
2043	22	155.586,45		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		13%	14%	7%

Cálculo das entradas anuais considerando o novo marco da Geração distribuída da ANEEL com a taxação do fio B – Distribuição – Cenário 7, 8 e 9 para a faixa de população de 200.000 habitantes

US\$/kWh	R\$/kWh	Desconto anual	Ano	Taxa Fio B	Receita Anual Total – C7 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C8 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C9 (1000 US\$)
0,24618603	1,15668042	0	2022	0%	870,39		
0,23473837	1,10289478	0,05378564	2023	15%	830,28		
0,22329072	1,049109141	0,107571279	2024	30%	790,17	987,57	
0,21184307	0,995323501	0,161356919	2025	45%	750,05	937,43	
0,20039542	0,941537862	0,215142558	2026	60%	709,94	887,29	
0,18894777	0,887752222	0,268928198	2027	75%	669,83	837,15	1.004,28
0,17750012	0,833966583	0,322713837	2028	90%	629,72	787,01	944,11
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2029	100%	602,97	753,58	904,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2030	100%	602,97	753,58	904,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2031	100%	602,97	753,58	904,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2032	100%	602,97	753,58	904,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2033	100%	602,97	753,58	904,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2034	100%	602,97	753,58	904,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2035	100%	602,97	753,58	904,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2036	100%	602,97	753,58	904,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2037	100%	602,97	753,58	904,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2038	100%	602,97	753,58	904,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2039	100%	602,97	753,58	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2040	100%	602,97	753,58	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2041	100%	602,97		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2042	100%	602,97		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2043	100%	602,97		

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 200.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 12% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa	FC₀	C7	C8	C9
Invest. Inicial		-3.579.365,02	-3.674.313,59	-3.685.205,08
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-2.501.991,64		
2023	2	-1.911.016,21		
2024	3	-1.408.851,83	-2.493.351,62	
2025	4	-983.251,72	-1.826.107,28	
2026	5	-623.573,91	-1.262.218,74	
2027	6	-320.577,88	-787.198,01	-2.489.755,87
2028	7	-66.246,51	-388.475,21	-1.817.756,26
2029	8	151.191,74	-47.593,44	-1.243.248,87
2030	9	345.333,03	256.765,28	-730.295,84
2031	10	518.673,48	528.514,14	-272.302,06
2032	11	673.441,73	771.147,04	136.620,95
2033	12	811.627,67	987.783,57	501.730,79
2034	13	935.007,97	1.181.209,04	827.721,71
2035	14	1.045.168,96	1.353.910,35	1.118.785,04
2036	15	1.143.526,98	1.508.107,95	1.378.663,01
2037	16	1.231.346,64	1.645.784,38	1.610.696,91
2038	17	1.309.757,06	1.768.709,76	1.817.870,03
2039	18	1.379.766,35	1.878.464,57	
2040	19	1.442.274,65	1.976.459,93	
2041	20	1.498.085,64		
2042	21	1.547.916,87		
2043	22	1.592.409,05		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		20%	23%	23%

Cálculo das entradas anuais considerando o novo marco da Geração distribuída da ANEEL com a taxação do fio B – Distribuição – Cenário 10, 11 e 12 para a faixa de população de 300.000 habitantes

US\$/kWh	R\$/kWh	Desconto anual	Ano	Taxa Fio B	Receita Anual Total – C10 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C11 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C12 (1000 US\$)
0,24618603	1,15668042	0	2022	0%	1.523,04		
0,23473837	1,10289478	0,05378564	2023	15%	1.452,84	1.660,28	
0,22329072	1,049109141	0,107571279	2024	30%	1.382,65	1.580,05	
0,21184307	0,995323501	0,161356919	2025	45%	1.312,45	1.499,83	1.686,93
0,20039542	0,941537862	0,215142558	2026	60%	1.242,25	1.419,60	1.596,67
0,18894777	0,887752222	0,268928198	2027	75%	1.172,05	1.339,38	1.506,42
0,17750012	0,833966583	0,322713837	2028	90%	1.101,86	1.259,15	1.416,17
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2029	100%	1.055,06	1.205,67	1.356,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2030	100%	1.055,06	1.205,67	1.356,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2031	100%	1.055,06	1.205,67	1.356,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2032	100%	1.055,06	1.205,67	1.356,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2033	100%	1.055,06	1.205,67	1.356,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2034	100%	1.055,06	1.205,67	1.356,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2035	100%	1.055,06	1.205,67	1.356,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2036	100%	1.055,06	1.205,67	1.356,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2037	100%	1.055,06	1.205,67	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2038	100%	1.055,06	1.205,67	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2039	100%	1.055,06		

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 300.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 12% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa	FC₀	C10	C11	C12
Invest. Inicial		-4.259.279,02	-4.396.256,14	-4.348.307,67
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-2.588.769,71		
2023	2	-1.554.664,92	-2.601.664,51	
2024	3	-675.968,52	-1.477.013,43	
2025	4	68.750,18	-523.845,20	-2.537.610,14
2026	5	698.113,61	281.675,96	-1.401.129,73
2027	6	1.228.291,69	960.246,74	-443.772,66
2028	7	1.673.313,58	1.529.823,73	359.798,31
2029	8	2.053.778,74	2.016.773,56	1.046.788,97
2030	9	2.393.479,77	2.451.550,19	1.660.173,49
2031	10	2.696.784,26	2.839.743,61	2.207.838,24
2032	11	2.967.591,84	3.186.344,87	2.696.824,63
2033	12	3.209.384,33	3.495.810,29	3.133.419,62
2034	13	3.425.270,47	3.772.118,70	3.523.236,57
2035	14	3.618.025,96	4.018.822,64	3.871.287,42
2036	15	3.790.129,08	4.239.094,01	4.182.047,11
2037	16	3.943.792,57	4.435.764,88	
2038	17	4.080.992,12	4.611.363,87	
2039	18	4.203.491,72		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		31%	33%	34%

Cálculo das entradas anuais considerando o novo marco da Geração distribuída da ANEEL com a taxação do fio B – Distribuição – Cenário 13, 14 e 15 para a faixa de população de 500.000 habitantes

US\$/kWh	R\$/kWh	Desconto anual	Ano	Taxa Fio B	Receita Anual Total – C13 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C14 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C15 (1000 US\$)
0,24618603	1,15668042	0	2022	0%	.610,93		
0,23473837	1,10289478	0,05378564	2023	15%	.490,59		
0,22329072	1,049109141	0,107571279	2024	30%	.370,25	2.764,84	
0,21184307	0,995323501	0,161356919	2025	45%	.249,91	2.624,45	
0,20039542	0,941537862	0,215142558	2026	60%	.129,57	2.484,05	
0,18894777	0,887752222	0,268928198	2027	75%	.009,24	2.343,66	2.677,18
0,17750012	0,833966583	0,322713837	2028	90%	.888,90	2.203,26	2.516,73
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2029	100%	.808,67	2.109,67	2.409,76
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2030	100%	.808,67	2.109,67	2.409,76
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2031	100%	.808,67	2.109,67	2.409,76
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2032	100%	.808,67	2.109,67	2.409,76
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2033	100%	.808,67	2.109,67	2.409,76
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2034	100%	.808,67	2.109,67	2.409,76
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2035	100%	.808,67	2.109,67	2.409,76
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2036	100%	.808,67	2.109,67	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2037	100%	.808,67	2.109,67	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2038	100%	.808,67		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2039	100%	1.808,67		

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 500.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 12% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa	FC₀	C13	C14	C15
Invest. Inicial		-5.793.715,53	-5.865.932,76	-5.669.167,32
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-3.091.546,60		
2023	2	-1.318.795,52		
2024	3	187.541,16	-3.033.326,24	
2025	4	1.464.201,79	-1.165.297,21	
2026	5	2.543.110,52	413.362,93	
2027	6	3.451.987,23	1.743.217,59	-2.927.527,31
2028	7	4.214.881,91	2.859.459,87	-1.136.170,84
2029	8	4.867.107,89	3.813.766,69	395.275,22
2030	9	5.449.452,51	4.665.826,36	1.762.637,77
2031	10	5.969.403,07	5.426.593,91	2.983.497,19
2032	11	6.433.644,64	6.105.850,65	4.073.550,25
2033	12	6.848.146,04	6.712.329,89	5.046.811,90
2034	13	7.218.236,58	7.253.829,21	5.915.795,53
2035	14	7.548.674,55	7.737.310,74	6.691.673,76
2036	15	7.843.708,46	8.168.990,69	
2037	16	8.107.131,60	8.554.419,20	
2038	17	8.342.330,82		
2039	18	8.552.330,13		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		40%	42%	43%

CÁLCULOS FINANCEIROS PARA O CASO BÉLGICA

No cenário do Caso Bélgica, os volumes de gás gerados são iguais ao caso base, portanto, a potência térmica disponível é igual e portanto, não será repetida. Com relação aos certificados verdes transacionáveis, o valor irá alterar as entradas anuais e, portanto, afetará o Valor Presente Líquido e a Taxa Interna de Retorno (TIR). Com relação ao Custo Nivelado de Energia (LCOE), como é uma relação entre os custos gerados e a energia produzida, o LCOE cenário Base e o LCOE Cenário Bélgica não serão diferentes.

Cálculo das entradas anuais considerando o novo marco da Geração distribuída da ANEEL com a taxaço do fio B – Distribuiço – Cenário 1, 2 e 3 para a faixa de populaço de 80.000 habitantes

US\$/kWh	R\$/kWh	Desconto anual	Ano	Taxa Fio B	Receita Anual Total – C1 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C2 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C3 (1000 US\$)
0,24618603	1,15668042	0	2022	0%	292,77		
0,23473837	1,10289478	0,05378564	2023	15%	282,74		
0,22329072	1,049109141	0,107571279	2024	30%	272,72		
0,21184307	0,995323501	0,161356919	2025	45%	262,69		
0,20039542	0,941537862	0,215142558	2026	60%	252,66		
0,18894777	0,887752222	0,268928198	2027	75%	242,63	485,15	
0,17750012	0,833966583	0,322713837	2028	90%	232,60	465,10	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2029	100%	225,92	451,73	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2030	100%	225,92	451,73	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2031	100%	225,92	451,73	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2032	100%	225,92	451,73	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2033	100%	225,92	451,73	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2034	100%	225,92	451,73	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2035	100%	225,92	451,73	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2036	100%	225,92	451,73	675,92
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2037	100%	225,92	451,73	675,92
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2038	100%	225,92	451,73	675,92
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2039	100%	225,92	451,73	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2040	100%	225,92	451,73	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2041	100%	225,92	451,73	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2042	100%	225,92	451,73	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2043	100%	225,92	451,73	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2044	100%	225,92		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2045	100%	225,92		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2046	100%	225,92		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2047	100%	225,92		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2048	100%	225,92		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2049	100%	225,92		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2050	100%	225,92		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2051	100%	225,92		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2052	100%	225,92		

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 80.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 12% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa	FC₀	C1	C2	C3
Invest. Inicial		-2.020.948,0	-2.166.330,0	-2.076.353,0
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-1.571.021,88		
2023	2	-1.369.770,32		
2024	3	-1.196.454,50		
2025	4	-1.047.398,46		
2026	5	-919.393,29		
2027	6	-809.639,17	-1.547.461,60	
2028	7	-715.694,62	-1.216.413,62	
2029	8	-634.226,40	-929.332,50	
2030	9	-561.486,91	-673.010,06	
2031	10	-496.540,94	-444.150,74	
2032	11	-438.553,46	-239.812,06	
2033	12	-386.778,93	-57.366,82	
2034	13	-340.551,67	105.530,72	
2035	14	-299.277,33	250.974,96	
2036	15	-262.425,24	380.835,88	-1.315.048,98
2037	16	-229.521,59	496.783,13	-833.943,19
2038	17	-200.143,33	600.307,47	-404.384,45
2039	18	-173.912,74	692.739,91	
2040	19	-150.492,57	775.268,87	
2041	20	-129.581,71	848.955,45	
2042	21	-110.911,29	914.747,03	
2043	22	-94.241,28	973.489,52	
2044	23	-79.357,34		
2045	24	-66.068,11		
2046	25	-54.202,72		
2047	26	-43.608,63		
2048	27	-34.149,61		
2049	28	-25.704,06		
2050	29	-18.163,40		
2051	30	-11.430,66		
2052	31	-5.419,28		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		12%	20%	-1%

Cálculo das entradas anuais considerando o novo marco da Geração distribuída da ANEEL com a taxaço do fio B – Distribuiço – Cenário 4, 5 e 6 para a faixa de populaço de 100.000 habitantes

US\$/kWh	R\$/kWh	Desconto anual	Ano	Taxa Fio B	Receita Anual Total – C4 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C5 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C6 (1000 US\$)
0,24618603	1,15668042	0	2022	0%	585,49		
0,23473837	1,10289478	0,05378564	2023	15%	565,43		
0,22329072	1,049109141	0,107571279	2024	30%	545,38		
0,21184307	0,995323501	0,161356919	2025	45%	525,32		
0,20039542	0,941537862	0,215142558	2026	60%	505,27		
0,18894777	0,887752222	0,268928198	2027	75%	485,21	727,58	
0,17750012	0,833966583	0,322713837	2028	90%	465,15	697,50	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2029	100%	451,78	677,44	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2030	100%	451,78	677,44	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2031	100%	451,78	677,44	784,85
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2032	100%	451,78	677,44	784,85
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2033	100%	451,78	677,44	784,85
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2034	100%	451,78	677,44	784,85
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2035	100%	451,78	677,44	784,85
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2036	100%	451,78	677,44	784,85
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2037	100%	451,78	677,44	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2038	100%	451,78	677,44	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2039	100%	451,78		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2040	100%	451,78		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2041	100%	451,78		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2042	100%	451,78		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2043	100%	451,78		

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 100.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 12% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa		C4	C5	C6
Invest. Inicial	FC₀	-2.507.174,0	-2.574.158,0	-2.494.092,00
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-1.771.799,39		
2023	2	-1.369.334,43		
2024	3	-1.022.736,85		
2025	4	-724.655,19		
2026	5	-468.672,00		
2027	6	-249.188,02	-1.718.330,82	
2028	7	-61.320,57	-1.221.865,16	
2029	8	101.596,55	-791.338,37	
2030	9	247.058,27	-406.939,45	
2031	10	376.934,81	-63.726,14	-1.601.191,29
2032	11	492.896,00	242.714,33	-1.042.551,50
2033	12	596.432,78	516.321,88	-543.765,97
2034	13	688.876,33	760.614,34	-98.421,75
2035	14	771.415,21	978.732,61	299.207,02
2036	15	845.110,65	1.173.481,06	654.232,71
2037	16	910.910,14	1.347.363,61	
2038	17	969.659,69	1.502.615,89	
2039	18	1.022.114,64		
2040	19	1.068.949,42		
2041	20	1.110.766,19		
2042	21	1.148.102,59		
2043	22	1.181.438,66		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		20%	25%	22%

Cálculo das entradas anuais considerando o novo marco da Geração distribuída da ANEEL com a taxação do fio B – Distribuição – Cenário 7, 8 e 9 para a faixa de população de 200.000 habitantes

US\$/kWh	R\$/kWh	Desconto anual	Ano	Taxa Fio B	Receita Anual Total – C7 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C8 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C9 (1000 US\$)
0,24618603	1,15668042	0	2022	0%	1.170,98		
0,23473837	1,10289478	0,05378564	2023	15%	1.130,87		
0,22329072	1,049109141	0,107571279	2024	30%	1.090,76	1.363,31	
0,21184307	0,995323501	0,161356919	2025	45%	1.050,64	1.313,17	
0,20039542	0,941537862	0,215142558	2026	60%	1.010,53	1.263,03	
0,18894777	0,887752222	0,268928198	2027	75%	970,42	1.212,89	1.455,17
0,17750012	0,833966583	0,322713837	2028	90%	930,31	1.162,75	1.395,00
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2029	100%	903,56	1.129,32	1.354,88
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2030	100%	903,56	1.129,32	1.354,88
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2031	100%	903,56	1.129,32	1.354,88
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2032	100%	903,56	1.129,32	1.354,88
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2033	100%	903,56	1.129,32	1.354,88
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2034	100%	903,56	1.129,32	1.354,88
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2035	100%	903,56	1.129,32	1.354,88
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2036	100%	903,56	1.129,32	1.354,88
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2037	100%	903,56	1.129,32	1.354,88
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2038	100%	903,56	1.129,32	1.354,88
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2039	100%	903,56	1.129,32	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2040	100%	903,56	1.129,32	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2041	100%	903,56		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2042	100%	903,56		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2043	100%	903,56		

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 200.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 12% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa	FC₀	C7	C8	C9
Invest. Inicial		-3.579.365,02	-3.674.313,59	-3.685.205,08
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-2.262.362,63		
2023	2	-1.457.432,71		
2024	3	-764.237,55	-2.193.815,34	
2025	4	-168.074,24	-1.259.127,91	
2026	5	343.892,15	-456.450,89	
2027	6	782.860,12	231.773,84	-2.130.312,35
2028	7	1.158.595,00	820.857,37	-1.137.381,01
2029	8	1.484.429,25	1.331.704,06	-276.327,44
2030	9	1.775.352,69	1.787.817,17	492.470,39
2031	10	2.035.105,76	2.195.061,03	1.178.897,03
2032	11	2.267.028,14	2.558.671,61	1.791.777,95
2033	12	2.474.101,70	2.883.323,92	2.338.993,06
2034	13	2.658.988,80	3.173.192,05	2.827.577,98
2035	14	2.824.066,57	3.432.002,89	3.263.814,52
2036	15	2.971.457,44	3.663.083,99	3.653.311,43
2037	16	3.103.056,43	3.869.406,40	4.001.076,53
2038	17	3.220.555,53	4.053.622,84	4.311.581,08
2039	18	3.325.465,43	4.218.101,80	
2040	19	3.419.134,99	4.364.958,02	
2041	20	3.502.768,53		
2042	21	3.577.441,33		
2043	22	3.644.113,47		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		30%	34%	37%

Cálculo das entradas anuais considerando o novo marco da Geração distribuída da ANEEL com a taxaço do fio B – Distribuição – Cenário 10, 11 e 12 para a faixa de população de 300.000 habitantes

US\$/kWh	R\$/kWh	Desconto anual	Ano	Taxa Fio B	Receita Anual Total – C10 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C11 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C12 (1000 US\$)
0,24618603	1,15668042	0	2022	0%	2.049,07		
0,23473837	1,10289478	0,05378564	2023	15%	1.978,88	2.261,46	
0,22329072	1,049109141	0,107571279	2024	30%	1.908,68	2.181,24	
0,21184307	0,995323501	0,161356919	2025	45%	1.838,48	2.101,01	2.363,26
0,20039542	0,941537862	0,215142558	2026	60%	1.768,29	2.020,78	2.273,00
0,18894777	0,887752222	0,268928198	2027	75%	1.698,09	1.940,56	2.182,75
0,17750012	0,833966583	0,322713837	2028	90%	1.627,89	1.860,33	2.092,50
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2029	100%	1.581,09	1.806,85	2.032,33
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2030	100%	1.581,09	1.806,85	2.032,33
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2031	100%	1.581,09	1.806,85	2.032,33
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2032	100%	1.581,09	1.806,85	2.032,33
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2033	100%	1.581,09	1.806,85	2.032,33
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2034	100%	1.581,09	1.806,85	2.032,33
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2035	100%	1.581,09	1.806,85	2.032,33
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2036	100%	1.581,09	1.806,85	2.032,33
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2037	100%	1.581,09	1.806,85	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2038	100%	1.581,09	1.806,85	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2039	100%	1.581,09		

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 300.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 12% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa	FC₀	C10	C11	C12
Invest. Inicial		-4.259.279,02	-4.396.256,14	-4.348.307,67
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-2.169.418,93		
2023	2	-760.893,80	-2.122.406,47	
2024	3	452.106,48	-569.846,43	
2025	4	1.495.310,78	765.383,37	-1.998.444,85
2026	5	2.391.179,21	1.912.030,93	-380.566,86
2027	6	3.159.308,19	2.895.178,86	1.006.609,48
2028	7	3.816.786,24	3.736.699,73	2.193.947,65
2029	8	4.386.944,39	4.466.456,59	3.223.587,60
2030	9	4.896.014,17	5.118.025,22	4.142.908,99
2031	10	5.350.540,76	5.699.782,92	4.963.731,66
2032	11	5.756.368,07	6.219.209,44	5.696.609,04
2033	12	6.118.713,88	6.682.983,12	6.350.963,84
2034	13	6.442.236,93	7.097.066,76	6.935.209,21
2035	14	6.731.096,79	7.466.784,30	7.456.856,85
2036	15	6.989.007,38	7.796.889,24	7.922.613,68
2037	16	7.219.284,70	8.091.625,80	
2038	17	7.424.889,44	8.354.783,44	
2039	18	7.608.465,11		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		45%	48%	51%

Cálculo das entradas anuais considerando o novo marco da Geração distribuída da ANEEL com a taxaço do fio B – Distribuição – Cenário 13, 14 e 15 para a faixa de população de 500.000 habitantes

US\$/kWh	R\$/kWh	Desconto anual	Ano	Taxa Fio B	Receita Anual Total – C13 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C14 (1000 US\$)	Receita Anual Total – C15 (1000 US\$)
0,24618603	1,15668042	0	2022	0%	3.512,70		
0,23473837	1,10289478	0,05378564	2023	15%	3.392,36		
0,22329072	1,049109141	0,107571279	2024	30%	3.272,02	3.816,91	
0,21184307	0,995323501	0,161356919	2025	45%	3.151,68	3.676,51	
0,20039542	0,941537862	0,215142558	2026	60%	3.031,35	3.536,12	
0,18894777	0,887752222	0,268928198	2027	75%	2.911,01	3.395,73	3.879,54
0,17750012	0,833966583	0,322713837	2028	90%	2.790,67	3.255,33	3.719,09
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2029	100%	2.710,45	3.161,74	3.612,12
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2030	100%	2.710,45	3.161,74	3.612,12
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2031	100%	2.710,45	3.161,74	3.612,12
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2032	100%	2.710,45	3.161,74	3.612,12
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2033	100%	2.710,45	3.161,74	3.612,12
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2034	100%	2.710,45	3.161,74	3.612,12
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2035	100%	2.710,45	3.161,74	3.612,12
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2036	100%	2.710,45	3.161,74	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2037	100%	2.710,45	3.161,74	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2038	100%	2.710,45		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2039	100%	2.710,45		

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 500.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 12% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa	FC₀	C13	C14	C15
Invest. Inicial		-5.793.715,53	-5.865.932,76	-5.669.167,32
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-2.372.659,55		
2023	2	41.954,97		
2024	3	2.121.384,01	-2.194.624,67	
2025	4	3.909.734,24	422.245,03	
2026	5	5.445.508,70	2.669.512,92	
2027	6	6.762.301,23	4.596.338,79	-1.969.011,24
2028	7	7.889.406,46	6.245.591,08	678.163,15
2029	8	8.866.820,43	7.675.799,69	2.973.732,35
2030	9	9.739.511,48	8.952.771,66	5.023.347,71
2031	10	10.518.699,92	10.092.925,21	6.853.361,43
2032	11	11.214.403,88	11.110.919,45	8.487.302,24
2033	12	11.835.568,13	12.019.842,88	9.946.177,97
2034	13	12.390.179,06	12.831.381,65	11.248.745,59
2035	14	12.885.367,40	13.555.969,85	12.411.752,38
2036	15	13.327.499,85	14.202.923,59	
2037	16	13.722.260,96	14.780.560,86	
2038	17	14.074.726,23		
2039	18	14.389.427,37		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		57%	62%	65%

CÁLCULOS FINANCEIROS PARA O CENÁRIO HAVAÍ

No cenário do Caso Havaí, os volumes de gás gerados são iguais ao caso base, portanto, a potência térmica disponível é igual e, portanto, não será repetida. Com relação à redução da taxa de juros (de 12% para 6%), o valor irá afetar o cálculo das parcelas anuais que serão calculadas a partir da amortização que tem relação direta com a taxa de juros. Assim, afetará o Valor Presente Líquido. Já a Taxa Interna de Retorno (TIR), não se verá afetada, dado que ela é uma relação entre as entradas anuais (receita de energia) e o investimento inicial. Como as entradas, receitas anuais de cada faixa de população e cada cenário não será diferente daquelas do cenário base, ela não será repetida nas folhas de cálculo que seguem. Serão apresentadas apenas a folha de cálculo que diz respeito ao VPL de cada faixa e cenário.

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 80.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 6% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa	FC₀	C1	C2	C3
Invest. Inicial		-2.020.948,0	-2.166.330,0	-2.076.353,0
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-1.712.869,89		
2023	2	-1.538.568,05		
2024	3	-1.382.075,57		
2025	4	-1.241.934,77		
2026	5	-1.116.795,92		
2027	6	-1.005.409,68	-1.745.684,67	
2028	7	-906.620,10	-1.481.369,79	
2029	8	-817.379,48	-1.242.607,10	
2030	9	-733.190,21	-1.017.359,28	
2031	10	-653.766,38	-804.861,34	
2032	11	-578.838,23	-604.391,58	
2033	12	-508.151,30	-415.269,17	
2034	13	-441.465,52	-236.851,80	
2035	14	-378.554,40	-68.533,52	
2036	15	-319.204,29	90.257,30	-1.557.902,44
2037	16	-263.213,62	240.059,97	-1.179.674,09
2038	17	-210.392,24	381.383,24	-822.854,90
2039	18	-160.560,74	514.707,07	
2040	19	-113.549,90	640.484,28	
2041	20	-69.200,04	759.142,02	
2042	21	-27.360,56	871.083,29	
2043	22	12.110,66	976.688,26	
2044	23	49.347,65		
2045	24	84.476,89		
2046	25	117.617,68		
2047	26	148.882,58		
2048	27	178.377,76		
2049	28	206.203,41		
2050	29	232.454,02		
2051	30	257.218,75		
2052	31	280.581,70		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		7%	12%	-19%

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 100.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 6% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa		C4	C5	C6
Invest. Inicial	FC₀	-2.507.174,0	-2.574.158,0	-2.494.092,00
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-1.977.936,98		
2023	2	-1.629.378,29		
2024	3	-1.316.435,80		
2025	4	-1.036.194,26		
2026	5	-785.954,33		
2027	6	-563.217,50	-1.981.548,30	
2028	7	-365.671,97	-1.585.201,37	
2029	8	-187.222,46	-1.227.175,63	
2030	9	-18.873,86	-889.415,49	
2031	10	139.945,57	-570.773,86	-1.888.488,47
2032	11	289.775,22	-270.168,54	-1.450.348,37
2033	12	431.123,95	13.421,38	-1.037.008,64
2034	13	564.471,81	280.959,05	-647.065,51
2035	14	690.271,67	533.353,07	-279.194,63
2036	15	808.950,79	771.460,64	67.853,37
2037	16	920.912,22	996.090,42	
2038	17	1.026.536,22	1.208.005,31	
2039	18	1.126.181,49		
2040	19	1.220.186,47		
2041	20	1.308.870,41		
2042	21	1.392.534,51		
2043	22	1.471.462,90		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		13%	14%	7%

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 200.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 6% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa	FC₀	C7	C8	C9
Invest. Inicial		-3.579.365,02	-3.674.313,59	-3.685.205,08
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-2.602.115,00		
2023	2	-1.904.997,64		
2024	3	-1.279.112,65	-2.587.398,94	
2025	4	-718.629,56	-1.800.314,43	
2026	5	-218.149,71	-1.097.498,01	
2027	6	227.323,95	-471.931,71	-2.582.803,01
2028	7	622.415,00	82.877,96	-1.790.109,15
2029	8	979.314,02	584.052,36	-1.074.057,66
2030	9	1.316.011,22	1.056.858,39	-398.537,39
2031	10	1.633.650,08	1.502.901,81	238.745,89
2032	11	1.933.309,39	1.923.697,50	839.956,52
2033	12	2.216.006,84	2.320.674,56	1.407.136,37
2034	13	2.482.702,56	2.695.181,22	1.942.211,70
2035	14	2.734.302,29	3.048.489,39	2.446.999,74
2036	15	2.971.660,53	3.381.798,99	2.923.214,88
2037	16	3.195.583,39	3.696.242,00	3.372.474,44
2038	17	3.406.831,38	3.992.886,36	3.796.304,21
2039	18	3.606.121,93	4.272.739,52	
2040	19	3.794.131,88	4.536.751,94	
2041	20	3.971.499,76		
2042	21	4.138.827,95		
2043	22	4.296.684,74		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		20%	23%	23%

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 300.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 6% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa	FC₀	C10	C11	C12
Invest. Inicial		-4.259.279,02	-4.396.256,14	-4.348.307,67
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-2.662.687,78		
2023	2	-1.442.852,96	-2.669.769,12	
2024	3	-347.667,99	-1.343.125,49	
2025	4	633.070,11	-155.120,72	-2.600.818,53
2026	5	1.508.808,62	905.689,62	-1.260.220,96
2027	6	2.288.292,01	1.849.898,53	-66.995,32
2028	7	2.979.611,25	2.687.307,37	991.246,75
2029	8	3.604.099,54	3.443.759,54	1.947.171,67
2030	9	4.193.239,45	4.157.393,66	2.848.987,62
2031	10	4.749.031,81	4.830.633,40	3.699.757,39
2032	11	5.273.364,22	5.465.765,23	4.502.370,38
2033	12	5.768.017,45	6.064.946,21	5.259.552,45
2034	13	6.234.671,43	6.630.211,27	5.973.875,15
2035	14	6.674.911,04	7.163.480,21	6.647.764,49
2036	15	7.090.231,42	7.666.564,11	7.283.509,16
2037	16	7.482.043,10	8.141.171,56	
2038	17	7.851.676,77	8.588.914,44	
2039	18	8.200.387,77		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		31%	33%	34%

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 500.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 6% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa	FC₀	C13	C14	C15
Invest. Inicial		-5.793.715,53	-5.865.932,76	-5.669.167,32
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-3.142.055,11		
2023	2	-1.050.909,71		
2024	3	826.550,24	-3.073.200,84	
2025	4	2.507.815,54	-869.665,14	
2026	5	4.009.081,56	1.097.936,94	
2027	6	5.345.338,81	2.849.254,77	-2.965.592,94
2028	7	6.530.457,50	4.402.469,19	-852.500,53
2029	8	7.601.008,87	5.805.519,13	1.056.255,11
2030	9	8.610.962,98	7.129.151,15	2.856.967,99
2031	10	9.563.749,89	8.377.860,60	4.555.753,71
2032	11	10.462.605,46	9.555.888,38	6.158.381,76
2033	12	11.310.582,41	10.667.235,35	7.670.295,01
2034	13	12.110.560,67	11.715.675,88	9.096.628,26
2035	14	12.865.257,14	12.704.770,73	10.442.225,67
2036	15	13.577.234,94	13.637.879,07	
2037	16	14.248.912,11	14.518.169,96	
2038	17	14.882.569,82		
2039	18	15.480.360,11		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		40%	42%	43%

CÁLCULOS FINANCEIROS PARA O CENÁRIO ICMS – Minas Gerais

No cenário de Isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), esta isenção ocorrerá na compra de peças e equipamentos que afetará diretamente o investimento inicial. Como o VPL e a TIR estão relacionadas com o investimento inicial, ambos os indicadores se verão afetados. Ademais, como o custo nivelado de energia (LCOE) é dado em função dos custos e da energia produzida, ele também será afetado. Como as receitas, que são dadas em funções da venda de energia não altera, estas folhas de cálculo não serão repetidas.

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 80.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 12% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa	FC ₀	C1	C2	C3
Invest. Inicial		-1.657.177,48	- 1.776.391,39	- 1.702.610,25
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-1.306.133,89		
2023	2	-1.158.370,96		
2024	3	-1.032.812,83		
2025	4	-926.397,59		
2026	5	-836.464,56		
2027	6	-760.703,43	-1.319.115,77	
2028	7	-697.109,76	-1.095.045,04	
2029	8	-642.740,54	-903.479,30	
2030	9	-594.196,58	-732.438,47	
2031	10	-550.853,77	-579.723,44	
2032	11	-512.154,82	-443.370,73	
2033	12	-477.602,20	-321.627,24	
2034	13	-446.751,64	-212.927,70	
2035	14	-419.206,49	-115.874,54	
2036	15	-394.612,62	-29.219,93	-1.161.071,00
2037	16	-372.653,80	48.150,26	-840.431,07
2038	17	-353.047,71	117.230,79	-554.145,42
2039	18	-335.542,27	178.909,83	
2040	19	-319.912,42	233.980,40	
2041	20	-305.957,19	283.150,55	
2042	21	-293.497,17	327.052,47	
2043	22	-282.372,15	366.250,62	
2044	23	-272.439,09		
2045	24	-263.570,29		
2046	25	-255.651,72		
2047	26	-248.581,57		
2048	27	-242.268,94		
2049	28	-236.632,65		
2050	29	-231.600,26		
2051	30	-227.107,05		
2052	31	-223.095,26		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		10%	16%	-11%

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 100.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 12% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa		C4	C5	C6
Invest. Inicial	FC₀	- 2.055.883,30	- 2.110.809,68	- 2.045.155,44
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-1.488.675,10		
2023	2	-1.193.187,38		
2024	3	-942.105,19		
2025	4	-729.305,14		
2026	5	-549.466,23		
2027	6	-397.968,21	-1.484.348,60	
2028	7	-270.802,53	-1.148.348,79	
2029	8	-162.083,40	-861.095,10	
2030	9	-65.012,76	-604.618,58	
2031	10	21.657,47	-375.621,69	-1.410.030,47
2032	11	99.041,59	-171.160,18	-1.038.600,85
2033	12	168.134,56	11.394,73	-706.967,25
2034	13	229.824,71	174.390,19	-410.865,83
2035	14	284.905,21	319.921,86	-146.489,57
2036	15	334.084,22	449.860,84	89.560,67
2037	16	377.994,05	565.877,79	
2038	17	417.199,26	669.464,35	
2039	18	452.203,90		
2040	19	483.458,05		
2041	20	511.363,55		
2042	21	536.279,16		
2043	22	558.525,25		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		17%	19%	14%

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 200.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 12% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa	FC₀	C7	C8	C9
Invest. Inicial		- 2.935.079,32	- 3.012.937,14	- 3.021.868,17
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-1.926.736,55		
2023	2	-1.335.761,12		
2024	3	-833.596,74	-1.902.836,93	
2025	4	-407.996,63	-1.235.592,60	
2026	5	-48.318,81	-671.704,06	
2027	6	254.677,21	-196.683,33	-1.897.490,77
2028	7	509.008,58	202.039,48	-1.225.491,16
2029	8	726.446,83	542.921,24	-650.983,77
2030	9	920.588,13	847.279,96	-138.030,74
2031	10	1.093.928,57	1.119.028,82	319.963,04
2032	11	1.248.696,82	1.361.661,73	728.886,06
2033	12	1.386.882,76	1.578.298,25	1.093.995,89
2034	13	1.510.263,06	1.771.723,72	1.419.986,81
2035	14	1.620.424,05	1.944.425,03	1.711.050,14
2036	15	1.718.782,07	2.098.622,63	1.970.928,11
2037	16	1.806.601,73	2.236.299,06	2.202.962,01
2038	17	1.885.012,15	2.359.224,44	2.410.135,13
2039	18	1.955.021,45	2.468.979,25	
2040	19	2.017.529,75	2.566.974,61	
2041	20	2.073.340,73		
2042	21	2.123.171,96		
2043	22	2.167.664,14		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		25%	28%	30%

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 300.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 12% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa	FC ₀	C10	C11	C12
Invest. Inicial		- 3.492.608,80	- 3.604.930,04	- 3.565.612,29
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-1.904.242,73		
2023	2	-870.137,93	-1.895.123,34	
2024	3	8.558,47	-770.472,26	
2025	4	753.277,17	182.695,96	-1.838.774,98
2026	5	1.382.640,59	988.217,13	-702.294,57
2027	6	1.912.818,67	1.666.787,91	255.062,50
2028	7	2.357.840,57	2.236.364,89	1.058.633,47
2029	8	2.738.305,73	2.723.314,72	1.745.624,13
2030	9	3.078.006,76	3.158.091,35	2.359.008,65
2031	10	3.381.311,25	3.546.284,77	2.906.673,41
2032	11	3.652.118,83	3.892.886,04	3.395.659,79
2033	12	3.893.911,31	4.202.351,46	3.832.254,78
2034	13	4.109.797,46	4.478.659,87	4.222.071,73
2035	14	4.302.552,95	4.725.363,80	4.570.122,58
2036	15	4.474.656,06	4.945.635,17	4.880.882,27
2037	16	4.628.319,56	5.142.306,04	
2038	17	4.765.519,10	5.317.905,03	
2039	18	4.888.018,70		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		39%	41%	42%

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada para faixa de população de 500.000 habitantes, considerando uma taxa de juros de 12% e os anos de funcionamento de cada central.

Fluxo de Caixa	FC₀	C13	C14	C15
Invest. Inicial		-4.750.846,73	-4.810.064,86	-4.648.717,20
Ano	Período	VPL - (US\$) C1	VPL - (US\$) C2	VPL - (US\$) C3
2022	1	-2.160.413,75		
2023	2	-387.662,67		
2024	3	1.118.674,01	-2.090.587,04	
2025	4	2.395.334,64	-222.558,02	
2026	5	3.474.243,37	1.356.102,12	
2027	6	4.383.120,08	2.685.956,79	-2.016.411,14
2028	7	5.146.014,76	3.802.199,07	-225.054,67
2029	8	5.798.240,74	4.756.505,89	1.306.391,39
2030	9	6.380.585,37	5.608.565,55	2.673.753,95
2031	10	6.900.535,92	6.369.333,10	3.894.613,37
2032	11	7.364.777,49	7.048.589,85	4.984.666,42
2033	12	7.779.278,89	7.655.069,08	5.957.928,08
2034	13	8.149.369,43	8.196.568,40	6.826.911,70
2035	14	8.479.807,41	8.680.049,94	7.602.789,94
2036	15	8.774.841,32	9.111.729,88	
2037	16	9.038.264,45	9.497.158,40	
2038	17	9.273.463,68		
2039	18	9.483.462,99		
Taxa Interna de Retorno (TIR)		50%	53%	53%

CÁLCULOS FINANCEIROS PARA O MÁXIMO BENEFÍCIO LÍQUIDO (MBL)

Investimentos e Créditos para o Máximo Benefício Líquido

O investimento para Geração Elétrica obtido é referente aos valores cotados em 2006 através do memorial de cálculo do software Cetesb Biogás Aterros 1.0, assim multiplica-se este valor pelo índice de correção no período utilizando a Calculadora do Cidadão elaborada pelo Banco Central que para os valores atuais, representa um índice de correção no período de 3,4429. Logo após, converte-se este valor a dólar, dividindo o valor obtido em reais pela cotação atual do dólar, que à época foi: 1 US\$ = 4,6984 R\$

Faixa de População	Anos de funcionamento da central	Potência da central (kW)	Investimento para Geração Elétrica (US\$)	Crédito de Carbono pela Queima (US\$)	Crédito de Carbono pela Eletricidade (US\$)
80.000	16	254	2.304.217,95	891.865,42	64.991,54
100.000	9	318	2.640.164,69	841.872,52	124.817,85
200.000	12	636	3.764.777,38	1.683.745,05	134.045,04
300.000	12	953,8	4.467.666,14	2.677.154,62	213.131,61
500.000	9	1589	5.630.191,79	3.286.244,27	258.178,88

População (habitantes)	80.000	100.000	200.000	300.000	500.000
Quantidade de anos	16	9	12	12	9
Ano inicial - ano final	2027-2042	2028-2043	2027-2038	2025 - 2036	2027 - 2035
Etapa	Custos (R\$)	Custos (R\$)	Custos (R\$)		
Custo da Coleta	404.450,95	632.151,85	788.288,40	788.288,40	788.288,40
Purificação H ₂ S/Siloxina	165.106,32	145.911,47	291.822,92	437.734,39	550.609,30
Purificação H ₂ O/Resfriamento	165.106,32	145.911,47	291.822,92	437.734,39	546.823,86
Purificação CO ₂	165.106,32	145.911,47	291.822,92	437.734,39	546.823,86
Custo de Compressão	55.434,57	69.402,33	138.804,67	208.206,99	359.500,03
Gasoduto do Aterro	1.421.620,20	1.599.322,72	1.954.727,78	1.954.727,78	2.132.430,30
Gasômetro	127.945,82	127.945,82	191.918,73	191.918,73	255.891,64
Queimador	284.324,04	284.324,04	284.324,04	284.324,04	284.324,04
Custo para Equipamento para Uso do Gás		-			-
Custo para Equipamento para Geração Elétrica	355.405,05	452.075,22	904.150,45	1.356.225,67	2.258.954,50
Investimento para Uso direto do gás					-
Investimento para Geração Elétrica	3.144.499,61	3.602.956,40	5.137.682,82	6.096.894,78	7.683.359,92
Descrição	Medidas	Medidas	Medidas		
Potência Útil (kW)	254	318	636	953,8	1589
Crédito de Carbono pela Queima (R\$)	1.217.102,95	1148879,08	2297758,18	3.653.435,50	4.484.642,52
Crédito de Carbono pela Eletricidade (R\$)	88.692,07	91463,69	182927,39	290.854,54	352.329,25

Cálculo das entradas anuais considerando o novo marco da Geração distribuída da ANEEL com a taxação do fio B – Distribuição – Cenário Máximo Benefício Líquido para as faixas de população de 80.000, 100.000, 200.000, 300.000 e 500.000 habitantes

US\$/kWh	R\$/kWh	Desconto anual	Ano	Taxa Fio B	Receita Anual Total – 80k (1000 US\$)	Receita Anual Total – 100k (1000 US\$)	Receita Anual Total – 200k (1000 US\$)	Receita Anual Total – 300k (1000 US\$)	Receita Anual Total – 500k (1000 US\$)
0,22329072	1,049109141	0,107571279	2024	30%					
0,21184307	0,995323501	0,161356919	2025	45%				1.686,93	
0,20039542	0,941537862	0,215142558	2026	60%				1.596,67	
0,18894777	0,887752222	0,268928198	2027	75%	424,48		1.063,87	1.506,42	2.677,18
0,17750012	0,833966583	0,322713837	2028	90%	399,01	470,04	1.000,09	1.416,17	2.516,73
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2029	100%	382,03	449,98	957,57	1.356,00	2.409,76
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2030	100%	382,03	449,98	957,57	1.356,00	2.409,76
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2031	100%	382,03	449,98	957,57	1.356,00	2.409,76
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2032	100%	382,03	449,98	957,57	1.356,00	2.409,76
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2033	100%	382,03	449,98	957,57	1.356,00	2.409,76
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2034	100%	382,03	449,98	957,57	1.356,00	2.409,76
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2035	100%	382,03	449,98	957,57	1.356,00	2.409,76
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2036	100%	382,03	449,98	957,57	1.356,00	
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2037	100%	382,03	449,98	957,57		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2038	100%	382,03	449,98	957,57		
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2039	100%	382,03	449,98			
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2040	100%	382,03	449,98			
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2041	100%	382,03	449,98			
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2042	100%	382,03	449,98			
0,16986836	0,79810949	0,35857093	2043	100%		449,98			

Análise Econômica dos Cenários Propostos em função da Potência Elétrica Instalada Cenário - MBL

Fluxo de Caixa	FC₀	MBL – 80k	MBL – 100k	MBL – 200k	MBL – 300k	MBL – 500k
Invest. Inicial		-2.304.217,95	-2.640.164,69	-3.764.777,38	-4.467.666,14	-5.630.191,79
Ano	Período	VPL - (US\$)				
2022	1					
2023	2					
2024	3					
2025	4				-2.644.180,20	
2026	5				-1.507.699,79	
2027	6	-1.925.219,45		-2.513.300,52	-550.342,72	-2.892.727,74
2028	7	-1.629.876,03	-1.982.579,64	-1.801.457,99	253.228,25	-1.101.371,27
2029	8	-1.386.656,30	-1.662.292,57	-1.192.906,09	940.218,91	430.074,79
2030	9	-1.143.871,96	-1.376.321,98	-649.556,18	1.553.603,43	1.797.437,35
2031	10	-927.100,22	-1.120.991,09	-164.422,34	2.101.268,19	3.018.296,77
2032	11	-733.554,03	-893.017,08	268.732,88	2.590.254,57	4.108.349,82
2033	12	-560.744,93	-689.468,86	655.478,62	3.026.849,56	5.081.611,48
2034	13	-406.451,10	-507.729,38	1.000.787,30	3.416.666,51	5.950.595,10
2035	14	-268.688,74	-345.461,98	1.309.098,63	3.764.717,36	6.726.473,34
2036	15	-145.686,64	-200.580,38	1.584.376,61	4.075.477,05	
2037	16	-35.863,33	-71.221,81	1.830.160,51		
2038	17	62.193,19	44.276,92	2.049.610,43		
2039	18	149.743,66	147.400,78			
2040	19	227.913,72	239.475,66			
2041	20	297.708,41	321.685,37			
2042	21	360.025,11	395.086,90			
2043	22		460.623,98			
Taxa Interna de Retorno (TIR)		15%	15%	24%	33%	43%

CÁLCULOS FINANCEIROS PARA O CUSTO NIVELADO DE ENERGIA

Cenário 80.000 habitantes com Máximo Benefício Líquido para o Cenário Base.

Potência	kW	100	200	300	254
Energia	MWh	876	1752	2628	2225,04
Custo inicial	US\$	2.020.948,15	2.166.330,96	2.076.353,96	2.304.217,95
Operação e manutenção	US\$/ano	101047,4076	108316,5482	103817,6979	115210,8977
Tempo de funcionamento	anos	31	17	3	16
Taxa de juros	a.a.	12%	12%	12%	12%
LCOE	US\$/MWh	393,88	232,32	366,65	197,64

Cenário 100.000 habitantes com Máximo Benefício Líquido para o Cenário Base.

Potência	kW	200	300	350	318
Energia	MWh	1752	2628	3066	2785,68
Custo inicial	US\$	2.507.174,75	2.574.158,15	2.494.092,00	2.640.164,69
Operação e manutenção	US\$/ano	125358,7376	128707,9073	124704,6001	132008,2343
Tempo de funcionamento	anos	22	12	6	9
Taxa de juros	a.a.	12%	12%	12%	12%
LCOE	US\$/MWh	254,83	204,77	236,74	223,11

Cenário 200.000 habitantes com Máximo Benefício Líquido para o Cenário Base.

Potência	kW	400	500	600	636
Energia	MWh	3504	4380	5256	5571,36
Custo inicial	US\$	3.579.365,02	3.674.313,59	3.685.205,08	3.764.777,38
Operação e manutenção	US\$/ano	178968,2509	183715,6795	184260,254	188238,8691
Tempo de funcionamento	anos	22	17	12	12
Taxa de juros	a.a.	12%	12%	12%	12%
LCOE	US\$/MWh	181,9018569	157,61	146,57	141,26

Cenário 300.000 habitantes com Máximo Benefício Líquido para o Cenário Base.

Potência	kW	700	800	900	953,8
Energia	MWh	6132	7008	7884	8355,288
Custo inicial	US\$	4.259.279,02	4.396.256,14	4.348.307,67	4.467.666,14
Operação e manutenção	US\$/ano	212963,9512	219812,807	217415,3835	223383,3068
Tempo de funcionamento	anos	18	16	12	12
Taxa de juros	a.a.	12%	12%	12%	12%
LCOE	US\$/MWh	128,73	119,73	115,30	111,78

Cenário 500.000 habitantes com Máximo Benefício Líquido para o Cenário Base.

Potência	kW	1200	1400	1.600	1589
Energia	MWh	10512	12264	14016	13919,64
Custo inicial	US\$	5.793.715,53	5.865.932,76	5.669.167,32	5.630.191,79
Operação e manutenção	US\$/ano	289685,7763	293296,6379	283458,3658	281509,5895
Tempo de funcionamento	anos	18	14	9	9
Taxa de juros	a.a.	12%	12%	12%	12%
LCOE	US\$/MWh	102,14	94,90	95,21	95,21