

**UNIVERSIDADE ESCOLA POLITÉCNICA DA USP  
PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE E BARREIRAS DA UTILIZAÇÃO DE BIOGÁS  
PROVENIENTE DOS RESÍDUOS PECUÁRIOS NO BRASIL**

**JOSÉ PEREIRA DE MIRANDA JÚNIOR**

**São Paulo**

**2017**

**UNIVERSIDADE ESCOLA POLITÉCNICA DA USP  
PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE E BARREIRAS DA UTILIZAÇÃO DE BIOGÁS  
PROVENIENTE DOS RESÍDUOS PECUÁRIOS NO BRASIL**

**JOSÉ PEREIRA DE MIRANDA JÚNIOR**

Trabalho de conclusão de curso  
apresentado à Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo para  
obtenção do título de Especialista em  
Energias Renováveis

Área de concentração: Engenharia

Orientadora:

Dra. Vanessa Pecora Garcilasso

**São Paulo  
2017**

Dedico este trabalho a minha família que me incentivou a vencer mais este desafio, aos meus colegas e professores do curso que estarão sempre presentes no meu coração.

Em especial ao meu eterno amor e companheira Soraia, estrela da manhã, que iluminou a minha vida, mas que Deus a quis junto Dele.  
Amor infinito.

## AGRADECIMENTOS

Eu gostaria de agradecer a todos os meus professores que não mediram esforços para transmitir seus conhecimentos, sempre com muita dedicação e profissionalismo.

Aos profissionais do PECE que cuidaram de tudo com muito carinho e apego em fornecer um atendimento da maior qualidade.

Ao professor Dr. José Roberto Simões Moreira pela forma impecável como coordenou o curso de “Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética” e em especial a professora Dra. Vanessa Pecora Garcilasso pela extraordinária compreensão, dedicação e transmissão de conhecimentos durante todo o período em que orientou este trabalho.

Não se pode entrar duas vezes no  
mesmo rio.  
(Heráclito)

## RESUMO

O setor de energia em contraste à sua importância no desenvolvimento da humanidade e base da segurança nacional, apresenta desafios intrincados que demandam por soluções cada vez mais sustentáveis, produzindo energia limpa que possa mitigar externalidades negativas ao meio ambiente.

Neste cenário desafiador mesmo para tecnologias maduras, encontra-se em franco desenvolvimento o biogás, utilizado principalmente para geração de energia elétrica, aquecimento e combustível veicular.

Apesar do Brasil apresentar todas as condições do ponto de vista climático e de produção de substratos para fermentação anaeróbica, condições básicas importantes para que nos tornássemos um dos mais importantes atores no cenário mundial de biogás, nossa participação atual é modesta e pouco audaciosa para conquistar uma posição de liderança mundial.

O objetivo deste trabalho é analisar as políticas públicas e estratégias de mercado, as questões tecnológicas e processos produtivos envolvidos, buscando entender entre os erros e acertos do passado, quais os motivos para não atingirmos o desenvolvimento esperado. Ousamos ainda a apresentar sugestões e ações de melhoria buscando vislumbrar num futuro próximo o biogás ocupando seu posto de excelência e de classe mundial, com relevante importância na matriz energética brasileira.

**Palavras chaves:** Energia, Biogás, Políticas Públicas, Desafios Ambientais e Tecnológicos, Matriz Energética Brasileira.

## ABSTRACT

The energy sector, in contrast to its importance in the development of humankind and the basis of national security, presents intricate challenges that demand for increasingly sustainable solutions, producing clean energy that can mitigate negative externalities to the environment.

In this challenging scenario even for mature technologies, we are in full development of Biogas, mainly used for electric power generation, heating and vehicular fuel.

Although Brazil presents all climatic and substrate production conditions for anaerobic fermentation, important basic conditions for us to become one of the most important players in the biogas world scenario, our current participation is modest and not audacious enough to achieve a Leadership position.

The objective of this work is to analyze the public policies and marketing strategies, the technological issues and the productive processes involved, trying to understand among the mistakes and correctness of the past, what are the reasons for not achieving the expected development. We also dare to present suggestions and improvement actions aiming in the near future to place biogas at its position of excellence and world class, with relevant importance in the Brazilian energy matrix.

**Key words:** Energy, Biogas, Public Policies, Environmental and Technological Challenges, Brazilian Energy Matrix

## Lista de Figuras

Figura 1.1	Evolução dos rebanhos bovino, suínos e aves.....	14
Figura 2.1	A era dos gases.....	27
Figura 2.2	Participação das energias renováveis no consumo total de energia.....	28
Figura 2.3	Participação das energias renováveis na produção global de energia elétrica....	28
Figura 2.4	Participação da biomassa no consumo final de energia e a divisão do consumo por setor.....	29
Figura 2.5	Investimento Global em energias renováveis.....	30
Figura 2.6	Investimento brasileiro em energias renováveis.....	31
Figura 2.7	Investimento global por tecnologias em energias renováveis.....	31
Figura 2.8	Emissões globais de GEE por segmento.....	32
Figura 2.9	Redução das emissões globais por tecnologia.....	33
Figura 2.10	Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro.....	38
Figura 2.11	Fases do Proálcool 1972-2015.....	47
Figura 3.1	Fases de biodigestão anaeróbica .....	49
Figura 3.2	Influência da temperatura sobre as taxas relativas de crescimento de arqueas metanogênicas .....	51
Figura 3.3	Biodigestor modelo chinês em construção.....	53
Figura 3.4	Esquema de concepção do biodigestor modelo chinês.....	53
Figura 3.5	Biodigestor modelo indiano .....	54
Figura 3.6	Esquema de concepção do biodigestor modelo indiano .....	55
Figura 3.7	Biodigestor modelo canadense .....	55
Figura 3.8	Reator Contínuo de Mistura Completa – CSTR.....	56
Figura 3.9	Representação esquemática de reator CSTR com dupla membrana.....	57
Figura 3.10	Vista interna de reator CSTR com destaque para os agitadores mecânicos.....	57
Figura 3.11	Esquema básico de uma usina de biogás agrícola.....	58
Figura 3.12	Emissão de GEE por setor.....	59
Figura 3.13	Grupo gerador a biogás.....	61
Figura 3.14	Microturbina a biogás modelo C65 – Capstone.....	61

## Lista de Figuras

Figura 3.15 Componentes básicos de uma turbina a gás.....	62
Figura 3.16 Fator de utilização de energia na cogeração.....	63
Figura 3.17 Exemplo esquemático de uma máquina de combustão interna com sistema de cogeração.....	64
Figura 4.1 Fatores de atratividade para investimento direto.....	76
Figura 5.1 Geração de eletricidade usando biogás.....	86
Figura 5.2 Distribuição típica do CAPEX na Alemanha.....	96
Figura 5.3 Estrutura típica OPEX na Alemanha sem custos com substratos e digestatos....	97
Figura 5.4 Distribuição dos gasodutos de transporte de gás natural.....	103
Figura 5.5 Matriz de transportes nos seis maiores países no mundo.....	103
Figura 5.6 Capacidade instalada e energia gerada a partir da geração distribuída fotovoltaica e de biogás.....	105
Figura 5.7 Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia.....	106
Figura 5.8 Projeção da penetração do biometano para geração distribuída versus potencial teórico.....	108
Figura 5.9 Projeção da penetração da geração distribuída de biogás.....	109

## Lista de Tabelas

Tabela 2.1	Participação das diversas fontes de energia na matriz energética brasileira.....	42
Tabela 3.1	Composição média do biogás.....	48
Tabela 3.2	Níveis de tratamento para os diferentes tipos de uso do biogás.....	71
Tabela 4.1	Especificação do Biometano.....	81
Tabela 4.2	Características adicionais do Biometano.....	84
Tabela 5.1	Meta da Alemanha para consumo de energias renováveis por setor.....	87
Tabela 5.2	Perspectiva da contribuição dos diferentes substratos para a produção de energia na Alemanha em 2030.....	89

## Sumário

1.	INTRODUÇÃO .....	13
1.1	OBJETIVO .....	23
1.2	JUSTIFICATIVA.....	23
2.	HISTÓRICO DO BIOGÁS E INFLUÊNCIAS MERCADOLÓGICAS .....	25
2.1	Retrospectiva Mundial do Biogás .....	25
2.1.1	Dados estatísticos e tendências das energias renováveis no mundo .....	27
2.2	Trajectoria Brasileira do Biogás .....	33
2.3	Biogás na Matriz Elétrica Brasileira.....	36
2.3.1	Planejamento estratégico e demanda de energia .....	36
2.3.2	Modelo de contratação de energia em vigor .....	39
2.3.3	Posição do biogás na matriz elétrica brasileira.....	40
2.4	Crise do Petróleo .....	44
2.5	Proálcool.....	45
3.	PROCESSOS E TECNOLOGIAS PARA A PRODUÇÃO E USO DO BIOGÁS E BIOMETANO .....	48
3.1	Processo Produtivo do Biogás .....	48
3.2	Biodigestores Utilizados nas Áreas Rurais.....	52
3.3	Usos finais do biogás .....	58
3.3.1	Motor de ciclo Otto .....	60
3.3.2	Microturbina a gás .....	61
3.3.3	Cogeração .....	62
3.4	Processos de Purificação do Biogás .....	64
3.5	Demais produtos e subprodutos da biodigestão anaeróbica .....	71
3.5.1	Usos do Biometano.....	73
4.	ASPECTOS REGULATÓRIOS.....	75
4.1	Aspectos Gerais.....	75
4.2	Legislações Estaduais Importantes.....	78
4.3	Nota técnica ANP 157/2014/SBQ/RJ de Setembro de 2014 .....	80
4.4	Resolução Normativa ANP N° 08 de 30 de janeiro de 2015.....	80
4.5	Resolução normativa 482 de abril de 2012, alterada pela resolução normativa 687 de novembro de 2015 .....	82

## Sumário

4.6	Resolução ANP N° 685 de 29 de junho de 2017 .....	84
4.7	Resolução ARSESP N° 744 de julho de 2017 .....	85
5.	ANÁLISE DE MERCADO E BARREIRAS PARA O DESENVOLVIMENTO ....	86
5.1	Práticas Internacionais.....	86
5.1.1	O biogás na Alemanha.....	87
5.1.2	O biogás no Mundo.....	93
5.2	Barreiras e Desafios.....	94
5.3	Análise de cenários.....	104
5.3.1	Plano Decenal de Expansão de energia 2026.....	104
5.3.2	Plano Nacional de Energia 2050 – Série Demanda de Energia .....	106
6.	CONCLUSÃO.....	110

## 1. INTRODUÇÃO

A pecuária brasileira faz parte da nossa história desde os primórdios da colonização. A atividade açucareira, considerado o bem precioso da coroa portuguesa, necessitava de uma série de recursos econômicos para viabilizar o ciclo de produção. Neste estágio de desenvolvimento, a pecuária assumiu grande importância como fonte de alimento e fornecimento de força animal para a movimentação das moendas. Como não se viabilizava a competição por espaço da pecuária com o insumo principal que era a cana-de-açúcar, a criação de gado foi cada vez mais sendo impelida para o interior do país, o que deu origem a uma nova classe de latifundiários (Costa e Mello, 1999).

Cada vez mais a pecuária foi assumindo destaque no cenário econômico e na cultura do brasileiro, que se caracteriza até hoje como um país de fortes raízes rurais, mesmo tendo enfrentado um intenso êxodo para as cidades, principalmente a partir da segunda metade do século XX, entretanto já demonstra que o residente no campo voltou a crescer (Silva,2001).

Apesar de um ano atípico em 2016, fruto do impacto das adversidades climáticas e valorização do real, voltamos a crescer e devemos colher este ano em torno de 238 milhões de tonelada de grãos superando os 22% de participação no PIB do agronegócio (CNA,2016). Todo este crescimento cria um misto de oportunidades para aproveitamento dos substratos orgânicos, porém com aumento expressivo dos riscos ao meio ambiente caso nada seja feito. Sem tratamento adequado a elevada carga orgânica poderá contaminar o solo e os recursos hídricos, podemos citar como exemplo para este caso o processo de eutrofização de rios e lagos comuns em áreas de pecuária intensiva e a proliferação de vetores além, é claro, de maiores emissões dos gases de efeito estufa (GEE), (CIBiogás,2017). O não aproveitamento destes dejetos gera de maneira natural diversos contaminantes, dentre eles o metano que tem poder de destruição 21 vezes superior ao CO<sub>2</sub> (ABiogás, 2015).

Felizmente existe uma solução para isto e ela vem justamente da área rural, principalmente do setor pecuário, com possibilidades de ganhos econômico, social e ambiental. Basta para isso, que os dejetos sejam tratados e processados em sistemas

de biodigestão anaeróbica para produção de biogás ou seu componente mais nobre, o biometano.

A utilização do biogás na humanidade exhibe evidências milenares e muita história e desenvolvimento científico fazem parte desta tecnologia que transforma lixo em riqueza. O Brasil apesar das grandes dificuldades apresentadas principalmente no início da introdução desta tecnologia no país, lidera o ranking da quantidade de usinas que utilizam resíduos para produção de energia na América do Sul (Bley Jr., 2015).

Até 2025 o Brasil deve se tornar o maior exportador de proteína animal do mundo e a quantidade de dejetos a serem tratados cresce na mesma proporção. A Figura 1.1 abaixo apresenta uma previsão da evolução dos rebanhos até 2050 (EPE, 2016), chamando atenção para evolução mais significativa do rebanho de suínos.

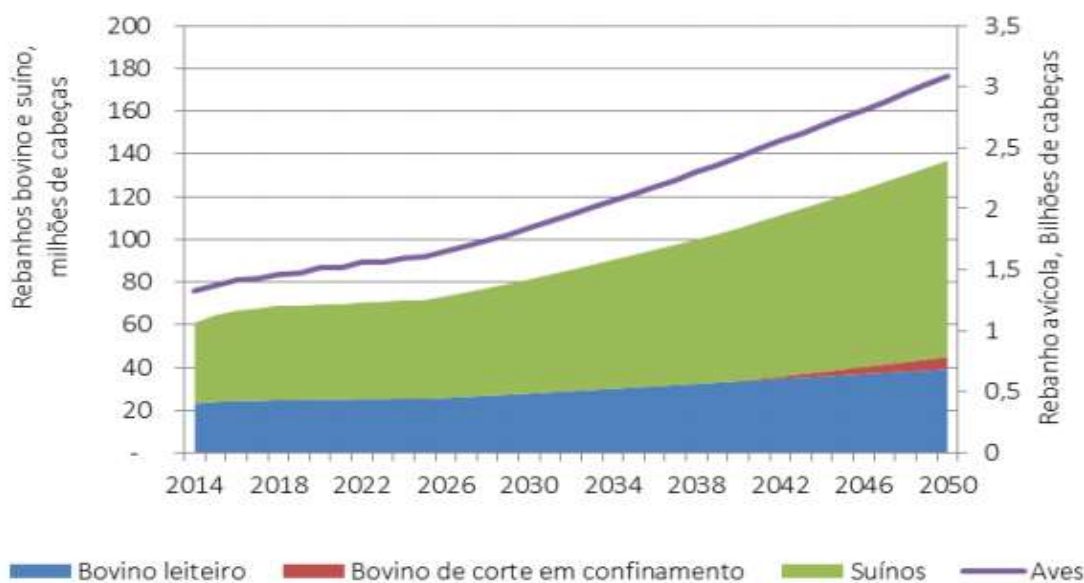


Figura 1.1 - Evolução dos rebanhos bovino, suínos e aves

Fonte: EPE, 2016c

Como pode ser observado, o biogás é a melhor resposta para tratar deste passivo ambiental, que além do aspecto de energia sustentável, limpa e renovável pode ser encarado como um investimento de alta atratividade. Porém, para isso é mister abordar o tema com uma solução sistêmica considerando entre outros pontos:

- Processos de cogeração utilizando o biogás para geração de energia elétrica tanto para uso na propriedade como para injeção de energia na rede da concessionária através do sistema *Net Metering*<sup>1</sup>. Em paralelo, o aproveitamento do calor nas propriedades rurais, permite que o rendimento do sistema seja elevado para quase 85% (Energias Renováveis,2017);
- Utilização dos efluentes tratados como biofertilizantes;
- Viabilização do biometano para injeção na rede de gás natural ou utilização no transporte local;
- Novos mercados como, por exemplo, para o aproveitamento do CO<sub>2</sub> liquefeito e hidrogênio;
- Aspectos regulatórios;
- Programas e incentivos governamentais.

A crescente demanda de energia e a importância do ponto de vista de segurança nacional para que o país tenha uma matriz diversificada e que se complementem, abaliza uma política que incentive todas as energias limpas e renováveis disponíveis. Mas é necessário que sejam políticas harmônicas e respeitem a fase e peculiaridades de cada fonte para que cada uma possa se desenvolver e dar a sua contribuição ao país. Não tem sentido incentivar apenas a fonte que se encontra em fase mais desenvolvida desmotivando investimentos e pesquisas nas demais.

Segundo estudos da Associação Brasileira de Biogás e Biometano (ABiogás) sobre o desempenho operacional desta fonte alinhada com os dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o uso do biogás resultante da degradação de materiais orgânicos poderia abastecer 12% de toda energia do Brasil. Apesar dos avanços do setor nos últimos anos e o imenso potencial do país, muito ainda precisa ser explorado, pois o biogás só atinge 0,079% na matriz energética segundo Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL/BIG, 2017), (Bley Jr., 2016).

Explica Bley Jr. (ABiogás, 2017), "De tudo que se produz no meio rural, o resíduo é maior que o que é produzido. Isso é um desequilíbrio. É uma riqueza

---

<sup>1</sup> Net metering: Sistema de compensação aonde a energia excedente gerada é injetada na rede da concessionária gerando créditos para serem utilizados num período de até 60 meses na mesma unidade ou outra unidade da mesma titularidade. Este sistema também é válido para unidades de consórcio, cooperativa ou condomínio

potencial que tem sido jogada fora, tem se transformado em verdadeiro pesadelo para os produtores rurais, que não sabem o que fazer".

Erros do passado, falta de qualidade e de política pública de incentivos, além de uma regulamentação inapropriada para desenvolvimento do mercado de biogás, apontam para aonde devemos implementar as ações de melhorias. Mas nem tudo é pessimismo, neste ambiente pode-se encontrar projetos inspiradores como, por exemplo:

a. Projeto de cooperação Brasil Alemanha

Projeto de fomento ao aproveitamento energético do biogás a partir de diversos substratos, como por exemplo, resíduos sólidos urbanos, agrícola e agropecuário e efluentes, através do programa PROBIOGÁS coordenado pelo Ministério das Cidades e pela GIZ (Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit) da Alemanha.

Este acordo de cooperação apresenta como linha principal o levantamento e divulgação de informações de base, o apoio à capacitação técnica, ações como facilitador para o desenvolvimento de parcerias entre o meio acadêmico e o empresarial além de apoiar projetos de referência no setor (Probiogás, 2014).

b. Itaipu – Projetos na região oeste do Paraná

A região de influência da Itaipu Binacional, que abrange a chamada bacia hidrográfica III, compreende uma região que representa 2,4% do território nacional, com rebanho aproximado de 2,5 milhões de suínos, 45 milhões de aves e 500 mil cabeças de vacas leiteiras. Isto gera uma quantidade imensa de dejetos que escoavam para as 13 sub-bacias da região e acabavam por contaminar o reservatório da usina de Itaipu ou se decompunham ao ar livre causando grande impacto ambiental.

Esta situação culminou no aumento do índice de eutrofização do reservatório, trazendo graves consequências na operação da usina. A partir de um projeto que se inicia para entender todo este processo, transformase em um dos mais bem-sucedidos programas ambientais e de fomento ao

uso de energias renováveis, com ênfase ao biogás e o refinamento para produção do biometano.

O início desta revolução ambiental ocorreu com o advento do “Programa Água Boa”, iniciado em 2003 e com os seguintes objetivos principais:

- Educação ambiental;
- Identificação de passivos ambientais;
- Medidas corretivas e mitigatórias;
- Incentivo a boas práticas ambientais sustentáveis.

O primeiro projeto piloto iniciou-se em 2007, na granja Colombari, em Foz do Iguaçu no Paraná, com a produção e uso de biogás para a geração de energia elétrica. Depois pode-se destacar o projeto no condomínio de propriedades rurais Ajuricaba englobando 33 propriedades rurais conforme apresentado adiante.

Outra iniciativa foi o projeto de mobilidade à biogás na granja Haacke, onde, foi produzido o biometano que era comprimido em cilindros e transportados para usina de Itaipu para serem utilizados em ônibus com motor movido 100% a gás.

Outra importante contribuição desta iniciativa foi a criação do centro internacional de energias renováveis – biogás, CIBiogás -ER, instalado no parque tecnológico de Itaipu (Bley Jr., 2015).

#### c. Granja Colombari

Projeto piloto em parceria com Itaipu para análise de viabilidade no aproveitamento do biogás para micro geração de energia na região oeste do Paraná, iniciado em 2007 em parceria com a Copel (Companhia Paranaense de Energia).

Uma das principais atividades da granja Colombari, estabelecimento tipicamente familiar, é a suinocultura com capacidade de abrigar, na época, em torno de 3 mil cabeças em terminação. A partir deste projeto, a granja tornou-se a primeira propriedade rural no Brasil a injetar energia elétrica na rede da concessionária, atingindo atualmente a geração média diária de 1 MWh, produzidos a partir de 750 m<sup>3</sup>/dia de biogás (Bley Jr., 2015).

Além disso, foi um dos primeiros contratos de MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo), trocando créditos pela instalação de um biodigestor. Como era comum na época, o contrato previa apenas a queima do gás em *flares* sem aproveitamento energético. Outro ponto muito interessante foi que em janeiro de 2008, através de contrato especial com a Copel, garantiu a participação da granja Colombari no sistema elétrico nacional, resultando em pagamentos mensais pela venda da energia excedente, diferentemente do sistema de microgeração atual que prevê o sistema de compensação já abordado anteriormente (Bley Jr, 2015).

d. Condomínio Ajuricaba

Localizado no município de Marechal Cândido Rondon no Paraná, o projeto idealizado pela Itaipu Binacional, identificou uma região propícia para mais um projeto piloto que visava demonstrar a viabilidade de geração de energia em pequenas propriedades rurais.

A solução foi implantar um condomínio de 33 pequenas propriedades de agricultura familiar, que se encontravam em situação socioeconômica crítica além de contribuir negativamente no processo de contaminação da bacia hidrográfica com conseqüente impacto na eutrofização do lago de Itaipu. Estas propriedades tinham no máximo 20 hectares e produziam soja, milho, trigo, carne suína e aves.

Vale destacar a utilização de uma ferramenta poderosa para gestão territorial, o Cadastro Técnico Multifinalitário (CTM), aonde foi possível identificar e cadastrar as propriedades alvo do projeto, mapeando seu potencial para produção do biogás e desenvolvimento de todo o processo logístico envolvido desde a execução, operação e produção até o escoamento dos ativos energéticos e subprodutos como o biofertilizante.

O desenvolvimento de parcerias também foi o grande mérito deste projeto, como por exemplo, com a concessionária de energia Copel que viabilizou o processo de micro geração e a EMATER que contribuiu na análise com seu conhecimento regional e prestou assistência técnica fundamental desde o início do projeto.

Para solucionar a dificuldade em se viabilizar economicamente a geração de energia elétrica em propriedades de pequeno porte, foi adotada a instalação de biodigestores individuais para cada uma das 33 propriedades e a construção de 25 km de gasoduto para levar o biogás até uma micro central termelétrica (MCT) para purificação e produção do biometano na unidade de tratamento (UTB); utilização do biogás em fornalhas para secagem de grãos, o que reduziu o custo deste insumo em até 90% para os integrantes do condomínio; e produção de biofertilizantes.

Além disso, algumas propriedades utilizavam o biogás diretamente para cocção e aquecimento de água para limpeza de utensílios e das baias aonde se encontravam os planteis.

Importante salientar que até hoje uma das dificuldades encontradas carece de uma solução definitiva a nível nacional, pois não existe uma especificação técnica e regulamentação para consecução de gasodutos na área rural para transporte do biogás em baixa pressão. Isto dificulta sobremaneira a formação de condomínios com produção individual do biogás para posterior tratamento centralizado (CIBiogás,2017; Bley Jr, 2015).

e. San Jose, Uruguai – Importando iniciativas Brasileira

Projeto de iniciativa do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), que propôs a parceria envolvendo no Brasil a Itaipu Binacional e o CIBiogás que atuaram como consultores para replicação do projeto muito bem-sucedido no condomínio Ajuricaba, assim como a Eletrobrás. O projeto foi subsidiado com recursos da GSEP, entidade criada na ECO-92 no Rio, como Parceria Global de Energia Sustentável, aliando as maiores empresas de energia do mundo dentre elas a Eletrobrás. Este projeto foi transformado num case apresentado pelo Ministério das Minas e Energia no evento “energia sustentável para todos”, SE4ALL, na sede da ONU em Nova York (CIBiogás, 2017; Bley Jr, 2015).

O empreendimento foi realizado na comunidade Delta em San José, pois através de estudos, este departamento foi o que apresentou o maior índice de emissões de gases de efeito estufa no Uruguai. Envolverá 22

propriedades rurais de produção de leite, sendo iniciado numa primeira etapa com 7 propriedades. Foram instalados biodigestores de fluxo ascendente tipo UASB para processamento de aproximadamente 47 m<sup>3</sup> de esterco por dia e produção em torno de 763 m<sup>3</sup> de biogás por dia. Igualmente ao projeto Ajuricaba, foi construído uma tubulação para transporte do biogás a baixa pressão. A geração de energia é feita pelo sistema de cogeração, através de um grupo gerador de ciclo Otto de 75 KVA, sendo esperado uma energia média diária de 1.527 kWh (CIBiogás, 2017).

Foram necessárias diversas modificações das instalações para adequar o manejo no sentido de maximizar a produção e qualidade do biogás e do biofertilizante. O biogás atenderá primeiramente as necessidades operacionais das propriedades sendo o excedente injetado na rede elétrica. No caso do biofertilizante, o mesmo será utilizado nas lavouras para agregar valor ao processo e melhorar ainda mais a renda dos participantes do projeto. Adicionalmente, este projeto tem a função de contribuir para o aumento da diversificação da matriz energética no Uruguai (CIBiogás, 2017).

- f. GEF – 6: Projeto de aplicação de biogás no setor agroindustrial do sul do Brasil:

O GEF (Global Environment Facility) é um fundo global para desenvolvimento de parcerias internacionais ligadas a questões ambientais globais e foi criado às vésperas da Cúpula da Terra do Rio 1992, com objetivo de auxiliar no combate aos problemas ambientais de maior urgência.

De acordo com GEF (2017), através do projeto GEF-6, lançado em abril de 2017, o Brasil participa nesta iniciativa com objetivo de fomento do biogás aplicado ao setor agroindustrial do sul do país, compreendido pelos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A escolha desta região deve-se ao fato de que brevemente se tornará uma das líderes mundiais na produção de proteína, posição que além de fornecer enormes benefícios

econômicos diretos, também deve apresentar fortes impactos ambientais negativos, os quais devem ser mitigados.

O programa almeja atingir as pequenas e médias propriedades agroindustriais, com objetivo principal de ampliar o desenvolvimento tecnológico atual, além de melhorar as práticas de gestão e planejamento para redução da emissão dos GEE. Neste sentido, verificou-se forte atratividade para soluções através de processos de digestão anaeróbica, principalmente para atender os resíduos provenientes da suinocultura.

Outro motivador para estas ações, reside no fato da região já possuir uma cultura para o desenvolvimento da utilização do biogás para produção de eletricidade, aquecimento de diversas utilidades nas propriedades rurais e a utilização para mobilidade de máquinas agrícolas. Além disso, as concessionárias de energia elétrica e distribuição de gás natural tem, por sua vez, mostrado grande interesse na utilização do biometano.

Diversos órgãos e entidades participam deste projeto, que receberá suporte financeiro da GEF, no valor aproximado de USD 7 milhões, além de cofinanciamento de diversos órgãos estatais, bancos e empresas no valor estimado de USD 58,3 milhões.

A responsabilidade de implementação ficou a cargo da UNIDO (United Nations Industrial Development Organization), tendo o comitê de direção formado por órgãos governamentais como MCTIC, MME, Itaipu Binacional e CIBiogás, além de especialistas e consultores nas áreas de gerenciamento de projetos e políticas públicas.

A produção esperada de biometano será de 5.679.000 m<sup>3</sup>/ano, gerando estimados 55.480 MWh/ano de energia térmica e 11.034 MWh/ano de energia elétrica. Os seguintes benefícios diretos são esperados para este projeto:

- Implementação de plantas de biogás para produção de energia elétrica e térmica;
- Evitar lançamento de metano diretamente no meio ambiente;
- Desenvolvimento do mercado de biogás.

Outrossim, durante a COP21 governos de cerca de 190 países se reuniram em Paris para buscar um acordo sobre mudança global do clima. O Brasil comprometeu-se a reduzir, em 2025, as emissões de GEE em 37% em relação aos níveis de 2005 e como contribuição indicativa subsequente, em reduzir, em 2030, as emissões de GEE em 43% na mesma base de comparação (EPE, 2016a).

Após a introdução e contextualização, o capítulo 2 “Breve histórico do biogás e influencias mercadológicas” descreve a retrospectiva deste ativo energético do ponto de vista mundial e em particular a sua trajetória no Brasil, apontado alguns erros e desafios assim como cenários econômicos que influenciaram o seu desenvolvimento.

No capítulo 3 “Processos envolvidos na produção do biogás e biometano”, são discutidos os aspectos técnicos, biológicos e sobre o processo produtivo desde o tratamento dos substratos até a disponibilização dos produtos finais.

Em sequência, o capítulo 4 “Aspectos regulatórios”, apresenta as principais leis e regulamentos que norteiam a produção, uso e distribuição do biogás e seus derivados.

O capítulo 5 “Análise de mercado e barreiras para o desenvolvimento” apresenta uma análise das referências mundiais na área do biogás, experiências e lições a serem seguidas; as principais barreiras e desafios do setor culminando numa análise das perspectivas brasileiras do ponto de vista de seus pontos fortes, pontos fracos, oportunidades e ameaças.

E, finalmente, no capítulo 6 “Conclusões finais” são apresentadas as conclusões do estudo desenvolvido, incluindo as principais contribuições do mesmo quanto a análise do possível cenário para o biogás no Brasil e propostas de melhorias.

## 1.1 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é analisar as políticas públicas e estratégias de mercado, bem como as questões tecnológicas e processos produtivos envolvidos no aproveitamento energético do biogás proveniente de resíduos pecuários, buscando entender entre os erros e acertos do passado, quais os motivos para não atingirmos o desenvolvimento esperado, principalmente nas pequenas propriedades rurais do Brasil. O trabalho ousa ainda a apresentar sugestões e ações de melhoria buscando vislumbrar, num futuro próximo, a ocupação do biogás em seu posto de excelência e de classe mundial, com relevante importância na matriz energética brasileira

Objetivos específicos:

- Analisar o histórico do biogás no Brasil e no mundo, bem como suas influências mercadológicas;
- Analisar as tecnologias existentes, bem como os processos envolvidos no aproveitamento energético do biogás e biometano;
- Analisar as políticas existentes sobre a produção e uso do biogás no Brasil;
- Analisar as experiências, barreiras e desafios do aproveitamento energético do biogás no país.

## 1.2 JUSTIFICATIVA

A matriz energética mundial é fortemente dependente de energia derivada de combustíveis fósseis, mormente de petróleo. No caso do Brasil, apesar de apresentar uma matriz energética onde 43,5% da oferta interna de energia é suprida por energias renováveis (EPE, 2017b), pelo fato de utilizar majoritariamente recursos hídricos para a geração de eletricidade e percentuais crescentes de combustíveis renováveis no setor de transporte como o etanol de cana-de-açúcar, a situação é igualmente preocupante.

Considerando-se que as fontes de carbono fóssil representam recursos não renováveis, é necessário atentar para a finitude das reservas, em especial de petróleo.

Além disso, os combustíveis fósseis constituem-se na principal fonte de emissão de gases de efeito estufa e de compostos sulfurados, responsáveis pela chuva ácida. A alteração dos parâmetros do efeito estufa é a responsável pelas

mudanças climáticas globais atualmente em curso, que aumentam a frequência dos eventos climáticos extremos como secas, inundações, furacões, nevascas, ondas de calor etc.

A solução para a problemática acima exposta é o incremento progressivo do uso de energia proveniente de fontes renováveis na matriz energética, em especial bioenergia gerada a partir de biomassa. Para tanto a execução deste trabalho procurou descrever as principais barreiras e desafios ainda a serem vencidos, principalmente na área rural do país, de forma a subsidiar políticas e incentivos ao aumento da utilização de biogás/biometano como fonte sustentável de energia no Brasil.

## **2. HISTÓRICO DO BIOGÁS E INFLUÊNCIAS MERCADOLÓGICAS**

### **2.1 Retrospectiva Mundial do Biogás**

Conforme descrito por Bley Jr. (2015), a utilização do gás na história da humanidade não é recente como poderíamos supor, mas existem evidências da utilização deste combustível por volta do sec. 10 AC, na região da Assíria, quando eram utilizados para aquecimento de banhos. Marco Polo registra no sec. XIII que os Chineses já utilizavam o gás proveniente de esgoto para gerar energia.

A partir do sec. XVII iniciaram-se trabalhos científicos para entender o processo de formação do biogás, sendo que a fase mais tecnológica ganhou ênfase a partir do sec. XIX, quando em 1859 foi criado o primeiro biodigestor em Mumbai na Índia. As pesquisas continuaram a prosperar até que em 1895, a Inglaterra utilizou o biogás proveniente de uma estação de tratamento de esgoto para iluminação por queima direta em uma rua da cidade de Exeter e, em 1920, a Dinamarca utilizou o biogás para aquecimento de um tanque digestor, uma das etapas do processo de tratamento de águas residuais (Bley Jr., 2015).

Durante a segunda guerra mundial houve especial interesse e propagação desta fonte de energia em função da volatilidade do mercado de combustíveis. Conforme Palhares (2008), os países europeus utilizavam esta tecnologia para substituir os derivados de petróleo, principalmente para utilização direta em veículos. Após o término deste conflito o biogás caiu em desuso e somente alguns países como Índia, China e África do Sul continuaram seu desenvolvimento, porém restritos a pequenas propriedades.

No período compreendido entre os anos 50 e 60 a volta do biogás mostrou-se inviável em função de certa abundância das fontes tradicionais derivadas de petróleo, desencorajando projetos nesta área. Apenas países em desenvolvimento que apresentavam poucos recursos de capital e energia na época, como era o caso de Índia e China, continuaram com foco estratégico na utilização do biogás (Soares & Silva, 2010). Além de serem os primeiros países a utilizarem o processo de biodigestão de forma mais intensa para fins energéticos, desenvolveram seus próprios modelos de biodigestores.

Palhares (2008), chama a atenção para este período salientando o pioneirismo da Índia que criou o “Instituto Indiano de Pesquisa Agrícola” em 1939 e o “Gobar Gas Institute” em 1950, viabilizando a construção de aproximadamente 500 mil unidades de biodigestores no interior do país, quando o biogás alcançou a posição de destaque sendo utilizado para cocção, o que acontece até os dias de hoje. A China, por sua vez, seguiu caminho similar a partir de 1958 e chegou a possuir 7,2 milhões de instalações na região do Rio Amarelo em 1972, com foco adicional na produção de biofertilizantes para produção de alimentos, preocupação justificada pelo crescente aumento populacional.

Estas iniciativas orientais motivaram o surgimento de programas Europeus que investiram fortemente a partir da década de 80, motivados principalmente pela crise do petróleo que afetou os preços trazendo muita volatilidade ao mercado.

O vínculo desta fonte com o preço relativo do petróleo esfriou os investimentos na área e somente no final dos anos 90 e início dos anos 2000 o biogás voltou com mais força na agenda mundial, devido ao seu potencial de redução dos GEE e consequente retorno financeiro utilizando-se do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), proposto pelo protocolo de Kyoto.

Atualmente o Japão lidera o ranking de quantidade de usinas geradoras de energia a partir do biogás, com mais da metade das plantas existentes, seguido pela Europa, pela China e pelos Estados Unidos. O Brasil apesar das grandes dificuldades apresentadas principalmente no início da introdução desta tecnologia no país, lidera o ranking na América do Sul (Bley Jr., 2015).

Em uma visão mais futurista, Hefner III (2007) avaliou o ciclo de vida dos principais padrões mundiais de combustíveis mostrando como eles variaram ao longo do tempo em uma sucessão de declínio ou ápice na matriz energética ao longo de 300 anos de história. De 1850 até 2150, correlaciona estes ciclos com períodos históricos clássicos como a revolução industrial, economia pós-moderna, economia do século 21 e finalmente antevendo a futura economia liderada pelo hidrogênio. Este estudo demonstrou como a humanidade desenvolveu e utilizou os combustíveis disponíveis para alavancar o crescimento e bem-estar social, mostrando que em cada período os combustíveis foram sendo substituídos em reação a fatores de inflexão da economia como escassez, efeitos negativos imprevisíveis, impactos ambientais e desempenho econômico, entre outros.

A Figura 2.1 apresenta uma visão geral destas mudanças com o grau de penetração de mercado dos diferentes combustíveis ao longo do tempo. Vale salientar que o hidrogênio ainda é uma alternativa que demanda por maiores estudos nos campos da segurança de utilização e viabilidade econômica, entretanto, conforme previsto pelo autor, deverá assumir seu papel de protagonista entre os anos 2100 a 2150.

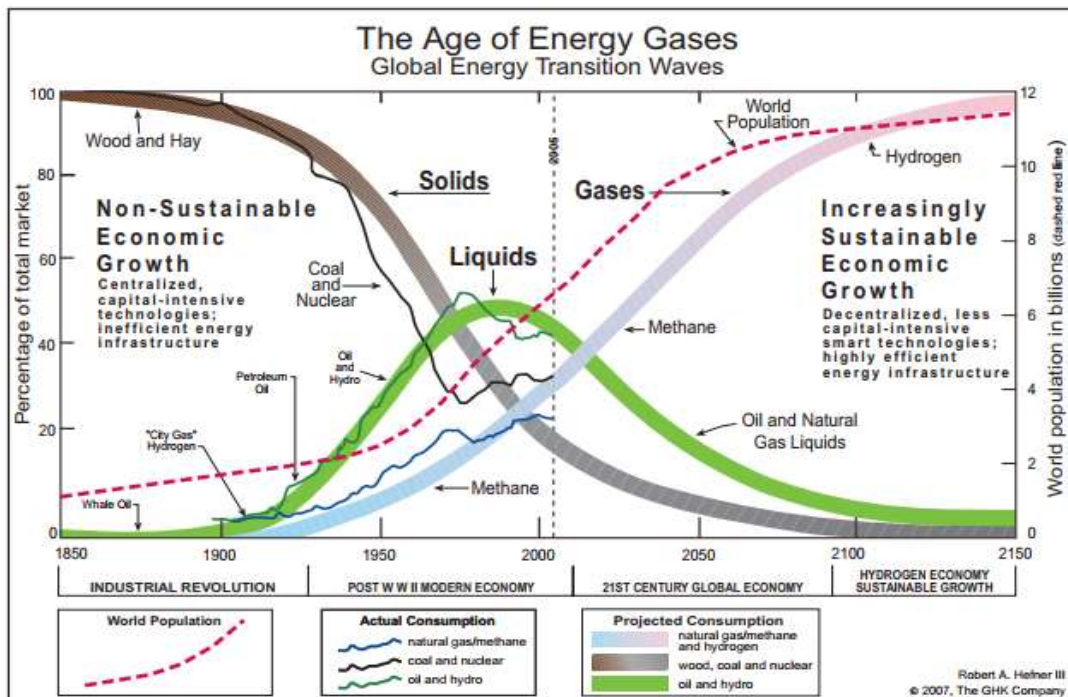


Figura 2.1 - A era dos gases

Fonte: Hefner III, 2007

### 2.1.1 Dados estatísticos e tendências das energias renováveis no mundo

Conforme dados da publicação REN21 de 2017, a demanda primária de energia cresce em média 1,8 % a.a. desde 2011, porém tem mostrado um declínio nos últimos anos. Em relação à emissão de CO<sub>2</sub> relacionados a partir de combustíveis fósseis e do segmento industrial, tem se mantido aproximadamente constante nos últimos 3 anos, com aumento na ordem 0,2%, explicados principalmente devido ao declínio na utilização do carvão, à melhoria da eficiência energética e ao aumento da geração de energia a partir de fontes renováveis.

Entretanto, os preços relativamente baixos dos derivados de petróleo e gás natural tem desafiado o mercado de energias renováveis, as quais forneceram em 2016, aproximadamente 19,3% do consumo final de energia, sendo que a fonte tradicional de energia (ex. madeira e carvão vegetal) corresponde a 9,1% e as fontes modernas de energia renováveis a aproximadamente 10,2%, conforme podemos verificar na Figura 2.2. Enquanto na Figura 2.3, pode-se verificar uma baixa participação da bioenergia na produção global de energia elétrica.

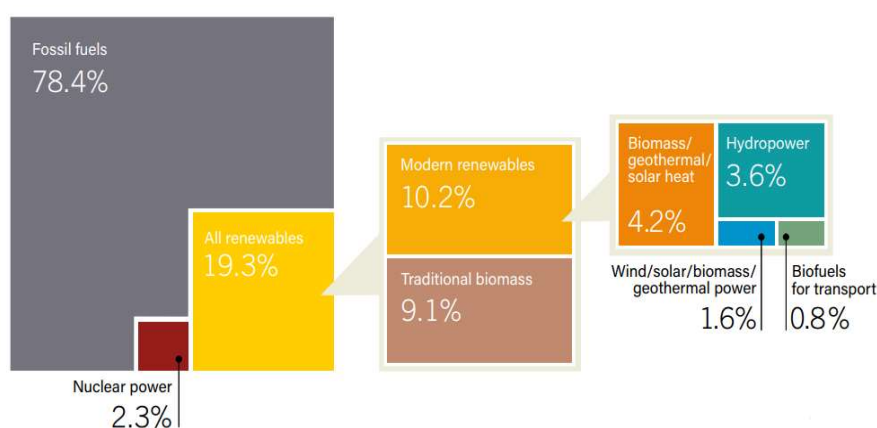


Figura 2.2 - Participação das energias renováveis no consumo total de energia (base 2015).

Fonte: REN21, 2017

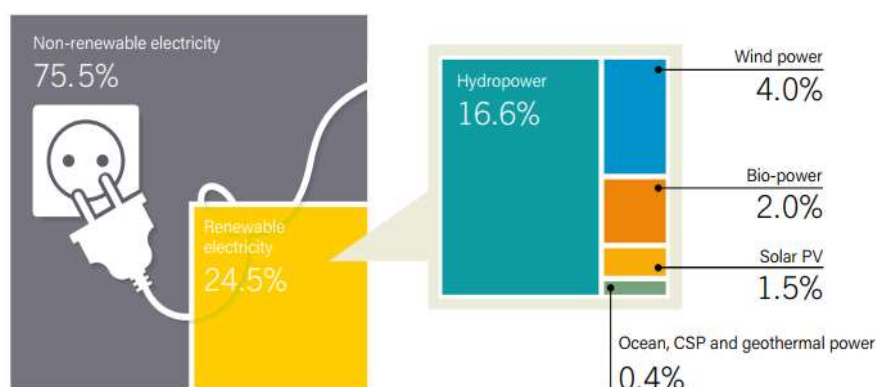


Figura 2.3 - Participação das energias renováveis na produção global de energia elétrica.

Fonte: REN21, 2017

A participação das fontes renováveis na matriz energética tem crescido modestamente, apesar do setor apresentar forte crescimento, principalmente em relação a energia solar fotovoltaica e energia eólica. Isto aconteceu devido ao decréscimo de utilização da biomassa tradicional, apesar do aumento global no consumo de energia.

Porém, o ano de 2016 foi o melhor ano das renováveis em termos de capacidade instalada, sendo que as políticas governamentais de fomento continuam a desempenhar um papel importante no desenvolvimento deste mercado. Preocupações com o aumento da demanda de energia e a temas relacionados à segurança energética impulsionam a produção. As principais tendências que impactaram o setor neste ano foram:

- Baixo preço comparativo dos combustíveis fósseis;
- Redução dos preços das energias renováveis, especialmente a solar fotovoltaica e eólica;
- Atenção especial ao armazenamento de energia.

A Figura 2.4 mostra a participação da biomassa no consumo final de energia e sua divisão por setores, onde pode-se verificar a forte participação da biomassa tradicional, utilizada principalmente em áreas rurais nos países em desenvolvimento, aparecendo também com significativa participação no setor de edificações para uso com aquecimento.

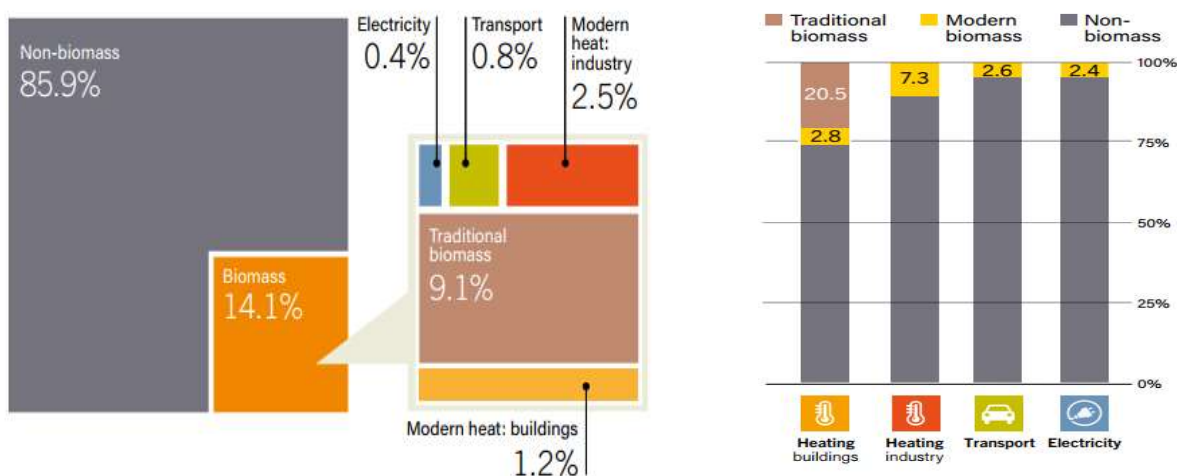


Figura 2.4 - Participação da biomassa no consumo final de energia e a divisão do consumo por setor (base 2015).

Fonte: REN21, 2017

O investimento global em energias renováveis no ano de 2016 foi da ordem de USD 242 bilhões, excluídos os projetos em hidroelétricas maiores que 50 MW. Este valor representa um decréscimo de aproximadamente 23% nos investimentos, conforme pode-se verificar na Figura 2.5, apesar de no mesmo ano verificarmos recorde na instalação de novas plantas. O patamar de investimentos acima de USD 200 bilhões ocorreram nos últimos 7 anos, o que mostra um parâmetro muito positivo para o setor.

Outra informação importante é que pelo quinto ano consecutivo os investimentos em capacidade instalada de energias renováveis foram em média o dobro daqueles investidos em combustíveis fósseis.

A queda nos investimentos em 2016 se explica basicamente por:

- Queda nos investimentos no Japão, China e alguns países emergentes
- Redução do custo da Solar Fotovoltaica e da Eólica Offshore

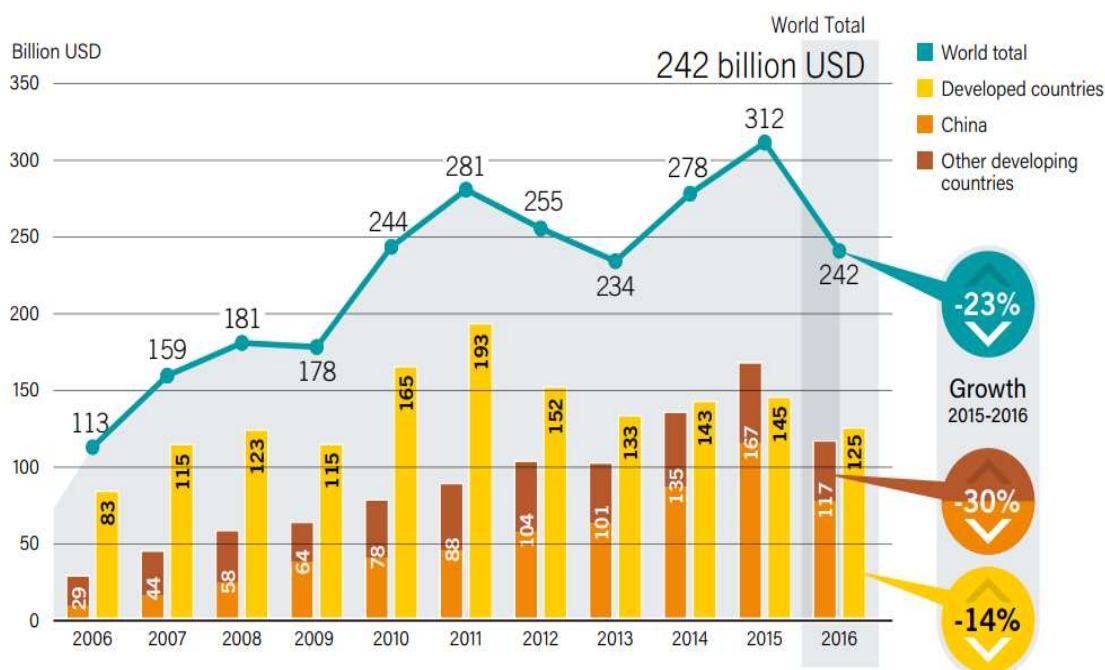


Figura 2.5 – Investimento Global em energias renováveis.

Fonte: REN21, 2017

O Brasil foi o terceiro maior investidor em 2016 entre os países emergentes atingindo o valor aproximado de USD 6,8 bilhões, representando um decréscimo de 4,2% em relação ao ano anterior, conforme apresentado na Figura 2.6.

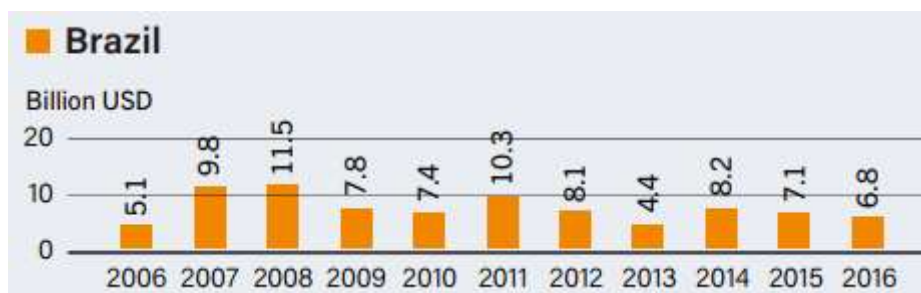


Figura 2.6 – Investimento brasileiro em energias renováveis.

Fonte: REN21, 2017

Pode-se confirmar, por meio da Figura 2.7, que o foco principal dos investimentos continua a ser nas áreas de energia eólica e solar fotovoltaica, correspondendo a aproximadamente 47% dos investimentos globais em energias renováveis. Os investimentos em biomassa continuam estáveis e com baixa participação se comparados com as principais fontes, o que mostra o longo caminho para que seja atingido o pleno potencial dos combustíveis originários da biomassa.

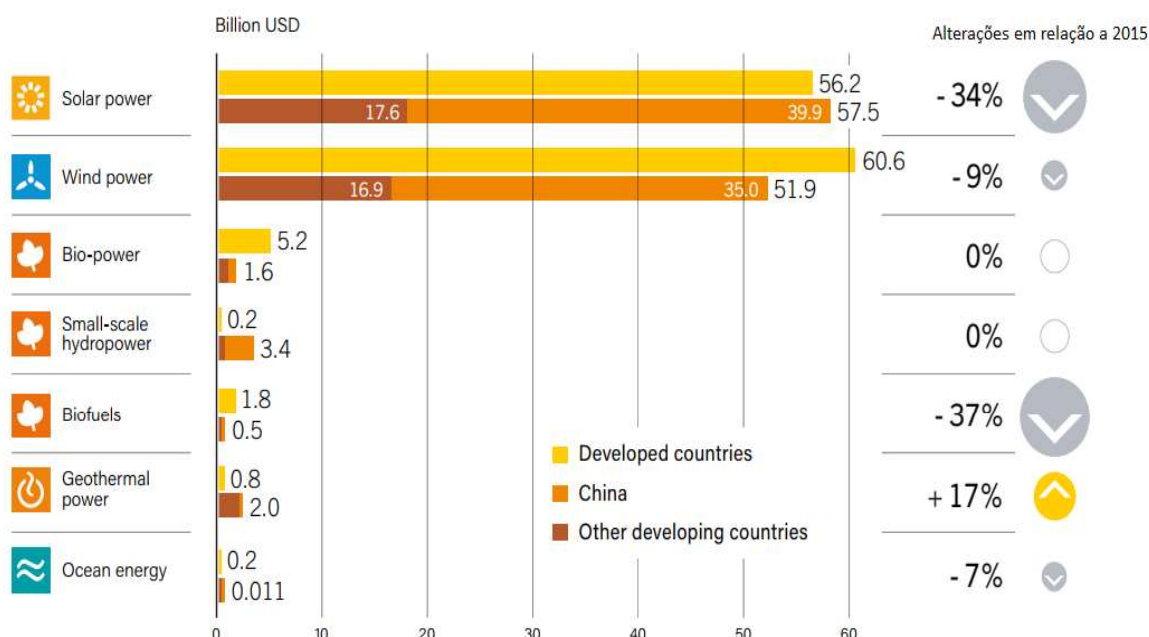


Figura 2.7 – Investimento global por tecnologias em energias renováveis.

Fonte: REN21, 2017

Segundo publicação IEA e IRENA 2017, aproximadamente 66% das emissões de GEE são provenientes da produção e uso de energia, colocando este setor no foco

das ações de combate às mudanças climáticas para garantir que até 2100 o aumento da temperatura média global fique abaixo de 2° C, comparados ao nível pré-industrial.

Os países integrantes do G20 aparecem como os maiores emissores de GEE como podemos verificar na Figura 2.8.

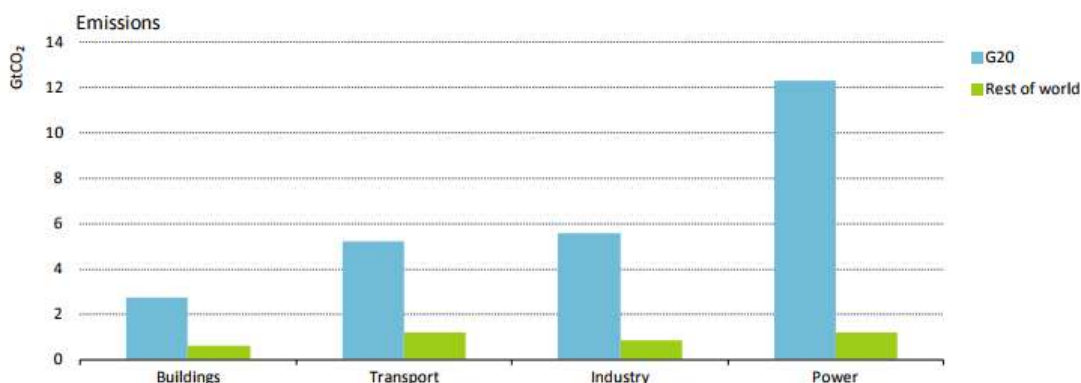


Figura 2.8– Emissões globais de GEE por segmento.

Fonte: IEA & IRENA, 2017.

Em relação à evolução na emissão dos GEE, pode-se verificar na Figura 2.9, que mesmo em menor escala, continuariam a aumentar se forem considerados apenas os compromissos assumidos no acordo de Paris (vide curva “New Policies Scenario”), alcançando aproximadamente 38 Gt até 2050. Segundo a referida publicação, os compromissos carecem de um guia claro e prático que possa viabilizar o objetivo de patamar máximo de 2° C para o aumento médio da temperatura global.

Através de um estudo pormenorizado, com políticas e abordagens mais ambiciosas, considerando como premissa uma chance de sucesso na ordem de 66%, criou um novo cenário representado no gráfico como “66% 2°C Scenario”, aonde se verifica que os maiores esforços precisam advir dos países membros do G20 com ações mais contundentes, as quais devem acontecer principalmente nas questões relacionadas à eficiência energética, que reduziria tanto o uso de material como a quantidade de energia utilizada, e o forte desenvolvimento das energias renováveis, principalmente na área de geração de energia, aquecimento e transporte. As medidas consideradas em cada cenário podem ser verificadas em detalhe na publicação “Perspectives for the energy transition – investment needs for a low-carbon energy system, IEA and IRENA 2017”.

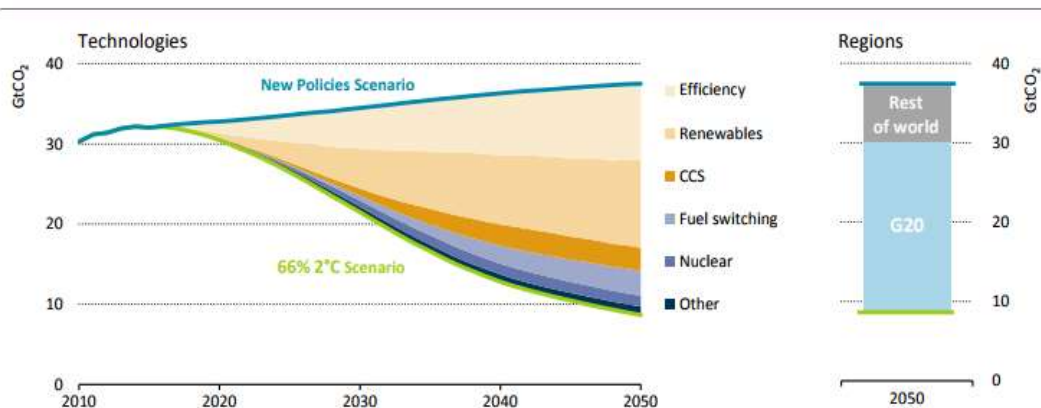


Figura 2.9– Redução das emissões globais por tecnologia considerando o cenário 66% 2°C e o cenário das Novas Políticas assumidas no acordo de Paris.

Fonte: IEA & IRENA, 2017.

## 2.2 Trajetória Brasileira do Biogás

Conforme Palhares (2008), os primeiros registros de biodigestores no Brasil, com conseqüente uso do biogás, ocorreram na década de 40, construídos por padres nas comunidades onde trabalhavam.

Entretanto, uma nova tendência surgiu nos anos 60 com relação ao sistema de geração de energia no Brasil. Até então o sistema era relativamente distribuído através de pequenas centrais hidroelétricas, quando em 1963 foi construída a primeira hidroelétrica, Furnas em Minas Gerais, com características de grande porte para suprir demandas de parques industriais na região sudeste.

Em 1964, em pleno regime militar foi criada a Eletrobrás, com o objetivo de gestão do sistema nacional de energia centralizada, ou seja, para replicar a experiência de Furnas (Bley Jr., 2015). As principais vantagens que proporcionava a ideia de um sistema centralizado à época, seria a garantia de fornecimento de uma “energia firme”, cujas principais características seriam:

- Geração de energia em grande escala para atender o desenvolvimento do país;
- Melhor qualidade e estabilidade da energia;
- Maximização da disponibilidade e confiabilidade do sistema;
- Modicidade tarifária.

Neste cenário, o biogás entra nos anos 70 investindo em tecnologia de digestão anaeróbica, porém se defrontando com a crise do petróleo, que será abordada adiante. Neste mesmo período, integra o conceito do modelo de revolução verde, expressão criada em 1966 para anunciar as inovações tecnológicas na agricultura almejando uma maior produtividade. Naquela ocasião ocorreu um enorme desenvolvimento nos insumos para fertilização, agrotóxicos e sementes modificadas. Como consequência e reflexo desta política, houve uma forte migração das pequenas propriedades para oligopólio dos grandes produtores. Um momento relevante para o biogás naquele período foi quando a EMBRATER (Empresa Brasileira de Assistência Técnica e Extensão Rural) em novembro de 1979 instalou o primeiro biodigestor modelo Chinês na granja do torto em Brasília, experiência pioneira para análise de viabilidade desse ativo energético (Palhares, 2008).

Durante o Programa de Mobilização Energética (PMA), criado em 1980 para substituição dos derivados de petróleo e incentivo à conservação de energia, houve diversas ações para estímulo da instalação de biodigestores, mais notadamente entre os anos 1980 a 1984. Entretanto diversos erros continuavam a debilitar a posição do biogás na matriz energética brasileira, como enfatizava a EMATER (Empresa de Assistência Técnica e Extensão Rural) (Palhares, 2008):

- Falta de assistência técnica;
- Dificuldade de obtenção de mão de obra especializada;
- Baixa qualidade dos materiais;
- Mudança dos produtores rurais para a cidade.

Segundo Bley Jr. (2015), a partir de 2002 com o lançamento do programa de incentivos PROINFA<sup>2</sup> e com os leilões de energia, o setor de biomassas se desenvolveu mais rapidamente, porém o programa limitava a localização das fontes para que ficassem próximas às subestações das redes de transmissão de energia o que inviabilizou a participação de pequenos empreendimentos. Neste período em São Paulo encontrava-se em plena operação uma das maiores usinas geradoras de energia do mundo a partir do biogás de aterro, ou seja, da UTE Aterro Bandeirantes com capacidade instalada de 20 MW, o que mostra que o país podia viabilizar grandes

---

<sup>2</sup> Proinfa: Programa de incentivos para o desenvolvimento de fontes renováveis e aumento da sua participação na matriz energética

projetos na área, restando uma política que motivasse o investimento em pequenas propriedades rurais.

Especificamente em relação ao biogás, segundo Rodrigues (2017), o ano de 2016 foi o melhor ano da história do biogás no Brasil. A produção desta fonte de energia elétrica saltou de 0,0576% em janeiro de 2016 para 0,0748% base dezembro de 2016, correspondente aos atuais 118,6 MW de potência instalada.

Com a reestruturação ocorrida no setor elétrico nacional, a participação da biomassa tem aumentado neste segmento, uma vez que as políticas nacionais formuladas fomentaram a diversificação da geração elétrica, a adoção de um mercado competitivo descentralizado e a necessidade do uso mais racional da energia (diminuindo os impactos ambientais das fontes energéticas nacionais). Entretanto, existem lacunas na política de desenvolvimento, desconsiderando premissas básicas utilizadas por outros países, como por exemplo a concessão de subsídios para incentivar o desenvolvimento desta nova indústria no país (EPE, 2016c).

Ainda de acordo com a EPE (2016c), em 2013 os subsídios a todas as fontes renováveis de energia atingiram 121 bilhões de dólares, sendo que a maior parte, em torno de 90%, provém de 15 países: Alemanha, Estados Unidos, Itália, Espanha, China, Japão, Reino Unido, França, Índia, Bélgica, Grécia, Holanda, Áustria, Portugal e Dinamarca. Em 2040, este subsídio às fontes renováveis deverá alcançar 205 bilhões de dólares, sendo 47 bilhões de dólares para bioeletricidade, o que mostra a importância destas medidas para o desenvolvimento de novas tecnologias e mercados em formação.

Entretanto, a história do biogás no Brasil apresenta momentos de altos e baixos, reflexo de diversos fatores internos e externos como, por exemplo:

- Crises do petróleo;
- Políticas internas como a indexação de preços aos derivados de petróleo;
- A priorização do Proálcool como alternativa para a volatilidade dos preços do petróleo deixando de lado outras alternativas interessantes como é o caso do biogás;
- Diversos problemas técnicos na implantação dos projetos de referência como falta de mão de obra especializada, produtos de baixa qualidade, falta de treinamento operacional, falta de assistência técnica pós-implantação dos projetos e dificuldade de acesso a peças de reposição, entre outros;

- Regulamentação e política de desenvolvimento pouco motivadora às fontes renováveis em especial o biogás.

Avaliando a trajetória do biogás no Brasil, percebe-se que não houve uma identificação do biogás como um ativo energético competitivo e com viabilidade econômica atrativa, assim como o leque de externalidades positivas inerentes à esta solução. Adicionalmente, a geração de energia limpa e renovável, o biogás pode atender a demanda de energia com disponibilidade garantida e de forma flexível comparável às centrais hidroelétricas. Além disso, a produção distribuída de biogás e seus subprodutos contribui sobremaneira ao desenvolvimento das pequenas propriedades rurais, das pequenas e médias empresas que irão fornecer suprimentos, mão de obra para manutenção, recursos tecnológicos e logísticos para a operação das plantas. Espera-se, portanto, uma reviravolta na participação do biogás na matriz energética brasileira desde que uma política multissetorial seja pensada a longo prazo.

## **2.3 Biogás na Matriz Elétrica Brasileira**

### **2.3.1 Planejamento estratégico e demanda de energia**

Conforme definição da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o “setor elétrico brasileiro está estruturado de modo a garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a inserção social, por meio de programas de universalização do atendimento e também a modicidade tarifária e de preços”. O setor é coordenado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e apoiado por diversas instituições abaixo relacionadas, incluindo as atribuições básicas da estrutura do setor elétrico são (CCEE, 2017):

- CNPE  
Órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República para formulação de políticas e diretrizes de energia para assegurar o suprimento de insumos energéticos em todas as áreas do país.

Responsável adicionalmente por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país e por estabelecer diretrizes para programas específicos.

- **MME**  
Órgão do governo federal responsável pela condução das políticas energéticas do país.
  
- **CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico)**  
Sob coordenação direta do MME tem a função de acompanhar e avaliar a continuidade e segurança do suprimento elétrico em todo território nacional.
  
- **EPE**  
Vinculada ao MME, a EPE tem a finalidade de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, como por exemplo, a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira e a execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, entre outros.
  
- **ANEEL**  
Tem as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Além disso, a ANEEL deve zelar pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.
  
- **ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)**  
Instituição responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional - SIN e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil.

- CCEE

Instituição responsável pelo equilíbrio operacional do mercado de comercialização de energia, atua sempre em sintonia com as demais instituições do setor elétrico brasileiro.

A Figura 2.10 apresenta de forma esquemática a relação entre as instituições do setor elétrico brasileiro.

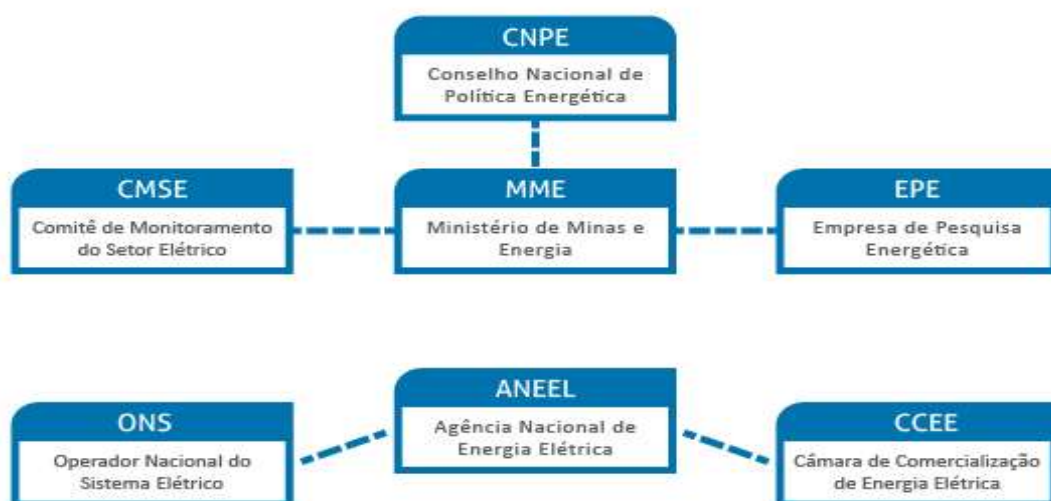


Figura 2.10 - Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: CCEE, 2017

Diversos planos integram o processo de planejamento energético, dentre eles pode-se citar o Plano Nacional de Energia – PNE 2050, com uma visão de mais longo prazo e estudo da demanda de energia, o Plano Nacional de Energia – PNE 2030 que fornece os subsídios para a formulação de uma estratégia de expansão da oferta de energia econômica e sustentável com vistas ao atendimento da evolução da demanda e o Plano Decenal de Expansão PDE 2026, que indica como deverá se comportar a expansão da matriz energética no Brasil nos próximos dez anos (EPE, 2015; EPE, 2017).

Segundo preconiza a ANEEL, na ocasião da chamada pública 14/2012, o Plano Nacional de Energia – PNE 2030, pela primeira vez na história do planejamento energético do país, considerou a contribuição das ações de eficiência energética, prevendo uma redução de 10% do consumo de energia elétrica em 2030 com ações

voltadas à eficiência energética, ou seja, uma redução de consumo de energia elétrica de 106.623 GWh.

Isto mostra claramente a preocupação do governo com a segurança no fornecimento da energia, um item de consumo que cresce rapidamente a medida que as pessoas procuram um melhor bem-estar e novos consumidores de classes menos favorecidas ascendem a uma condição social mais favorável o que está intimamente ligado ao aumento no consumo de energia.

Considerando o arrefecimento das alternativas de geração através da energia hidráulica em grandes usinas centralizadas, principalmente por questões ambientais, ou pelos riscos atuais ainda pouco mitigados inerentes às soluções nucleares, as ações de aumento na eficiência no consumo de energia assim como a busca de fontes alternativas que agridam menos o meio ambiente, tornam-se os pilares da construção de uma nova matriz energética mundial.

### **2.3.2 Modelo de contratação de energia em vigor**

A constituição de 1988 e mudanças no marco legal durante os anos 90, possibilitaram a desestatização na prestação de serviços públicos na área de energia elétrica e abriu caminho para o modelo de privatização que conhecemos hoje (Brito, 2009).

O modelo em vigor exige que a totalidade da demanda seja contratada pelas distribuidoras ou pelos consumidores livres adotando a nova metodologia de cálculo do lastro da garantia física ou contratual com terceiros para a venda de geração. Dispõe também sobre a contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas de tal forma que possam assegurar o melhor equilíbrio entre a garantia e o custo de suprimento, mantendo um monitoramento permanente da segurança deste suprimento. Este modelo foi implantado por meio das Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Em termos institucionais, o atual modelo definiu a criação da CCEE em 2004, como organização sucessora do Mercado Atacadista de Energia (MAE), (CCEE, 2017).

O padrão de comercialização de energia elétrica no Brasil apresenta dois ambientes de negociação: Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com agentes de geração e de distribuição de energia e o Ambiente de Contratação Livre (ACL),

com geradores, distribuidores, comercializadores, importadores e exportadores, além dos consumidores livres e especiais que têm liberdade para negociar a compra e venda de energia. Há ainda o mercado de curto prazo, também conhecido como mercado de diferenças, no qual se promove o ajuste entre os volumes contratados e os volumes medidos de energia, valorados ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)<sup>3</sup>. Esta configuração é fruto de um refinamento ocorrido em 1998, através do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - Projeto RE-SEB. As principais conclusões deste projeto foram a necessidade de desverticalização das empresas de energia elétrica, incentivando a competição na geração e comercialização de energia, além de manter sob regulação do estado os setores de distribuição e transmissão, considerados como monopólios naturais (CCEE, 2017).

Foram estabelecidos no modelo atual o sistema de leilões, os quais funcionam como instrumento de compra de energia elétrica utilizados pelas distribuidoras no ambiente regulado (ACR). Os leilões são realizados pela CCEE e utilizam o critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada aos consumidores cativos (CCEE, 2017).

### **2.3.3 Posição do biogás na matriz elétrica brasileira**

Até o presente momento, a recuperação energética de biomassa no Brasil está concentrada no setor sucroalcooleiro com mais de 78%, a partir da queima do bagaço. Entre as usinas termelétricas à biomassa em operação, além do bagaço, praticamente toda a geração restante é oriunda de floresta com 20% e dos Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) com 0,89% (ANEEL/BIG, 2017).

Do ponto de vista ambiental, os maiores geradores de GEE no Brasil, considerando emissões por atividade econômica, são o agronegócio com 64%, a indústria com 19% e o transporte com 14% (SEEG, 2014). Neste sentido, o setor rural assume a mais importante tarefa no cenário nacional. Já responsável por aproximadamente 50% das exportações e 23% do PIB, tem a missão de produzir

---

<sup>3</sup> PLD: Preço de liquidação das diferenças é um valor calculado semanalmente com base no custo marginal de operação (CMO) das usinas de cada submercado, limitado por preços mínimos e máximos, cujo valor busca otimizar o equilíbrio entre uso presente da água ou seu armazenamento para uso futuro.

soluções eficientes e criativas para mitigar os impactos e aumentar o conforto da população que opta por vencer os desafios do meio rural (CNA, 2017; MAPA, 2017).

A publicação da EPE (2015), Cenário Econômico 2050, ressalta as tendências recentes com forte impacto no setor energético, como por exemplo:

- Crescente dificuldade de aproveitamento hidroelétrico na matriz nacional;
- Forte ganho de competitividade obtido pela energia eólica no Brasil,
- Surgimento da oferta de petróleo e gás natural do pré-sal;
- Evento de Fukushima e seu impacto no setor nuclear;
- Transformação da indústria de gás natural devido à oferta de gás não convencional nos EUA;
- Prolongamento da crise econômica mundial de 2008;
- Crescente preocupação com as mudanças climáticas, entre outros.

Conforme dados do Banco de Informações de Geração da ANEEL (ANEEL/BIG, 2017), o Brasil possui no total 4.715 empreendimentos para geração de energia em operação, totalizando 153 GW de potência instalada. Está prevista para os próximos anos uma adição de 24 GW na capacidade de geração do País, proveniente dos 256 empreendimentos atualmente em construção e mais 572 empreendimentos com construção não iniciada.

Segundo a EPE (2016c), a bioeletricidade começou a ser comercializada neste mercado de leilão de energia nova em 2005 com empreendimento termelétrico a bagaço de cana. No ano seguinte, empreendimentos a biogás e cavaco de madeira também comercializaram energia, porém a valores bem reduzidos.

Em relação ao biogás, de acordo com os dados do BIG (2017), há uma participação muito modesta na matriz energética, correspondente a 0,079% da potência instalada, o que equivale a 128,5 MW instalados. Os projetos em construção efetiva ou ainda não iniciados, embora apresentem uma melhor participação, representarão um pequeno acréscimo na participação referente a 90,1 MW. Todavia, especificamente aos números provenientes dos resíduos animais, estes correspondem a apenas 4,4 MW instalados, ou seja, 0,0027% da nossa matriz energética, ainda muito abaixo do seu potencial se comparado a outros países referência nesta área.

A Tabela 2.1 representa a participação das diversas fontes de energia na matriz energética brasileira.

Tabela 2.1 – Participação das diversas fontes de energia na matriz elétrica brasileira

Fonte			Capacidade instalada			Total		
Origem	Fonte nível 1	Fonte nível 2	Nº. de usinas	(KW)	%	Nº. de usinas	(KW)	%
Biomassa	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	396	11.097.035	6,8321	414	11.209.890	6,9015
		Biogás-AGR	3	1.822	0,0011			
		Capim Elefante	3	65.700	0,0404			
		Casca de Arroz	12	45.333	0,0279			
	Biocombustíveis líquidos	Etanol	1	320	0,0001	3	4.670	0,0028
		Óleos vegetais	2	4.350	0,0026			
	Floresta	Carvão Vegetal	7	41.197	0,0253	87	2.848.418	1,7536
		Gás de Alto Forno - Biomassa	10	114.265	0,0703			
		Lenha	3	15.650	0,0096			
		Licor Negro	17	2.273.036	1,3994			
		Resíduos Florestais	50	404.270	0,2488			
	Resíduos animais	Biogás - RA	13	4.439	0,0027	13	4.439	0,0027
	Resíduos sólidos urbanos	Biogás - RU	17	122.250	0,0752	18	124.950	0,0769
		Carvão - RU	1	2.700	0,0016			
Eólica	Cinética do vento	Cinética do vento	470	11.493.843	7,0764	470	11.493.843	7,0764
Fóssil	Carvão mineral	Calor de Processo - CM	1	24.400	0,015	21	3.713.495	2,2862
		Carvão Mineral	12	3.317.465	2,0424			
		Gás de Alto Forno - CM	8	371.630	0,2288			
	Gás natural	Calor de Processo - GN	1	40.000	0,0246	162	13.003.427	8,0058
		Gás Natural	161	12.963.427	7,9812			
	Outros fósseis	Calor de Processo - OF	1	147.300	0,0906	1	147.300	0,0906
	Petróleo	Gás de Refinaria	6	315.560	0,1942	2213	10.029.287	6,1747
		Óleo Combustível	72	4.055.751	2,497			
		Óleo Diesel	2117	4.677.648	2,8798			
		Outros Energéticos de Petróleo	18	980.328	0,6035			
Hídrica	Potencial hidráulico	Potencial hidráulico	1266	99.373.064	61,181	1266	99.373.064	61,181
Nuclear	Urânio	Urânio	2	1.990.000	1,2251	2	1.990.000	1,2251
Solar	Radiação solar	Radiação solar	60	311.732	0,1919	60	311.732	0,1919
Importação	Paraguai			5.650.000	3,4785			5,03
	Argentina			2.250.000	1,3852			
	Venezuela			200.000	0,1231			
	Uruguai			70.000	0,043			
<b>TOTAL</b>			<b>4730</b>	<b>162.424.515</b>	<b>100</b>	<b>4730</b>	<b>162.424.515</b>	<b>100</b>

Fonte: ANEEL/BIG, 2017

Estima-se no Plano Decenal de Expansão 2026 (PDE 2026), que o energético biogás, poderá ter cerca de 300 MW somente em Geração Distribuída, se destacando como uma das grandes fontes ao lado da fotovoltaica. Segundo o presidente da ABiogás, Alessandro Gardemann (2017), a inclusão do biogás no PDE 2026 se justifica em função da competitividade com estrutura de custos previsíveis, resposta ao despacho de energia de forma rápida e flexível similar ao da fonte hídrica, característica da sua possibilidade de armazenamento e também pelo seu elevado potencial para mitigação de impactos ambientais. Acrescenta ainda que no Brasil, o “biogás apresenta um potencial de geração de 115 mil GWh/ano de energia elétrica ou 28,5 bilhões de m<sup>3</sup>/ano de biometano, um biocombustível limpo e renovável, distribuído nas cinco regiões brasileiras”.

Quanto a utilização da vinhaça para seu aproveitamento através da biodigestão anaeróbia para produção de biogás, pode-se verificar que de acordo com os dados da EPE (2017a), esta fonte foi aproveitada economicamente em algumas destilarias a partir da década de 1970, cujos objetivos eram tanto a produção de biometano para combustível veicular como de geração de energia elétrica. Porém, vários destes projetos foram descontinuados, e a biodigestão anaeróbia da vinhaça não evoluiu como se esperava. Neste mesmo documento, verifica-se que mais recentemente, com base nos dados da Usina Bonfim do grupo Raizen, vencedora do leilão de energia A-5 de 2016, o potencial técnico de geração de energia elétrica a partir do biogás obtido de vinhaça e torta de filtro ficou mais evidente, prevendo-se cerca de 3 GW médios em 2026. Dessa forma, espera-se que a contribuição desta fonte para o cenário energético nacional se torne cada vez mais relevante.

Por outro lado, o documento PDE 2026 não cita o potencial do biometano. Segundo dados da ABiogás (2017b), o potencial brasileiro de produção seja de 78 milhões de m<sup>3</sup>/dia o que corresponde a mais de duas vezes o volume de gás importado da Bolívia. Completa, que se aproveitado integralmente esse biometano, o mesmo poderia substituir 44% do diesel consumido no país.

Concluindo, de acordo com a publicação da EPE (2014), o período até 2024 ainda seria um período de estabelecimento das condições de base indispensáveis para o desenvolvimento do mercado de biogás, assim como, incremento dos projetos de referência. O estudo indica a prevalência do biogás urbano neste período, o qual apesar de proporcionar um potencial inferior ao potencial de produção de biogás rural,

conta com os aterros existentes e a obrigatoriedade da correta destinação prevista em lei para vigorar a partir de 2014, porém prorrogado para julho de 2018, contemplando primeiramente as capitais e os municípios de regiões metropolitanas (Política Nacional de Resíduos Sólidos - PNRS, criada pela Lei nº 12.305/10).

## **2.4 Crise do Petróleo**

As crises do Petróleo que ocorreram nas décadas de 70 e 80 afetaram profundamente a economia mundial, principalmente aqueles países em desenvolvimento como é o caso do Brasil.

Estes países se valeram de empréstimos internacionais para fazerem frente aos déficits na balança de pagamentos o que gerou forte pressão inflacionária e variações na taxa de câmbio. O impacto deste movimento afetou diversas commodities atreladas ao preço do petróleo e a taxa de câmbio. Estas crises ocorreram na sua causa raiz, não primordialmente pela relação mercadológica de oferta e procura, mas principalmente pela disputa geopolítica de equilíbrio de poder regional e daqueles países influentes na economia mundial. O petróleo era a principal base energética mundial e seu controle envolvia altos ganhos financeiros além de ser tratado como uma questão de segurança nacional (Roos, 2013).

Diversos movimentos como a formação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que buscava o controle do mercado de petróleo, crise política no Irã e guerras regionais como a de Yom Kippur, eram bombas relógio para a desestabilização de toda economia. Estas questões chegaram a tal nível que à época foi cogitado em se trocar a moeda de câmbio internacional a ser utilizada nos negócios com petróleo em função da volatilidade e falta de lastro que acometia a moeda Americana (Metri, 2017).

Este período conhecido como milagre econômico e o seu posterior esgotamento após a segunda crise do petróleo em 79, provocou um forte desequilíbrio financeiro no país que chegou a anunciar que não iria honrar o pagamento das suas dívidas. A crise atingiu em especial o segmento de energia uma vez que o setor elétrico foi utilizado para amenizar o impacto inflacionário da crise mantendo-se os preços da energia elétrica artificialmente controlados (Brito, 2009).

Entretanto, pode-se extrair um lado positivo de toda esta questão geopolítica, uma vez que estes fatos incentivaram os países a considerarem com maior importância os projetos de eficiência energética e as fontes alternativas de energia (Roos, 2013).

## **2.5 Proálcool**

Segundo Figueiredo (2006), até a primeira crise de petróleo em 1973, o álcool era adicionado à gasolina principalmente para absorver a produção de álcool durante a safra, que tinha como objetivo a regulação da produção de açúcar. Segue ainda que a partir de 1975 os principais fatores para mudança da mentalidade com foco na produção de álcool seriam:

- Após a introdução das montadoras automobilísticas a partir de 1957 houve um crescimento significativo do consumo de derivados de petróleo;
- Deterioração da balança de pagamentos em função do aumento dos preços do petróleo;
- Previsão mundial de que as reservas até então conhecidas se esgotariam até o ano 2000.

Um fator adicional defendido por alguns autores, como por exemplo abordado por Ohashi (2008), aponta como uma das causas importantes, a redução do preço do açúcar internacional, o que teria aumentado a pressão dos produtores de açúcar nacional sob o governo, já que haviam investido em novas plantas nos anos 1971 e 1972 e precisavam de uma alternativa para saírem da crise que se desenrolava.

Conforme artigo de Genovese & Udaeta & Galvão (2006), o programa do Proálcool estimulado a partir de 1975, levou o Brasil ao status de grande produtor mundial deste combustível e o único que o utilizava em larga escala em substituição aos combustíveis derivados do petróleo. O país tinha um perfil muito dependente do modal rodoviário, característica que se constata até os dias de hoje, o que dificultava o desenvolvimento de medidas para enfrentar a instabilidade dos preços do petróleo

no mercado internacional. Este cenário demandava por soluções urgentes e o Proálcool se tornou a principal estratégia para enfrentar a crise.

Além disso, o desenvolvimento do álcool como alternativa energética nacional, tinha adicionalmente a vantagem de ser uma fonte limpa e renovável, trazendo uma opção promissora e com muitas externalidades positivas associadas.

As medidas adotadas para incentivo do programa foram embasadas em isenções fiscais e linhas de crédito especiais, o que acabou beneficiando outros setores da economia, como por exemplo, o químico, o automotivo e o de mecânica pesada. A produção de carros a álcool saiu de uma participação de mercado modesta de 5% para aproximadamente 25%, num período curto entre 1979 e 1980. Sendo assim, verificou-se uma mudança positiva no índice da ociosidade produtiva, o que incentivou a construção de novas destilarias, já desvinculadas das usinas de açúcar, sendo aprovadas sem restrições significativas (Genovese & Udaeta & Galvão, 2006).

Entre altos e baixos, o programa do álcool teve seu auge em 1985, mas com a queda de preços do petróleo no ano seguinte entrou em processo de decadência e descrença da população, terminando em 1990. Somente a partir de 2003, retornaram os interesses pelo álcool alavancados pelo advento do carro Flex, aumento das exportações de álcool anidro e os estímulos originários do protocolo de Kyoto (Ohashi, 2008).

Na Figura 2.11, extraída da publicação Proálcool 40 Anos de 2016, pode-se verificar um sumário das principais fases do programa Proálcool, aonde se evidencia que a partir dos anos 90 a produção entra em fase de estagnação com posterior queda da produção do álcool hidratado. Por sua vez, o álcool anidro apresenta diversamente uma fase de aumento na produção, incentivado principalmente pelas exportações com objetivo de mistura à gasolina que continua num complexo mercado de aumentos sistemáticos dos preços internacionais dos barris de petróleo.

Segue na publicação Proálcool 40 Anos de 2016, que o Programa contribuiu significativamente para a segurança energética do país, culminando nos dias atuais a contribuir com uma participação de aproximadamente 18% da matriz energética, basicamente pela produção de etanol e bioeletricidade. Hoje o Brasil é líder no campo de pesquisas relacionadas à cana de açúcar, baseado principalmente em inovações, tendo a sustentabilidade como foco principal, norteador os impactos na agricultura de forma geral, assim como nas relações socioeconômicas.

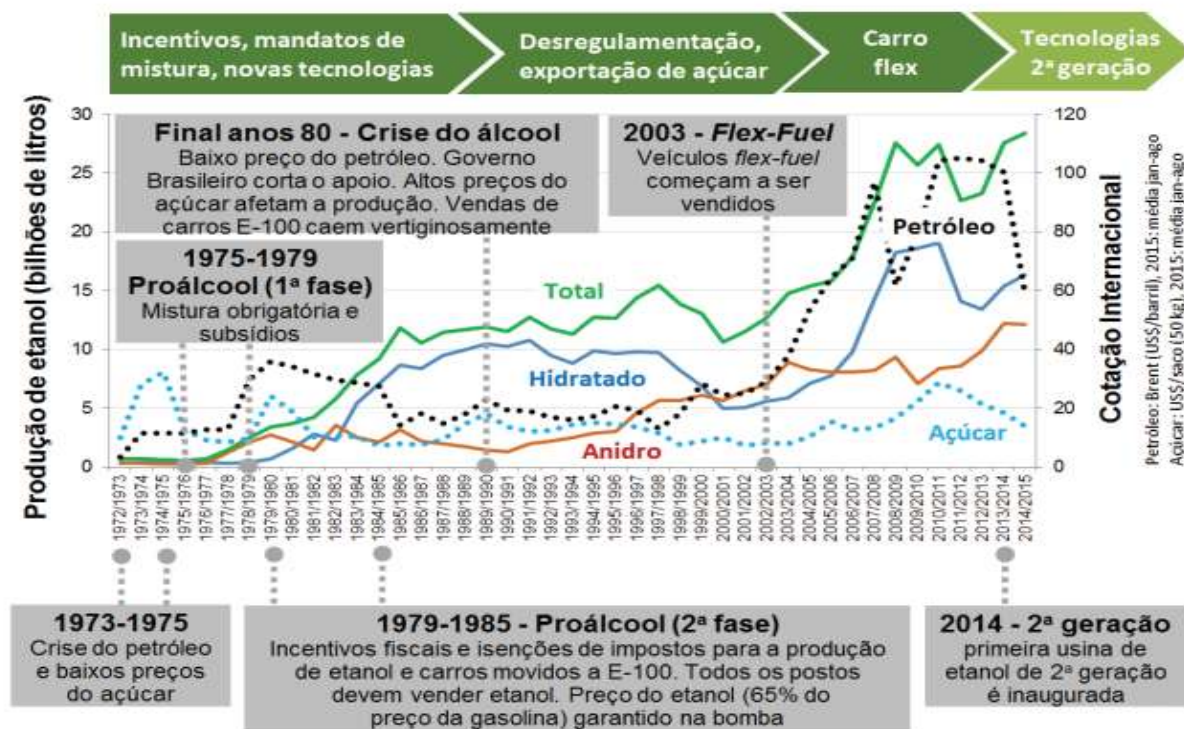


Figura 2.11 - Fases do Proálcool 1972-2015

Fonte: Proálcool 40 anos, 2016.

Entretanto, apesar da enorme importância deste programa para o país, o fato de restringir ao Proálcool todas as respostas e soluções para os aumentos desenfreados dos derivados de petróleo, teve como consequência um esgotamento à época dos recursos disponíveis, o que acabou por ofuscar a visão do governo para o desenvolvimento de outros combustíveis alternativos que poderiam oferecer respostas e complementariedades estratégicas. Mais uma vez o biogás ficava esquecido e sem espaço para se desenvolver adequadamente.

### 3. PROCESSOS E TECNOLOGIAS PARA A PRODUÇÃO E USO DO BIOGÁS E BIOMETANO

#### 3.1 Processo Produtivo do Biogás

De acordo com o Probiogás (2010), o biogás é um biocombustível muito comum na natureza originário da decomposição anaeróbica, ou seja, na ausência de oxigênio, da matéria orgânica de origem vegetal ou animal, geralmente encontrado em pântanos, fundos de lagos, esterqueiras e no rúmen de animais ruminantes. Diversos microrganismos fazem parte deste processo sendo a composição final influenciada por diversos fatores, dentre eles:

- Substratos utilizados
- Técnica de fermentação
- Diferentes tecnologias utilizadas no processo

O biogás é composto basicamente por metano (CH<sub>4</sub>) e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Além desses gases aparecem outros elementos em quantidades reduzidas como é o caso do gás sulfídrico (H<sub>2</sub>S), altamente corrosivo, umidade e nitrogênio (N<sub>2</sub>), dentre outros gases traço. A Tabela 3.1 apresenta a composição média do biogás.

Tabela 3.1 - Composição média do biogás

Componente	Concentração
Metano (CH <sub>4</sub> )	50% - 75% em vol.
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	25% - 45% em vol.
Água (H <sub>2</sub> O)	2% - 7% em vol. (20-40 °C)
Sulfeto de hidrogênio (H <sub>2</sub> S)	20 – 20.000 ppm
Nitrogênio (N <sub>2</sub> )	< 2% em vol.
Oxigênio (O <sub>2</sub> )	< 2% em vol.
Hidrogênio (H <sub>2</sub> )	< 1% em vol.

Fonte: Probiogás, 2010

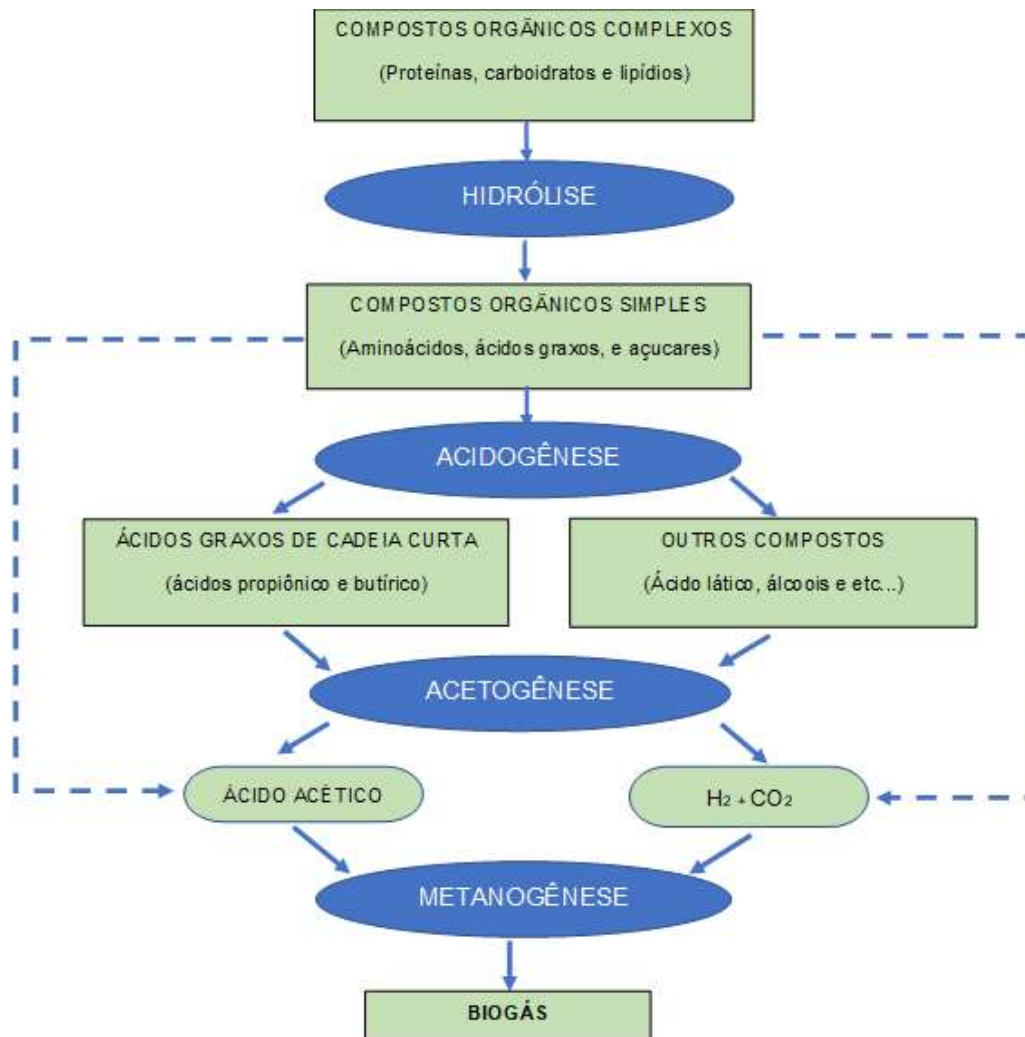


Figura 3.1 – Fases de biodigestão anaeróbica

Fonte: Adaptado de Probiogás, 2010

Conforme apresentado na Figura 3.1 o processo de biodigestão anaeróbica ocorre em 4 etapas, descritas a seguir (Probiogás, 2010; CIBiogás,2017).

- Hidrólise

As bactérias hidrolíticas decompõem a matéria orgânica através da liberação de exoenzimas que irão transformar os materiais particulados complexos (polímeros) como carboidratos, proteínas e lipídios em substâncias menos complexas como por exemplo aminoácidos, açúcares e ácidos graxos, os quais tem a propriedade de atravessar mais facilmente as paredes das bactérias fermentativas.

- Acidogênese

Nesta fase os compostos solúveis produzidos na fase precedente são metabolizados no interior das células das bactérias fermentativas acidogênicas, decompondo-os em compostos intermediários mais simples e de cadeia mais curta, os quais são excretados na forma de ácidos graxos, ácido acético, propiônico e butírico, além de dióxido de carbono e hidrogênio. A concentração de hidrogênio nesta fase vai determinar os tipos e concentração dos compostos formados.

- Acetogênese

Os precursores do biogás são produzidos nesta fase através das bactérias acetogênicas, responsáveis pela oxidação dos produtos gerados na fase anterior, acidogênica, formando os compostos ácido acético, hidrogênio e dióxido de carbono. As bactérias acetogênicas devem estar estritamente associadas com as arqueas metanogênicas para produção do substrato apropriado, uma vez que a concentração muito elevada de hidrogênio impedirá a conversão dos compostos intermediários.

- Metanogênese

Na etapa final do processo de degradação, as bactérias arqueas metanogênicas que são estritamente anaeróbicas convertem o ácido acético, o hidrogênio e o dióxido de carbono em metano ( $\text{CH}_4$ ). Esta fase é mais sensível a distúrbios da biocenose, por isso, as condições do meio devem estar bem ajustadas às suas necessidades.

Estas archeobactérias são divididas em dois grandes grupos principais, as que formam o metano a partir do ácido acético ou metanol, conhecidas como acetoclásticas, e as que o formam a partir do hidrogênio e do gás carbônico, chamadas hidrogenotróficas.

Alguns fatores podem influenciar o processo da biodigestão anaeróbia, dentre eles a temperatura do meio e o pH. Em geral, quanto maior for a temperatura do meio, maior será o incremento de produção de biogás. Entretanto, cada microrganismo tem uma faixa de temperatura ideal, fora da qual a produção do biogás ficará

comprometida. Em função dessa faixa de temperatura, os microrganismos envolvidos na degradação anaeróbica se dividem em psicrófilos, mesófilos e termófilos (Probiogás, 2010; CIBiogás,2017).

A regra da temperatura também é válida para o caso do pH. Os microrganismos presentes nos diversos estágios de decomposição se desenvolvem melhor em diferentes valores de pH. As bactérias que produzem o metano, por exemplo, têm um crescimento ótimo em uma faixa de pH entre 6,6 a 7,4. Além disso, cada espécie de microrganismo envolvido na decomposição anaeróbia tem sua necessidade própria de vitaminas, micro e macronutrientes (Probiogás, 2010; CIBiogás, 2017).

A Figura 3.2 apresenta a influência da temperatura sobre as taxas relativas de crescimento de arqueas metanogênicas

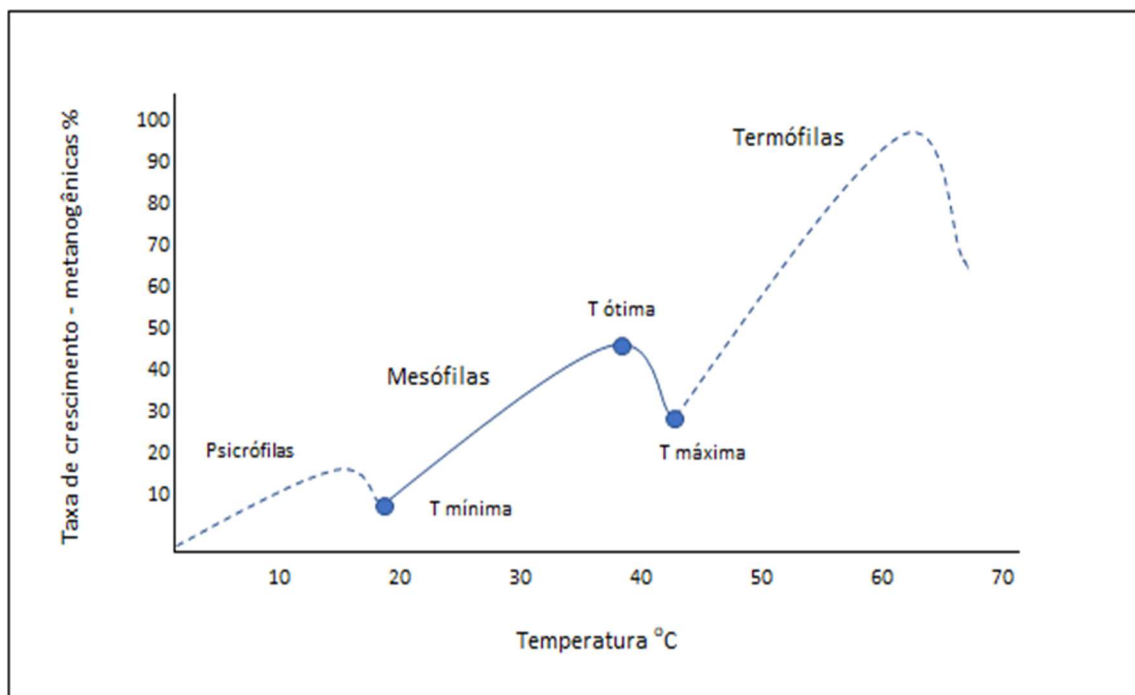


Figura 3.2 – Influência da temperatura sobre as taxas relativas de crescimento de arqueas metanogênicas.

Fonte: CIBiogás, 2017

Diante da figura 3.2 pode-se observar que a temperatura ótima de operação da digestão anaeróbica é de cerca de 37 °C, ou seja, bactérias mesofílicas. Pode-se

observar também que no ponto de temperatura ótima é onde há maior taxa de crescimento dos microrganismos metanogênicos.

### **3.2 Biodigestores Utilizados nas Áreas Rurais**

Dentre os elementos mais importantes no processo de biodigestão anaeróbica, destaca-se o biodigestor, equipamento responsável pela condução do processo fermentativo e geração dos subprodutos. Os biodigestores podem operar por batelada ou de maneira contínua, conforme segue.

- **Biodigestor por batelada**

O substrato a ser tratado é adicionado de uma só vez no interior do biodigestor e após fechamento das entradas de ar, o processo pode ser iniciado. O gás produzido pode ser armazenado em um gasômetro acoplado ao biodigestor. Uma vez cessada a digestão anaeróbica e a produção de gás, o biodigestor é aberto para retirada do lodo residual. Após a sua limpeza, é colocada nova quantidade de substrato e o processo reinicia (Soares & Silva, 2010).

- **Biodigestor contínuo**

Neste caso o substrato alimenta o biodigestor de forma contínua. A técnica de fluxo contínuo se caracteriza por uma produção uniforme de gás, além da utilização eficiente do espaço do biodigestor (Probiogás, 2010).

De modo geral, os biodigestores contínuos se encontram divididos em dois tipos: vertical e horizontal, de acordo com o seu posicionamento sobre o solo. Os biodigestores mais utilizados na área rural do Brasil são do tipo Indiano, Chinês e Canadense, cada um deles apresentando diferenças em relação a custo e performance (Soares & Silva, 2010). Há também o reator Contínuo de Mistura Completa (em inglês : Continuous Stirred Tank Reactor – CSTR), porém é menos utilizado no Brasil, principalmente no meio rural.

Abaixo uma breve descrição destes biodigestores:

- Biodigestor Chinês

O biodigestor modelo chinês é formado por uma câmara cilíndrica de alvenaria e sua parte superior é destinada ao armazenamento do biogás. O fato de ser todo em alvenaria diminui os custos de investimentos em relação a outros tipos de biodigestores. Sofrem pouca variação de temperatura, pois é construído completamente enterrado no chão (tanto o digestor como o gasômetro – sua construção em solos superficiais não é indicada).

A Figura 3.3 apresenta o biodigestor modelo chinês em construção e a Figura 3.4 apresenta seu esquema de concepção.



Figura 3.3 – Biodigestor modelo chinês em construção

Fonte: EPE, 2016c

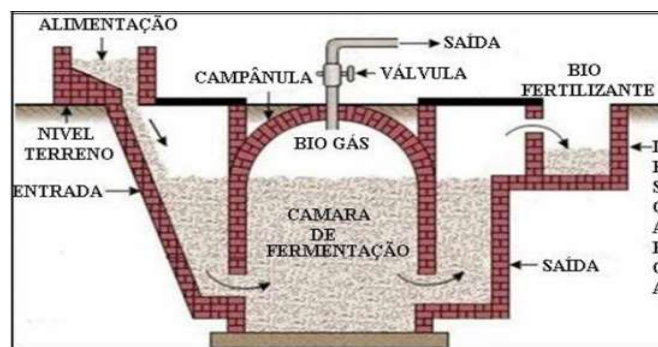


Figura 3.4 – Esquema de concepção do biodigestor modelo chinês

Fonte: PERLINGEIRO, 2014

- Biodigestor Indiano

O biodigestor modelo indiano possui uma parede divisória central que divide o tanque de fermentação em duas câmaras, possibilitando uma melhor circulação do substrato. Possui também um gasômetro móvel (campânula) acoplado na parte superior, que pode se movimentar para cima ou para baixo de acordo com a produção de biogás, permitindo que o biodigestor opere a uma pressão constante (Garcilasso, 2017).

Assim como o modelo chinês, este tipo de biodigestor também possui construção subterrânea, possibilitando menor variação de temperatura.

Em termos comparativos os biodigestores modelo chinês e indiano apresentam desempenho semelhante, entretanto alguns estudos indicaram que o modelo chinês apresentou maior eficiência de tratamento e maior produção de biogás (Deganutti et. al., 2002).

A Figura 3.5 apresenta o biodigestor modelo indiano e a Figura 3.6 apresenta seu esquema de concepção.



Figura 3.5 - Biodigestor modelo indiano

Fonte: EPE, 2016c

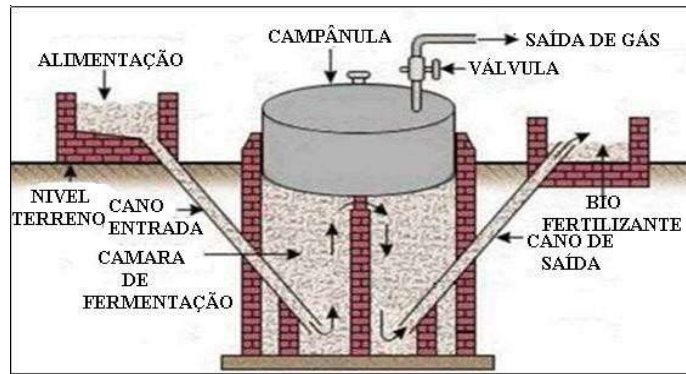


Figura 3.6 – Esquema de concepção do biodigestor modelo indiano

Fonte: PERLINGEIRO, 2014

- Biodigestor Canadense

O biodigestor modelo canadense, também conhecido como biodigestor rural ou lagoa coberta, é caracterizado basicamente por uma câmara de fermentação escavada no solo, de base quadrangular, revestida com lona impermeável, geralmente de PVC, a fim de proteger o solo e o lençol freático de qualquer contaminação. Este tipo de biodigestor é coberto com uma manta, geralmente de PEAD (Polietileno de Alta Densidade) ou PVC (Cloro de Polivinila), que funciona como gasômetro (Gebran & Santos, 2011; Coluna, 2016) e apresenta baixo custo de construção e facilidade operacional. Além disso, a sua grande área e fluxo horizontal proporcionam maior aquecimento solar, aumentando a temperatura operacional do biodigestor, o que potencializa a produção de biogás (Gebran & Santos, 2011; Perlingeiro, 2014). A Figura 3.7 apresenta o biodigestor modelo canadense.



Figura 3.7 – Biodigestor modelo canadense

Fonte: EPE, 2016c

- Reator Contínuo de Mistura Completa (CSTR)

Os reatores CSTR geralmente são utilizados para o tratamento anaeróbio de substratos mais densos, com um teor de sólidos totais (ST) de até 20%. Podem ser aplicados nos setores agropecuários (incluindo os resíduos de criação animal) e agroindustriais (substratos da produção vegetal com boa degradabilidade), bem como para o tratamento de lodos provenientes de estações de tratamento de esgoto sanitário (FEAM, 2015).

O reator CSTR (Figura 3.8) consiste em um reservatório cilíndrico com base em concreto e paredes de material variável (aço carbono com proteção contra corrosão, aço inox, aço vitrificado ou concreto armado). A parte superior é constituída por uma cobertura impermeável de membranas (simples ou dupla) ou de concreto, que deve garantir as condições de estanqueidade do sistema e os requisitos de pressão estabelecidos. A membrana simples permanece inflada durante a operação do sistema devido ao acúmulo de biogás produzido. Já no caso das membranas duplas, sistema mais utilizado, o espaço entre as membranas interna e externa permanece sempre inflado devido à injeção de ar com o auxílio de sopradores, a fim de garantir a pressão constante do sistema e maior segurança contra intempéries, principalmente ventos (FEAM, 2015).

A Figura 3.9 apresenta o esquema de um reator CSTR com dupla membrana para o acúmulo de biogás.



Figura 3.8 – Reator Contínuo de Mistura Completa – CSTR

Fonte: FEAM, 2015.



Figura 3.9 – Representação esquemática de um reator CSTR com dupla membrana

Fonte: Probiogás, 2015b

Este tipo de reator possui agitadores mecânicos em seu interior para a homogeneização do substrato em digestão. Isso permite que os microrganismos anaeróbios interajam com a matéria orgânica, proporcionando condições constantes e homogêneas em todo o reator, podendo potencializar a produção de biogás. Os agitadores utilizados possuem baixa rotação para que seja possível manter um fluxo constante de substrato dentro do reator, evitando o acúmulo e concentração de sólidos (FEAM, 2015). A Figura 3.10 apresenta o interior de um reator CSTR com os agitadores mecânicos.



Figura 3.10 – Vista interna de um reator CSTR com destaque para os agitadores mecânicos.

Fonte: FEAM, 2015.



último Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas (PBMC), foram apresentados dados alarmantes para os próximos 50 anos, aonde pode-se concluir que sem sustentabilidade o planeta corre o risco de extinção. Por isso, a sociedade em seu compromisso com as gerações futuras, precisa fortemente disseminar ações que possam mitigar este problema, entretanto, devem ser feitas em caráter de urgência e com ousadia, caso contrário não surtirão os efeitos necessários.

No caso da agropecuária, verificamos uma participação significativa dentre as maiores emissões GEE, causando sérios problemas ambientais. Como exemplo podemos citar os resíduos da suinocultura, aonde a maioria das granjas possuem apenas uma esterqueira e frequentemente sem cobertura. Sabe-se que toda matéria orgânica exposta na natureza, seja de origem vegetal ou animal, ao final do seu ciclo de vida sofrerá ataques de microrganismos produzindo principalmente o gás metano, 21 vezes mais poluente que o dióxido de carbono (Bley Jr., 2015; Probiogás, 2010). Por isso, a importância das áreas rurais no fornecimento de soluções ambientais que assumam um papel de destaque no plano estratégico de mitigação dos GEE.

A Figura 3.12 destaca a participação da agropecuária entre os setores emissores de GEE, estimados em 22% do volume total.

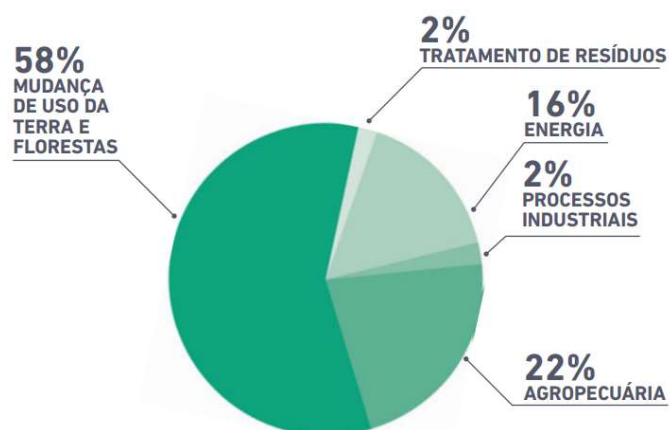


Figura 3.12 - Emissão de GEE por setor

Fonte: Bley Jr., 2015

Neste cenário, o processo de biodigestão para produção do biogás, se torna uma solução viável para enfrentar o passivo ambiental resultante dos resíduos intrínsecos aos seus processos produtivos, uma vez que as emissões naturais de

metano são drasticamente diminuídas. Além disso, muitas outras externalidades positivas advêm deste processo, como por exemplo:

- Geração de energia elétrica e térmica;
- Emprego do biometano para uso veicular;
- Injeção do biometano na rede de gás natural;
- Produção de biofertilizantes.

Cabe salientar que para os diversos usos finais do biogás é necessário adotar um processo de limpeza e purificação específico. Dependendo das características do biogás e das exigências tecnológicas de aproveitamento energético é que é determinado o tipo de tratamento mais adequado, conforme discutido mais adiante.

Conforme citado anteriormente, o biogás pode ser utilizado para geração de energia elétrica sendo o sistema de geração distribuída o mais viável nestes casos. Em geral, através de sistema combinados para aproveitamento do calor que normalmente seria desperdiçado no meio ambiente (sistema de cogeração).

As tecnologias mais utilizadas para o aproveitamento energético do biogás são os motores de ciclo Otto ou as microturbinas a gás.

### **3.3.1 Motor de ciclo Otto**

Os motores de combustão interna (MCI) têm uma vasta aplicação na área de transportes e ao mesmo tempo são bastante utilizados para geração de energia elétrica quando combinados com o gerador elétrico e em alguns casos agregando sistemas de recuperação de calor (cogeração). São muito flexíveis em relação aos combustíveis utilizados, dentre eles o gás natural e o biogás, por isso da sua preponderância nas áreas rurais como solução para o sistema de geração distribuída utilizando o biogás. Este tipo de motor pode trabalhar com diversos ciclos térmicos, dentre eles o ciclo Otto (Pimenta, 2017).

O ciclo Otto se aproxima do motor de combustão interna de quatro tempos com ignição por centelha (vela). As maiores vantagens em se utilizar um motor deste tipo

seriam sua robustez, reações rápidas frente a flutuações de carga, fácil acesso a peças de reposição e serviços, além do menor custo de investimento e manutenção.

A Figura 3.13 apresenta o grupo gerador (motor ciclo Otto + gerador elétrico) à biogás.



Figura 3.13 - Grupo gerador a biogás

Fonte: Catálogo Cummins Power Generation, 2017.

### 3.3.2 Microturbina a gás

As microturbinas (Figura 3.13) a gás são turbinas de compressão de pequeno porte e operam no ciclo Brayton, com elevada rotação podendo ser adaptada a diversos tipos de combustíveis. Nas microturbinas a gás, o ar é comprimido e dirigido para a câmara de combustão onde ocorre a combustão do biogás e consequente aumento da temperatura. A seguir o ar sofre expansão na turbina, gerando o trabalho que vai movimentar o gerador elétrico (Pimenta, 2017). A Figura 3.14 apresenta os componentes básicos de uma turbina a gás.



Figura 3.14 - Microturbina a biogás modelo C65 – Capstone

Fonte: Catálogo Capstone (2017).

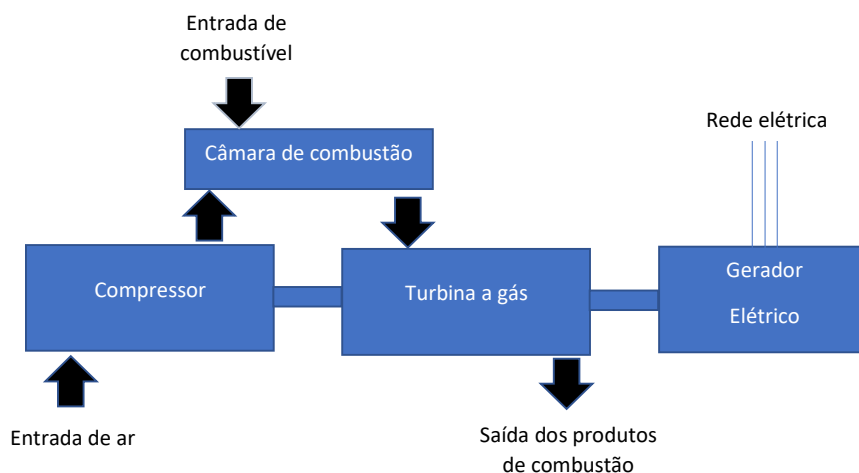


Figura 3.15 - Componentes básicos de uma turbina a gás

Fonte: Pimenta, 2017

Conforme Hirano (2015), o rendimento elétrico das microturbinas varia entre 15 e 33%, entretanto o rendimento global, considerando o aproveitamento do calor rejeitado no sistema, pode chegar a 83%. Dentre as vantagens das microturbinas podemos citar:

- Baixas emissões de poluentes para atmosfera;
- Baixos níveis de ruído e vibração;
- Flexibilidade de combustível, dentre eles o biogás;
- Dimensões reduzidas e simplicidade de instalação, podendo ser instalada a céu aberto.

### 3.3.3 Cogeração

A geração de energia elétrica através do conjunto motor de combustão interna (MCI) e gerador de energia elétrica apresenta rendimentos muito baixos, na faixa de 25 a 40%, em função das perdas de energia para o meio ambiente principalmente na forma de calor. A solução mais empregada para atingir níveis de rendimentos otimizados, atingindo valores aproximados de 85%, seria com a utilização de sistemas de cogeração, os quais consistem da produção simultânea ou sequencial de duas ou mais formas de energia, a partir de um único combustível (Andreas, 2017).

A Figura 3.16 abaixo apresenta o fator de utilização de energia aplicado à cogeração.

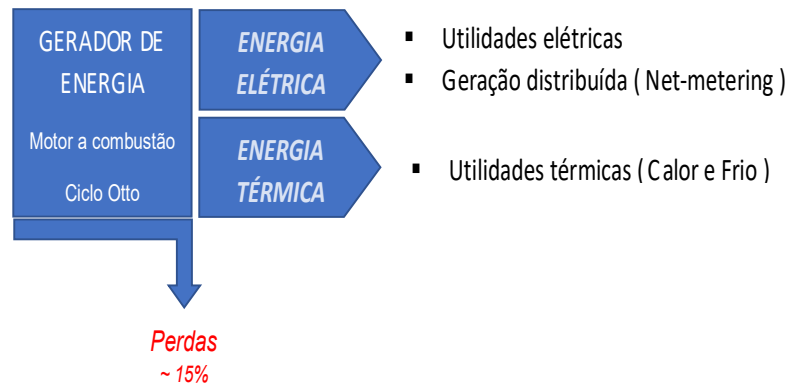


Figura 3.16 - Fator de utilização de energia na cogeração

Fonte: Baseado Andreos (2017)

Segundo Andreos (2017), o sistema de cogeração, também conhecido como CHP, Combined Heat Power, é um conceito já utilizado na Europa a mais de um século, elevando sua importância após a crise energética dos anos 70, quando aumentaram as preocupações na utilização racional da energia. Dentre as grandes vantagens do sistema de cogeração podemos citar:

- Geração próxima ao local de consumo;
- Menor impacto ambiental;
- Maior eficiência do sistema;
- Qualidade da energia gerada;
- Diversificação da utilização da energia gerada:
  - Eletricidade
  - Vapor
  - Calor
  - Frio
  - Água Quente

A Figura 3.17 apresenta o exemplo esquemático de uma máquina de combustão interna com sistema de cogeração:

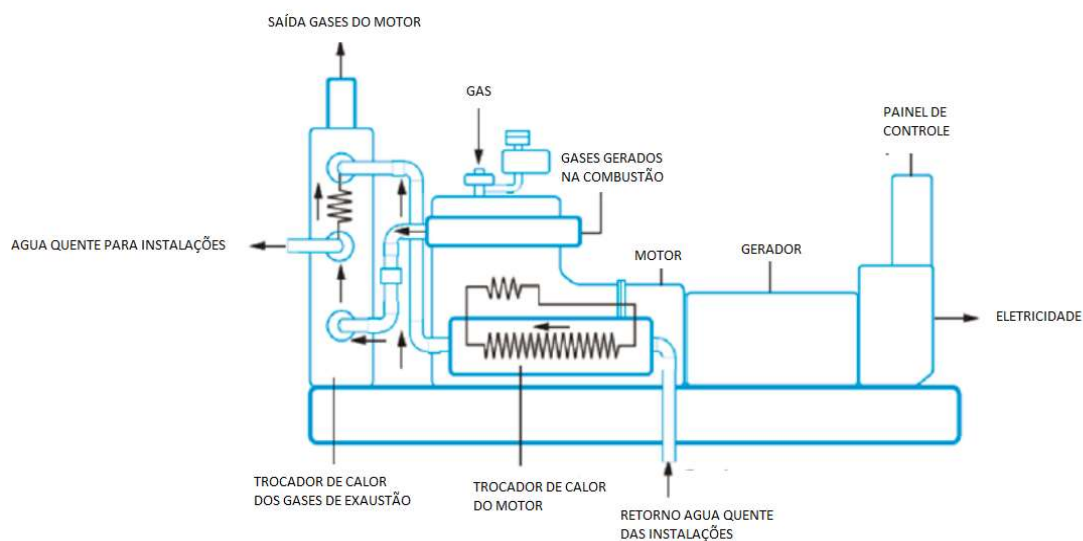


Figura 3.17 – Exemplo esquemático de uma máquina de combustão interna com sistema de cogeração

Fonte: Andreos, 2017.

De forma geral estas máquinas de combustão interna (MCI) de ciclo Otto são classificadas em função da prioridade de uso da energia elétrica ou térmica. Nas máquinas MCI de Ciclo Topping a recuperação de energia térmica é secundária, já nas máquinas MCI de Ciclo Bottoming a energia elétrica é de uso secundário. Este ponto é importante por questões de custo, pois as máquinas que priorizam o rendimento na geração de energia elétrica são mais caras e não seria a melhor solução se o uso é prioritariamente para calor (Andreas, 2017).

Conforme verificado nos itens a seguir o biogás, além de gerar energia elétrica e térmica, também pode ser purificado e transformado em biometano, que tem outros usos distintos, como o uso veicular e a injeção do biometano na rede de distribuição de gás natural.

### 3.4 Processos de Purificação do Biogás

O aproveitamento direto do biogás proveniente dos biodigestores pode causar uma série de problemas nos equipamentos que utilizam este gás em função de diversas substâncias contaminantes, como é o caso do sulfeto de hidrogênio ( $H_2S$ )

altamente corrosivo, tóxico e com odor desagradável. Daí a importância de ser removido antes de qualquer uso final do biogás.

Além do  $H_2S$ , outro componente importante a ser retirado do biogás é a umidade, pois diminui o poder calorífico do biogás, afetando seu processo de queima durante a conversão energética.

A dessulfurização<sup>4</sup> e a secagem do biogás é comumente realizada no meio rural, a fim de evitar possíveis danos aos equipamentos destinados a conversão energética do biogás.

Conforme descrito pela Probiogás (2010), a dessulfurização pode ser realizada por diferentes processos, os quais são classificados em biológicos, químicos e físicos. Em função da sua aplicação, caracterizam-se em fina ou grossa, sendo a destinação seguinte do biogás que vai determinar qual processo ou combinação deles será o mais adequado.

Os principais processos de dessulfurização são:

a. Biodessulfurização no biodigestor

A bactéria *sulfobacter oxydans*, na presença de oxigênio, converte o sulfeto de hidrogênio em enxofre, sendo o mesmo descarregado juntamente com o biofertilizante no final do processo. O suprimento de oxigênio é feito através de sopradores, mas por tratar-se de um processo com pouca exatidão, poderá causar problemas na fase de cogeração. Além disso, não é adequado para injeção na rede de gás natural.

b. Biodessulfurização em biodigestores externos (técnica com filtros percoladores)

Processo de dessulfurização externa ao biodigestor através de filtros percoladores<sup>5</sup>, aonde o sulfeto de hidrogênio é absorvido pela adição de oxigênio contido no ar. O enxofre produzido é adicionado ao biofertilizante para otimizar o efeito adubador. Embora seja um processo que confere maior grau de pureza ao biogás comparado ao processo anterior, apresenta

---

<sup>4</sup> Dessulfurização: Processo de remoção do sulfeto de hidrogênio ( $H_2S$ ).

<sup>5</sup> Filtro percolador: Conhecido também como reator biológico de leito percolador, consiste de material filtrante inerte aonde se situam as bactérias de enxofre, que também são encontradas no percolador e na solução circulante (Probiogás, 2014)

característica de pouca exatidão, não sendo adequado para tratamento do biometano.

c. Lavagem bioquímica de gás - lavador biológico de gás

Sistema composto de dois estágios, o primeiro estágio engloba uma coluna de lavagem para absorção do H<sub>2</sub>S utilizando-se solução de soda cáustica com um biodigestor para regeneração da solução, evitando-se a injeção de ar no biogás e o segundo estágio comporta um separador do enxofre elementar. Neste sistema evita-se a injeção de ar no biogás. Embora atinja elevado grau de remoção de enxofre, é indicado apenas para usinas de alta vazão de biogás em função da sua complexidade.

d. Precipitação de sulfeto

Este método permite uma dessulfurização grossa, utilizando compostos de ferro que levam o enxofre a ligar-se quimicamente ao substrato da fermentação. Este método possui um processo lento sendo mais indicado para propriedades de pequeno porte.

e. Adsorção em carvão ativado

Método de dessulfurização fina, é baseado na oxidação catalítica do sulfeto de hidrogênio na superfície do carvão ativado, podendo-se aumentar a velocidade de reação através de impregnação de compostos como por exemplo, o iodeto de potássio. Este método exige a presença de vapor e oxigênio.

Conforme Probiogás (2010), os componentes que processam o biogás podem sofrer danos em função da alta concentração de umidade, por isso, a necessidade de promover a secagem do biogás. Os métodos mais usuais são a secagem por condensação, secagem por adsorção (gel de sílica, carvão ativado) ou secagem por absorção (desidratação por glicol) descritas abaixo.

a. Condensação

Baseia-se no resfriamento do biogás abaixo do ponto de orvalho, geralmente realizado na tubulação do biogás, com posterior separação do condensado.

b. Adsorção<sup>6</sup>

Utilizam zeólitos<sup>7</sup>, gel de sílica ou óxido de alumínio, para secagem pois conferem resultados significativamente superior, uma vez que é possível atingir ponto de orvalho de até -90°C. Os materiais de adsorção podem ser recuperados a quente ou a frio.

c. Absorção<sup>8</sup>

Uma corrente de solução de glicol ou trietilenoglicol flui em uma torre absorvedora, em movimento oposto ao biogás, absorvendo o excesso de umidade. Neste processo de desidratação são removidos tanto a umidade como os hidrocarbonetos superiores.

Para que o biogás possa ser utilizado em veículos ou então ser injetado na rede de gás natural é preciso que seja removido também o dióxido de carbono CO<sub>2</sub>, cujos principais processos de remoção são apresentados a seguir.

a. Adsorção com modulação de pressão (PSA)

Sistema considerado como estado da arte do ponto de vista tecnológico, muito utilizado principalmente na Alemanha. Baseia-se no princípio de que o metano se liga mais rápido e mais fortemente ao adsorvente na presença de pressões elevadas em comparação com o dióxido de carbono.

Este sistema de tratamento utiliza entre 4 e 6 adsorvedores, conectados em paralelo e emprega carvão ativado ou peneiras moleculares com modulação de pressão PSA (Pressure Swing Adsorption) para a separação física do gás metano. O ciclo é composto de 4 etapas, ou sejam, adsorção (recepção do vapor de H<sub>2</sub>O e CO<sub>2</sub> a uma pressão de aprox. 6 a 10 bar), dessorção

---

<sup>6</sup> Adsorção: Adesão de moléculas de um fluido a uma superfície sólida do adsorvente.

<sup>7</sup> Zeólitos: Grupo de minerais com estrutura porosa com capacidade de reter moléculas seletivamente (peneiras moleculares).

<sup>8</sup> Absorção: A substância absorvida é embebida na substância que absorve.

(pela despressurização), evacuação (dessorção subsequente pela aplicação de gás bruto ou tratado) e pressurização (Probiogás, 2010 e 2014)

b. Lavagem com água sob pressão

Este processo tem como base a diferença de solubilidade entre o metano e o gás carbônico. Antes de passar pela torre absorvedora carregada de H<sub>2</sub>O, o biogás é submetido a dois estágios de pressurização. O sulfeto de hidrogênio, o dióxido de carbono e a amônia se dissolvem na água durante a passagem pela torre sendo removidos após redução da pressão. Este é um dos sistemas mais utilizados na Europa, pois apresenta uma série de vantagens, como por exemplo (Probiogás, 2010 e 2014):

- Dispensa a prévia dessulfurização e secagem;
- Sistema Flexível;
- A pressão, a temperatura e a capacidade do equipamento podem ser reguladas conforme o teor de CO<sub>2</sub>;
- Operação contínua e automática;
- Fácil manutenção;
- A possibilidade de tratar gases saturados de vapor d'água;
- Confiabilidade comprovada na prática;
- Coabsorção de sulfeto de hidrogênio (H<sub>2</sub>S) e amônia (NH<sub>3</sub>);
- Uso da água como absorvente.

Entretanto, apresenta algumas desvantagens:

- Elevado consumo de eletricidade;
- Evasão de metano relativamente alta (aprox. 1%), exigindo a combustão posterior.

c. Lavagem química (aminas<sup>9</sup>)

Trata-se de uma técnica de absorção química, aonde o biogás entra em contato com uma solução de lavagem, geralmente monoetanolamina (MEA) e a dietanolamina (DEA). Na recuperação destas substâncias geralmente é utilizado vapor d'água ocasionando alto consumo de energia. O biometano

---

<sup>9</sup> Aminas: Classe de compostos químicos orgânicos nitrogenados derivados da amônia (NH<sub>3</sub>).

produzido é de altíssima qualidade (>99%), mas tem como principal desvantagem a perda de solvente devido a regeneração incompleta. Este sistema é preferencialmente utilizado para propriedade com fluxos volumétricos menores e com fontes de calor de baixo custo.

d. Lavagens físicas (Selexol, Genosorb)

Utiliza o mesmo princípio da lavagem por água sob pressão, porém no lugar da água é utilizado a solução Genosorb<sup>10</sup> para remoção do gás carbônico, do sulfeto de hidrogênio e da água. No caso do CO<sub>2</sub> o Genosorb é mais eficaz do que a solução com água pressurizada, porém consome mais energia.

É possível recuperar o Genosorb por despressurização gradual a 50 °C. Uma desvantagem é a perda de metano na ordem de 1 a 2%, que deve ser submetido à oxidação térmica antes de ser lançado à atmosfera.

e. Processo de membrana

Neste processo, uma membrana fina, com diferença de pressão entre os lados, deixa passar alguns componentes enquanto retém outros. Pode atingir uma pureza de metano maior que 80% com uma perda aproximada de 4%.

Adicionalmente é possível obter a dessulfurização e a secagem do biogás bruto, sendo que os componentes filtrados são alijados na corrente de permeado, enquanto o gás limpo sai do sistema. Além disso, exige uma alta demanda energética.

f. Separação criogênica

A separação do metano e do dióxido de carbono é realizado a baixíssimas temperaturas. Existem dois métodos de separação, em um deles o dióxido de carbono é liquefeito enquanto no outro é congelado, em ambos os casos o metano continua na forma gasosa.

---

<sup>10</sup> Genosorb: Genosorb® é uma mistura química de éter dimetílico e glicol polimetileno

Entregam alto rendimento de metano, maior que 98%, aliados a baixa perda inferiores a 0,1%. Além disso, é possível aproveitar comercialmente o CO<sub>2</sub> para utilização em diversos setores como por exemplo o alimentício (indústria de refrigerantes). Este processo exige na maioria das vezes um alto consumo de energia.

Após a remoção destes constituintes e demais impurezas o biogás terá um alto teor de metano e passa a ser denominado biometano, produto que pode substituir o gás natural, desde que em conformidade com a qualidade do biometano regulamentada por meio da resolução ANP n° 8/2015 e especificação do produto no regulamento técnico ANP n° 1/2015.

A Tabela 3.2 mostra os diferentes requerimentos de tratamento em função da destinação que será dada ao biogás. Como por exemplo, no caso de geração de energia através de motores a combustão interna MCI, o processo permite a remoção parcial da água, porém sendo desejável sua remoção completa. O mesmo acontece em relação aos teores de H<sub>2</sub>S. Já em relação ao CO<sub>2</sub>, a sua remoção não é necessária para o funcionamento do sistema, entretanto a sua remoção irá melhorar a eficiência na conversão de energia elétrica. Nenhum requisito adicional é indicado neste caso. Em contrapartida, quando comparado com a injeção na rede de gás natural, os tratamentos se tornam mais exigentes, como é o caso da remoção completa de H<sub>2</sub>S e de CO<sub>2</sub>.

Tabela 3.2 - Níveis de tratamento para os diferentes tipos de uso do biogás

Tipo de uso do biogás	Nível de tratamento			Outros requisitos
	Remoção de água	Remoção de H <sub>2</sub> S	Remoção de CO <sub>2</sub>	
Combustão direta (queimadores abertos e fechados)	Tratamento parcial	Nenhum a tratamento parcial (H <sub>2</sub> S < 5 ppmv no caso de queimadores fechados**)	Nenhum tratamento	De-foaming (controle de espuma) Compressão* Temperatura ≥ 900oC** Tempo de residência ≥ 0.3s** Hidrocarbonetos ≤150 mg/m <sup>3</sup> **
Uso direto para geração de calor (ex. combustível para caldeiras e aquecedores)	Tratamento parcial	Nenhum a tratamento completo	Nenhum tratamento	-
Cogeração de eletricidade e calor a partir de motores de combustão interna	Tratamento parcial a completo	Tratamento parcial a completo***	Nenhum a tratamento completo	-
Cogeração de eletricidade e calor a partir de turbinas e microturbinas	-	Turbina (H <sub>2</sub> S < 10000 ppmv)*** Microturbina (H <sub>2</sub> S<50ppmv)***	-	Pressão do combustível nas microturbinas: 345-552kPa
Injeção na rede de gás natural	Tratamento completo (umidade < 70-80%)	Tratamento completo (H <sub>2</sub> S < 5 mg/m <sup>3</sup> )	Tratamento completo (CH <sub>4</sub> ≥ 95%)	Compressão: 60-70 bar ****
Motores a gás (ex.: combustível veicular)	Tratamento completo (umidade< 70-80%)	Tratamento completo (H <sub>2</sub> S < 1000-2000 mg/m <sup>3</sup> )	Tratamento completo	Compressão: 200 bar Teor energético: 13-21 MJ/m <sup>3</sup>

\*Pode ser necessário se a pressão do biogás for muito baixa.

\*\* Requisitos da Norma Holandesa de Emissões (NER 3.5/90.1). Nos queimadores abertos não há como determinas temperatura e tempo de residência.

\*\*\* Variável de acordo com a demanda dos fabricantes das tecnologias de conversão energética.

\*\*\*\* Variável dependendo da rede de gás natural

Fonte: Lobato, 2011

### 3.5 Demais produtos e subprodutos da biodigestão anaeróbica

O processo de produção do biogás é viável mesmo para pequenos produtores rurais. Isto produz adicionalmente um maior desenvolvimento na localidade das micro usinas através da utilização de mão de obra local e aquecimento no comércio de materiais e transporte. Além do biogás, do biometano e dos seus diversos usos aqui apresentados no meio rural, o biogás também pode ser utilizado para outros fins como cocção, secagem de grãos, esterilização de ordenhadeiras e outros equipamentos,

aquecimento de água para banho, entre outros, o que mostra que além de produzir riquezas também pode melhorar o bem-estar do produtor rural.

No caso da suinocultura, por exemplo, os leitões precisam de temperaturas adequadas para seu desenvolvimento. Como forma de solucionar esta demanda importante por energia térmica, pode-se utilizar os gases de exaustão provenientes do grupo moto gerador, direcionando-os para o aquecimento do chão da maternidade utilizando para isto um sistema de cogeração. Outra possibilidade é a realização de pré-aquecimento dos resíduos animais nos tanques de homogeneização de forma que entrem com uma temperatura mais elevada objetivando potencializar a produção do biogás (Garcilasso, 2017).

Além disso, o processo de biodigestão anaeróbica também produz o lodo que pode ser utilizado como fertilizante. A matéria orgânica residual do processo de formação do biogás é um biofertilizante de excelente qualidade, que pode ser utilizado no próprio local ou industrializado para comercialização. A sua adequada utilização depende de alguns processos adicionais para mitigação dos eventuais riscos de contaminação e equilíbrio dos elementos deste produto.

Completando os tantos benefícios citados, ainda é possível o aproveitamento de outros compostos como é o caso do CO<sub>2</sub> ou substâncias como o Hidrogênio, este alardeado como o gás da nova era:

a. Gás carbônico

Liquefação do dióxido de carbono para utilização em uma grande variedade de indústrias, como por exemplo, indústrias alimentícias (Probiogas,2014).

b. Hidrogênio

Começam a se tornar atraentes também novas aplicações, como a reforma do biogás para a obtenção de hidrogênio e o uso deste para carregar células combustíveis. Isso já está ocorrendo e o tempo para se chegar ao hidrogênio pode estar sendo abreviado (Bley Jr.,2015).

### 3.5.1 Usos do Biometano

Além da geração de energia elétrica incentivada com a resolução normativa RN 482/12 alterada pela RN 687/15, o biogás poderá ser tratado para fornecer seu produto mais nobre, o biometano conhecido como biogás de 2ª. Geração. Este produto é resultado de diversos processos de refinamento e purificação objetivando a eliminação de impurezas, as quais apresentam efeitos corrosivos (ex. H<sub>2</sub>S) que poderiam atingir toda a rede produtiva ou as máquinas de uso final, assim como, substâncias que diminuem a eficiência energética do combustível (ex. CO<sub>2</sub>)

As principais utilizações no momento são para uso veicular, principalmente no meio rural, ou para e injeção do biometano na rede de gás natural. Como o biometano tem como principal característica a produção descentralizada, a sua utilização na própria cadeia produtiva ou na região próxima, confere a este combustível uma vantagem logística que resulta em preços finais mais competitivos se comparados à gasolina, ao diesel ou até mesmo ao gás natural.

Para um desenvolvimento pujante do biometano é primordial que ele apresente características de qualidade padronizadas e oferta de energia firme e confiável. O recente arcabouço legal que especifica a qualidade deste produto, seja de origem agrossilvopastoril (ANP n° 8/2015) ou de aterros sanitários e estações tratamento de esgoto (ETE) (ANP n° 685/2017), confere qualidade comparável ao gás natural. Além disso, a possibilidade de armazenamento, confiabilidade na produção e possibilidade de injeção na rede GN, apresenta todos os requisitos para o aumento da participação do biometano na matriz energética brasileira.

Diversas iniciativas para produção e uso do biometano já são realidade e servem como projetos de referência para incentivar e fornecer informações para o desenvolvimento deste segmento. Como exemplo, dentre as primeiras iniciativas bem-sucedidas podemos citar alguns projetos importantes:

O primeiro deles é o projeto de mobilidade do Parque Tecnológico de Itaipu, que em novembro de 2014 com envolvimento de diversas parcerias, apresentou para testes no parque de Itaipu um veículo utilitário, modelo Scania Euro 6, movido exclusivamente a biometano. O gás utilizado era produzido a 100 km de distância na granja de galinhas poedeiras Haacke na cidade de Santa Helena no Paraná. Depois de refinado era transportado em cilindros até o local de utilização.

Outra referência também ocorrida em 2014, foi a planta GEO Energética, da cooperativa COOPCANA, que agregava 127 produtores rurais de Paraíso do Norte no Paraná com capacidade instalada de 4MW despachados pela COPEL, Companhia Paranaense de Energia. Em particular, este projeto obteve a certificação de sustentabilidade, Planta Verde, junto ao órgão CGC – Green Building Council.

Como terceira referência de base no mesmo ano, podemos citar o Aterro Energético Dois Arcos, em São Pedro da Aldeia no Rio de Janeiro, que fez parte do Programa Rio Capital da Energia, desenvolvido pelo governo estadual para fomento de recursos energéticos em novas tecnologias. O biometano produzido é injetado na rede de gás natural, gasoduto Gás – Rio, ou injetado em cilindros podendo chegar em 2022 com a produção de 20.000 m<sup>3</sup>/dia.

Mais recentemente, pode-se citar o caso da SABESP de Franca-SP, que ira transformar o gás proveniente do esgoto em biometano para uso veicular, fruto de uma parceria com Instituto Fraunhofer da Alemanha e de investimentos da SABESP em pesquisa científica e inovação. Estima-se que possa ser produzido 1.700 Nm<sup>3</sup> por dia, podendo substituir cerca de 1.700 litros de gasolina comum por dia.

Como experiência internacional bem-sucedida verifica-se a Suécia que tem utilizado este combustível desde a década de 90, correspondendo o biometano atualmente a mais de 60% de todo o metano utilizado nos veículos movidos a gás natural.

Fontes: (Bley Jr., 2015; ABiogás, 2015; Probiogás, 2016b, Site SABESP, 2017)

## **4. ASPECTOS REGULATÓRIOS**

### **4.1 Aspectos Gerais**

Em uma economia aberta não se espera intervenções governamentais que gerem distorções nas relações de mercado, entretanto em relação ao incremento de novas tecnologias importantes e estratégicas para o país, deve-se pensar em uma política de incentivos que induza o crescimento e amadurecimento dos proprietários rurais, ou até mesmo de empresas de geração de energia a partir de biogás, até que estes se encontrem minimamente maduros para competir nas mesmas bases de mercado das demais fontes de energia renovável. Dentre as muitas possibilidades de atuação do estado pode-se colocar como uma das principais o arcabouço legal específico que ampare com sustentação, previsibilidade e regras claras as relações de longo prazo.

Segundo a publicação Proposta de Programa de Biogás e do Biometano (ABiogás, 2015), pode-se constatar que o Estado não tem munido a área de biogás e biometano com uma estrutura normativa e regulatória que ampare adequadamente o desenvolvimento do setor, principalmente pela falta de um programa nacional de incentivos. Segue ainda que a falta de um arcabouço regulatório apropriado, impacta os investimentos negativamente sendo os mesmos postergados a espera de um ambiente mais favorável, com isso, prejudicando sobremaneira o desenvolvimento econômico regional de forma geral, além das vitais transferências de tecnologia e conhecimento que o setor tanto necessita. Esta situação pode desencorajar os investimentos em novos projetos, impactando aqueles que poderiam servir de referência para a consolidação do setor.

Uma pesquisa realizada por Kerney em 2004 em conjunto com investidores de diversos países demonstrou que um ambiente regulatório estável constituiu um dos três principais fatores de atratividade dos investimentos produtivos num país, conforme apresentado na Figura 4.1 (Brito, 2009).



Figura 4.1 - Fatores de atratividade para investimento direto

Fonte: Brito, 2009

Complementa esta questão a publicação Probiogás (2016a), salientando a necessidade do estabelecimento de um marco legal a nível federal com o objetivo de desenvolvimento de uma política de incentivos mais específica e harmônica para fomento da área de biogás, conectando ações atualmente espalhadas entre as diversas áreas governamentais como, por exemplo, energia, agricultura, saneamento, infraestrutura, indústria e meio ambiente, entre outras.

Segundo Probiogás (2016c), deve-se considerar uma série de normas e regulamentos a respeito das questões ambientais assim como aquelas relacionadas à segurança pessoal e de saneamento, no processo de implantação de usinas de produção e aproveitamento energético do biogás. Conforme preconiza esta publicação, o biogás deve igualmente seguir uma série de normas e regulamentos que afetam outras áreas industriais, como por exemplo, aquelas pertinentes à saúde e à segurança do trabalho e ao manejo de gases explosivos, considerando que podem ser regulamentadas desde a esfera federal chegando aos estados com suas peculiaridades locais. Ainda no aspecto relacionado à regulamentação, durante o processo de implantação destas usinas, a referida publicação destaca os seguintes pontos relevantes incidentes sobre o tema:

- Regularização ambiental (licenciamento ambiental, cadastro técnico federal (CTF), supressão de vegetação e uso de recursos hídricos).

- Aproveitamento energético do biogás como combustível (GNV ou GN), energia térmica ou elétrica.
- Produção, comercialização e utilização do biofertilizante produzido.

Conforme segue a publicação Probiogás (2016c), verifica-se que em relação aos biofertilizantes, deve-se observar especialmente as regulamentações estabelecidas pelo Ministério de Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA) e pelo Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Completando a relação dos outros documentos que devem ser requeridos, pode-se citar o alvará emitido pela prefeitura e o alvará de prevenção de segurança contra incêndio e pânico emitido pelo corpo de bombeiros.

Apesar das lacunas existentes no desenvolvimento de um marco regulatório brasileiro, verificamos através da publicação da PNBB (ABiogás, 2015), que houve conquistas importantes na agenda regulatória que merecem destaque, embora exista ainda um longo caminho para estabelecer uma política harmoniosa e motivadora do mercado de biogás e biometano. Destaca-se alguns destes avanços mencionados na referida publicação:

- a. Desde 2004 a ANEEL concede aos empreendimentos de geração de eletricidade baseados em biogás descontos de 100% nas tarifas de TUST (Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão) e TUSD (Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição), como forma de reduzir os custos de geração tornando esse tipo de empreendimento mais viável.
- b. A EPE incluiu o biogás e o biometano no Plano Nacional de Energia publicado em 2014. Na Nota Técnica 13/14, que compõe o PNE, a EPE detalhou as aplicações possíveis:
  - Produção descentralizada de biocombustíveis;
  - Uso do biogás em máquinas e implementos agrícolas em substituição ao óleo diesel;
  - Oferta descentralizada de energia elétrica;
  - Injeção na rede de gás natural.

- c. Nota técnica publicada pela Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE) do MME solicitando a formação de um grupo de trabalho interministerial para trabalhar um Programa Nacional do Biogás e do biometano tendo como coordenação o MME.

## **4.2 Legislações Estaduais Importantes**

Segue na publicação da PNBB (ABiogás, 2015), informações sobre vários estados brasileiros que já possuem legislações específicas que definem incentivos para o uso de biometano, destacando alguns pontos mais importantes, conforme descrito a seguir:

- **Minas Gerais**

Decreto 43.080 de 13 de dezembro de 2002 ( Anexo I - Parte 1 - Item 206), alterado pelo decreto Nº 46.770, de 1º de junho de 2015, trata da isenção na saída de energia elétrica produzidas em usinas de energia elétrica de fonte solar, eólica, biogás, biomassa florestal, biomassa de resíduos orgânicos, de resíduos animais, ou Central Geradora Hidráulica (CGH) (item 206 do ICMS/MG).

Isenção na saída, em operações internas de peças, partes, componentes e ferramentas utilizadas (item 204, anexo I do RICMS):

- Na infraestrutura de conexão e de transmissão para interligação de empreendimentos geradores de energia elétrica de fonte solar, eólica, biomassas, biogás e CGH e Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH) ao Sistema Interligado Nacional (SIN).
- Na geração de fonte solar, eólica, biomassas, biogás e CGH e PCH
- De materiais a serem empregados nas obras de construção civil necessárias aos empreendimentos de geração de energia elétrica de fonte solar, eólica, biomassas, biogás e CGH e PCH ao SIN

- São Paulo  
Decreto 58.659/12: Institui o Programa Paulista de Biogás, que objetiva incentivar e ampliar a participação de energias renováveis na matriz energética do Estado de São Paulo, através das externalidades positivas da geração de gases combustíveis provenientes de biomassa e estabelecer a adição de um percentual mínimo de biometano ao gás canalizado comercializado no Estado de São Paulo.
  
- Rio de Janeiro  
Lei 6361/12 e Decreto 4485/14: Estabelecem autorização para as concessionárias distribuidoras de gás natural adquirirem até 10% de seu consumo de fontes renováveis a um preço superior ao preço do gás natural.
  
- Espírito Santo  
Decreto nº 46.341/13: Altera o Regulamento do ICMS (Decreto 43.080/02) e estipula benefícios para o biogás e energias renováveis.  
Decreto 3453-R de 05/12/2013: Prevê a política estadual de incentivo às energias renováveis (Decreto 3453-R).
  
- Paraná  
Decreto nº 11.671/2014: Programa Paranaense de Energias Renováveis, tem como objetivo a concretização de uma política de Estado voltada à produção e ao consumo de energia proveniente de fontes renováveis.
  
- Rio Grande do Sul  
Lei 14.864/2016 de maio de 2016: Estabeleceu a política de Estado para biometano, a geração de programa de incentivos e uso do biometano-RS-GÁS.  
Aplica-se apenas ao biometano de produtos de resíduos orgânicos e agrosilvicultura. Tem como objetivo de apoiar e encorajar o desenvolvimento da cadeia produtiva do biometano (Lei 14.864/2016).

### **4.3 Nota técnica ANP 157/2014/SBQ/RJ de Setembro de 2014**

A ANP motivada na época pela empresa SULGÁS, distribuidora de gás do Rio Grande do Sul, montou um grupo de trabalho para tratar sobre a produção e comercialização de biometano, com objetivo de criar uma resolução que estabelecesse a especificação deste gás de origem nacional.

Em setembro de 2014, a ANP criou a Resolução que estabelece a especificação do biometano de origem nacional oriundo de resíduos orgânicos agrossilvopastoris destinado ao uso veicular e às instalações residenciais e comerciais a ser comercializado em todo o território nacional, bem como as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos diversos agentes econômicos que comercializam o produto em todo o território nacional (Nota Técnica nº: 157/2014/SBQ/RJ / Processo nº: 48610.005948/2013-22).

Entretanto, à época foi impedido por esta Resolução a utilização de biometano oriundo de aterro sanitário ou estação de tratamento de esgoto na rede de distribuição de gás canalizado, principalmente devido a presença de siloxanos no biogás. Felizmente este tema foi resolvido e está melhor elucidado no item seguinte “Resolução ANP Nº 685 de 29 de junho de 2017”.

Dentre diversas conclusões desta Resolução, foi apresentado uma especificação para o biometano derivado de resíduos agrossilvopastoris e no caso do biometano obtido a partir de resíduos urbanos ou de saneamento básico, foi concluído sobre a necessidade de se abrir um outro grupo de trabalho específico em função das peculiaridades da matéria-prima.

### **4.4 Resolução Normativa ANP Nº 08 de 30 de janeiro de 2015**

Segundo a ANP, o biometano resultado da purificação do biogás, apresenta um elevado teor de metano em sua composição, que reúne todas as características necessárias para ser intercambiável com o gás natural em todas as suas aplicações. Portanto, o biometano de procedência qualificada poderá ser misturado ao gás natural e comercializado por meio de conexão à rede de distribuição de gás canalizado, ou então, na forma de gás comprimido.

A qualidade do biometano é regulamentada pela ANP por meio da Resolução ANP n° 8/2015, estando em anexo a esta resolução a especificação técnica do produto através do Regulamento Técnico ANP n° 1/2015. A Tabela 4.1 apresenta as especificações do biometano instituídas pela ANP.

Tabela 4.1 - Especificação do Biometano <sup>(1)</sup>

Característica	Unidade	Limite	
		Região Norte - Urucu	Demais regiões
Metano, mín.	% mol.	90,0 a 94,0 (2)	96,5 min
Oxigênio, máx.	% mol.	0,8	0,5
CO2, máx.	% mol.	3,0	3,0
CO2 + O2 +N2, máx.	% mol.	10	3,5
Enxofre Total, máx.(3)	mg/m <sup>3</sup>	70	
Gás Sulfídrico (H2S), máx.	mg/m <sup>3</sup>	10	
Ponto de orvalho de água a 1atm, máx.	°C	- 45	- 45

Observações:

(1) O Biometano deve ser isento de partículas sólidas ou líquidas devendo ser usado um filtro de 0,2 µm no produtor e 1,0 µm no revendedor varejista.

(2) A especificação de 90,0 a 94,0 % mol de metano deve ser seguida somente nas localidades da Região Norte abastecidas pelo gás natural de Urucu.

(3) A odorização do Biometano quando necessária deverá atender a norma ABNT NBR 15616

Fonte: DOU (02/02/2015)

Cabe salientar as exigências da ANEEL para o atendimento ao monitoramento das condições técnicas do gás biometano oriundo do biogás. Conforme corrobora a CIBiogás (2017), esta normativa representa uma grande conquista para o cenário das energias renováveis.

Complementando este tema, de acordo com a publicação da PROBIOGÁS (2016a), estas mudanças geram conflitos nas relações existente no mercado e por isso demandam por uma rápida capacidade de adaptação dos instrumentos de política pública, legislação e marco regulatório, apenas para citar alguns deles. Um exemplo compreendido nessas novas demandas, seria a necessidade de regulamentação do transporte de biogás bruto (sem retirada de CO<sub>2</sub> e outros elementos), em baixa

pressão e por gasodutos particulares. Esta solução é geralmente necessária quando se produz o biogás bruto em diversas propriedades com posterior transporte para uma área centralizadora do biogás para purificação e produção do biometano. Existe um exemplo positivo já aplicado no projeto piloto Ajuricaba, no Paraná, mas que não consegue ser replicado em outros estados devido à falta de clareza sobre a interpretação da legislação e à falta de regulamentação específica.

#### **4.5 Resolução normativa 482 de abril de 2012, alterada pela resolução normativa 687 de novembro de 2015**

A resolução normativa 482, publicada em abril de 2012, alterada pela resolução 687 em novembro de 2015, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Esta resolução viabiliza que o consumidor possa gerar sua própria energia elétrica, mantendo sua conexão em paralelo com a rede da concessionária. De acordo com a ANEEL, a microgeração distribuída é caracterizada por uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, desde que utilize fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada<sup>11</sup>, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A minigeração distribuída é uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para as demais fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2017).

Segue a ANEEL esclarecendo que a resolução Normativa nº 482/2012 define o Sistema de Compensação de Energia Elétrica como um arranjo no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Esse sistema é também conhecido pelo termo em inglês *net-metering*.

---

<sup>11</sup> Cogeração qualificada: Atributo concedido a cogeneradores que atendem os requisitos definidos na resolução para que participem nas mesmas bases das políticas de incentivos às energias renováveis (ex: gás natural).

Esta resolução prevê algumas alternativas de acesso que permitem uma maior flexibilidade de acesso à rede, conforme segue:

- Condomínios: Empreendimentos com diversas unidades consumidoras independentes, localizadas na mesma propriedade ou contíguas,
- Autoconsumo remoto: Caracterizado por unidades consumidoras de mesmo CNPJ, incluídas a matriz e filiais, ou mesmo CPF, desde que dentro da mesma área de concessão ou permissão, sendo que a unidade instalada com o sistema de micro ou minigeração poderá compensar a energia elétrica excedente com os demais consumidores conforme qualificados acima.
- Geração compartilhada: Reunião de consumidores dentro da mesma área de concessão ou permissão que se unem por meio de consórcio ou cooperativa, para constituir unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em local distinto das unidades que a constituem, sendo a energia excedente compensada entre os participantes conforme cota ajustada.

Esta normativa, que foi o primeiro passo concreto dado pelo Brasil para permitir ligações em geração distribuída, veio de encontro às diversas fontes de energia renováveis, pois desburocratiza sobremaneira o processo de geração e conexão à rede da concessionária, cujo procedimento permite utilizar a rede como se fosse uma grande bateria para injeção da energia excedente e posterior acerto de contas através do sistema *net-metering*. Entretanto, para o caso do biogás que pode gerar energia acima do consumo médio da propriedade, não existe estímulo e previsão legal nesta normativa para se aproveitar toda a potencialidade e o excedente de geração de energia elétrica.

Conforme Bley Jr. (2015), a ANEEL precisaria avançar para um modelo que contemplasse medidas específicas para a geração de energia elétrica com utilização do biogás, considerando esta peculiaridade de excedentes de energia. O mecanismo de compensação não estimula adequadamente este mercado para maximizar a produção de cada propriedade, cujo valor agregado de energia viria de encontro à

necessidade do país, seja do ponto de vista energético, seja do ponto de vista de arrefecimento dos efeitos dos GEE.

#### 4.6 Resolução ANP N° 685 de 29 de junho de 2017

Estabelecimento de regras para controle de qualidade e padrões de biometano de aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto para uso em transporte, além de uso residencial, industrial e comercial em todo o país. Dentre os temas abordados nesta resolução, destaca-se a adequação das especificações do biometano instituídas pela ANP, conforme Tabela 4.2 que passa a incluir as seguintes características:

O biogás de aterro e estações de tratamento de esgoto poderá conter siloxanos formado a partir de substâncias que estão presentes em muitos produtos de higiene, como por exemplo o shampoo, creme dental, detergentes e cosméticos, que acabam invariavelmente tendo aqueles destinos. Durante a combustão, poderão ser formados depósitos de sílica, cujas propriedades abrasivas podem destruir componentes de máquinas e equipamentos. Os compostos halogenados por sua vez podem causar corrosão nos dutos, máquinas e equipamentos. Em condições favoráveis levam à formação de dioxanos e furanos, que podem causar sérios problemas de saúde (ANP Nota Técnica n° 132, 2013).

Tabela 4.2 - Características adicionais do Biometano

CARACTERÍSTICAS BIOMETANO	
Teor de siloxanos, máx	0,3 mg (Si/m <sup>3</sup> )
Clorados, máx.	5,0 mg (Cl/m <sup>3</sup> )
Fluorados, máx.	5,0 mg (F/m <sup>3</sup> )

Fonte:ANP, 2017

#### **4.7 Resolução ARSESP N° 744 de julho de 2017**

Dispõe sobre as condições de distribuição de biometano na rede de gás canalizado no âmbito do Estado de São Paulo, considerando as regras de qualidade e especificação do biometano estabelecidas pela ANP.

Entre os artigos desta resolução, destaca-se o que determina que a concessionária não poderá negar o acesso à rede de distribuição de gás canalizado, salvo demonstração da falta de capacidade disponível. Além disso, a Resolução dispõe sobre o acesso prioritário à capacidade disponível na rede de distribuição de gás canalizado no período de 10 anos para o autoprodutor, autoimportador e Usuário Livre de Biometano.

## 5. ANÁLISE DE MERCADO E BARREIRAS PARA O DESENVOLVIMENTO

### 5.1 Práticas Internacionais

O Brasil apresenta uma série de vantagens relacionadas ao processo de biodegradação de substratos orgânicos para produção do biogás. Regiões de clima tropical e subtropical favorecem o processo de fermentação e mesmo com menores recursos tecnológicos seria possível obter resultados superiores aos países mais desenvolvidos e situados em climas mais frios. Entretanto, na prática presenciamos uma distância significativa entre o Brasil e estes países.

Segundo Bley Jr. (2015), paradoxalmente, foi nestas regiões, em países como Alemanha, Dinamarca, Holanda e outros, que a digestão anaeróbica mais se desenvolveu. As vantagens competitivas brasileiras ainda não estabeleceram estímulos ao uso desses processos. Atividades que geram significativos volumes de resíduos orgânicos, como o setor sucroalcooleiro, a agropecuária industrial e os serviços de saneamento, ainda não incorporaram, da forma que poderiam, o biogás em suas economias.

Sendo assim, busca-se entender melhor neste trabalho as estratégias e políticas implantadas nesta área por um dos países referência em biogás no mundo, a Alemanha. A Figura 5.1 apresenta o cenário internacional do potencial de geração de eletricidade a partir de biogás desde 2005 até previsões futuras para 2020.

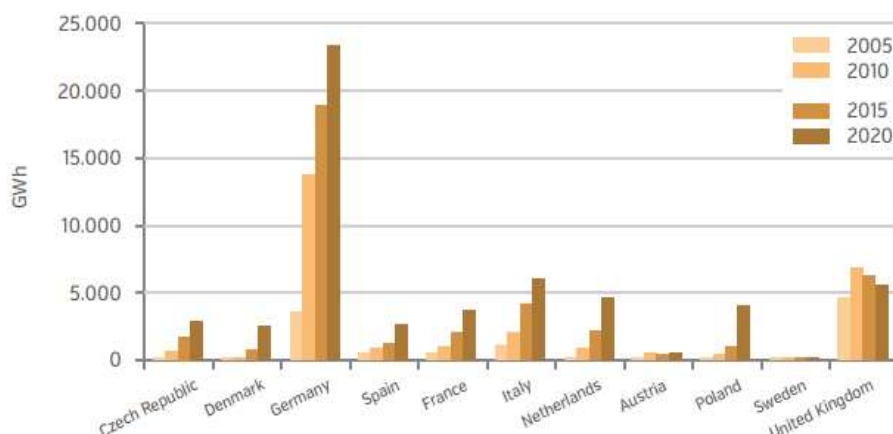


Figura 5.1 - Geração de eletricidade usando biogás

Fonte: Probiogás, 2015b

### 5.1.1 O biogás na Alemanha

O crescimento do biogás na Alemanha se deve principalmente por uma política agressiva para o desenvolvimento deste ativo energético, lastreada em subsídios tarifários em diversos níveis e bases de cálculo. A lei Alemã que dá suporte a estas ações é a “Lei Alemã de Energias Renováveis (EEG)”. Segundo Probiogás (2010), desde que esta lei entrou em vigor em 2000, o número de usinas de biogás na Alemanha vem aumentando em ritmo crescente. Isso faz da EEG um bem-sucedido instrumento no setor de biogás. Essa evolução positiva foi principalmente graças ao alicerce básico confiável e de longo prazo que se estabeleceu no país.

Segundo publicação IEA Bioenergy (2016), a meta da Alemanha para 2020 é de que o consumo de energia elétrica oriunda de fontes renováveis seja de 18%. Na Tabela 5.1 pode-se verificar a meta de consumo de energia proveniente de fontes renováveis para os setores de maior impacto.

Tabela 5.1 - Meta da Alemanha para consumo de energias renováveis por setor

<b>SETOR</b>	<b>META CENÁRIO DE REFERÊNCIA</b>
Aquecimento e refrigeração	14%
Eletricidade	30%
Transporte	10%
Total	18%

Fonte: IEA, 2016

Conforme publicação da Probiogás (2010), a implementação da EEG originou uma demanda contínua e elevada de sistemas de geração a biogás, que culminou na criação de um número considerável de fabricantes de usinas de biogás e fornecedores de componentes, possibilitando que a Alemanha se tornasse líder no ramo de planejamento e construção de usinas desse tipo.

Outro ponto relevante na política de desenvolvimento é o estudo territorial, premissa básica para o desenvolvimento de projetos, análise estratégica e tomada de decisões para produção, logística e comercialização do biogás. Segundo o CIBiogás

(2017), os dados de produção da biomassa podem ser cruzados com dados geográficos, fornecendo informações importantes à gestão de projetos, para tanto, faz-se necessário o uso do geoprocessamento. A montagem dessa ferramenta, salienta Bley Jr. (2015), oferece condições ideais para o ordenamento territorial necessário. Esse arranjo tecnológico denomina-se Cadastro Técnico Multifinalitário (CTM), com desenvolvimento metodológico iniciado na Alemanha. Verifica-se neste ponto uma fundamental referência para o entendimento da vantagem competitiva deste país, ou seja, o planejamento estruturado e sistêmico.

A Alemanha conta com a maioria das unidades geradoras de biogás baseadas em biodigestores de alta tecnologia, construções em concreto armado, cobertura de lonas especiais, peças automáticas em aço inox, serviços de aquecimento e agitação, controles eletrônicos e filtros de membrana, conforme indicado por Bley Jr. (2015). Um cenário bastante diferente daquele que nos deparamos aqui no Brasil, aonde a maioria dos biodigestores instalados na zona rural são do tipo Canadense e muitos do tipo Chinês ou Indiano, os quais não apresentam alto grau de eficiência se comparados aos modelos Europeus.

Na Alemanha o principal tipo de reator utilizado é o CSTR (Continuously Stirrer Tank Reactor), já mostrado com maiores detalhes no capítulo 3, sendo considerado padrão para aproximadamente 90% dos casos. Os principais motivos para sua utilização seriam a maior produtividade de biogás e a menor emissão de GEE.

Todas estas iniciativas demandam recursos que podem encarecer sobremaneira o produto final e atenuar sua atratividade se comparado a outras fontes. Por isso, para viabilização destes projetos de alto grau tecnológico é imperativo concentrar diversas propriedades próximas para produção de um volume rentável de dejetos. Esta estratégia de reunir diversos produtores para viabilidade do projeto também é utilizada no Brasil, no caso do projeto Condomínio Ajuricaba no Paraná, apresentado anteriormente. Entretanto neste caso o biogás é o produto transportado para ser tratado na unidade central. Conforme Bley Jr. (2015), transportar o biogás e não dejetos até um local de aproveitamento, distingue a logística brasileira do biogás da usada na Europa (origem na Alemanha). Esta concentra dejetos para tratamento em biodigestores de alta tecnologia, para superar as severas condições de clima e biodiversidade das regiões frias, condições que não nos afetam de forma tão limitante.

Em relação aos resíduos animais mais empregados na produção de biogás na Alemanha encontram-se os dejetos provenientes da criação de suínos, de bovinos e os das aves, assim como no Brasil. Entretanto, as biomassas dedicadas, principalmente milho, produzidas com a finalidade de geração de energia representam o principal substrato para o fornecimento de energia a partir de biogás, sendo que desde julho de 2014 o governo alemão subvenciona sua produção. Esta posição da biomassa dedicada como principal substrato permanece válida quando observamos as perspectivas para 2030 na Tabela 5.2 abaixo (Probiogás, 2015b).

TABELA 5.2 – Perspectiva da contribuição dos diferentes substratos para a produção de energia na Alemanha em 2030

ORIGEM DA BIOMASSA	POTENCIAL 2030
Biomassa dedicada	3.750 MW
Dejetos e esterco da produção animal	1.545 MW
Resíduos agrícolas vegetais (folhas, colheita)	1.503 MW
Subprodutos vegetais da agroindústria (resíduos e fluentes)	562 MW
Fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos (FORSU)	337 MW
Resíduos animais da agroindústria (frigoríficos, laticínios)	126 MW

Fonte: Probiogás, 2015b

No Brasil, o uso de biomassa dedicada, seria interessante para a co-digestão<sup>12</sup>, visto que poderia garantir uma maior estabilidade ao sistema com uma produção constante de biogás e conseqüentemente um maior volume de biogás produzido (Probiogás, 2014).

Contudo, vale abrir um parêntese a respeito de uma discussão acalorada sobre a legitimidade de se utilizar culturas dedicadas para produção de energia ao invés de se priorizar a produção de alimento. Entendo que além desta questão, fica comprometido o grande diferencial do biogás de ser a única fonte renovável que além da geração de energia trata antes de um passivo ambiental.

<sup>12</sup> Co-digestão: Utilização de dois ou mais substratos no mesmo processo de biodigestão anaeróbica com o objetivo de obter melhores características e maior estabilidade, as quais irão conferir um melhor rendimento na produção do biogás.

Na maioria das experiências na Alemanha, diferentes resíduos industriais são digeridos juntos numa mesma instalação, complementados por dejetos de criação animal. Isso é feito visando uma melhoria das propriedades reológicas<sup>13</sup>. O principal uso do biogás ocorre através da geração descentralizada de energia na própria planta na forma de calor e energia combinados – cogeração (Probiogás, 2014).

Ao analisar as medidas adotadas na Alemanha, percebe-se uma abrangência de ações harmônicas e com visão de longo prazo. Dentre o leque variado de ações foram extraídas as que pareceram mais relevantes a este estudo, conforme apresentado a seguir (Probiogás, 2016b; Probiogás, 2015d; IEA Bioenergy, 2014; Bley Jr., 2015):

- **Remuneração da geração de energia elétrica a partir do biogás**

O biogás transformado em energia elétrica nas usinas de cogeração é incentivado pela Lei de Energias Renováveis (EEG) com uma remuneração fixa por 20 anos, de forma que essa aplicação em geral seja financeiramente mais atraente. Diferentemente da Alemanha, no Brasil não há norma de remuneração (incentivos diretos) para a injeção de energia elétrica na rede da concessionária.

- **Rede de gás natural bem estruturada**

Na Alemanha o biometano é injetado em uma rede de gás natural bem estruturada. Existem grandes sistemas de gás natural que permitem uma alimentação e uso pela população em todo o território. A disponibilização de gás natural ocorre em sua maior parte por importação do exterior europeu (85%).

- **Programa de refinanciamento**

Bancos que disponibilizam financiamento para projetos de energias renováveis - RES (Renewable Energy Sources), aproveitam os benefícios do programa de refinanciamento.

---

<sup>13</sup> Propriedades reológicas: Propriedades relacionadas à deformação e escoamento dos corpos sólidos ou fluidos.

- **Compartilhamento dos custos de investimento**

Compartilhamento dos custos de investimento para a estação de conexão à rede de gás natural. O operador da rede de gás natural assume até 75% dos custos de investimento e de operação da estação de injeção de biometano.
- **Cota de combustíveis**

A indústria de combustíveis fósseis é obrigada a cumprir uma cota de biocombustíveis. O biometano quando utilizado como combustível veicular é elegível para o cumprimento da cota e pode ser comercializado por preços de mercado.
- **Tarifa bônus para eletricidade de motogeradores (feed- in tariff)**

Requerimento de recuperação de 100% do calor. A tarifa bônus engloba uma tarifa de base para biogás e adicionais (p. ex. por tipo de resíduo, purificação do biogás, etc.).
- **Prioridade de acesso**

Prioridade no acesso à rede de distribuição e transporte de gás natural.
- **Crédito a juros baixos**

Na Alemanha o banco de desenvolvimento Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) também concede créditos de juros baixos às empresas no âmbito do programa “ERP-Umwelt-und Energieeffizienzprogramm-A<sup>14</sup>”, para 100% dos custos de investimento para a aquisição de veículos a gás natural e para postos de abastecimento de gás natural ou biometano .
- **Subsídio do governo federal aos estados para substituição de ônibus**

O governo federal concede aos respectivos estados subsídios para a substituição de ônibus de gás natural no transporte público urbano conforme a Lei de Financiamento de Transporte(Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetz).

---

<sup>14</sup> ERP-Umwelt und Energieeffizienzprogramm-A: Programa de crédito a juros subsidiados para fomentar projetos de investimento, modernização ou expansão ligados a eficiência energética e meio ambiente.

- **Incentivo para aquisição de veículos**

Para aumentar os incentivos para a aquisição de veículos a gás natural foi definida uma alíquota de imposto de petróleo reduzida para gás natural e biometano até 31/12/2018.

- **Proibição do uso de óleo de origem fóssil**

Sistemas modernos exigem “apenas” 2% de óleo de ignição para motores que operam com o princípio diesel. Desde 2007 na Alemanha, não é mais permitido o uso de óleo de origem fóssil para se obter o financiamento público EEG (Lei de energias renováveis).

- **Obrigatoriedade de instalação de smart meters**

A conversão dos medidores de energia comuns para smart meters<sup>15</sup> deve ser realizada na união europeia até 2022. Um total de 200 milhões de residências serão contempladas. Na Alemanha, a instalação de Smart Meters é obrigatória desde 2010 para novas construções e reformas. Além disso, este padrão é obrigatório para conexões com consumo anual de energia elétrica acima de 6.000 kWh.

- **Bônus para injeção direta do biometano na rede de gás natural**

Se o biometano é injetado diretamente na grade de gás, presume-se que isso leva a custos menores do que o uso de gás natural, que geralmente deve ser transportado por distâncias significativamente maiores para o usuário final, causando, por exemplo, mais custos para a operação dos estágios de pressão. Estas economias de custos podem levar a um incentivo direto para o biometano.

- **Feed-in tariff**

As tarifas de energia elétrica são subsidiadas. São as tarifas feed-in<sup>16</sup>, que incorporam às taxas de energia as externalidades ambientais e econômicas

---

<sup>15</sup> Smart meters: Medidores eletrônicos inteligentes que agregam uma série de vantagens como controle, comunicação à distância e medição bidirecional.

<sup>16</sup> Feed-in tariff: Trata-se de um mecanismo de incentivo para fomentar os projetos de geração de energia elétrica através de fontes renováveis, como é o caso do biogás. Geralmente são contratos de longo prazo com diferentes valores de tarifa, pagando-se um valor superior de tarifa para aquelas fontes

geradas pelo negócio, para incentivar projetos em geração distribuída. Esta prática é bastante difundida em toda a Europa.

- **Normatização e certificação do biometano**

Diversos países europeus, incluindo a Alemanha estão discutindo um programa de normatização e certificação para viabilizar o comércio deste ativo energético entre os países signatários.

### 5.1.2 O biogás no Mundo

Além do enfoque dado às medidas de incentivo na Alemanha, é apresentado abaixo de forma simplificada as principais medidas desenvolvidas em outros países a nível mundial, cujos dados foram extraídos da publicação REN21 (2017). Verifica-se que os países de forma geral apoiaram as políticas de incentivos para o desenvolvimento das energias renováveis, com objetivo de atrair maiores investimentos, fomentar as inovações e o desenvolvimento de novas tecnologias. Observa-se uma diminuição nos custos das diversas tecnologias e o aumento da penetração de mercado das fontes renováveis, principalmente nos segmentos voltados à produção de energia.

Algumas das políticas mais adotadas nesta área foram:

- Feed-in tariff: Tarifa premium;
- Sistema de leilão reverso aonde os vendedores apresentam lances de energia pelo menor preço;
- Net-metering: Sistema de crédito para a energia injetada na rede;
- Renewable portfolio standard (RPS): Uso pré-determinado de cota para energia renovável;
- Linhas de crédito especial para investimento ou produção;
- Redução de impostos;
- Pagamento pela energia injetada na rede;

---

que estão em um estágio de custo efetivo mais elevado se comparados com outras fontes mais maduras e também fazem parte do plano estratégico de desenvolvimento da matriz energética. Este incentivo tem característica de ser regressivo para acelerar a curva de aprendizado e consequente diminuição dos custos de produção.

- Investimentos públicos e subsídios.

## **5.2 Barreiras e Desafios**

Conforme abordado em capítulos anteriores, o Brasil possui um potencial privilegiado a nível mundial referente às questões relacionadas aos processos de biodigestão anaeróbica, seja do ponto de vista dos fatores climáticos mais favoráveis ou em relação ao alto volume de produção de matéria orgânica reflexo da eficácia do setor agropecuário. Entretanto, dificuldades históricas e recorrentes atrasam o crescimento e a consolidação da geração de energia a partir do biogás que poderia colocar o Brasil dentre os países referência neste segmento. As barreiras encontradas e apresentadas neste trabalho são das mais diversas, como por exemplo, na área tecnológica e do conhecimento, falta de um arcabouço legal específico e harmônico entre os diversos órgãos governamentais ou na precária visão deste ativo energético como um negócio de alta atratividade econômica.

Quando o foco de análise aponta para a zona rural, aonde pretende-se buscar um maior entendimento a respeito desta baixa taxa de crescimento do biogás, principalmente no pequeno agronegócio, verifica-se que além das barreiras habituais infligidas ao pequeno produtor outras barreiras peculiares assumem importância na tomada de decisão.

Conforme apresentado pela Fundação Getúlio Vargas- FGV, no centro de estudos em sustentabilidade da Escola de Administração de Empresas de São Paulo (EAESP) em 2015, o pequeno produtor rural responde por aproximadamente 70% dos alimentos colocados à mesa do brasileiro, provenientes de 84% do total de estabelecimentos ligados ao agronegócio. Setor que se caracteriza como dos mais resilientes para o enfrentamento das crises econômicas, mas que convive sistematicamente com a falta de apoio na capacitação técnica ou de políticas públicas adequadas. Por isso, a importância em se desenvolver este mercado no combate às mudanças climáticas e emissão dos GEE, cujos efeitos negativos por um lado impactam diretamente a própria atividade fim destes agricultores por um lado, mas por outro, com a crescente preocupação da população com este tema, também cresce a busca de fornecedores de produtos ligados a processos produtivos sustentáveis.

Ambos os argumentos são fortes para se desenvolver uma estratégia voltada a agricultura com baixa emissão de carbono e mitigadora dos passivos ambientais.

Segundo publicação Probiogás (2016a), baseada em entrevistas com 38 empresas e instituições atuantes no setor de biogás, no período entre janeiro e março de 2014, conclui-se que as barreiras para o desenvolvimento poderiam ser agrupadas em 4 principais grupos, conforme segue:

A. Relação incerta entre o custo do projeto e seu benefício comercial

Os projetos de biogás têm um valor de Capex elevado, principalmente se ponderados frente aos riscos de um mercado que tem poucas referências de longo prazo. Maiores riscos significam maiores incertezas quanto aos fluxos de caixa futuros, geralmente bastante difíceis de serem previstos com exatidão, pois não se observa diretamente no mercado. De qualquer forma, cada parte do capital envolvido, seja de terceiros ou dos acionistas, compõem o custo de oportunidade incluindo uma parcela “prêmio” que reflita o grau de risco do empreendimento.

Adicionalmente, a significativa dependência de materiais importados e know-how internacional acabam encarecendo o projeto. Um círculo vicioso se forma, já que a pequena base instalada, por sua vez, não incentiva o desenvolvimento de empresas fornecedoras locais em função do baixo volume de vendas esperado.

Quanto a receita esperada pela venda de energia elétrica, esta dependerá da tarifa paga nos leilões. Por isso, a importância de se oferecer diferentes tarifas (feed-in tariff) em função dos diferentes estágios técnicos e mercadológicos alcançados pelas diversas fontes de energias renováveis, caso contrário, haverá uma tendência de concentração da modalidade que estiver mais madura no mercado naquele momento, em detrimento de outras com maior custo de produção, porém, com excelente potencial de desenvolvimento, como é o caso do biogás.

No caso da energia térmica, obtida principalmente do sistema de cogeração, surpreendentemente foi pouco mencionada na pesquisa feita pela Probiogás, provavelmente fruto da pouca divulgação desta tecnologia e das suas vantagens para melhorar o *pay back* do projeto. Outro fato a ser considerado neste caso, talvez por sermos um país tropical, isto poderia induzir a um entendimento errôneo sobre a

utilização desta energia, que além das muitas aplicações nas utilidades operacionais, poderia também ser utilizada para produção de frio através de chillers de absorção.

Outra barreira que se destaca neste tópico, é o alto custo para a purificação do biogás e compressão do biometano, principalmente para atender às características do biometano para a injeção na rede de gás natural. No que tange à utilização destes processos de purificação utilizados pelo pequeno produtor rural, a solução mais viável é a formação de cooperativas para centralização do processo.

As Figuras 5.2 e 5.3 demonstram a distribuição média relativa dos custos de investimento CAPEX e de operação e manutenção OPEX, das plantas de biogás na Alemanha. No caso do CAPEX, verifica-se que os principais custos estão relacionados ao investimento em digestor e motogerador (total aproximado de 66% dos custos). No caso dos custos de OPEX, os custos mais significativos totalizam aproximadamente 73% e estão relacionados à manutenção com o grupo motogerador, ao consumo de energia da planta e ao custo com pessoal (significativo no caso de plantas de maior porte que demandam por contratação de novos funcionários uma vez que as plantas geralmente operam 24h).

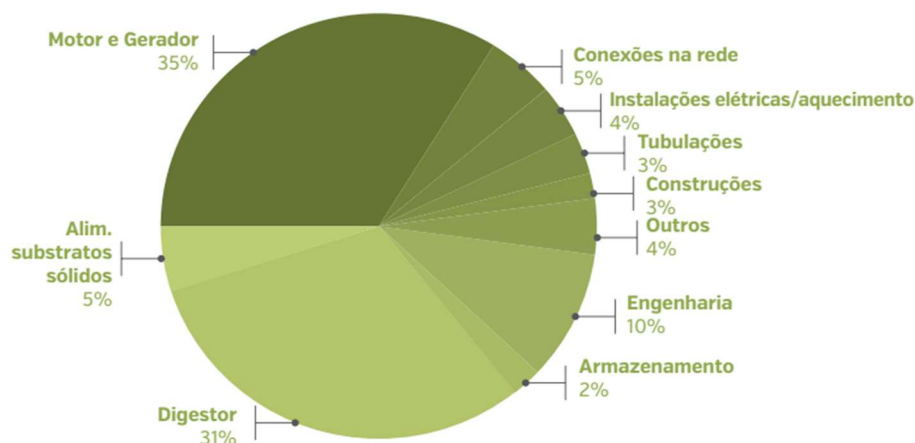


Figura 5.2 - Distribuição típica do CAPEX na Alemanha

Fonte: Probiogás, 2015c

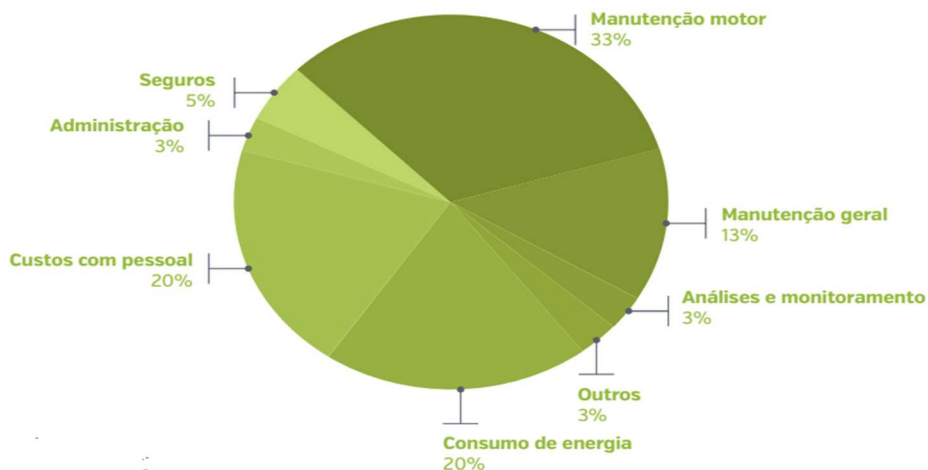


Figura 5.3 - Estrutura típica do OPEX na Alemanha sem custos com substratos e digestatos<sup>17</sup>

Fonte: Probiogás, 2015c

B. Reduzida quantidade de projetos de referência bem-sucedidos em escala comercial

As experiências anteriores com a produção de biogás no Brasil foram na sua maioria malsucedidas, principalmente pela falta de conhecimento técnico e suporte para os produtores rurais, notadamente após a fase de instalação dos equipamentos, utilização de produtos de má qualidade e baixa eficiência e por não se preocuparem em devolver um ativo com atratividade econômica por meio da otimização da utilização dos subprodutos da biodigestão como os biofertilizantes e a energia térmica. Por isso, a maioria dos biodigestores da década de 70 e 80 acabou por serem abandonados, restando apenas algumas unidades subutilizadas para função de esterqueiras.

Sabe-se que é mais difícil reconquistar credibilidade e confiança do que desenvolvê-las desde o início. Entretanto esta questão é vital para o desenvolvimento da área de biogás, ou seja, a formação de projetos de referência, os quais quando bem-sucedidos irão incentivar novos entrantes seja em projetos de grande escala, ou

<sup>17</sup> Digestato: É a matéria digerida dentro do biodigestor, que após um período de retenção é encaminhada para o processo de separação de fases (sólido/líquido) para ser utilizado como biofertilizante.

nos pequenos produtores. No caso dos pequenos produtores, como a questão está fortemente relacionada à confiança, vale a estratégia de pensar global e agir local, ou seja, as estruturas municipais como, prefeituras, sindicatos, cooperativas e líderes da comunidade devem estar profundamente engajados nestes projetos.

#### C. Dificuldade no acesso a informações técnicas, comerciais e legais

A pouca disponibilidade e dificuldade de acesso às informações técnicas e financeiras para o desenvolvimento dos projetos, além de gerar insegurança, são responsáveis pelo aumento dos custos de engenharia e pelo alongamento dos prazos envolvidos. Diversas oportunidades como o aproveitamento de linhas de captação de recursos através de projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D), perdem-se por falta de conhecimento, principalmente pelos pequenos produtores rurais. Além disso, no Brasil há pouca cultura de compartilhamento de informações e não existe um banco de dados específicos sobre as boas práticas de mercado.

Seria muito interessante para o pequeno produtor rural se ele pudesse de forma amigável acessar via internet dados básicos de projetos concluídos ou em andamento similar àqueles que eles tivessem intenção de investir. Neste banco de dados também poderiam constar os erros e dificuldades enfrentadas, o que evitaria custos adicionais para novos projetos. Como sugestão, para motivar o lançamento de dados neste sistema, poder-se-ia oferecer algum tipo de recompensa para o produtor que imputar os dados, como por exemplo, um prazo de financiamento ou tempo de carência mais favoráveis.

#### D. Inexistência de políticas específicas relacionadas ao biogás

Neste tópico, foi abordada pelos entrevistados a falta de uma política específica para o biogás. Embora o biogás trate de um passivo ambiental importante e com efeito de saneamento da matéria orgânica, estas externalidades positivas não são consideradas nas políticas de incentivos disponíveis, como por exemplo, através de empréstimos com juros subsidiados.

Sendo assim, uma série de adaptações nas regulamentações, licenciamentos ambientais, linhas de crédito, entre outros, deveriam ser revistas com foco nas

necessidades deste ativo energético. Por exemplo, para o transporte em gasodutos do biogás bruto a baixa pressão, a legislação atual não permite esta prática sem o envolvimento das concessionárias, o que claramente inviabiliza este tipo de solução, muito importante para integrar pequenas propriedades rurais. Apenas alguns projetos pilotos no Paraná foram realizados até o momento, conforme apresentado anteriormente.

Outro exemplo da falta de uma política específica, refere-se à dificuldade ao acesso às linhas de crédito muitas vezes ocasionadas pelo não atendimento às exigências de garantias. Isto ocorre, entre outros motivos, porque não são aceitos os contratos de comercialização de energia, alegando-se não haver garantias seguras das receitas futuras.

Conforme Bley Jr. (2015), um ponto central nas dificuldades encontradas pelo biogás reside no fato deste ativo energético não ter visibilidade no planejamento nacional quando comparado com os grandes padrões de geração atual, baseados em energia centralizada e em alta escala. Além disso, pouco enfoque foi dado ao potencial econômico e de geração de riquezas para os pequenos produtores, que ficam receosos de investir frente a outros custos e a baixa margem de lucro auferida pelos seus negócios.

Um estudo do Ministério do Meio Ambiente, através do Programa Nacional de Meio Ambiente – PNMA II, aponta a dificuldade dos suinocultores em cumprir as exigências dos programas ambientais para reduzir a carga orgânica lançada no meio ambiente, em função dos custos envolvidos frente a baixa margem das commodities. Complementa Bley Jr., que estamos vivendo alguns dos efeitos prognosticados por Christofer Delgado (2000), sobre a revolução da proteína em função do deslocamento da sua produção para os países abaixo da linha do equador. Isto tem consequências com impactos na área social, saúde pública e ambiental. Este fenômeno ficou conhecido como SHE Efect (Social, Health and Environment). Os efeitos sentidos no Brasil foram a concentração de produção em grandes empresas, como exemplo em Santa Catarina, risco biológico pela falta de tratamento sanitário e ambiental em função do não tratamento de resíduos, causando efeitos de eutrofização das águas, como aconteceu no caso do reservatório da Itaipu.

Outra questão importante levantada por Bley Jr., é a do conhecimento e disponibilidade de informações confiáveis que identifiquem as potencialidades energéticas, os fornecedores e os consumidores de energia por microrregião. Ou seja, falta uma maior disponibilização de dados estatísticos baseados em ferramentas de geoprocessamento.

Segundo a ABiogás, por meio do livro Programa Nacional do Biogás e Biometano, PNBB (ABiogás, 2015), a falta de tropicalização dos produtos, a falta de padrão de qualidade e a baixa presença do estado para garantir uma regulação e políticas públicas adequadas, formam os principais pontos para o atraso no desenvolvimento do biogás. Alguns pontos adicionais apontados pelo programa são:

- Regime tributário de alta complexidade;
- Exigências de garantias solicitadas pelos bancos;  
Neste caso, existe uma importante iniciativa da Abiogás que abre uma discussão em conjunto com bancos públicos e privados para se montar um Fundo Garantidor de Crédito para os projetos de biogás;
- Existem leis para atendimento às exigências sanitárias, as quais poderiam ser solucionadas plenamente com a implantação de projetos de biogás, entretanto, em função do vasto território brasileiro a fiscalização fica muito comprometida;
- Alto custo de importação, pois não existem benefícios na alíquota dos impostos de importação para peças a serem utilizadas em projetos de biogás. Um exemplo seria as alíquotas para peças para motores diesel serem as mesmas que para as peças de motor a gás natural ou biogás. Este impacto é importante, considerando que pelo menos 30% dos itens ainda são importados;
- Baixa disseminação do conhecimento, acesso a informações e capacitação técnicas em todos os níveis.

Continua a publicação da ABiogás, afirmando que uma simplificação tributária seria vital para o setor. Inclusive, pelas suas características de baixo risco de sonegação, os impostos poderiam ser reduzidos sem perda de arrecadação em função do incentivo para aumento dos investimentos nesta área. Outra sugestão, é a depreciação acelerada para um período de 2 anos, tempo suficiente para se atingir curva de aprendizado e ponto de estabilidade financeira.

Outra questão que aparece de forma reiterada dentre os especialistas é a falta de planejamento para desenvolver o mercado de biogás. A FGV em artigo de 13/09/2017, enfatiza a necessidade de se desmembrar os compromissos assumidos na COP21, montando um plano de metas claras e com prazos e responsáveis bem definidos.

Por outro lado, pode ser verificado que existem muitas sugestões interessantes para estimular o mercado de biogás, mas que necessitariam de um foco estratégico mais contundente por parte do governo aliado a um senso de urgência adequado. Como exemplo, pode-se citar o professor Lucas Jr., da UNESP de Jaboticabal, em entrevista (Nº 30) dada ao MAPA em dezembro de 2015, onde enfatiza a necessidade de se criar mais projetos pilotos de referência para que os pequenos produtores possam ter acesso aos resultados práticos e se estimularem a investir em biogás, aproveitando as diversas vantagens desta solução. Durante a entrevista, o professor destaca também, que a utilização e comercialização do biofertilizante ainda está pouco desenvolvida no momento, mas que pode contribuir bastante para gerar um rápido retorno sobre o capital investido.

Dentre outras sugestões, uma questão muito importante levantada pela ABiogás, PNBB (ABiogás, 2015), é a sugestão da formação de um comitê interministerial para discussão permanente dos incentivos e políticas públicas específicas para o desenvolvimento do biogás. Sugere também a inclusão do item “produção e processamento de biogás” no regime especial de incentivos para o desenvolvimento da infraestrutura (REIDI), que prevê incentivos como a suspensão do PIS/COFINS incidente sobre bens e serviços utilizados na implantação de projetos de infraestrutura.

A Probiogás (2016b), sugere a utilização de recursos já disponíveis para outras áreas, como por exemplo, os fundos setoriais destinados a investimentos em ciência, tecnologia & inovação (C,T&I) como fomento para implantação de projetos de biogás

que serviriam de referencial tecnológico. Sugere ainda o uso dos recursos da reserva global de reversão (RGR) para estes tipos de projetos, que as distribuidoras podem solicitar para financiar fontes alternativas de energia, entretanto o biogás ainda não foi contemplado neste incentivo.

Junto a estes desafios, encontramos um cenário de condições climáticas no Brasil no mínimo alarmante. Conforme publicação do Observatório do Clima, SEEG (2014), o Brasil precisa reduzir as emissões até 2050, entre 40 e 70% (base 2010), para poder fazer frente aos desafios assumidos na COP 21 em Paris. Entretanto pelas análises deste relatório pode-se afirmar que o país ainda não tem um caminho assegurado para o atingimento destas metas. Preocupa sobremaneira os aumentos das emissões dos GEE verificados por alguns setores, como por exemplo, o aumento na utilização de combustível fóssil no setor de transporte e as termelétricas movidas a combustível fóssil, cujos projetos foram idealizados para operarem em longo prazo (30 a 40 anos).

Outra questão relevante refere-se à discussão das dificuldades para maximizar o uso do gás natural ou do biometano associado, em função da baixa capilaridade da rede de distribuição face ao vasto território nacional.

Conforme apresentado na Figura 5.4, a rede de gás natural está concentrada nas áreas litorâneas e em alguns centros urbanos, o que restringe o acesso da maior parte do território nacional, em especial das áreas rurais. Adicionalmente, pode-se constatar na Figura 5.5, que o Brasil, apesar das suas extensões continentais, tem uma preferência pela utilização do modal rodoviário, o que implica numa significativa contribuição deste segmento nas emissões dos GEE, além de ser parte do conhecido “custo Brasil”. Se comparado a outros países, é possível verificar, por exemplo, que estes custos significam relativamente o dobro daqueles enfrentados pelos EUA ou o triplo dos países Europeus.

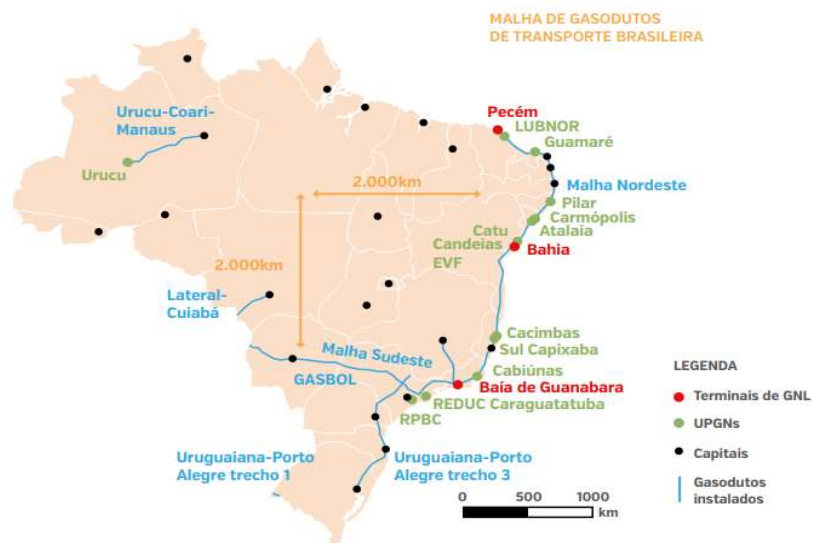


Figura 5.4 - Distribuição dos gasodutos de transporte de gás natural (2012)

Fonte: Probiogás, 2016a

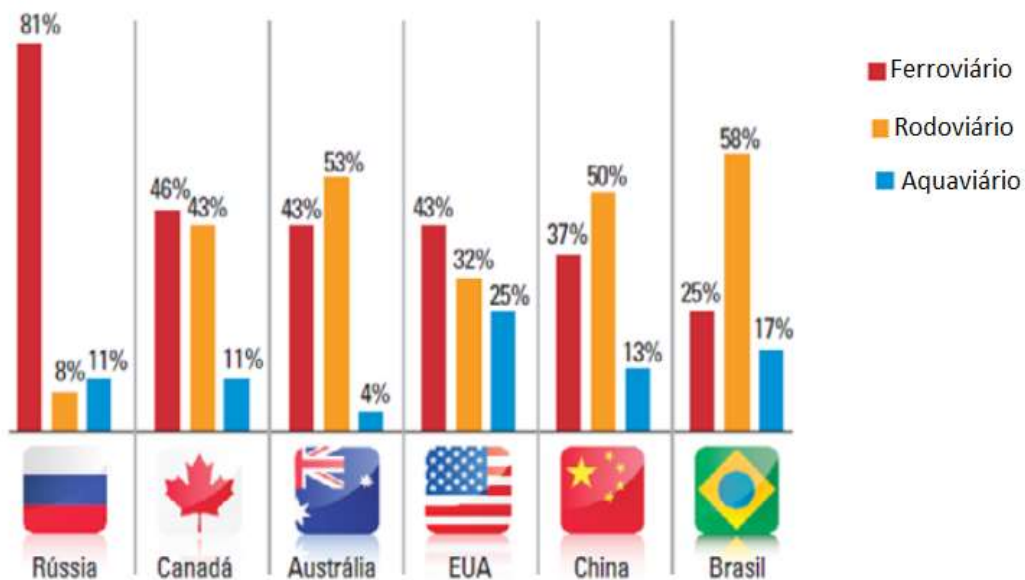


Figura 5.5 - Matriz de transportes nos seis maiores países no mundo

Fonte: Probiogás, 2016a

Esta conjunção de fatos, resulta num grande desafio para viabilizar a substituição do óleo diesel pelo biometano. Por isso, a geração descentralizada de biogás torna-se uma resposta viável, pois apresenta uma série de vantagens, como a menor exposição aos riscos na variação de preços dos derivados de petróleo, menor custo considerando a proximidade ao centro de consumo e o baixo impacto ambiental, podendo facilmente ser utilizado para atendimento das frotas que estão diretamente ligadas aos processos produtivos do agronegócio. O uso de biometano em caminhões, ônibus e máquinas pesadas já é uma realidade em outros países. Na Suécia por exemplo, aproximadamente 50% dos ônibus são movidos a biometano (Probiogás, 2016a)

### **5.3 Análise de cenários**

Para este tópico optou-se por analisar dois trabalhos da EPE que estão divididos em visões de médio e longo prazo. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026), que apresenta uma indicação das perspectivas de governo para expansão do setor de energia com horizonte de 10 anos, e o Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), série Demanda de Energia - 2050, que é um estudo de planejamento dos diversos recursos energéticos com objetivo de fornecer subsídios para planejamento de longo prazo.

Como todo documento de análise de cenários, as informações devem ser vistas como orientativas e reflexo das visões influenciadas pelos dados disponíveis à época, e não como uma visão absoluta de cenário futuro. Outras fontes devem ser consultadas e ponderadas para uma tomada de decisão.

#### **5.3.1 Plano Decenal de Expansão de energia 2026**

O crescimento econômico mundial médio previsto neste estudo é de 3,8% ao ano. Em relação ao Brasil, espera-se uma fase de crescimento significativa impulsionada pelo mercado exterior e pela capacidade ociosa que possibilitaria respostas rápidas para este desenvolvimento. Especificamente em relação ao setor

agropecuário estima-se um crescimento vigoroso na ordem de 3,1% ao ano, mostrando-se como o principal eixo de crescimento do país.

Isto deve causar impactos na demanda de energia e na oferta dos diferentes recursos, como por exemplo, é esperado um aumento na participação do gás natural que deve se consolidar como energético extremamente competitivo assumindo papel de destaque no setor industrial.

Em relação ao biogás, o documento apresenta uma visão otimista para os resíduos de vinhaça e a torta de filtro, destinados a geração de energia elétrica no segmento sucroalcooleiro. Neste sentido, a usina Bonfim, ganhadora do leilão A-5 de 2016 no ambiente regulado, proporcionou uma série de dados e estimativas de potencial para o biogás obtido no tratamento da vinhaça.

No caso de geração distribuída, foi dado especial destaque para a energia fotovoltaica, entretanto, a contribuição do biogás aparece para sistemas de pequeno porte, com perspectiva de 300 MW de base instalada no final deste plano em 2026, como pode ser verificado na Figura 5.6.

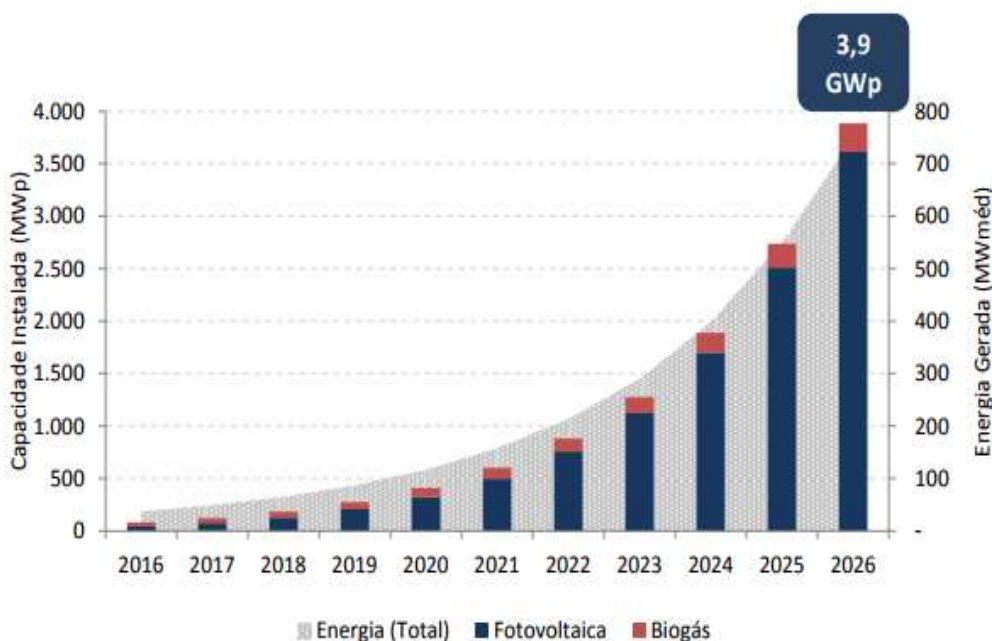


Gráfico 5.6 - Capacidade instalada e energia gerada a partir da geração distribuída fotovoltaica e de biogás

Fonte: EPE, 2017

O estudo indica também as principais fontes de geração dos gases de efeito estufa pela produção e uso de energia. A Figura 5.7 mostra que o setor de transportes segue como principal fonte seguido da área industrial. No caso das emissões fugitivas, incluem o transporte e processamento de gás natural e perdas nas atividades de exploração e produção, além da mineração de carvão. Mais um indicativo da necessidade de se priorizar o biometano como parte importante da mitigação dos riscos ambientais.

Entretanto, nos chama a atenção a ausência de maiores informações relacionadas ao biometano e das suas possibilidades de utilização, como no caso dos temas relacionados à mobilidade e injeção na rede de gás natural das distribuidoras.

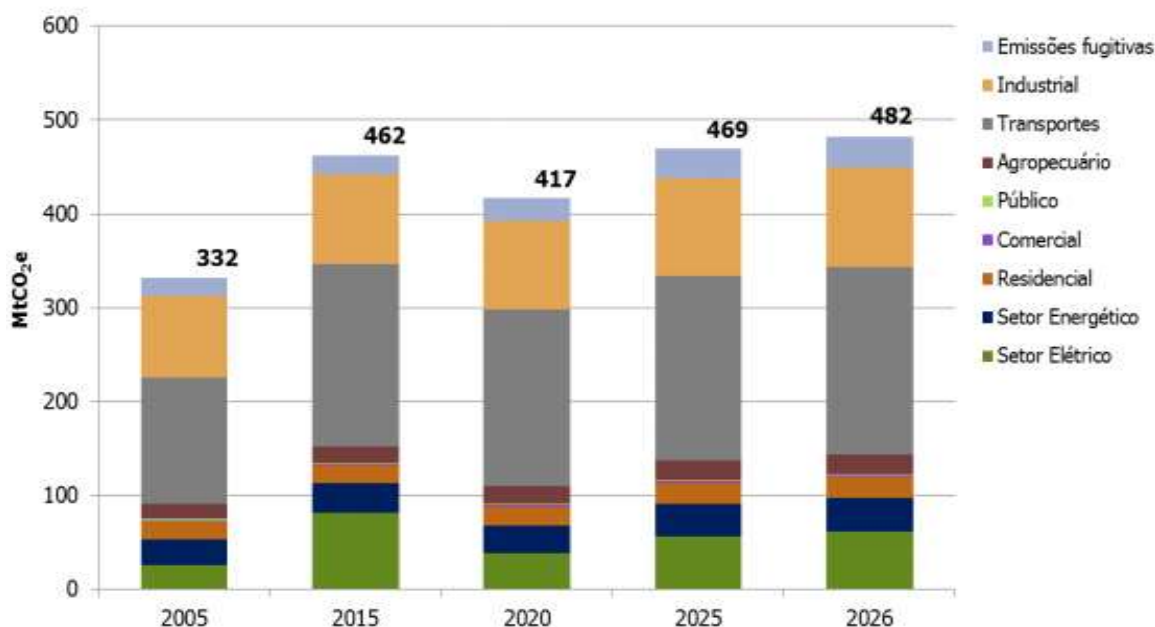


Figura 5.7 - Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia

Fonte: EPE, 2017

### 5.3.2 Plano Nacional de Energia 2050 – Série Demanda de Energia

Este estudo se desenvolve a partir de um cenário atual de grandes transformações e que aponta para desafios cada vez mais intrincados quando projetados a longo prazo. Diversos eventos estimulam a análise destes cenários,

como por exemplo, a crescente dificuldade e esgotamento do aproveitamento hidroelétrico, ganhos de competitividade de novas fontes de energia como é o caso da energia eólica já significativa no mercado brasileiro, o evento de Fukushima que colocou as soluções com energia nuclear numa posição muito difícil o que fez alguns países como Alemanha a abandonar esta fonte de energia, a transformação da fonte de energia do gás com o enfoque dado pelos EUA com a exploração acentuada do gás de xisto, os impactos ainda sentidos da crise de 2008 e os aprendizados que irão marcar o posicionamento estratégico em mercados futuros, os efeitos das mudanças climáticas com seus impactos já percebidos na atualidade e que projetam interferências significativas nas questões ambientais e relacionadas a forma como produzimos e consumimos energia. Outro desafio deste estudo é prever as novas tecnologias que poderão trazer transformações significativas nos próximos 40 anos.

O biogás aparece enfatizado neste horizonte de longo prazo com um primeiro destaque para a utilização do biometano em substituição ao óleo diesel em máquinas e implementos agrícolas. Além disso, são ressaltadas as vantagens do biogás como um combustível flexível e característico para utilização em geração distribuída, reconhecendo que a técnica de digestão anaeróbica é uma técnica muito desenvolvida internacionalmente e que tem uma característica de alta competitividade.

A competitividade do biogás apresentada neste trabalho refere-se à relação entre a quantidade economicamente viável para a produção de energia e o seu potencial total teórico estimado, em função da disponibilidade de recursos e em um ambiente com ausência de barreiras para seu desenvolvimento. Esta condição aponta para um valor na zona de competitividade de 24%. Em outras palavras, em função das barreiras para o aproveitamento total do potencial teórico, apenas 24% deste valor poderá ser alcançado na prática.

O mais crítico nesta análise é que este valor de 24% não se modifica ao longo do período estudado em função da competitividade relativa às demais fontes de energia. Entretanto, estes números podem melhorar em função de um aprofundamento das questões ambientais e a adoção de políticas públicas de incentivo para utilização do biogás e do biometano. Para geração de eletricidade, o valor considerado é de 7% de potencial.

A figura 5.8 mostra a expectativa de produção viável de biometano em m<sup>3</sup>/dia projetados até 2050 para o cenário de referência e para o cenário mais favorável mediante adoção de medidas de incentivos. Ambos comparados à projeção de produção total teórica máxima.

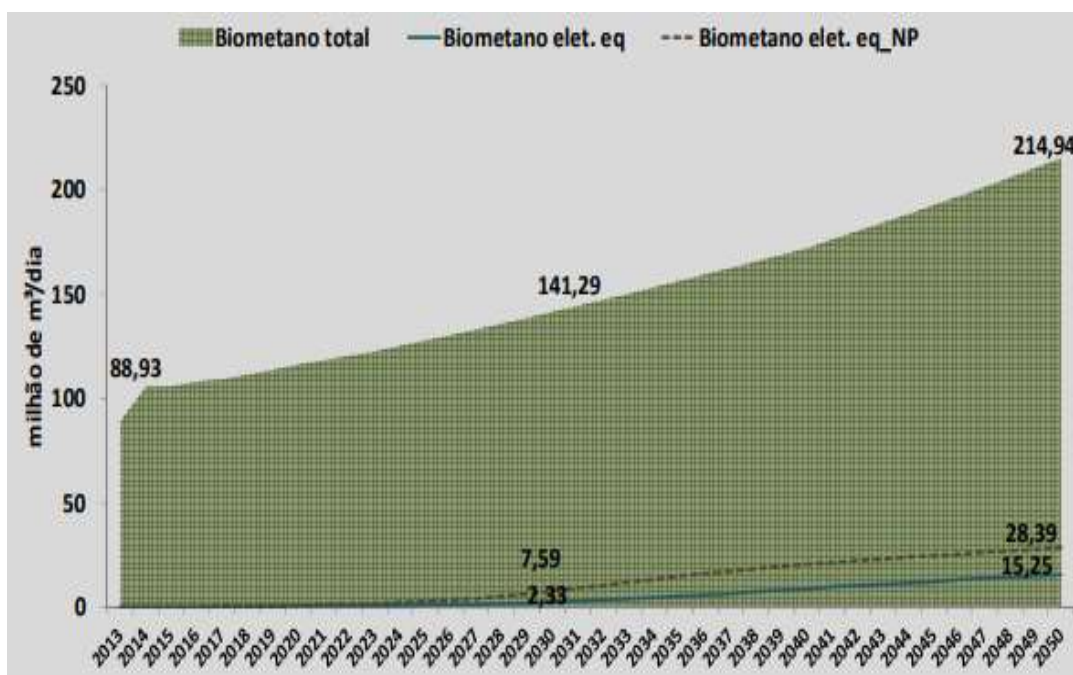


Gráfico 5.8 - Projeção da penetração do biometano para geração distribuída versus potencial teórico

Fonte: EPE (2017)

O Gráfico 5.9 apresenta a expectativa de geração distribuída de energia elétrica viável a partir do biogás considerando o MW médio projetados até 2050 para o cenário de referência e para o cenário mais favorável mediante adoção de medidas de incentivos.

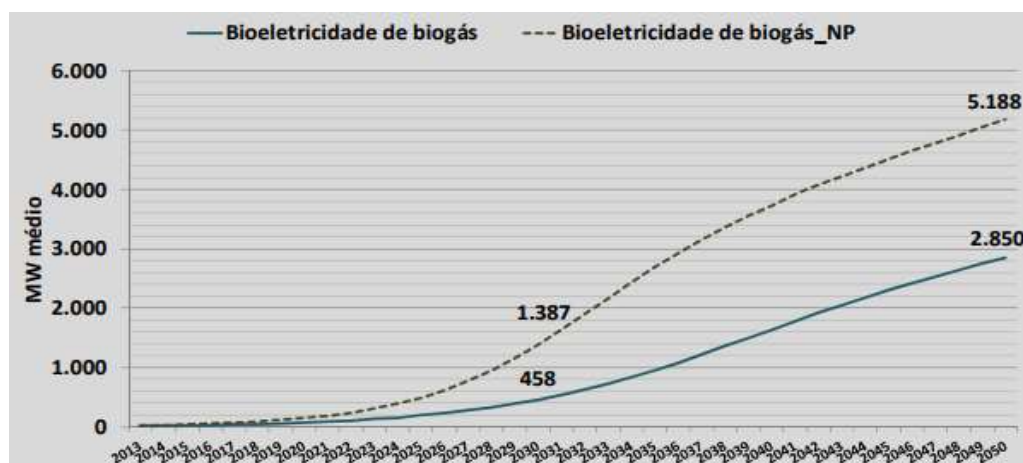


Figura 5.9 - Projeção da penetração da geração distribuída de biogás

Fonte: EPE (2017)

Como pode-se verificar, os próximos dez anos serão um período de consolidação dos projetos de referência para o biogás e desenvolvimento da cadeia de valor, estabelecendo as condições mais favoráveis de competitividade. Nesta fase, a penetração mais significativa é do biogás urbano, consequência da geração em aterros que se encontram numa fase mais madura de penetração de mercado, embora o potencial de geração de biogás na zona rural seja significativamente maior.

Outrossim, o estudo chama a atenção para o aumento crescente da participação do agronegócio na economia brasileira, o que demandará um consumo cada vez maior de fertilizantes. Isto indica uma necessidade de aumento na produção doméstica para diminuição das importações, que pode incluir como parte desta resposta a produção de biofertilizantes oriundos dos processos de biodigestão anaeróbica.

## 6. CONCLUSÃO

O Brasil histórico que encontramos na trajetória deste trabalho apresenta algumas características circulares que nos leva a pensar que são modelos que estão arraigados na cultura e no modo como resolvemos nossos desafios.

Algumas destas características logicamente nos é favorável, mas outras duas delas permeiam negativamente todo caminho de desenvolvimento do biogás no Brasil, em especial nas áreas rurais, como apresentado mais adiante.

Uma delas é que somos um país de contrastes acentuados e paradoxos que desafiam a lógica de mercado. No momento da conclusão deste trabalho, foi divulgado pelo Observatório do Clima, através dos dados da SEEG, que as emissões cresceram 9% em 2016, principalmente devido ao aumento do desmatamento divulgados pelo INPE, enquanto no mesmo período a economia recuou nos últimos dois anos 3,8% e 3,6%. O que fica mais intrigante se considerando que foram assinados acordos com metas bastantes agressivas para mitigação das emissões dos GEE. Acordos celebrados na COP 21 em Paris e ratificados na COP 22 em Marraquesch em 2016, onde o Brasil se comprometeu a reduzir as emissões em 43% (base 2005) até 2030. Mais recentemente na COP 23, conforme publicação no site [g1.globo.com](http://g1.globo.com) (18/11/2017), faltou ambição para os novos compromissos assumidos à nível mundial, apesar da presença dos Estados Unidos da América, que informaram o desejo de manter os projetos de redução das emissões. Mais especificamente em relação ao Brasil, houve um reforço no financiamento da Alemanha e do Reino Unido para projetos de manejo sustentável de florestas no Acre e no Mato Grosso, além de uma visão positiva sobre a queda no desmatamento da floresta Amazônica entre agosto de 2016 e julho deste ano, externado pelo ministro Norueguês.

A outra peculiaridade que parece ao longo deste trabalho é a dificuldade do desenvolvimento de estratégias e planejamentos de longo prazo. Continuando com a análise dos compromissos assumidos na COP 21, COP 22 e COP 23, é possível verificar que não existe um planejamento estratégico com desdobramento das ações, cronogramas e responsáveis para atingimento as metas de 2030. Outro exemplo foi o cancelamento dos leilões de energia para fontes renováveis no final de 2015. Um contrassenso em minha opinião, se forem considerados os investimentos na cadeia de fornecimento já realizados no Brasil e embasados em expectativas de crescimento

futuro. Além disso, por outro lado os novos dados mostram níveis críticos de diversos reservatórios em decorrência da falta de chuvas, o que deveria acelerar as metas de crescimento das renováveis na matriz energética.

Por isso, o biogás desponta como umas das melhores alternativas para enfrentarmos os dois maiores problemas da atualidade. O primeiro, refere-se à necessidade crescente de fornecimento de energia em função do aumento populacional, que deve chegar a 9 bilhões de pessoas em 2050 e dos novos grupos de consumidores que em função da melhoria do nível médio de renda demandam por mais energia. A outra vantagem deste ativo energético, é a sua característica de além de ser uma fonte de energia limpa e sustentável, também é a única fonte que trata de um passivo ambiental, ou seja, de resíduos orgânicos que se lançados diretamente na natureza, irão gerar GEE, principalmente o gás metano que causa 21 vezes mais impactos negativos à natureza que o próprio CO<sub>2</sub>.

Neste cenário, a área rural assume um papel de protagonista no desenvolvimento de soluções ligadas à produção de biogás. O agronegócio brasileiro, apesar da crise, continua crescendo e representa o segmento responsável pelas maiores emissões de GEE. Segmentando este mercado, encontramos o pequeno produtor rural, que é responsável por 70% do alimento colocado na mesa do brasileiro, enfrentando as diversas dificuldades inerentes à economia de baixa escala e aos poucos recursos para investimentos em saneamento ambiental.

Esta condição de liderança no agronegócio aliada ao fato de que o Brasil é um dos países que apresentam as melhores condições climáticas para produção do biogás, levou-nos ao questionamento principal deste trabalho, sobre quais seriam os motivos que atrapalharam o país em ocupar uma posição de referência mundial, seja do ponto de vista da produção ou no desenvolvimento de tecnologias associadas. Neste sentido, o foco de análise foi direcionado ao pequeno produtor rural.

As tentativas iniciais para introdução do biogás no Brasil não tiveram o sucesso esperado, em função da falta de um planejamento estruturado e de longo prazo, da utilização de materiais de baixa qualidade, baixa produtividade, falta de conhecimento e *know-how* técnico e do abandono dos pequenos produtores após a instalação dos sistemas. Esta política de altos e baixos, ao sabor das variações cambiais e da falta de incentivos, criou no mercado uma visão negativa em relação à tecnologia do biogás. Por isso, muitos projetos viraram esterqueiras, fruto da descontinuidade no

apoio às plantas já instaladas. E como alardeado pelos experts em marketing, reconquistar uma imagem positiva é muito mais difícil que desenvolver uma desde o início.

Muitas das barreiras e dificuldades enfrentadas para o desenvolvimento do biogás foram abordadas neste trabalho, mas é importante salientar algumas que sejam primordiais:

- Falta de um planejamento estratégico estruturado com envolvimento interministerial e formação de um comitê específico para tratar o desenvolvimento do biogás a longo prazo;
- Necessidades de desenvolvimento de um arcabouço legal específico para o biogás e leis ambientais que produzam maior efeito e alcance;
- Necessidade de incrementação dos incentivos, principalmente nas linhas de crédito específicas, nas desonerações de impostos e diferenciação de tarifas de entrada (feed-in tariff), para fomento de novos projetos. Estes incentivos devem ter a característica de serem regressivos, para que o biogás encontre o seu ponto de equilíbrio e competitividade natural;
- Falta levar em consideração na base de cálculo, as externalidades positivas atribuídas à solução com biogás. Como exemplo, podemos citar o biogás injetado nas redes de distribuição de gás natural. O consumidor final vai pagar o mesmo valor pelo mix de gás recebido, mas na análise de pegada de carbono e na mitigação dos passivos ambientais, verifica-se uma enorme vantagem para o biometano associado.
- Evoluir na tratativa dos incentivos, de tal forma que se possa diferenciá-los entre os diversos recursos de energias renováveis, considerando o estágio atual de desenvolvimento de cada fonte seja do ponto de vista

de participação de mercado ou do ponto de vista tecnológico, levando em consideração as necessidades peculiares de cada uma delas. Caso contrário, corre-se o risco de evoluir apenas na fonte que estiver num estágio mais maduro de desenvolvimento em detrimento de outras com potencial de se tornarem grandes alternativas.

- Faltam projetos de referência que incentivem novos investidores, principalmente para pequenas propriedades rurais. Este segmento é muito sensível à entrada de novas tecnologias e há dificuldades em ter acesso a algo prático que esteja funcionando, especialmente projetos que sejam coerentes com as necessidades locais, baseados em análises de geoprocessamento.
- O baixo nível de capacitação técnica, principalmente para os líderes regionais (sindicato, prefeituras, etc..), fornecedores regionais e em especial aos pequenos produtores. Neste caso, vale a estratégia de pensar global, mas agir regional.
- A geração descentralizada de energia elétrica, propiciada por meio da resolução normativa RN 482, alterada pela resolução 687 da ANEEL, foi um avanço dos mais importantes para a viabilização da geração de energia elétrica em pequenas propriedades rurais com a possibilidade de injeção desta energia nas redes das concessionárias. Entretanto, como a cogeração do biogás gera excedentes de energia elétrica, muitas vezes maiores que o consumo de cada propriedade participante, o sistema atual de créditos de energia não estimula a maximização destes projetos. A compra desta energia excedente estimularia sobremaneira os projetos a biogás.

Em especial na zona rural, mais precisamente relacionado às pequenas propriedades, seria muito importante a formação de cooperativas, principalmente para viabilizar a produção do biometano. O processo de purificação do biogás para

obtenção do biometano é relativamente complexa e de custo elevado, por isso, a reunião de diversos produtores diluem os custos e aumentam a escala de produção. Vale salientar aqui uma discussão importante relacionada a canalização do biogás a baixa pressão até a central de purificação, uma vez que o monopólio das redes de gás natural pertence legalmente às concessionárias. Entretanto, não parece viável tratar esta tubulação da mesma forma que se trata aquelas de alta pressão para distribuição do gás natural e do biometano.

Mesmo sem chegar à fase de biometano, o produtor pode se beneficiar muito com outros atributos do biogás, como a geração de energia elétrica para uso próprio, e o aproveitamento do calor do sistema de co-geração para aquecimento de água e cocção, por exemplo. Outro benefício importante a ser destacado é produção e uso de biofertilizantes provenientes do tratamento anaeróbico dos resíduos.

Concluindo, a produção do biogás, tem mostrado perspectivas tecnológicas interessantes para o futuro que podem aumentar a atratividade desta fonte. Mais recente, pode-se citar as soluções utilizando a co-digestão, muito aplicada no exterior e já com projeto piloto de demonstração em Itaipu em conjunto com o CIBiogás, integrando resíduos de esgoto, alimentos e podas de arvores e grama. Solução adequada para empreendimentos como hotelaria e indústrias que dispõem destes recursos. E mais adiante a reforma do biogás para obtenção do hidrogênio, utilizado, por exemplo, para carregar células combustíveis.

Minha visão final é otimista, acreditando na viabilidade e aumento importante da participação do biogás na matriz energética, gerando riquezas, contribuindo para a mitigação dos efeitos GEE e trazendo mais conforto especialmente para o pequeno produtor rural.

## REFERÊNCIAS

ABILOGÁS, Associação Brasileira de Biogás e de Biometano. Proposta de Programa Nacional do Biogás e do Biometano - PNBB, 2015.

Disponível em: [www.abiogas.org.br](http://www.abiogas.org.br)

ABILOGÁS, Associação Brasileira de Biogás e de Biometano. Artigo: Distribuidoras terão que contratar energia a biomassa, 2016.

Disponível em: [www.abiogas.org.br](http://www.abiogas.org.br)

ABILOGÁS, Associação Brasileira de Biogás e de Biometano. Artigo: A hora das renováveis no meio rural, 2017.

Disponível em: [www.abiogas.org.br](http://www.abiogas.org.br)

ABILOGÁS, Associação Brasileira de Biogás e de Biometano. Artigo: Qual o custo da mobilidade urbana, 2017.

Disponível em: [www.abiogas.org.br](http://www.abiogas.org.br)

ABILOGÁS, Associação Brasileira de Biogás e de Biometano. Artigo: Banco do Brasil vai liberar R\$ 1 bilhão em crédito para projetos de agroenergia no Oeste Paranaense, 2017.

Disponível em: [www.abiogas.org.br](http://www.abiogas.org.br)

ABILOGÁS, Associação Brasileira de Biogás e de Biometano. Artigo: 2016 foi o melhor ano da história do biogás no Brasil, 2017.

Disponível em: [www.abiogas.org.br](http://www.abiogas.org.br)

ABILOGÁS, Associação Brasileira de Biogás e de Biometano. Artigo: Políticas públicas para o biogás começam a surgir pelo Brasil, 2017.

Disponível em: [www.abiogas.org.br](http://www.abiogas.org.br)

ABILOGÁS, Associação Brasileira de Biogás e de Biometano. Artigo: Biogás na pauta política, 2017.

Disponível em: [www.abiogas.org.br](http://www.abiogas.org.br)

ABILOGÁS, Associação Brasileira de Biogás e de Biometano. Artigo: Políticas públicas para o biogás começam a surgir pelo Brasil, 2017.

Disponível em: [www.abiogas.org.br](http://www.abiogas.org.br)

ABILOGÁS, Associação Brasileira de Biogás e de Biometano. Artigo: Projetos de referência internacional saíram do papel em 2016, 2017.

Disponível em: [www.abiogas.org.br](http://www.abiogas.org.br)

AMARAL, A. C., KUNZ, A.; STEINMETZ, R. L. R.; SCUSSIATO, L.A.; TAPPARO, D. IV Simpósio Internacional Sobre Gerenciamento de Resíduos Agropecuários e Agroindustriais, de 05 a 07 maio de 2015. Artigo: Anaerobic digestion of swine manure: stratified production units and its biogas potential, 2015.

ANDREOS, R. Cogeração de energias térmica e eletromecânica – capítulo 12, in Simões Moreira, J. R. (org.) Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética, LTC-GEN, RJ, 2017.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Chamada Nº 014/2012 projeto estratégico: arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração de energia elétrica a partir de biogás oriundo de resíduos e efluentes líquidos na matriz energética brasileira, 2012.

Disponível em: [www.aneel.org.br](http://www.aneel.org.br)

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.

Disponível em: [www.aneel.org.br](http://www.aneel.org.br)

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Caderno temático: Micro e Minigeração Distribuída: sistema de compensação de energia elétrica, 2016.

Disponível em: [www.aneel.org.br](http://www.aneel.org.br)

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 3, 2017.

Disponível em: [www.aneel.org.br](http://www.aneel.org.br)

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Nota Técnica nº 132/2013/–SBQ-RJ, 2013.

Disponível em: [www.anp.org.br](http://www.anp.org.br)

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Consulta ao site [www.anp.org.br](http://www.anp.org.br), 2017.

BLEY Jr., C. Livro: Biogás a Energia Invisível, 2015.

BRITO, E. H. G. Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – Escola Politécnica / Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física – Universidade de São Paulo. Revisão tarifária e diferenças regionais: Um estudo de concessões e distribuição de energia elétrica no Brasil, 2009.

CANAL ENERGIA. Artigo: O potencial da produção de biogás, 2016.

Disponível em: [www.canalenergia.com.br](http://www.canalenergia.com.br)

CANAL ENERGIA. Artigo: A hora das renováveis no meio rural, 2017.

Disponível em: [www.canalenergia.com.br](http://www.canalenergia.com.br)

CANAL ENERGIA. Artigo: Produção de biogás tem grande potencial, mas depende de incentivos, 2017.

Disponível em: [www.canalenergia.com.br](http://www.canalenergia.com.br)

CCEE – Câmara de comercialização de energia elétrica. Consulta ao site [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br), 2017.

CIBIOGÁS. Artigo: CIBiogás e Itaipu inauguram planta de biogás para a geração de biometano, 2017a.

Disponível em: [cibiogas.org](http://cibiogas.org)

CIBIOGÁS. Notas de aula: Curso de fundamentos do biogás - Produção e uso energético, 2017b.

Disponível em: [ead.cibiogas.org](http://ead.cibiogas.org)

CNA BRASIL - Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil. Artigo: PIB e performance do agronegócio, 2017.

Disponível em: [www.cnabrasil.org.br](http://www.cnabrasil.org.br)

COLUNA, N. M. E. Análise do potencial energético dos resíduos provenientes da cadeia agroindustrial da proteína animal no Estado de São Paulo. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia (PPGE) do Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo (USP). São Paulo, 2016.

COSTA, L. V. C.; LUAS Jr., J. VII EPG – Encontro Latino Americano de Pós-Graduação. Artigo: Produção de metano a partir de dejetos de suínos, 2008.

COSTA, L. C. A.; MELLO, LEONEL ITAUSSU A. História do Brasil – São Paulo, editora Scipione, 11ª. Edição, 2004.

DEGANUTTI, R.; PALHACI, M. C. J. P.; ROSSI, M.; TAVARES, R. Biodigestores Rurais: Modelos Indiano, Chinês e Batelada. Trabalho apresentado no AGRENER 2002. Departamento de artes e Representação Gráfica. FAAC - Faculdade de Arquitetura, Artes e Comunicação, UNESP – Universidade Estadual Paulista Julio de Mesquita Filho, Bauru, São Paulo, 2002.

ENERGIAS RENOVÁVEIS, GERAÇÃO DISTRIBUIDA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. in Simões Moreira, J. R. (org.), LTC-GEN, RJ, 2017.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional, Série estudos da demanda, nota técnica DEA 28/13: Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2014-2023), 2013.

Disponível em: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Série estudos da demanda de energia nota técnica DEA 13/14: Demanda de Energia 2050, 2014.

Disponível em: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Série estudos econômicos nota técnica DEA XX/15: Cenário econômico 2050, 2015a.

Disponível em: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 – PDE 2024, 2015b.

Disponível em: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Série estudos da demanda de energia nota técnica DEA 13/15: Demanda de Energia 2050, 2016b.

Disponível em: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Energia termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear, 2016c.

Disponível em: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, 2017a.

Disponível em: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional - BEN 2017, Relatório Síntese – 2016, 2017b.

Disponível em: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016, 2017, 2017c.

Disponível em: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

FEAM – Fundação Estadual de Meio Ambiente. Guia técnico ambiental de biogás na agroindústria / Fundação Estadual do Meio Ambiente, Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais, Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável (GIZ). Belo Horizonte, 2015.

FGV ENERGIA – Fundação Getúlio Vargas. Caderno: BIOCOMBUSTÍVEIS, 2017.

Disponível em: [www.fgv.br/energia](http://www.fgv.br/energia)

FGV ENERGIA – Fundação Getúlio Vargas. Artigo: Ambiente Regulatório Seguro para Biocombustíveis, 13/09/2017.

Disponível em: [www.fgv.br/energia](http://www.fgv.br/energia)

FIGUEIREDO, S. F. O carro a álcool: Uma experiência de política pública para a inovação no Brasil. Dissertação para o curso de Mestrado Profissionalizante em Políticas de Ciência e Tecnologia – Universidade de Brasília, 2006.

GARCILASSO, VANESSA P. Notas de aula do curso de especialização em Energias Renováveis – Uso de biomassa, biodigestores e biogás, PECE - USP, 2017.

GEBRAN, A. C.; SANTOS, V. Modelo de acesso de geração distribuída ao sistema da COPEL com exemplo de aplicação. Monografia. Curso de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2011.

GEF, Global Environment Facility. Projeto: GEF-6 REQUEST FOR PROJECT ENDORSEMENT/APPROVAL, 2017.  
Disponível em: [www.thegef.org](http://www.thegef.org)

GENOVESE, A. L.; UDAETA M. E. M.; GALVÃO, L. C. R. Artigo: Aspectos energéticos da biomassa como recurso no brasil e no mundo, 2006.

HEFNER III, R. A. Artigo: The Age of Energy Gases, 2007.

HIRANO, M. Y. Geração de energia por microturbina alimentada à biogás em uma propriedade rural - Estudo de caso. Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Campus de Bauru, 2015.

IEA & IRENA - International Energy Agency and International Renewable Energy Agency. Perspectives for the energy transition, Investment Needs for a Low-Carbon Energy System, 2017.

IEA BIOENERGY - International Energy Agency. Biomethane Status and Factors Affecting Market Development and Trade, 2014.  
Disponível em: [task40.ieabioenergy.com](http://task40.ieabioenergy.com)

IEA BIOENERGY - International Energy Agency. Countries' Report - Bioenergy policies and status of implementation, 2016.  
Disponível em: [task40.ieabioenergy.com](http://task40.ieabioenergy.com)

MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Publicação: Projeções do agronegócio Brasil 2016/17 a 2026/27. Projeções de Longo Prazo, 2017.  
Disponível em: [www.agricultura.gov.br](http://www.agricultura.gov.br)

METRI, M. Revista Tempo do Mundo do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA. Artigo: A diplomacia monetária dos Estados Unidos nos anos setenta, 2017.

IRENA - International Renewable Energy Agency. Global Bioenergy - Supply and demand projections for the Year 2030, 2014.  
Disponível em: [www.irena.org](http://www.irena.org)

IRENA - International Renewable Energy Agency. Measuring small-scale biogas capacity and production, 2016a.  
Disponível em: [www.irena.org](http://www.irena.org)

IRENA - International Renewable Energy Agency. Roadmap for a renewable energy future, 2016b.

Disponível em: [www.irena.org](http://www.irena.org)

IRENA - International Renewable Energy Agency. REthinking Energy 2017, 2017.

Disponível em: [www.irena.org](http://www.irena.org)

KARLSSON, T.; KONRAD, O.; LUMI, M.; SCHMEIER, NARA P.; MARDER, M.; CASARIL, CAMILA E.; KOCH, FÁBIO F.; PEDROSO, ALBARI G. Manual básico do Biogás, 2014.

LUCAS Jr., J. Entrevista em dezembro de 2015 para Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – Boletim informativo 030, 2015.

Disponível em: [www.agricultura.gov.br/assuntos/sustentabilidade/plano-abc/suinocultura-abc/boletins-informativos](http://www.agricultura.gov.br/assuntos/sustentabilidade/plano-abc/suinocultura-abc/boletins-informativos)

LUCAS Jr., J. Artigo: Manejo de dejetos em suinocultura: biodigestores, ACRISMAT - Associação dos Criadores de Suínos de Mato Grosso, 2009.

LOBATO, L. C. S. Aproveitamento energético de biogás gerado em reatores UASB tratando esgoto doméstico. Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Saneamento, Meio Ambiente e Recursos Hídricos da Universidade Federal de Minas Gerais, 2011.

MATINC, C., BONA, ELIANA DE A. M. DE; SOMER, JULIANA G.; MILANI, LAÍS DE M. M.; LINS, LEONARDO P.; MENEGOL, TANIA; BLEY Jr, CÍCERO. Artigo: Avaliação da eficiência de remoção de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> na unidade de tratamento de biogás da microcentral termelétrica do condomínio de agroenergia – Sanga Ajuricaba. Apresentado no III Simpósio Internacional Sobre Gerenciamento de Resíduos Agropecuários e Agroindustriais, de 12 a 14 de março de 2013, 2013

MAXIR, H. S. O mercado internacional do petróleo: a influência da OPEP e o poder de mercado. Dissertação de mestrado apresentado na Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz” de Piracicaba – Universidade de São Paulo, 2016.

MENEGOL, T.; SOMER, JULIANA G.; MATINC, C.; BONA, ELIANA M. DE; MILANI, LAÍS DE M.; LINS, LEONARDO P.; BLEY JR, CÍCERO. Artigo: Estudo da produção de biogás em laboratório e caracterização do biogás produzido em campo e em laboratório, utilizando como substrato dejetos suínos. Apresentado no III Simpósio Internacional sobre Gerenciamento de Resíduos Agropecuários e Agroindustriais, de 12 e 14 de março de 2013, 2013.

MMA – Ministério do Meio Ambiente. PNMA II – Programa Nacional do Meio Ambiente, 2017.

Disponível no site: [www.mma.gov.br](http://www.mma.gov.br)

MME – Ministério de Minas e Energia. Consulta ao site [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br), 2017.

OHASHI, F. H. O advento, crescimento, crise e abandono do Proálcool. Monografia apresentada no curso de Ciências Econômicas da Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2008.

PALHARES, J. C. P. Artigo: Biodigestão anaeróbica de dejetos suínos: aprendendo com o passado para entender o presente e garantir o futuro, 2008.

PIMENTA, M. M. Máquinas e processos de transformação de energia térmica – capítulo 03, in Simões Moreira, J. R. (org.) Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética, LTC-GEN, RJ, 2017.

PERLINGEIRO, C. A. G. Biocombustíveis no Brasil: Fundamentos, Aplicações e Perspectivas / Carlos Augusto G. Perligeiro (org.). Capítulo 5 – Biogás – Biocombustíveis ANP – Sérgio Túlio Cassini, Suani Teixeira Coelho e Vanessa Pecora Garcilasso. 1. ed. – Rio de Janeiro: Synergia: Acta, 2014.

PROALCOOL 40 ANOS. Universidades e empresas: 40 anos de ciência e tecnologia para o etanol brasileiro. Carlos Henrique de Brito Cruz; Gláucia Mendes Souza; Heitor Cantarella; Marie-Anne van Sluys; Rubens Maciel Filho; Luís Augusto Barbosa Cortez (org.), 2016.

PROBIOGÁS - Projeto Brasil Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético do Biogás: Guia Prático do Biogás - Geração e Utilização, 2010.

PROBIOGÁS - Projeto Brasil Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético do Biogás: Catálogo de tecnologias e empresas de biogás, 2014.

PROBIOGÁS - Projeto Brasil Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético do Biogás: Avaliação de opções para o tratamento de efluentes da produção de biogás, 2015a.

PROBIOGÁS - Projeto Brasil Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético do Biogás: Tecnologias de digestão anaeróbia com relevância para o Brasil: substratos, digestores e uso de biogás, 2015b.

PROBIOGÁS - Projeto Brasil Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético do Biogás: Anteprojeto de uma usina de pesquisa e capacitação em biogás, 2015c.

PROBIOGÁS - Projeto Brasil Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético do Biogás. Catálogo de tecnologias e empresas de biogás, 2015d.

PROBIOGÁS - Projeto Brasil Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético do Biogás. Avaliação de opções para o tratamento de efluentes da produção de biogás, 2015e.

PROBIOGÁS - Projeto Brasil Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético do Biogás. Comercialização de subprodutos de uma planta de biogás, 2015f.

PROBIOGÁS - Projeto Brasil Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético do Biogás. Barreiras e propostas de soluções para o mercado de biogás no Brasil, 2016a.

PROBIOGÁS - Projeto Brasil Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético do Biogás. Biometano como combustível veicular, 2016b.

PROBIOGÁS - Projeto Brasil Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético do Biogás. Conceitos para o licenciamento ambiental de usinas de biogás, 2016c.

PROBIOGÁS - Projeto Brasil Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético do Biogás. Orientações para a importação de equipamento de biogás, 2017.

REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Renewables 2017 Global Status Report, 2017.

ROOS, B. C. Economia do petróleo e desenvolvimento: Estudo exploratório sobre as perspectivas do pré-sal Brasileiro. Dissertação de mestrado do Programa de Pós-Graduação em Economia da UFRN., 2013.

SABESP – Consulta ao site [www.sabesp.com.br](http://www.sabesp.com.br), 2017.

SCHIRMER, W. N.; BARBOSA, FABÍOLE J. LOS; CABRAL, ALEXANDRE R.; CROVADOR, MARIA I. C.; CAPANEMA, MARLON A. Artigo: Geração de biogás a partir da co-digestão anaeróbia de resíduos sólidos municipais com dejetos suínos. Apresentado no IV Simpósio de Tecnologia Sucroenergética e de Biocombustíveis, 2016.

SEEG - Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa (Observatório do Clima - OC). Análise da evolução das emissões de GEE no Brasil (1990-2012) - documento síntese, 2014.

SEEG - Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa (Observatório do Clima - OC). Artigo: Emissões do Brasil sobem 9% em 2016, 2017.

SETOR ENERGÉTICO. Artigo: Depois da eólica chegou o momento do biogás, 2016. Disponível em: [www.setorenergetico.com.br](http://www.setorenergetico.com.br)

SILVA, A. R. S. Viabilidade econômica da geração de energia elétrica a partir do biogás gerado em estação de tratamento de efluente industrial de cervejarias. Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Ambiente da Universidade Federal do Maranhão, 2014.

SILVA, C. B.; CAILLOT, VANESSA A.; FRANCISCO, ANTONIO C. DE; KOVALESKI, JOÃO L. Artigo: Portfólio Bibliográfico sobre os diferentes tipos biodigestores para a produção de energia. Apresentado no CONBREPPO - CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 2015.

SILVA, J. G. Artigo: Velhos e novos mitos do rural brasileiro. Estudos avançados vol.15 no.43, São Paulo, 2001.

SOARES, R. C.; SILVA, S. R. C. M. Artigo: Evolução histórica do uso de biogás como combustível. Apresentado no V Congresso de Pesquisa e Inovação da Rede Norte Nordeste de Educação Tecnológica (CONNEPI 2010), 2010.

VEIGA, A. P. B. Contribuição à avaliação das barreiras e oportunidades regulatórias, econômicas e tecnológicas do uso de biometano produzido a partir do gás de aterro no Brasil. Dissertação de mestrado apresentada ao programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, 2016.

ZANETTE, A. L. Potencial de aproveitamento energético do biogás no Brasil. Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.