PERSPECTIVAS E PROPOSTAS PARA A EXPANSÃO DO BIOGÁS NO BRASIL: UMA ANÁLISE DE POLÍTICAS PÚBLICAS

Isabela Cristina Mancio de Araujo Lima

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Mauricio Tiomno Tolmasquim

Rio de Janeiro

Fevereiro de 2020

PERSPECTIVAS E PROPOSTAS PARA A EXPANSÃO DO BIOGÁS NO BRASIL: UMA ANÁLISE DE POLÍTICAS PÚBLICAS

Isabela Cristina Mancio de Araujo Lima

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientador: Mauricio Tiomno Tolmasquim

Aprovada por: Prof. Mauricio Tiomno Tolmasquim
Prof. André Frossard Pereira de Lucena
Dr. Luciano Basto Oliveira
Dr. José Mauro Ferreira Coelho

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
FEVEREIRO DE 2020

Lima, Isabela Cristina Mancio de Araujo

Perspectivas e propostas para a expansão do biogás no Brasil: uma análise de políticas públicas / Isabela Cristina Mancio de Araujo Lima – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2020.

XII, 129 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Mauricio Tiomno Tolmasquim

Dissertação (mestrado) - UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 120-128.

1. Biogás. 2. Políticas públicas. 3. Biocombustíveis. I. Tolmasquim, Mauricio Tiomno. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Ao meu sobrinho, Tadeuzinho,

À minha valente e corajosa, Pippa,

Amo do tamanho do mundo!

AGRADECIMENTOS

Ao meu marido, Aldo, todo meu amor. Meu porto-seguro, minha inspiração, minha dupla nessa jornada, pra sempre.

À minha família, do Rio de Janeiro e do Rio Grande do Norte.

Ao meu orientador, Mauricio Tolmasquim, obrigada pela confiança, pela oportunidade, pelos comentários sempre gentis e por todo o suporte.

À toda EPE, em especial, à equipe da DPG. Agradeço por terem me recebido, me encorajado e por dividirem seu precioso tempo comigo.

A todos com quem conversei e entrevistei, seja pessoalmente, telefone, videoconferência ou por Skype, o meu muito obrigada! Esse trabalho não seria possível sem vocês: Tamar Roitman (FGV); Aline Scarpetta (CIBiogás); Alessandro Gardemann (Abiogás); Marcela Flores (ANP); aos pesquisadores Leidiane Mariani, Daniel e Monique Stilpen e Luiz Gustavo; Higor Valle (Green Domus); Rodrigo Régis (CIBiogás); Artur Milanez (BNDES); Danielle Ornellas (ANP); Sidney de Medeiros (MAPA); Pietro Mendes (ANP); Felipe Marques (CIBiogás); Alexandre Caldeira (ANP); Jan Haasjes (Chácara Marujo); Emerson Lourenço (SEBRAE-PR); Maycon Vendrame (ITAIPU Binacional); Gustavo Ramos (MCTIC).

Aos membros da banca, obrigada por aceitarem o convite e pelos comentários que, tenho certeza, acrescentarão muito neste trabalho.

Ao PPE, obrigada pelos ensinamentos e ótimas lembranças.

Por último e não menos importante, aos meus queridos amigos. Obrigada!

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

PERSPECTIVAS E PROPOSTAS PARA A EXPANSÃO DO BIOGÁS NO BRASIL: UMA ANÁLISE DE POLÍTICAS PÚBLICAS

Isabela Cristina Mancio de Araujo Lima

Fevereiro/2020

Orientador: Mauricio Tiomno Tolmasquim

Programa: Planejamento Energético

O atual cenário mundial nos sugere que é preciso investir cada vez mais em novas fontes de geração, garantir um abastecimento eficiente e, em especial, alternativas viáveis na transição para uma economia de baixo carbono e menos dependente em combustíveis fósseis. É nesse contexto que se insere o biogás, tema desta dissertação. Por poder ser gerado a partir de fontes diversificadas e renováveis de biomassa ou resíduos, o biogás é um importante instrumento para a sustentabilidade ambiental, social e econômica, uma vez que atua no combate às mudanças climáticas e promove a distribuição de energia descentralizada. Somado a isso, é uma tecnologia capaz de se adaptar a distintas escalas produtivas e a diferentes ambientes geográficos, bem como se destinar a múltiplas finalidades energéticas. Entretanto, para que o biogás de fato se estabeleça como vetor energético no país, serão necessários avanços estruturais e institucionais, bem como a articulação dos agentes interessados. Neste trabalho, sob a ótica do biogás, foi realizada uma análise mais aprofundada da Política Nacional de Biocombustíveis – RenovaBio –, Política de Estado que entrou em vigor no fim de 2019, e que visa promover o papel estratégico dos biocombustíveis na matriz de transporte. Dito isso, uma vez que não foi vislumbrada a eficácia desta política na promoção do biogás foram sugeridas e elaboradas outras propostas. Dentre elas, se destaca a criação de uma Política Nacional do Biogás, uma medida específica, considerada como a melhor forma de fomentar e inserir, de forma definitiva, o biogás no cenário nacional.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

PERSPECTIVES AND PROPOSALS FOR BIOGAS EXPANSION IN BRAZIL: AN ANALYSIS OF PUBLIC POLICIES

Isabela Cristina Mancio de Araujo Lima

February/2020

Advisor: Mauricio Tiomno Tolmasquim

Department: Energy Planning

In the current world context, it is necessary to invest more in new sources of generation, as well as ensure efficient supply, and in particular viable alternatives in the transition to a low carbon and less fossil fuel dependent economy. It is in this context that biogas, the theme of this dissertation, is inserted. Because it can be generated from diverse and renewable sources of biomass, biogas is an important instrument for environmental, social and economic sustainability, once that acts to combat climate change and promotes decentralized energy distribution. In addition, it is a technology capable of adapting to different production scales and different geographical environments, as well as for multiple purposes, such as electric, thermal or vehicular energy. However, in order for biogas to truly establish itself as an energy vector in the country, it will require structural and institutional advances, as well as the articulation of stakeholders. In this work, from the perspective of biogas, a deeper analysis of the National Biofuels Policy - RenovaBio - a State Policy that came into force at the end of 2019, which aims to promote the strategic role of biofuels in the Brazilian transport matrix. That said, since the effectiveness of this policy in promoting biogas was not seen, other proposals were suggested and elaborated. Among them, the creation of a National Biogas Policy stands out, a specific measure, considered as the best way to foster and definitively insert biogas in the national scenario.

SUMÁRIO

1 – Introdução 1
1.1 – Objetivos 3
1.2 – Estrutura da dissertação 4
2 – O Biogás 6
2.1 – Biometano 11
2.2 – O processo de Biodigestão 16
2.3 – Biogás e Sustentabilidade 19
2.4 – Biogás no Cenário Sucroenergético 22
3 – Potencial de produção e aproveitamento energético do biogás no Brasil 26
3.1 – Setor Sucroenergético 32
4 – Teorias econômicas e as Políticas Públicas 36
4.1 – Instrumentos de Comando-e-Controle 37
4.2 – Instrumentos Econômicos (ou de mercado) 38
4.3 – A concepção de Políticas Públicas 39
4.3.1 – Experiências internacionais 40
5 – RenovaBio 48
5.1 – Certificação da Produção 56
5.2 – Crédito de Descarbonização por Biocombustíveis (CBIO) 60
6 – Metodologia de estudo para o diagnóstico do setor de biogás e biometano no Brasil 69
6.1 – Mecanismos de incentivos e barreiras ao aproveitamento de biogás no Brasil 72
6.1.1 – Instrumentos de fomento para o desenvolvimento do setor 73
6.1.2 – Obstáculos enfrentados 83
7 – Propostas para o melhor aproveitamento do biogás 86
7.1 – No âmbito do RenovaBio 86
7.2 – Em paralelo ao RenovaBio 91
7.3 – Resumo das Propostas 108
8 – Considerações finais e recomendações 115
Anexo 1 – Questionário: Diagnóstico do setor de biogás no Brasil, um estudo sobre o RenovaBio. 129

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Composição básica do biogás 6
Figura 2: Possíveis usos finais do biogás 8
Figura 3: Malha brasileira de gasodutos de transporte: atual e planejada 12
Figura 4: Evolução do Ambiente Regulatório Biogás-Biometano 14
Figura 5: Possibilidades de comercialização do biogás e biometano 15
Figura 6: Fluxograma simplificado do processo de biodigestão 17
Figura 7: Pegada de Carbono via ACV de diversos combustíveis 21
Figura 8: Fluxograma simplificado do processo de produção de etanol, com geração de vinhaça e posterior conversão em biogás/biometano 23
Figura 9: potencial nacional de biogás por setor 26
Figura 10: Projeção de produção de biogás do setor sucroenergético 32
Figura 11:RenovaBio e seus principais instrumentos 50
Figura 12: RenovaCalc para Etanol de Cana-de-açúcar 53
Figura 13: Cálculo da NEEA – diferença entre ao valor do fóssil de referência e a IC determinada do Biocombustível 54
Figura 14: Expectativa de adesão dos produtores de biocombustíveis ao RenovaBio (fator de capacidade certificada) 57
Figura 15: fluxograma reduzido 58
Figura 16: Emissão do certificado de produção eficiente de biocombustíveis 59
Figura 17: Dinâmica do CBIO entre os diversos agentes 62
Figura 18: exemplo hipotético usinas de cana e seu CFE 65
Figura 19: Obtenção da nota de eficiência do biocombustível 65
Figura 20: Síntese dos atores consultados para a elaboração do diagnóstico do setor de biogás no Brasil 71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1:Quantidade de plantas de biogás existentes em 2018 no Brasil 27
Tabela 2:Quantidade de plantas/produção de biogás por região (m3) 28
Tabela 3:Usos finais para o biogás 29
Tabela 4: Projeções de produção de biogás e biometano até 2050 33
Tabela 5: metas de redução de emissões projetadas (2019 – 2028) 55
Tabela 6:Biocombustíveis e seus fósseis equivalentes 63
Tabela 8: Intensidade de carbono dos combustíveis fósseis equivalentes (CFE)..... 64
Tabela 8: NEEA para cada Usina do exemplo hipotético 66
Tabela 9: Quantidade de CBIOs gerados por usina, exemplo hipotético 66
Tabela 10: Resumo do perfil dos entrevistados 70
Tabela 11: Principais atores envolvidos com o fortalecimento da cadeia de biogás no Brasil 81
Tabela 12: Resumo das principais políticas/programas/incentivos ao desenvolvimento do biogás no Brasil 82
Tabela 13: Mecanismos de incentivos versus principais barreiras do setor de biogás no país 85

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABiogás – Associação Brasileira de Biogás e Biometano

ACL – Ambiente de Comercialização Livre

ACR – Ambiente de Comercialização Regulado

ACV – Avaliação do Ciclo de Vida

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

ARSESP – Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CETESB – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo

CIBiogás – Centro Internacional de Energias Renováveis – Biogás

CMBC – Comitê de Monitoramento de Biocombustíveis e Combustíveis

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CH_4 – Metano

CO_2 – Dióxido de Carbono

CQNUMC – Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas

Embrapa – Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária

ETE – Estação de Tratamento de Esgoto

FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos

GD – Geração Distribuída

GEE – Gases de Efeito Estufa

GIZ – *Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (Agência Alemã pelo Desenvolvimento)

GNV – Gás Natural Veicular

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IEA – *International Energy Agency*

MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento

Mcidades – Ministério das Cidades

MCTIC – Ministério das Ciências, Tecnologia, Inovações e Comunicações

MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior

MMA – Ministério do Meio Ambiente

MME – Ministério de Minas e Energia

OCDE – Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico

PAISS – Plano BNDES-Finep de Apoio à Inovação dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico

PDE – Plano Decenal de Energia

PNE – Plano Nacional de Energia

PNBB – Política Nacional de Biogás e Biometano

PNMC – Política Nacional de Mudanças Climáticas

PNRS – Política Nacional de Resíduos Sólidos

PNUD – Programa das Nações Unidas pelo Desenvolvimento

PRONAF – Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar

RenovaBio – Política Nacional de Biocombustíveis

RSU – Resíduos Sólidos Urbanos

SENAI – Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial

UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar

1 – Introdução

Diante dos compromissos assumidos na 21ª Conferência das Partes (COP-21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC, sigla em inglês), o Acordo de Paris, que estabelece metas de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) também para o Brasil, torna-se latente a importância de políticas públicas que promovam a competitividade de biocombustíveis, em especial quando se considera o potencial de mitigação dos renováveis e os benefícios econômicos e sociais associados.

Em 2018, o Relatório Especial do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) alertou sobre o aquecimento global de 1,5 °C, o que sinaliza que a transição para uma economia de baixo carbono precisará ser ampliada exponencialmente, além de acelerada. O relatório é o texto científico mais importante sobre a mudança climática, que orienta a tomada de decisões dos governos no aprimoramento de seus compromissos climáticos nacionais. O documento destaca ainda que uma ação climática ambiciosa poderá trazer muitos benefícios para a economia – geração de empregos, difusão do acesso à energia, transporte sustentável, melhorias na saúde, entre outros.

Fato é, que as mudanças climáticas tornaram a economia de baixo carbono uma demanda inquestionável. Assim, a ideia de transição energética vem se consolidando na esfera de prioridades do setor energético, não apenas no intuito tradicional de trazer segurança ao abastecimento de energia, mas com atributos ambientais fortemente focado em baixas emissões de GEE (TAVARES, 2019). Esta transição dependerá então, da redução da utilização de combustíveis fósseis na oferta de energia. Diante deste panorama, a agenda climática vem ganhando cada vez mais importância na definição de políticas públicas e no planejamento energético do país.

É neste contexto, que surge a Política Nacional de Biocombustíveis – RenovaBio – uma Política de Estado instituída pela Lei nº 13.576/2017. A Política visa traçar mecanismos que promovam o papel estratégico dos biocombustíveis na matriz energética brasileira, sobretudo em questão de segurança energética e na mitigação de emissões de GEE do setor de transporte.

No âmbito energético, o setor de transportes é o principal emissor de CO_2 no Brasil. Segundo dados do SEEG (Sistema de Estimativas de Emissões de Gases de Efeito

Estufa), publicados em 2018 pelo Observatório do Clima, o transporte de cargas no país emitiu em 2016 quatro vezes mais GEE do que a Noruega emite anualmente. Apenas os caminhões lançaram ao ar 84,5 milhões tCO_2 eq, mais do que todas as termelétricas fósseis em operação no país (54,2 milhões de toneladas).

O modelo regulatório proposto pela RenovaBio então, simboliza uma grande evolução, uma vez que é baseado em reconhecer a capacidade de cada combustível em contribuir para a descarbonização do setor de transportes. A definição de metas plurianuais de redução de emissões, confere previsibilidade, principal demanda da indústria, e tem potencial em ser um significativo indutor de mercado, onde o setor seja estimulado a investir na ampliação da produção. Igualmente importante é o incentivo que a Política propõe aos ganhos de eficiência energética, ao premiar processos produtivos mais eficientes (FGV, 2018). Entretanto, em partes pelo seu caráter inovador, não só o mercado necessitará de um inevitável período de adaptação aos seus mecanismos, como adaptações em sua formulação ainda deverão ser realizadas, bem como algumas lacunas deverão ser respondidas.

Com a RenovaBio, o país busca criar instrumentos capazes de precificar a relação da eficiência energética e emissões, valorizando a produção sustentável. Relacionado aos novos biocombustíveis que a Política trata, o biogás e o biometano apresentam grande capacidade para crescimento no curto prazo, considerando-se a relevância dos novos projetos que estão em implantação e que podem servir como modelos (FGV, 2018).

A geração de biogás pode ser extremamente estratégica para o país, uma vez que pode se transformar em uma importante ferramenta para vencer os desafios econômicos, do planejamento energético e de infraestrutura, ao mesmo tempo em que reduz os passivos ambientais no gerenciamento de resíduos e efluentes. Por consequência, está em cada vez mais evidência e será o tema deste trabalho.

O biogás é uma fonte flexível de energia renovável e seu uso pressupõe a transformação da energia química nele presente. No setor energético, pode ser utilizado para a geração de energia elétrica e térmica. Somado a isso, a possibilidade de processamento para biometano, faz do biogás um recurso energético bastante flexível. Isto é expressivo no contexto brasileiro, dada a dependência do gás natural importado, da sua limitada rede de distribuição, do potencial de crescimento da frota de veículos movidos a gás natural e do aumento da demanda doméstica de gás (PROBIOGÁS, 2016).

Com 366 usinas de biogás em operação, o Brasil explora apenas 2% do seu potencial, que, segundo dados da Associação Brasileira de Biogás (ABiogás), é de 84,6 bilhões de m^3/ano, o que seria suficiente para suprir 40% da demanda de energia elétrica no país e cerca de 70% do consumo nacional de diesel (ABiogás, 2018).

O ponto central desta pesquisa é a indústria sucroenergética, onde a produção de biogás encontra o seu maior potencial. O setor é gerador de diversos resíduos, que podem ser aproveitados para a produção de biogás, como a palha, o bagaço, a torta de filtro e a vinhaça. A palha e o bagaço já são destinados à produção de etanol de segunda geração - ainda que incipiente - e bioeletricidade, enquanto a torta e a vinhaça apresentam alto potencial para a produção de biogás e biometano (EPE, 2018).

Destaca-se também que, aliada à grande experiência do país na produção de biocombustíveis e de possuir condições climáticas favoráveis para tal, o Brasil possui extensão agrícola suficiente para que o plantio de culturas com fins energéticos não concorra com a produção de alimentos, ainda que resguardadas as áreas de proteção ambiental e floresta nativa. As externalidades positivas da maior penetração de biocombustíveis são inúmeras, entre elas a geração de empregos, o aumento da renda e o desenvolvimento tecnológico, bem como a redução dos impactos no clima e na saúde humana (EPE, 2018).

A expectativa é que o biogás conquiste cada vez mais espaço no setor energético brasileiro, onde seu uso é uma alternativa de forma a integrar a segurança energética e ambiental, gerando sustentabilidade e desenvolvimento.

É importante destacar que, uma vez que esta dissertação aborda temas e áreas em desenvolvimento e constante atualização, foi retratada uma situação conjuntural, baseada no momento em que o trabalho foi desenvolvido e até sua efetiva publicação.

1.1 – Objetivos

Com foco na indústria sucroenergética, esta pesquisa se propõe a analisar a inserção do biogás na RenovaBio, as vantagens identificadas e as barreiras a serem superadas pelo setor. Pretende também realizar uma análise mais aprofundada da legislação e

regulamentação a qual a Política está inserida, destacando suas imperfeições e suas possibilidades de melhoria.

Também será discutida a viabilidade de pequenos produtores se beneficiarem da RenovaBio, através da certificação da produção e emissão dos respectivos créditos de descarbonização, seja por substituição direta ao GNV, seja no abastecimento de tratores e máquinas agrícolas em substituição ao diesel ou indiretamente via eficiência energética da usina.

Uma vez analisada a RenovaBio e o biogás neste panorama, a presente pesquisa igualmente pretende identificar outros programas nacionais com o intuito de fomentá-lo, bem como a já existente experiência internacional em Políticas Públicas. Será também analisado o cenário atual e as perspectivas futuras do biogás no setor sucroenergético, a capacidade de produção de biogás no Brasil, além da evolução do seu ambiente regulatório.

Ao final do trabalho também serão discutidas algumas propostas, elaboradas pela autora e citadas pelos agentes entrevistados, por serem consideradas opções de melhor promover a inserção do setor no país, tanto no âmbito da RenovaBio, como por outras ações paralelas. As entrevistas, vale destacar, foram realizadas no decorrer do ano de 2019 e o questionário base utilizado encontra-se no anexo.

Espera-se ainda, que esta pesquisa possa contribuir, de alguma forma, para a amadurecimento e visibilidade do setor, e que novas Políticas possam ser criadas e que sejam mais favoráveis e atentas a novos biocombustíveis, caso do biogás, cujas externalidades transcendem os limites tradicionais dos setores econômicos, social e ambiental.

1.2 – Estrutura da dissertação

Esta dissertação foi estruturada em 8 capítulos, a saber: o primeiro é a introdução do trabalho, com a contextualização do tema, objetivos a serem alcançados e sua estrutura de escrita. O capítulo 2 discorre sobre o biogás e o biometano, o processo de biodigestão, seus múltiplos usos e fins, assim como sua inserção no contexto da sustentabilidade. Neste

capítulo será ainda destacado o biogás no cenário sucroenergético, seus resíduos, possibilidades e expectativas futuras.

No terceiro capítulo será apresentado um levantamento do potencial de geração de biogás em território brasileiro, para cada setor de origem, fim energético e região. O capítulo seguinte aborda o conceito de teorias econômicas e de Políticas Públicas, com foco em experiências internacionais aplicadas ao biogás, em especial, na Europa e Estados Unidos.

Na sequência, no capítulo 5, a abordagem se dará em torno da RenovaBio. A nova política nacional de biocombustíveis será explicada e detalhada, com destaque para os critérios de certificação da produção e os créditos de descarbonização por biocombustíveis, os principais instrumentos da Política.

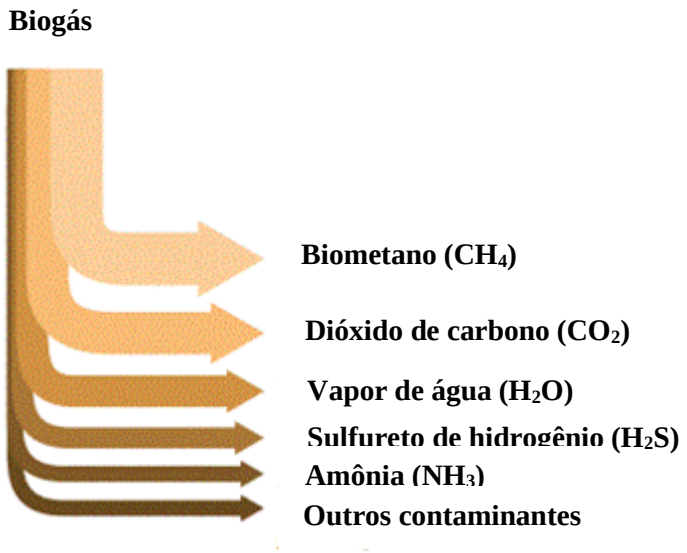
No capítulo 6 é apresentada a metodologia de pesquisa e descrita como o diagnóstico do setor de biogás foi desenvolvido. Serão também comentados alguns mecanismos de incentivo ao setor, sejam através de programas, políticas públicas ou da iniciativa privada, e as barreiras existentes ao seu pleno desenvolvimento no Brasil. No sétimo capítulo serão apresentadas algumas propostas elaboradas pela autora, como sugestões de modelos que podem melhor permitir a inserção do biogás e biometano na matriz energética brasileira. O capítulo 8, por fim, traz as considerações finais e recomendações para trabalhos futuros.

2 – O Biogás

O biogás foi, por muito tempo, tido como um subproduto de pouca utilidade, obtido a partir da decomposição anaeróbica de resíduos. A união de vários fatores, tais como o desenvolvimento tecnológico, crises ambientais, excessivas emissões de GEE e elevação dos preços médios de combustíveis fósseis levaram ao aumento do interesse por esse tipo de fonte de energia alternativa, que se mostra como uma escolha interessante e economicamente viável para o cumprimento de acordos internacionais de transição de matriz energética para fontes mais limpas (SALOMON, 2007).

Sua composição básica varia entre 50 a 80% de metano (CH_4), 20 a 40% de dióxido de carbono (CO_2), 1 a 3% de hidrogênio (H_2), 0,3 a 0,5% de nitrogênio (N_2) e 1 a 5% de gás sulfídrico (H_2S), além de outros gases (STILPEN, STILPEN & MARIANI, 2018). O gás metano, principal constituinte do biogás, é um hidrocarboneto combustível, que, se por um lado o qualifica como um energético, por outro lado, também é um gás causador do efeito estufa (PERECIN, 2017). A capacidade de interferir no sistema climático tem como uma das métricas o potencial de aquecimento global, onde o do metano é 21 vezes mais poluente do que o do CO_2, substância de referência (IPCC, 2013). A figura 1 destaca estes principais constituintes do biogás.

Figura 1: Composição básica do biogás



Fonte: Probiogás, 2016.

O biogás é gerado a partir da decomposição da matéria orgânica via ação de bactérias, através de um processo denominado biodigestão anaeróbica, que será mais detalhada na próxima seção. Este processo ocorre em um reator, chamado de biodigestor, onde acontece concomitantemente a produção de biofertilizantes.

A geração de biogás apresenta diferentes sistemas pelo mundo, com variação em tamanho de planta, matéria-prima, região geográfica e infraestrutura. Os sistemas de geração localizados na Europa possuem, de forma geral, um alto padrão técnico. O Brasil, por sua vez, é beneficiado por possuir características socioeconômicas favoráveis à sua exploração, como expressiva produção agropecuária e agroindustrial (BACHA e ROCHA, 2011); população superior a 200 milhões de habitantes (IBGE, 2019) e concentrada em grandes centros urbanos (84%), gerando crescente quantidade de resíduos majoritariamente orgânicos e efluentes (IBGE, 2010; ABRELPE, 2015); aliada à condições climáticas ideais para a biodigestão (BLEY, 2015), como temperatura (médias altas), disponibilidade de água (essencial para provocar anaerobiose) e grande biodiversidade (inúmeras espécies capazes de degradar a matéria orgânica de forma anaeróbica). Tais atributos são diferenciais competitivos importantes para a produção da fonte no país (CIBIOGÁS, 2014; DURÃO, 2018).

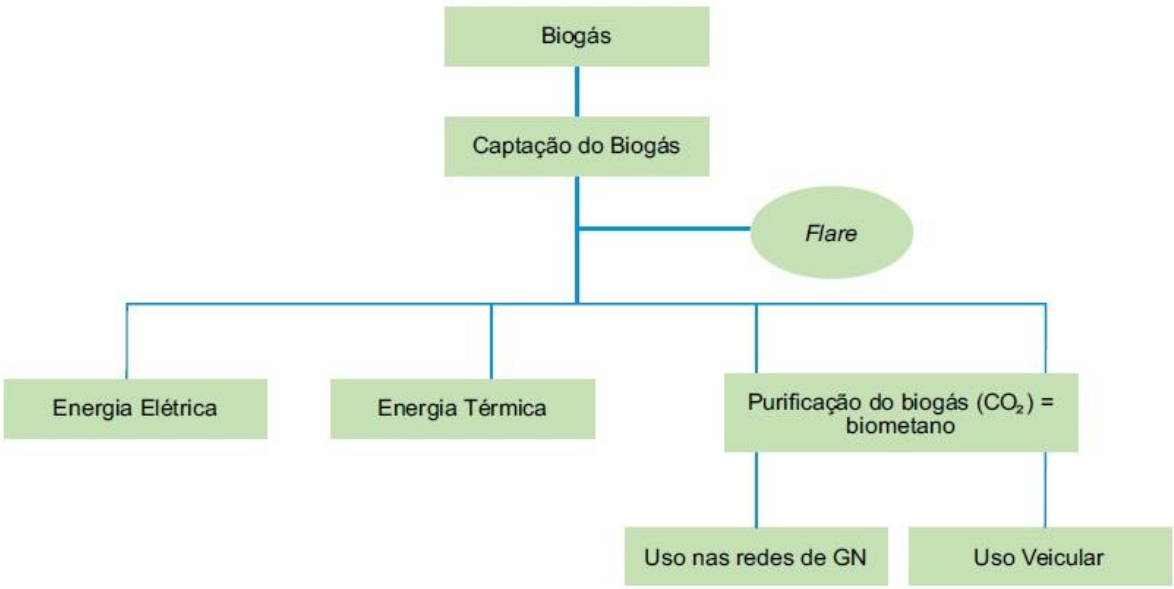
Em relação às suas múltiplas finalidades energéticas, o biogás pode ser utilizado para a produção de eletricidade, fins térmicos, substituição de combustíveis fósseis convencionais em veículos e também injeção em redes de distribuição de gás natural. Entretanto, para alguns de seus diversos usos finais é necessário que o biogás seja purificado. Seu tratamento depende das suas características e das exigências tecnológicas para cada aproveitamento energético (PROBIOGÁS, 2015b).

O biogás também pode ser utilizado para a produção de energia descentralizada com sistemas combinados de calor e eletricidade – cogeração –, e o excedente de eletricidade pode ser injetado na rede interligada ou vendido para consumidores livres. Ou seja, na opção por geração de energia elétrica, caso essas unidades produtivas apresentem *superávit* de energia, é possível comercializar o excedente por meio da compensação de energia elétrica (*net metering*) e/ou da venda no mercado livre a indústrias ou comércio em que, além da maior demanda, as remunerações negociadas são mais altas que as tarifas rurais (reduzidas) pagas pelos produtores (ANEEL, 2012).

A produção de biogás por pequenos produtores rurais pode ainda fomentar a organização de cooperativas para a coleção do biogás produzido e seu tratamento ou transformação em eletricidade por meio de instalações coletivas, melhorando o aproveitamento e ganhos dos produtores por economias de escala (DESCLAUX, 2019).

Existe ainda a possibilidade de uso direto do biogás para finalidades térmicas em processos de secagem de grãos, aquecimento/resfriamento de unidades de confinamento de animais, entre outros, o que agrega inúmeras vantagens ao empreendedor. A figura 2 aponta os possíveis usos finais do biogás, seja na forma de energia elétrica, térmica ou em sua forma purificada, como biometano.

Figura 2: Possíveis usos finais do biogás



Fonte: Adaptado de Coelho, 2018.

Outro aspecto importante é a possibilidade de uso do material digerido como biofertilizante, devido a disponibilidade de áreas agrícolas ou proximidade a estas, facilitando sua comercialização ou reutilização na própria atividade, o que agrega valor ao processo produtivo. Além dos benefícios econômicos, promovem-se, ainda, a ciclagem de nutrientes e a redução do consumo de fertilizantes de origem fóssil, resultando em menores índices de emissões associadas (PROBIOGÁS, 2016).

O biofertilizante, pode-se dizer, consiste das sobras do processo de digestão anaeróbica, representando materiais não digeridos e micro-organismos que não sobreviveram ao processo. Segundo WEILAND (2010), o digestato é um fertilizante valioso devido à maior disponibilidade de nitrogênio contido nele e a duração de seu efeito de fertilização. Além disso, o tratamento anaeróbico minimiza a sobrevivência de agentes patogênicos, que é um fator importante para o uso de resíduos digeridos como fertilizante (DURÃO, 2018).

Relacionado ao aproveitamento energético dos produtos da cana, utilizado para a produção de calor e de eletricidade, ele é destinado ao autoconsumo e à produção de excedentes de energia elétrica, exportados para o Sistema Interligado Nacional (SIN). A extração do seu caldo gera como resíduo o bagaço, e a produção de etanol e açúcar dá origem a uma quantidade significativa de torta de filtro e, no caso do biocombustível, de vinhaça. Além destes, a colheita da cana também gera biomassa residual composta por palhas e pontas (EPE, 2018). Embora a tecnologia mais tradicional de emprego energético seja através da queima do bagaço e, em maior parte, da palha nas caldeiras, este escopo está sendo ampliado através da biodigestão, com a produção de biogás utilizando-se a vinhaça ou a torta de filtro.

Conforme observado, os resultados econômicos do biogás podem ser percebidos de forma direta ou indireta. Diretamente, via geração de energia, aplicada tanto para autoconsumo ou comercialização, e, indiretamente, na redução de emissões de GEE em substituição aos combustíveis fósseis, na adequação ambiental da atividade pela redução de cargas orgânicas poluentes e pela eficiência energética. Juntos são indutores de um desenvolvimento descentralizado, além das demandas por serviços de planejamento, implantação, operação e manutenção dos processos que produzem o biogás (BIASI et al, 2018).

Relacionado ao arcabouço institucional que contempla o biogás, as normativas referentes aos seus diversos aproveitamentos energéticos variam de acordo com a forma de utilização e de que forma o conteúdo energético será entregue ao consumidor final. Para seu uso na geração de eletricidade, incidem as regulamentações estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A comercialização da eletricidade pode ocorrer no ambiente de contratação regulada (ACR), quando o consumidor é cativo, ou seja, não pode comprar energia elétrica diretamente, senão por meio da empresa distribuidora, ou no ambiente de contração livre (ACL), para os consumidores livres e

especiais, isto é, aqueles que podem optar pela compra de energia no mercado livre, sendo ao último exigido que a adquira de fontes incentivadas (FEAM; FIEMG; GIZ, 2015).

Como forma de facilitar o acesso ao sistema de distribuição por pequenas centrais geradoras a partir de fontes renováveis, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 482/2012, que estabelece os procedimentos de acesso ao sistema de distribuição para os empreendimentos enquadrados como micro e minigeração distribuída, potência instalada menor ou igual a 100 kW e entre 100 kW a 1 MW respectivamente, sendo instituído o *net metering*, o qual permite ao consumidor cativo ser também um produtor de energia (FEAM; FIEMG; GIZ, 2015). Desta maneira, tal Resolução possibilitou a conexão de pequenos consumidores individuais à rede, com potencial para a geração de renda na unidade produtiva familiar.

Já a Resolução Normativa ANEEL n° 687/2015 avançou com a possibilidade do desenvolvimento de arranjos produtivos locais voltados à geração de energia renovável até 5 MW (Cinco Megawatts), permitindo a descentralização em geração compartilhada da energia por cooperativas, consórcios e organizações da agricultura familiar e da reforma agrária.

Para seu uso em sua forma purificada, como biometano, sua Regulamentação cabe à ANP, o que será melhor abordado na seção seguinte.

Para a consolidação da utilização do biogás, porém, torna-se necessária a existência de um marco legal/regulatório com especificações do controle da qualidade, assim como as especificações para gasodutos rurais e para transporte de biogás, uma vez que projetos nesta área dependerão de um ambiente institucional estruturado.

Todavia, a tecnologia para produção do biogás apresenta-se com capacidade de adaptação a diferentes sistemas produtivos e escalas, o que lhe permite significativa abrangência geográfica. Além disso, por ser um produto de poder energético intrínseco, o biogás coloca-se como uma ferramenta estratégica para os setores energético e ambiental, na tarefa de integrar inúmeras atividades humanas ao desenvolvimento sustentável. Dessa forma, o biogás se mostra como um recurso de importância ambiental, econômica e social.

Diante de tantas possibilidades de uso, vem se consolidando o conceito de que o biogás bruto é sim uma matéria-prima, não apenas um produto. Isto ocorreu

especialmente a partir de 2010, quando o chamado biogás de 2º geração, começou a ser utilizado na geração de energia, passando a ser considerado um ativo energético e não mais um passivo ambiental (FGV Energia, 2017).

2.1 – Biometano

Como visto, o processo de purificação de biogás leva a sua conversão em biometano, fato que inclui a elevação da densidade energética pela separação entre CO_2 e CH_4. Adicionalmente, para que seja possível a injeção do gás nas redes de distribuição, deve-se remover impurezas e contaminantes, entre eles particulados, umidade, H_2S e N_2. A retirada do CO_2 é necessária para se atingir um alto grau de pureza e com vista à injeção na rede de GN ou ao uso como combustível em veículos (EPE, 2018).

Todavia, sua remoção compreende tecnologias avançadas e, portanto, exige maior aplicação de recursos financeiros que a demandada em outras etapas. Não existe uma técnica universalmente melhor que a outra e a escolha deve considerar as perdas, gasto energético, disponibilidade e preço de insumos. O biometano então, dessa forma, reúne todas as propriedades físico químicas necessárias para ser intercambiável com o GN em todas as suas aplicações. Com isso, pode ser comercializado por meio da rede de distribuição de gás canalizado ou como gás comprimido (ANP, 2015).

O principal espaço para o mercado do biometano estaria na sua interiorização, ou seja, no atendimento às regiões não abrangidas pela pequena rede de distribuição de gás natural do país, viabilizada pela sua capacidade de geração descentralizada, pois, nas regiões atendidas por gasodutos, o biometano não apresenta atualmente custos competitivos em relação ao gás natural.

Conforme pode ser visto na malha brasileira de gasodutos de transporte em operação (figura 3), ela está majoritariamente concentrada no litoral do país, não permitindo assim a interiorização da utilização do gás natural de forma mais competitiva e segura em termos logísticos e ambientais. Diante disso, o desenvolvimento do biometano, de forma descentralizada, poderia atender as demais regiões que hoje não usufruem dessa malha, sendo consumido no mesmo local em que é produzido.

Figura 3: Malha brasileira de gasodutos de transporte: atual e planejada

Fonte: Abegas, 2017; Durão, 2018.

O formato da cadeia do gás natural, via de regra, é ser carregado (de UPGNs – Unidades de Processamento de Gás Natural), transportado e entregue às distribuidoras e grandes usuários finais. Analisando o mapa dos gasodutos de transporte observamos uma malha que permite a ligação entre Fortaleza/CE e Canoas/RS. Além disso, temos o Gasbol (Gasoduto Brasil-Bolívia) que se inicia no Brasil pelo Mato Grosso do Sul e chega a Paulínia para depois alcançar os mercados do Rio de Janeiro e São Paulo. Há também o gasoduto de Urucu-Coari-Manaus, que atende basicamente Manaus. Por último, há o Sulbrasiliano (TSB), que deveria ter três trechos e cortar o estado do Rio Grande do Sul, entretanto, um trecho tem origem no território argentino e acaba em Uruguaiana, enquanto outro trecho parte de Porto Alegre e termina em Canoas. Este terceiro trecho, o maior deles, ainda não foi construído. Finalizado o Gasoduto Uruguaiana/RS-Porto Alegre/RS (já autorizado pela ANP), proporcionaria a interligação das malhas brasileira e argentina via Região Sul do Brasil e o abastecimento de ambos os mercados.

Uma outra opção é a geração de biometano em substituição ao diesel em equipamentos agrícolas (tratores, caminhões, etc.). A carga tributária do diesel infere em custos elevados para o país, algo que pode ser minimizado, consideravelmente, ao passo

que se amplia o uso de uma diversidade de outros combustíveis, como o biometano, no mercado interno (ABIOGÁS, 2019).

Entretanto, para que seja possível difundir o biometano como combustível, é necessário considerar a rentabilidade total da cadeia de valor agregado desde a geração do biogás passando pelo seu tratamento até a distribuição do biometano através de redes de gás e postos de abastecimento. É necessária uma venda mínima de biometano como combustível para garantir a rentabilidade (PROBIOGÁS, 2016).

Sobre a comercialização de biometano, conforme já citado, sua regulamentação é responsabilidade da ANP. Seus parâmetros de qualidade são regulamentados por meio da Resolução ANP n° 8/2015 e da Resolução ANP nº 685/2017. A primeira, trata da especificação do biometano oriundo de produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais; a outra, trata da especificação do biometano oriundo de aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto destinado ao uso veicular e às instalações residenciais, industriais e comerciais a ser comercializado em todo o território nacional. A regulação permite dois formatos de escoamento do biometano: venda para postos via caminhão feixe ou conexão com rede de distribuição de gás canalizado.

Todavia, para que o biometano possa ser introduzido na rede de transporte, de distribuição ou ainda diretamente à revenda de GNV, torna-se imperativo que sejam examinadas as características que possam ter impacto ambiental, antes e depois da queima, bem como de contaminantes que possam afetar negativamente os equipamentos que foram projetados para consumir GN de origem fóssil (ANP, 2013).

Ainda de acordo com a ANP (2013), os relatórios de impacto ambiental, no entanto, são dependentes do conhecimento da composição do produto caso a caso. Apesar de dispor de uma indústria pujante no segmento de GN, o país é ainda incipiente no segmento do biometano e ainda há muitas perguntas a serem respondidas. Uma das mais importantes é a identificação dos laboratórios que possam contribuir nessa caracterização, para que os entrantes nesse mercado tenham condições de atender às exigências a serem estabelecidas.

De forma resumida, como combustível, o biometano pode ser utilizado:

i. em carros comuns adaptados para operar com gás, por meio de um kit de conversão. Para esse uso, o biometano deve ser distribuído por postos

adequados, que podem ser alimentados por rede de distribuição de GN na qual biometano é injetado, ou ainda entregue por caminhão;

ii. em veículos pesados, tais como caminhões e ônibus;

iii. em motores de dois combustíveis, geralmente com um motor a diesel padrão junto a tanques de combustível associados, aos quais são adicionados tanques de biometano e um sistema de injeção de metano no tubo de admissão;

iv. em veículos agrícolas, como tratores, movidos a gás ou diesel com adaptação. O biometano, neste caso, pode ser consumido pela frota de veículos dos próprios produtores de biogás (DESCLAUX, 2019).

De maneira geral, o ambiente regulatório brasileiro teve importantes avanços nos últimos anos, devido ao esforço de diversos atores de instituições públicas e privadas do setor elétrico e de gás. Relativo à sua evolução, dentre as iniciativas mais importantes, pode-se destacar as apresentadas na figura 4:

Figura 4: Evolução do Ambiente Regulatório Biogás-Biometano

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2018.

Pela análise da figura acima, nota-se que um dos vencedores do leilão A–5/2016 foi um projeto baseado em biogás. Esta será a primeira planta de biogás participante do mercado regulado de energia elétrica, com a contratação de 20,9 MW de energia, no preço teto de R$ 251/MWh e com previsão de entrada em operação em abril de 2021. O projeto

contemplado em questão foi da Usina Bonfim, do Grupo Raízen, localizada em Guariba/SP, e que irá utilizar vinhaça e torta de filtro como substratos (MILANEZ et al, 2018). Nesse certame, haviam 802 empreendimentos habilitados, com 693 projetos de eólicas, duas hidrelétricas, 52 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs); 40 termelétricas a biomassa; nove termelétricas a GN; cinco termelétricas a carvão; e apenas uma termelétrica a biogás.

Destaca-se, porém, que, além das condições técnicas propriamente ditas, a viabilidade de projetos de biogás depende diretamente das condições da regulamentação da atividade, vislumbrando um desenvolvimento sólido do setor e a consolidação de mercados para o escoamento efetivo dos subprodutos do processo, - energia elétrica/térmica, biometano e biofertilizante - fatores fundamentais para garantir a viabilidade econômica de um empreendimento dessa natureza.

Em resumo, sob o ponto de vista econômico, a decisão de investimento está vinculada majoritariamente à rentabilidade da opção escolhida de aproveitamento energético. Pela ótica da comercialização do biogás, há a possibilidade de monetização via venda para o mercado elétrico - seguindo as regras definidas nas regulamentações da ANEEL. Para o caso de monetização do biometano, em substituição ao GN, os mercados que podem ser atendidos são o de gás canalizado, residencial, industrial e veicular. Este último concorre com combustíveis fósseis como a gasolina e o diesel. Há também a possibilidade de autoprodução, ou seja, atendimento da própria frota, ou qualquer outra demanda própria por combustíveis (EPE, 2018). A Figura 5 mostra as principais formas de comercialização dos energéticos.

Figura 5: Possibilidades de comercialização do biogás e biometano

Fonte: EPE, 2018.

De forma clara, pode-se dizer que o biogás e biometano têm grande relevância para o futuro, vide sua contribuição para geração térmica, o que robustece o aumento das fontes intermitentes no cenário nacional; como fonte de combustível em veículos pesados, no meio rural e em frotas para logísticas específicas como coleta de lixo e transportes coletivos, o que reduziria os custos e a importação do diesel; e através da injeção na rede de distribuição de GN, para o uso em instalações residenciais, industriais e comerciais, somado aos seus inúmeros benefícios ambientais, com pegada negativa de carbono.

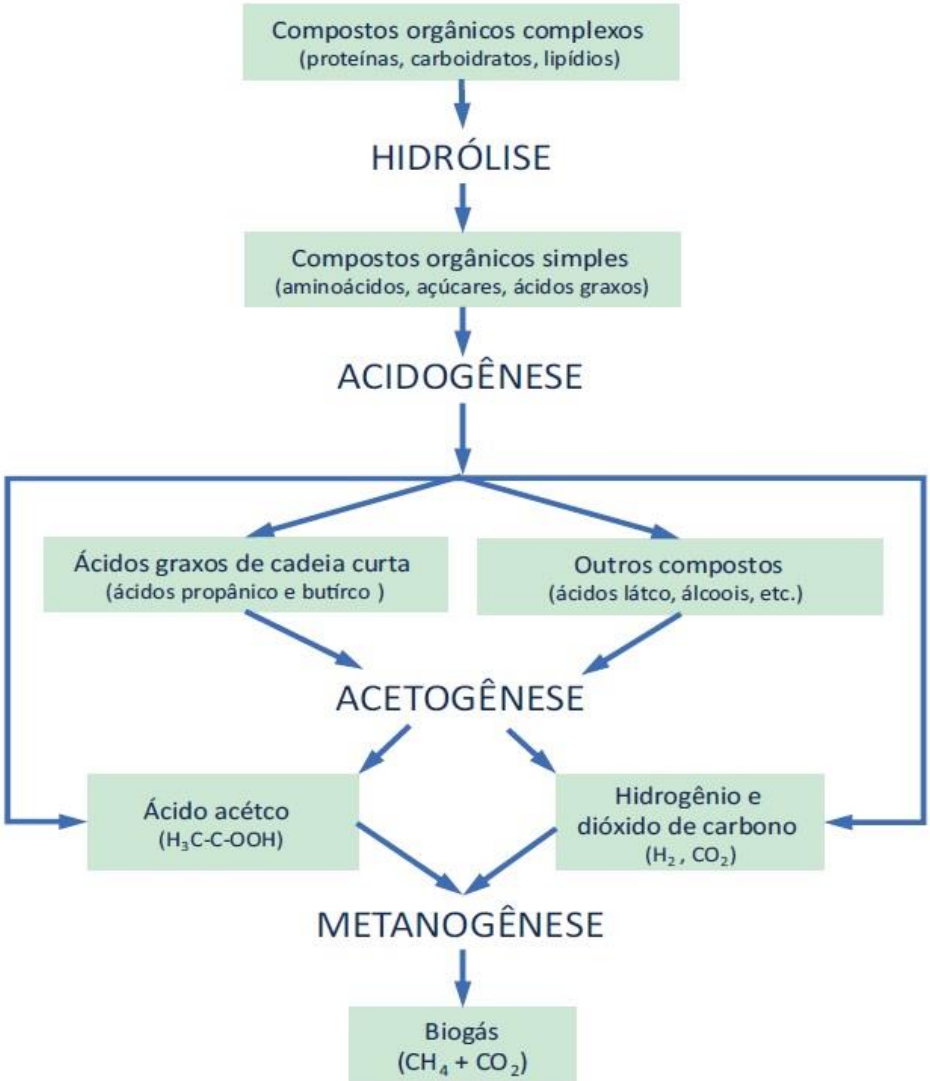
2.2 – O processo de Biodigestão

A degradação de matéria orgânica ocorre naturalmente na natureza, mas pode ser controlada e induzida de acordo com o interesse humano, por meio da regulação de alguns parâmetros de processo em reatores fechados. Basicamente, os procedimentos de degradação são divididos em aeróbicos (na presença de oxigênio) e anaeróbicos (na ausência de oxigênio) (FIEP, 2016).

A biodigestão (ou fermentação) é então o processo de degradação anaeróbia de matéria orgânica pela ação de diversos microrganismos. Os produtos finais são gases, energia (calor) e nova biomassa (lodo digerido). Como já citado, a mistura gasosa formada contém metano (50-75%), gás carbônico (25-50%) e pequenas quantidades de hidrogênio, sulfeto de hidrogênio, amônia e outros gases, bem como umidade. A composição dos produtos finais recebe influência, principalmente, dos substratos utilizados e dos mecanismos de manejo do processo, em virtude da técnica de fermentação empregada e das tecnologias de construção dos biodigestores.

O processo de biodigestão, esquematizado na figura 6, pode ser dividido em quatro fases: hidrólise, acidogênese, acetogênese, e por último, metanogênese (SEADI et al 2008). A hidrólise é a primeira etapa e compreende a decomposição de compostos orgânicos complexos, tais como carboidratos, proteínas e lipídios em substâncias mais simples, como açúcares, aminoácidos e ácidos graxos (PROBIOGÁS, 2010). Seu tempo de duração varia de acordo com as características do substrato, sendo de poucas horas para carboidratos e alguns dias para proteínas e lipídios, por exemplo (KUNTZ et al, 2019).

Figura 6: Fluxograma simplificado do processo de biodigestão



Fonte: Adaptado de Giz, 2010.

A fase seguinte é a acidogênese, onde as bactérias fermentativas acidogênicas fazem com que os compostos intermediários formados a partir da hidrólise sejam decompostos em ácidos graxos voláteis e outros compostos como ácido lático e álcoois. A terceira etapa, acetogênese, é responsável pela oxidação dos produtos gerados na fase anterior, gerando substratos apropriados para os micro-organismos metanogênicos, precursores do biogás. É nela, que os micro-organismos realizam a degradação dos ácidos graxos e álcoois, dando origem ao ácido acético, hidrogênio e dióxido de carbono. Já a metanogênese, é a última fase e também a mais crítica e lenta da biodigestão. Ela é extremamente influenciada pelas condições de operação, como temperatura, composição

do substrato, taxa de alimentação, tempo de retenção, pH, entre outros (SEADI et al 2008). É ao fim desta, que os produtos gerados na fase anterior são convertidos em metano e gás carbônico.

Conforme BUEKENS (2005), a implementação do mecanismo de biodigestão anaeróbia de forma controlada, visando à produção de biogás, pode ser realizada de acordo com uma variedade de processos, que podem ser caracterizados segundo o tipo de regime, o número de estágios de processo e o percentual de sólidos no substrato a ser digerido.

Quanto aos sistemas de alimentação, os biodigestores podem ser classificados como de alimentação contínua - atualmente os mais usados (modelo chinês, indiano, canadense, lagoa coberta, mistura completa) – ou batelada (descontínuos). Considerando-se o número de estágios, há a biodigestão controlada em estágio único, em duplo estágio ou em múltiplos estágios. Estas alterações de design no aparato digestor, possibilitam a otimização das sucessivas fases da digestão, cada qual sob condições distintas de operação (BRITO, 2011). Já a consistência dos substratos depende do seu teor de matéria seca, o que justifica a classificação básica em técnicas de digestão seca e de digestão úmida. A qualidade dos substratos (teor de matéria seca, estrutura, origem, etc.) determina qual tecnologia será adotada no projeto (PROBIOGÁS, 2016).

Quando se fala em temperatura ótima, os microrganismos envolvidos na degradação se dividem em psicrofílicos, mesofílicos e termofílicos. Sobre o desenvolvimento dos microrganismos psicrofílicos, sua temperatura ótima é abaixo de 25 °C. Embora dispense o aquecimento do substrato e do biodigestor, essa faixa de temperatura se caracteriza pela lenta decomposição e reduzida produção de gás, o que geralmente impossibilita a operação de usinas de biogás em escala comercial. A maioria dos microrganismos metanogênicos apresenta picos de crescimento em faixas mesofílicas de temperatura entre 37 e 42 °C. Usinas operando nessa faixa são o tipo mais comum, pois tal faixa de temperatura permite rendimentos relativamente elevados de gás e proporciona uma boa estabilidade do processo. Já a fermentação com culturas termofílicas é adequada em processos que requerem o extermínio de germes nocivos pela higienização do substrato, ou que utilizam como matéria-prima substratos com temperaturas intrinsecamente elevadas (como águas residuais). A faixa de temperatura ideal de tais culturas é entre 50 e 60 °C (PROBIOGÁS, 2016).

Relativo aos tipos de biodigestores e o material utilizado para sua construção, eles podem ser: a) horizontais ou verticais; b) de alvenaria ou concreto; c) de plástico ou lona; d) de metal ou fibra de vidro.

A utilização de biodigestores contribui para a integração das atividades agropecuárias, convertendo os resíduos em dois elementos importantes para o desenvolvimento de uma agricultura sustentável: energia renovável e fertilizante. A energia possibilita a instalação de infraestrutura necessária à agregação de valor ao sistema produtivo, como equipamentos para processamento e organização da produção, melhoria na conservação dos produtos e para a logística de comercialização. Portanto, os principais aspectos importantes para a propriedade rural é a economia gerada com o aproveitamento do biogás e a redução da dependência externa de energia (AUGUSTO, 2011).

O processo de biodigestão anaeróbia ainda permite o isolamento dos resíduos, possibilitando a redução de moscas, de parasitas patógenos ao homem e aos animais; assim como redução de odores, de sólidos e das demandas químicas e bioquímicas de oxigênio dos resíduos (SINGH et al., 2010; LUCAS JR. e SANTOS 2000; FULHAGE, 1997; TORRES-CASTILLO et al., 1995).

Relativo aos custos de instalação de um biodigestor, assim como o retorno do investimento, estes decorrem da adequação às características da biomassa utilizada no processo e a finalidade energética a que se refere a transformação do biogás. Para tal, o estudo de viabilidade se torna imprescindível para a obtenção de uma biodigestão eficiente.

Dessa forma, pode-se afirmar que cada biodigestor é único e sua aquisição deve avaliar diferentes aspectos, como, por exemplo: tipo de biomassa disponível, demanda de consumo de energia, volume a ser produzido e concentração de metano e gás carbônico do biogás.

2.3 – Biogás e Sustentabilidade

A maior parte das atividades agropecuárias, industriais e urbanas gera grande quantidade de resíduos. Os resíduos inorgânicos podem ser reaproveitados ou reciclados,

enquanto os orgânicos podem ser submetidos a processos biológicos para redução da carga poluidora. Esse tratamento, porém, quando realizado de maneira anaeróbica, está associado à geração de biogás (SENAI, 2016).

Desta forma, dado que o biogás é o resultado de processo de biodegradação anaeróbica de biomassas, o conjunto de reações bioquímicas que lhe dá origem tem como principal efeito a redução da carga orgânica na ordem de 60-70% da carga considerada para efeito ambiental na medida em que, sendo disposta no ambiente em estado bruto, essa biomassa residual produz impactos ambientais de grande magnitude. O biogás, então, além de contribuir de maneira expressiva para a redução das emissões de GEE, também é vetor fundamental para a segurança energética, a universalização do acesso à energia sustentável, a promoção do saneamento e a gestão de resíduos de diversos setores integrada com a produção de energia e de biofertilizante (DESCLAUX, 2019).

Seus aspectos ambientais devem ser observados como de grande importância, vide que muitas vezes sua produção é motivada meramente pela obrigação legal de tratamento de efluentes e resíduos. Assim, quando além da exigência de tratamento adequado, tem-se a possibilidade de ganhos econômicos e financeiros, o processo passa a ser mais atrativo e gera também impactos ambientais positivos (MARIANI, 2018).

A geração de biogás, com relação ao solo, possibilita também sua recuperação através da incorporação do biofertilizante produzido. O digestato, subproduto líquido da digestão anaeróbica, é composto por quantidade considerável de nitrogênio (N), fósforo (P) e potássio (K), principais componentes dos adubos industriais e que melhoram a fertilidade do solo, bem como sua estrutura, atividade microbiológica e retenção de umidade. O uso do digestato em relação ao uso do dejeto *in* natura protege o ambiente do risco de enriquecimento excessivo e consequente eutrofização, onde os nutrientes são mais assimiláveis pelas plantas, possibilita também a redução de odores e poluição do ar; além de reduzir os custos energéticos e econômicos da produção de fertilizantes.

Com relação ao clima, permite a redução das emissões dos GEE, em substituição aos combustíveis fósseis; em relação à água, os efluentes orgânicos (resíduos da produção animal, agroindústrias, ...) com alto potencial poluidor podem ser tratados (estabilizados) por plantas de biogás para geração de energia.

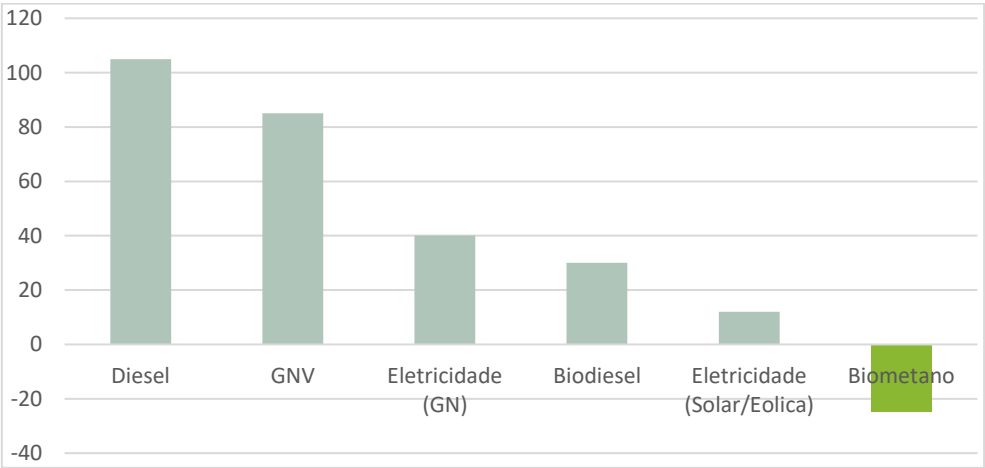
Somado aos inúmeros benefícios ambientais proporcionados pela geração de biogás, do ponto de vista social, além das vantagens relacionadas a destinação adequada

dos efluentes, como a redução de odores e da quantidade de insetos do entorno de uma instalação, a produção de biogás também possibilita a democratização da produção e do uso de energia, redução de gastos com tratamento de efluentes, comercialização do excedente às concessionárias, renda extra, criação de emprego, redução da emissão de metano na atmosfera, autossuficiência energética, desenvolvimento regional, entre outros.

De acordo com estudo realizado por SANZ-BOBI (2014), a operação e manutenção de uma usina de biogás, corresponde à geração de 2,28 empregos diretos e permanentes por MW instalado, para todos os níveis de capacitação – técnico, superior e pós-graduação.

Segundo a ABIOGAS (2018), a pegada de carbono do biometano é uma das menores dentre os combustíveis disponíveis. Uma comparação com o ciclo de vida de vários combustíveis estima que o diesel emita quase 90 gCO_2eq/MJ, o GNV cerca de 80 gCO_2eq/MJ e o biometano em torno de -20 gCO_2eq/MJ, ou seja, uma pegada de carbono negativa. Somado a isso, é um combustível renovável com oferta em bases firmes e estrutura de preço estável, pois não sofre com oscilações cambiais e variação do preço internacional, por exemplo. Um comparativo, com outras fontes de energia, pode ser visto na figura 7.

Figura 7: Pegada de Carbono via ACV de diversos combustíveis



Fonte: ARB, 2016

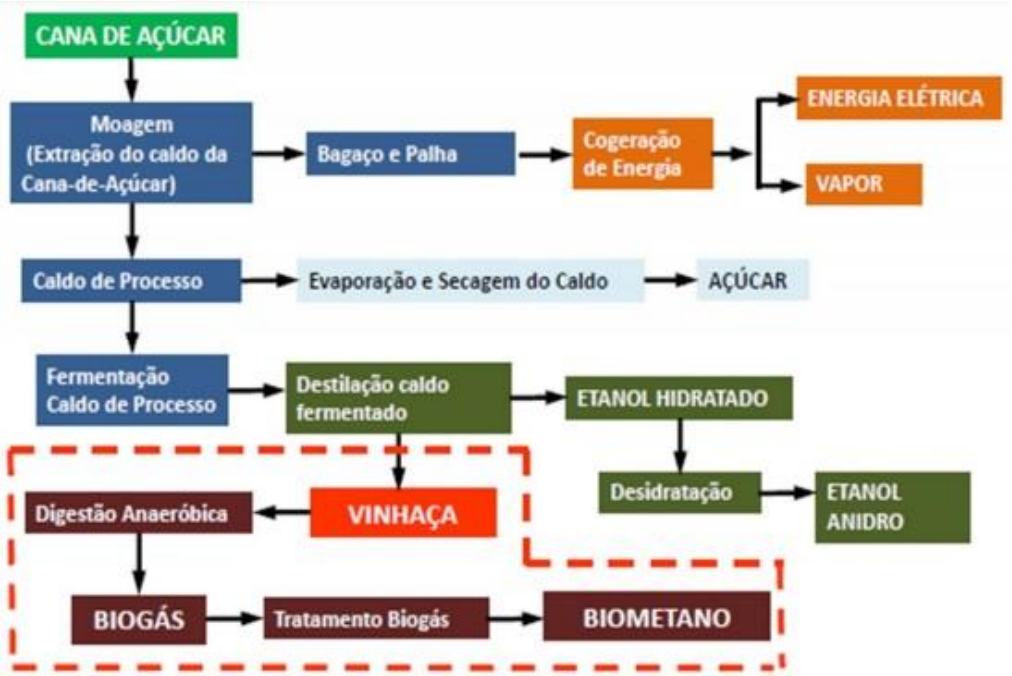
Do ponto de vista de GEE, considera-se renovável todo o CO_2 resultante da combustão desse produto. Esse fato coloca o biometano, em termos de sustentabilidade, à frente do etanol de cana e bem mais à frente do biodiesel (ANP, 2013). Para BLEY (2015), o biogás é uma fonte de energia capaz de gerar diversos impactos ambientais, sociais e econômicos. Por isso, é considerado um meio para o aumento da sustentabilidade nos processos produtivos.

Entretanto, se o seu potencial de produção de energia e de vetor de saneamento ambiental de maneira decentralizada é uma oportunidade para o desenvolvimento sustentável, o biogás ainda é pouco aproveitado e necessita de uma maior atuação do Estado para ser mais amplamente desenvolvido. Características particulares ao biogás, como intersetorialidade, diversidade de matérias-primas e de escalas de projetos, acrescentado aos benefícios ambientais adicionais aos biocombustíveis tradicionais, geram a necessidade e a oportunidade para uma transição nos processos de formulação e implementação de políticas públicas direcionadas ao desenvolvimento sustentável (DESCLAUX, 2019).

2.4 – Biogás no Cenário Sucroenergético

O setor sucroenergético foi o estudo de caso escolhido neste trabalho, vide seu enorme potencial de geração, inserido em uma ainda pequena participação no total de biogás gerado no país. O setor produz três produtos: açúcar, etanol e bioeletricidade. Deste processo, resultam-se vários resíduos, sendo a vinhaça um dos mais importantes, não só devido ao enorme volume gerado (razão de aproximadamente 12 litros para cada litro de álcool processado), mas principalmente por seu potencial poluidor que, caso não tenha a utilização adequada, pode provocar efeitos danosos ao meio ambiente (EPE,2019). A Figura 8 mostra o fluxograma do processo de produção de açúcar e álcool, ilustrando os resíduos e subprodutos de cada uma das etapas do processo industrial.

Figura 8: Fluxograma simplificado do processo de produção de etanol, com geração de vinhaça e posterior conversão em biogás/biometano



Fonte: Unica, 2016.

De cada tonelada de cana moída se extrai, por meio da filtragem do seu caldo, cerca de 30 kg a 40 kg de torta de filtro, enquanto cada litro de etanol gera, como citado acima, de 10 a 12 litros de vinhaça, resíduo altamente contaminante. Ambos são matérias-primas para a produção do biogás, sendo que uma tonelada de torta gera entre 90 Nm^3 e 120 Nm^3 de biogás, e cada litro de vinhaça gera de 15 Nm^3 a 25 Nm^3 de biogás. Já para a palha, também extraída da cana-de-açúcar e outra fonte geradora de biogás, estima-se que 50% do total gerado na colheita da cana pode ser retirado do solo sem prejuízo para a conservação de suas propriedades. Os demais 50% devem ser mantidos para efeitos de fertilização (EPE, 2018).

Caso lançada em corpos d´água, a vinhaça torna as águas impróprias para uso humano, uma vez que sua elevada carga orgânica promove proliferação de microrganismos que consomem o oxigênio dissolvido na água, dificultando seu aproveitamento como fonte de abastecimento de água potável. Somado a isso, contribui para o agravamento de doenças e prejuízos para a fauna e flora. Em virtude de um maior controle ambiental, e proibição ao lançamento da vinhaça em qualquer recurso hídrico, tornou-se de difícil solução sua disposição final, face, em especial, pelo grande volume

produzido. Desde então, a vinhaça passou a ser aplicada como fertilizante nas lavouras de cana-de-açúcar, prática denominada de fertirrigação. Todavia, este uso deve evitar concentrações excessivas, como também se faz necessário um pré-tratamento, caso passível de contaminação do lençol freático.

O reaproveitamento da vinhaça nas plantações de cana-de-açúcar, então, tem suas vantagens e desvantagens. Se por um lado, ela acrescenta ao solo uma quantidade significativa de nutrientes, diminui sua acidez, reduz a infestação de plantas daninhas, entre outros, suas desvantagens são extremamente prejudiciais. Seu uso em excesso danifica o solo e plantas, e, quando usado erroneamente, pode gerar a proliferação de moscas no ambiente. De acordo com artigo da Embrapa (2015), pesquisas mais recentes mostram que a torta de filtro e a palha da cana misturada com a vinhaça ou vinhoto são os principais locais de desenvolvimento e multiplicação de moscas nas usinas de cana-de-açúcar.

Quanto aos seus resíduos, o setor sucroenergético apresenta enorme potencial como fonte de matéria orgânica para a geração de biogás no país, vide que seus produtos, gerados em regime de sazonalidade, podem ser conservados em silos, o que possibilita a geração de energia em quantidades constantes ao longo do ano. Tal característica agrega ao biogás estabilidade, permitindo seu emprego para a produção de energia de base. Esta possibilidade confere ao biogás uma vantagem comparativa quando se considera a utilização de fontes intermitentes como a eólica e a solar. O biogás, pode então, ser empregado em regimes de complementaridade com estas fontes, criando perspectivas promissoras para a expansão de sistemas de geração baseados na integração entre fontes renováveis.

Relativo à eficiência dos sistemas produtivos de biogás no setor sucroenergético, cita-se, em especial, à constância dos seguintes aspectos: composição dos substratos, fluxo de alimentação do biorreator, temperatura de trabalho no biorreator e grau de mistura do conteúdo no biorreator (ABIOGÁS, 2017). Em função das características físicas, químicas e biológicas do processo de biodigestão anaeróbica, a produção de biogás deve ser projetada, implantada e operada visando a estabilidade de sua geração ao longo do tempo.

Sendo o Brasil ainda o segundo maior produtor mundial de etanol (primeiro de etanol da cana), sua escala da capacidade de produção instalada, somado ao elevado

padrão tecnológico e ao sistema de logística utilizado no país são fatores que favorecem o desenvolvimento de um sistema de produção de biogás integrado com as atividades sucroenergéticas. O potencial de produção de biogás neste modelo abre perspectivas promissoras para que esta fonte alcance uma participação significativa na matriz energética brasileira.

Esta integração possibilita a conversão de seus resíduos (vinhaça, torta de filtro e palha) sem alterar a quantidade de cana de açúcar utilizada para a produção de etanol e açúcar, e não exigindo o aumento das áreas plantadas. A produção de biogás irá contribuir para o aumento na receita gerada por tonelada de cana, como também para redução dos custos de produção pela geração e aplicação do composto orgânico diminuindo os custos de nutrição dos canaviais. Acrescenta-se ainda, que a conversão em biometano, contribui para a redução dos custos de logística na área agrícola em função da substituição do óleo diesel. Estima-se que, para cada tonelada de cana que uma usina produz, ela gasta, em média, quatro litros de diesel entre as operações no campo e o transporte para a usina (NOVA CANA, 2020).

Os produtores de etanol (cadeia mais estruturada de produção de biocombustíveis no país), que desejarem certificar sua produção através da RenovaBio, podem obter uma nota de eficiência maior ao reduzirem ou substituírem o consumo de óleo diesel das máquinas da operação agrícola por biometano, produzido a partir da vinhaça e da torta de filtro, subprodutos da sua produção. Outra opção é através da redução ou substituição do uso dos fertilizantes sintéticos por biológicos, ou até mesmo em aumentar a eficiência de cogeração de energia, destinando mais bioeletricidade para exportação. A emissão de GEEs então diminuirão, conferindo mais eficiência ambiental à produção, redução dos custos e a geração de um ciclo virtuoso para toda a sociedade.

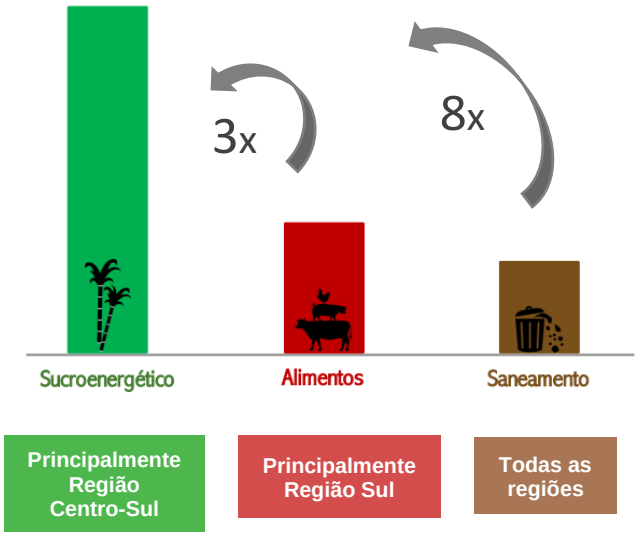
3 – Potencial de produção e aproveitamento energético do biogás no Brasil

Seguindo a tendência, acredita-se que, nos próximos anos, ocorrerá um aumento na demanda de energia elétrica no país, o que significa que para se garantir a segurança do sistema, a capacidade instalada de geração de energia elétrica terá que continuar a crescer. Contudo, um projeto que gera eletricidade a partir do biogás deve garantir que a energia produzida tenha um custo inferior ao daquela consumida da rede elétrica. Destaca-se, porém, que a tarifa paga para a concessionária de energia varia por estado ou município, portanto a viabilidade deve ser calculada para cada caso (PROBIOGÁS, 2016).

Como visto, o biogás e o biometano são combustíveis renováveis, produzidos a partir da degradação de matéria orgânica e com grande potencial econômico, ambiental e social, somado a atributos energéticos que contribuem de forma considerável para a sustentabilidade de grandes setores econômicos.

De acordo com a EPE, atualmente, cerca de 70% do biogás produzido tem origem em aterro sanitário. Todavia, o setor sucroenergético é o que apresenta o maior potencial para geração, mesmo que sua participação ainda seja pequena. O potencial do setor é três vezes maior que o da agricultura e oito vezes maior que o do saneamento (EPE, 2019). A relação entre estes potenciais, atribuídos a cada um dos setores envolvidos, pode ser visto na figura abaixo.

Figura 9: potencial nacional de biogás por setor



Fonte: EPE, 2019.

Segundo dados do Panorama do Biogás no Brasil, da CIBIOGÁS, em 2015 existiam 158 plantas, com 126 em operação, 22 em instalação e 10 em reforma. Já no ano de 2018, o número de plantas cresceu para 366, onde 276 estavam em operação com 3,1 milhões de m³/dia de biogás. Para um cenário em que todas as 366 usinas estiverem em pleno funcionamento, a produção nacional anual poderá passar de 1,1 bilhão de m³ de biogás, para 1,7 bilhões de m³ de biogás, aproximadamente 45% de aumento de produção. A tabela 1 apresenta a quantidade de usinas de biogás com fins energéticos levantadas no estudo, acrescidas da quantidade média diária de biogás produzida ou prevista.

Tabela 1:Quantidade de plantas de biogás existentes em 2018 no Brasil

Situação	Quantidade de Plantas	Produção média diária de Biogás (m^3)
Em operação	276	3.110.871
Em instalação	82	1.561.843
Em reforma	8	50.424
Total	**366**	**4.723.138**

Fonte: Elaboração própria a partir de CIBiogás, 2018.

O estudo detectou ainda, aumento na produção de biogás por meio de plantas de médio e grande portes. Grande parte das unidades de maior porte se concentram em São Paulo, enquanto que as menores, em maior número, estão localizadas em Minas Gerais. A tabela 2 apresenta como as plantas de biogás e sua quantidade produzida equivalente estão dispostas por região.

Tabela 2:Quantidade de plantas/produção de biogás por região (m3)

Estado	N° de plantas	Estado	Produção (m^3/dia)
PR	80	**SP**	1.484.554,60
MG	79	**PR**	531.586,70
SP	31	**MG**	355.232,90
SC	31	**RJ**	225.071,40
RS	13	**RS**	160.193,10
MT	12	**CE**	140.000,00
GO	8	**MT**	71.844,40
RJ	5	**SC**	51.637,00
MS	5	**MS**	50.525,80
BA	3	**BA**	19.036,00

Fonte: Elaboração própria a partir de CIBiogás, 2019.

Em relação à origem do substrato, 65% das plantas são provenientes do setor agropecuário, 23% da indústria e 12% em resíduos sólidos urbanos e esgoto. Todavia, considerando a produção média de biogás, o setor de resíduos sólidos urbanos e esgoto lidera a produção, com 2,4 milhões de m^3/dia; seguido pela indústria, com 489 mil m^3/dia e pela agropecuária, que alcançou 255,3 mil m^3/dia. Também é revelado, que as plantas de maior porte são responsáveis pela maior parte da produção, com 82% do volume total de biogás produzido. Já as de médio e de pequeno porte respondem por 13% e 5% da produção, respectivamente (CIBIOGÁS, 2018).

Acrescenta-se ainda, o fato de que 69% das plantas geraram energia elétrica, o que representa 73% do volume de biogás produzido em 2018. Por outro lado, 26,1% das usinas produziram apenas energia térmica, o que corresponde a 16,5% do biogás produzido. Apenas 2,9% das plantas purificam o biogás para biometano ou gás natural renovável veicular, o equivalente a 9,7% do volume total do biogás (CIBIOGÁS, 2018).

A tabela 3, por sua vez, indica os usos finais do biogás, bem como sua produção através das usinas existentes, sejam elas em operação ou reforma.

Tabela 3:Usos finais para o biogás

	Em Implantação/Reforma (Unidades)	Em Operação (Unidades)	Produção
Energia Elétrica	88	199	17,7 MW
Energia Térmica	2	78	520.000 m^3/d
Biometano	0	8	302.545 m^3/d

Fonte: Elaboração própria, com base em dados CIBiogás, 2019.

O levantamento também constatou a operação de oito projetos de biometano, com a expectativa de que novos possam surgir, muito em virtude de mudanças na regulação, como a autorização da injeção em gasodutos de biometano proveniente de estações de tratamento de esgoto e de aterros, como também pelo RenovaBio, que poderá ter papel importante para o crescimento desse mercado. De acordo com a ABiogás (2018), calcula-se que até 2030, os investimentos nesse setor possam chegar a R$ 50 bilhões de reais.

Sobre tecnologias nacionais, destaca-se uma desenvolvida pela Methanum Engenharia Ambiental em parceria com a Adecoagro. Originada de pesquisa iniciada em 2013, o projeto, contemplado com apoio do Programa Paiss Industrial (Plano BNDES - Finep de Apoio à Inovação dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico), foi testado com sucesso em escala-piloto e se mostrou totalmente viável em escala industrial. Desde julho de 2018, a planta comercial se encontra em operação na Usina Ivinhema da Adecoagro (MS), onde o biogás já é utilizado para o aquecimento de água nos processos da indústria.

Um outro projeto nacional que merece ser citado, tem origem em 2017, quando a Asja Brasil inaugurou uma usina de biogás, no aterro de Sabará, região metropolitana de Belo Horizonte. Em 2018, a SABESP, companhia de saneamento do Estado de São Paulo, passou a produzir biometano em Franca, no interior paulista. Este projeto é o primeiro e até agora único na América Latina a incluir o esgoto urbano na cadeia de produção do biometano, com grande potencial de ser aproveitado nos ônibus do transporte urbano de passageiros. No município paulista de Caieiras, encontra-se o maior aproveitamento energético de gás de aterro do mundo.

Outro exemplo é a Geoenergética, que produz em uma planta no norte do Paraná, energia elétrica e biometano a partir de vinhaça e torta de filtro. Cita-se também o caso da Itaipu Binacional e da CIBiogás, que operam uma planta de produção de biometano a partir de resíduos orgânicos dos restaurantes da área da usina hidrelétrica. No Paraná, existe um projeto em implantação para operar um *microgrid* (ilha energética) no qual a geração, o armazenamento e o consumo de energia podem funcionar conectados ou não à rede de distribuição. Esse sistema é tido como uma promessa para o futuro do sistema elétrico utilizando sistemas isoláveis de geração distribuída (FGV, 2019).

Em janeiro deste ano, a Cocal, em parceria com a *Lots Group* (parte do grupo Scania) começou a utilizar um caminhão movido exclusivamente a biogás. O modelo, abastecido com biometano obtido a partir do processamento dos resíduos da cana-de-açúcar será empregado no transporte da cana, numa operação off-road, rebocando rodotrens canavieiros de 9 eixos. O Scania G 410 6×4 XT é o primeiro caminhão *off-road* da América Latina a ser movido exclusivamente com biogás. Também em janeiro, o BNDES anunciou a aprovação no financiamento de R$ 97,1 milhões para a Cocal. O valor será utilizado na construção de uma planta de biogás e geração de energia elétrica em Narandiba, São Paulo. A Cocal pretende produzir 33 milhões de m^3/ano de biogás neste projeto, utilizando como insumos os subprodutos de cana-de-açúcar (palha, torta de filtro e a vinhaça. O custo total de implementação do projeto é previsto em torno de R$ 139,7 milhões.

Apesar do enorme potencial acima citado e do aumento significativo da produção de biogás no país, ainda há um longo caminho para que o Brasil seja capaz de aproveitar toda a sua capacidade de geração. Em 2018, o país gerou 1,1 bilhão de m^3 de biogás. Se considerada a capacidade de 84,6 bilhões de m^3 anuais, calculada pela ABIOGÁS, o país produz apenas 1,3% do que poderia.

De acordo com projeções da EPE (2018), ainda há a indicação de um aumento da demanda de ponta na energia elétrica, acarretando mais um acréscimo da demanda por gás natural. Neste cenário, destacam-se duas possibilidades: criação de novos terminais de GN, combustível com valor baseado em óleo e dólar, ou investir na interiorização do biogás. Essa discussão é extremamente válida, uma vez que falamos em estabilidade de preços e segurança ao investidor, dado que o biogás é uma fonte que tem estrutura de preço estável por não sofrer com oscilações cambiais e variação do preço internacional.

Todavia, independentemente da existência de usinas de biogás e de demanda por energia térmica e elétrica em seus empreendimentos, a grande maioria das instalações ainda não faz uso energético do biogás gerado. Tal situação pode estar relacionada à falta de conhecimento sobre a viabilidade técnica do uso do biogás, bem como sobre os trâmites necessários para enquadramento do empreendimento na geração distribuída, seja como autoprodutor de energia (destinada exclusivamente ao autoconsumo), seja como produtor independente (destinada total ou parcialmente ao comércio).

Vale destacar que, sob a regulação e controle da ANEEL, a venda de eletricidade oriunda de usinas de biogás pode ser efetuada via concessionárias de distribuição ou diretamente ao consumidor final. Quando a capacidade de fornecimento da energia excedente supera 5MW (a partir de 1º de março de 2016), o produtor está autorizado a comerciá-la nesses moldes. Caso seja inferior a 5MW, a energia pode ingressar no sistema de compensação, o qual prescreve a cessão gratuita do referido volume de energia à distribuidora e, em retorno a esse empréstimo, o ofertante recebe um crédito a ser consumido num prazo de 60 meses.

No contexto da comercialização a concessionárias, denominado de Ambiente de Contratação Regulado (ACR), os agentes de distribuição adquirem a energia elétrica por meio de leilões públicos, promovidos pela ANEEL, para fins de atendimento de um mercado cativo. Já no âmbito da venda sem intermediários ao consumidor final, chamado de Ambiente de Contratação Livre (ACL), os agentes geradores (produtores independentes, autoprodutores, comercializadores ou importadores) atuam por intermédio de contratos bilaterais. O mercado livre contempla assim um espaço de negociação onde consumidores podem comprar energia alternativamente ao suprimento da concessionária local, porém, utilizando-se ainda da rede de distribuição dela.

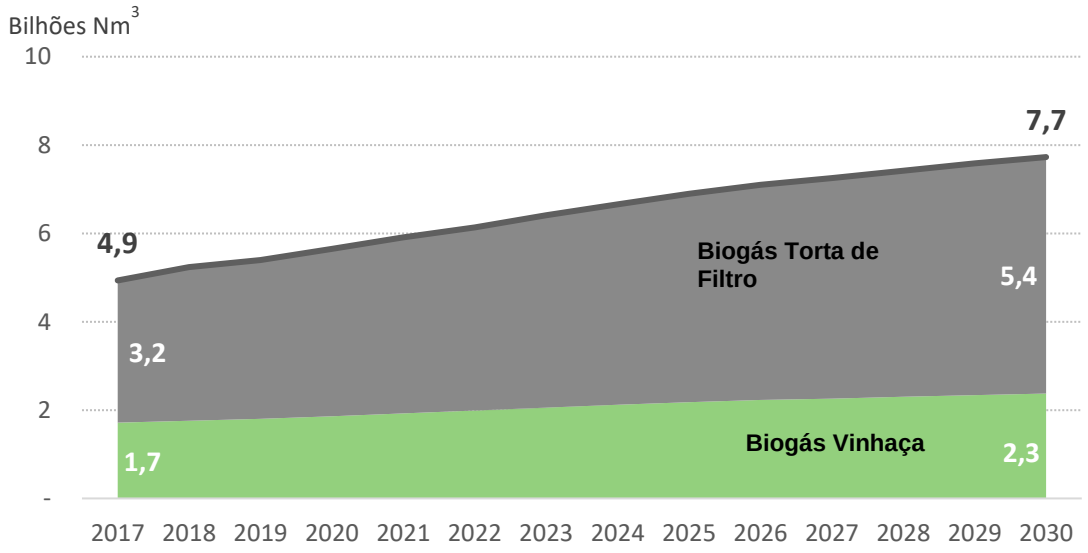
Como já citado, além da possibilidade de gerar energia térmica e elétrica e ser usado em veículos na forma de GNV, o biometano possui outra aplicação importante como substituto parcial do diesel em caminhões, tratores e maquinário agrícola (FGV, 2018). Há um enorme espaço de mercado na sua interiorização, ou seja, no atendimento às regiões não abrangidas pela pequena rede de distribuição de GN do país, viabilizada pela sua capacidade de geração descentralizada.

3.1 – Setor Sucroenergético

Como visto, a extração do caldo da cana-de-açúcar gera como resíduo o bagaço, e a produção de etanol e açúcar dá origem a uma quantidade significativa de torta de filtro e, no caso do biocombustível, de vinhaça. Além destes, a colheita da cana também gera biomassa residual composta por palhas e pontas.

De acordo com Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), publicação da EPE (2019), é projetada uma maior inserção do biogás, quando oriundo da biodigestão da vinhaça e da torta de filtro. Consoante dados do mesmo documento, o potencial de produção para o setor sucroenergético em 2030 é projetado em 7,7 bilhões de Nm^3/ano, o que significa dizer que o setor será capaz de gerar 4,2 bilhões de Nm^3/ano de biometano, valor equivalente para óleo diesel (assumindo a composição típica: biogás: 55%v. biometano e equivalência energética: 1 L de diesel – 1 m^3 de biometano). Com este resultado, seria possível suprir 40% da demanda do setor agropecuário, setor esse responsável por cerca de 13% da demanda de óleo diesel do país. Esses números são extremamente relevantes se pensarmos que em 2018 o setor sucroalcooleiro consumiu cerca de 2,5 bilhões de litros de diesel. Esta é uma oportunidade muito interessante para o biometano, refletido na diminuição do uso do diesel no maquinário agrícola e na frota logística dentro da cadeia produtiva de cana. A figura 10 apresenta estes resultados.

Figura 10: Projeção de produção de biogás do setor sucroenergético



Fonte: EPE, 2019.

Vale lembrar que:

1 tonelada de cana ➡ 30 - 40 kg de torta

1 tonelada de torta ➡ 90 -120 Nm^3 Biogás

200 – 270 KWh energia elétrica

40 – 60 m^3 de GN equivalente

1 litro de etanol ➡ 10 - 12 litros de vinhaça

1 m^3 de vinhaça ➡ 15 - 25 Nm^3 Biogás

30 – 50 KWh energia elétrica

7 – 12 m^3 de GN equivalente (EPE,2019).

As projeções da EPE para 2030, por exemplo, são de 879 milhões de tonelada de cana processada, o que representa um potencial de produção de biogás de 21 milhões de Nm^3/dia, considerando apenas o aproveitamento da vinhaça e da torta de filtro como resíduos. Este volume potencial de biogás corresponde a 70% das importações brasileiras de gás natural oriundas da Bolívia (via GASBOL). Ou seja, o biogás seria capaz de suprir a maior parte da demanda por este gás no país. Já para 2050, a quantidade de biogás produzido pode chegar a 25 milhões de Nm^3/dia. Tais valores são apresentados na tabela 4.

Tabela 4: Projeções de produção de biogás e biometano até 2050

	Unidade	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Cana Processada	Mt	688,48	805,99	879,65	936,70	980,45	1.030,20
Etanol	Mm^3	31,59	39,34	44,61	48,54	51,04	53,01
Torta de filtro	Mt	20,65	24,18	26,39	28,10	29,41	30,91
Vinhaça	Mm^3	315,92	393,36	446,10	485,39	510,38	530,07
Biogás torta	$M.Nm^3$	1.858,88	2.176,16	2.375,07	2.529,10	2.647,22	2.781,55
Biogás vinhaça	M.NL	3.791,01	4.720,31	5.353,18	5.824,74	6.124,55	6.360,80
Biogás total	$M.Nm^3$	5.649,89	6.896,47	7.728,24	8.353,84	8.771,77	9.142,35
Biogás total	$M.Nm^3$/dia	15,48	18,89	21,17	22,89	24,03	25,05
Biometano	$M.Nm^3$/dia	8,51	10,39	11,65	12,59	13,33	13,78

Fonte: EPE, 2019.

A Abiogás (2018), por sua vez, estima o potencial de produção de biogás em 41 bilhões de m^3/ano no setor sucroenergético (considerando seus resíduos como bagaço, palha, torta de filtro e vinhaça), 37 bilhões do setor agropecuário (considerando a proteína animal, dejetos de animais e as culturas de milho, mandioca e soja) e 3 bilhões do setor de saneamento ambiental (considerando o esgoto sanitário e os Resíduos Sólidos Urbanos – RSU). Diferentemente da EPE, que considera apenas o setor sucroenergético e como substratos a torta de filtro e a vinhaça, a Abiogás também considera em seus levantamentos para este setor, a palha, pontas e o bagaço. Esta restrição da EPE é explicada pelo já grande uso do bagaço em sistemas de geração de energia e pela dificuldade de se colher as palhas e pontas. Ou seja, além de possíveis metodologias de cálculos diferentes, os substratos incluídos no levantamento não são os mesmos, fato que dificulta a comparação dos resultados.

Todo esse potencial, em uma época na qual o mundo busca soluções econômica e tecnicamente viáveis para frear as mudanças climáticas e o impacto das atividades humanas, o biogás se tornou um instrumento de grande relevância para o setor público – busca cada vez mais incentivar uma produção de energia limpa e eficiente – e do setor privado – que busca investimentos atrativos e seguros.

Quanto aos usos finais, percebe-se uma supremacia do uso para geração elétrica. De acordo com dados da EPE (2018), 73% do biogás produzido é utilizado na forma de energia elétrica, 16% via energia térmica, 10% na forma de biometano e apenas 0,4% como energia mecânica. No entanto, observa-se ainda que, mesmo a geração de energia elétrica a partir de biogás no Brasil é ainda reduzida, quando comparada ao seu potencial. Um dos motivos principais é o fato de que os projetos de geração elétrica devem concorrer nos leilões de venda de energia com projetos de outras fontes que podem oferecer o MWh a um valor inferior, o que é valorizado em nome da chamada "modicidade tarifária". Uma proposta que será abordada em uma seção posterior, que trata de formas de permitir um maior estímulo ao setor, falará justamente sobre a criação de leilões específicos.

Para a obtenção do biogás puro, o principal parâmetro a ser observado na produção é o custo a ser pago pela eletricidade. A Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2017) estimou o custo normalizado da eletricidade (*levelised cost of electricity* – LCOE) para o biogás entre US$ 6/kWh e US$ 14/kWh (OIES, 2017). O principal determinante é relativo ao custo da matéria-prima; caso seja barata e abundante, os custos diminuem; e caso sejam plantações dedicadas, o custo aumenta. Em relação ao

biometano, deve ser adicionado o custo adicional de processamento, comparado ao custo do GN (BNDES, 2018).

Trabalho recente (OIES, 2017) mostra que o biometano seria competitivo na Europa apenas nos limites inferiores da curva de custos, ressaltando a importância de subsídios governamentais à medida que os custos de produção aumentam. Tais custos dependem principalmente do tipo de cultura e dos custos associados ao transporte. Além disso, reduções relevantes de custos em razão do aumento de escala e adequação de tecnologia podem tornar mais factível a produção.

No Brasil, claramente, existe uma vantagem competitiva relacionada ao custo inferior das culturas e dos resíduos agroindustriais, quando comparado aos países europeus. Tal vantagem abre possibilidades para aumentar a escala da exploração industrial do biogás no país, especialmente com relação aos resíduos agroindustriais.

Mesmo que, nos últimos 15 anos, o biogás tenha entrado nas agendas dos governos (estaduais e federal), ainda falta um plano de desenvolvimento que centralize suas ações, vide o número bastante reduzido de plantas se considerarmos todo o potencial de geração de biogás existente. O Brasil tem maior o potencial de produção do biogás no mundo, e isto não pode ser desprezado.

4 – Teorias econômicas e as Políticas Públicas

As mudanças climáticas está dentre as preocupações ambientais mais prementes que a humanidade tem se deparado nas últimas décadas. Pesquisas científicas na área do clima oferecem evidências crescentes de que as atividades antrópicas são as grandes responsáveis pelo aumento da concentração de GEE na atmosfera, e, consequentemente do aquecimento global (IPCC, 2008).

Além de poder ser considerado o mais sério problema ambiental enfrentado atualmente, a mudança climática é também complexa em suas causas, com consequências graves e difícil de se gerir. Nenhum país é capaz, sozinho, de enfrentar os desafios impostos por ela, que incluem decisões políticas, mudanças tecnológicas e consequências globais de longo alcance. Além disso, questões ambientais muitas vezes carregam conflitos políticos e compensações difíceis, porque a solução, em geral, requer a limitação de alguma atividade economicamente produtiva ou do consumo (MAGALHÃES, 2013).

Mitigação é definida como a intervenção humana para reduzir as emissões por fontes de GEE e fortalecer as remoções por sumidouros de carbono, tais como florestas e oceanos. A mitigação é uma das estratégias de resposta à mudança do clima, através da redução de emissões. Sob uma ótica global, fica evidente que o grande problema do aquecimento global e, portanto, da mudança do clima, está relacionado à dependência global nos combustíveis fósseis para suprimento de calor, geração de eletricidade e transporte (MMA, 2019).

A redução de emissões de GEE no suprimento de energia tem sido buscada através de uma série de políticas governamentais, que se utilizam de instrumentos econômicos (por exemplo: subsídios, taxas, isenção de taxas e crédito), instrumentos regulatórios (por exemplo: padrões de desempenho mínimo, controle de emissão veicular) e processos políticos (por exemplo: acordos voluntários, disseminação da informação; planejamento estratégico). No setor de transportes, esta mitigação está relacionada não somente à escolha de biocombustíveis, mas também à melhoria da eficiência energética (MMA, 2019).

Em economia, externalidade negativa é uma falha de mercado definida como o custo resultante de ações particulares sobre os demais, mesmo que estes últimos não tenham contribuído com os malefícios. As emissões de GEE são um exemplo de

externalidade negativa, uma vez que provoca danos a terceiros, ainda que estes não sejam responsáveis pelas emissões (GODOY e SAES, 2015).

Vide este cenário atual de preocupação com o alto índice de concentração destes gases na atmosfera e os impactos de eventos extremos associados à mudança do clima, diversos governos têm adotado políticas públicas a fim de promover medidas de mitigação. Para tanto, tais políticas fazem uso de um conjunto de mecanismos abrangentes, que incluem medidas restritivas/punitivas (comando-e-controle) e instrumentos econômicos. Importante destacar, que a redução nas emissões de GEE requer uma ação conjunta envolvendo governos, a sociedade civil e a indústria de energia em um patamar nunca antes visto.

4.1 – Instrumentos de Comando-e-Controle

Os instrumentos de comando-e-controle são aqueles que fixam normas, regras, procedimentos e padrões determinados para as atividades econômicas a fim de assegurar que os objetivos da política em questão sejam cumpridos, onde o seu não cumprimento acarreta em sanções de cunho penal e administrativo (LUSTOSA e YOUNG, 2002, p.578).

Os exemplos mais comuns de instrumentos de comando-e-controle são as normas de controle de poluição atmosférica e da água através dos padrões; as normas de zoneamento, que estabelecem restrições para a utilização de áreas protegidas; e procedimentos como o licenciamento e estudo ambiental para implantação de com projetos com potencial de serem altamente degradadores (NUSDEO, 2006, p.364).

Tradicionalmente, os instrumentos regulatórios têm sido mais frequentes na elaboração de políticas ambientais. As normas de comando-e-controle podem ter dois enfoques: o tecnológico e o de desempenho. Padrões com enfoque tecnológico normalmente requerem a utilização de um equipamento ou processo específico. No contexto das políticas climáticas, se pode exigir de empresas, por exemplo, o uso de motores e processos de combustão mais eficientes, ou tecnologias de coletas de gases em aterros sanitários (MAGALHÃES, 2013). Já as normas com base em desempenho são mais flexíveis, onde se especifica os níveis permitidos de emissão de poluentes, mas

deixando a critério das entidades reguladas os métodos necessários para se atingir tais níveis. Padrões de tecnologia e desempenho podem, em princípio, ser eficazes para atingir algumas metas ambientais.

Entretanto, tais políticas apresentam certos limites e, em particular, vem sendo criticadas por certa rigidez e falta de custo-efetividade, principalmente no que tange a questão das mudanças climáticas. Justamente por seu caráter centralizado e inflexível, via de regra, gera altos custos em decorrência de processos meramente burocráticos. Somado à natureza do problema, onde gases como o CO_2 podem ser emitidos a partir de um grande número de fontes distintas, é especialmente complexo definir instrumentos regulatórios que alcancem um resultado efetivo de redução de emissões (MAGALHÃES, 2013). Outra crítica comumente associada a este modelo, é sua tendência a desencorajar a inovação, em especial de longo prazo, uma vez que, geralmente, limitam-se a estabelecer parâmetros mínimos, não reconhecendo esforços adicionais (GOODSTEIN, 2010).

4.2 – Instrumentos Econômicos (ou de mercado)

O sistema de incentivos econômicos ou instrumentos de mercado tem como objetivo induzir mudanças no comportamento dos agentes poluidores em relação ao meio ambiente (JOÃO, 2004). Para Seroa da Motta (2006), sua aplicação deve ser realizada de forma gradual, a fim de estabelecer capacidades políticas, legal e institucional, em que se obtenha uma forma de melhorar a eficiência da política ambiental. Ao fornecer incentivos ao controle da poluição ou de outros danos ambientais, os instrumentos econômicos permitem que o custo social de controle ambiental seja menor e ainda podem gerar receita aos cofres do governo (SEROA DA MOTTA et al., 1996). Assim, no Brasil, os instrumentos econômicos são mais utilizados como uma abordagem complementar e mais eficiente do que os tradicionais instrumentos de comando-e-controle, pois a disposição de receber é maior que a disposição de pagar (HEMPEL, 2008).

Existem basicamente dois modelos bem desenvolvidos de precificação do carbono: tributação e comércio de emissões (*cap-and-trade*). A tributação sobre o carbono, determina um preço fixo para determinada quantidade de CO_2 emitido – podendo este preço ser ou não fixado em função do combustível gerador da emissão. A adoção de um tributo sobre o carbono determina um preço por quantidade emitida, de tal

forma que o mercado ajusta o nível de emissões com base no valor da taxa estipulada (INSTITUTO ESCOLHAS, 2016).

Diferentemente do mecanismo de tributação, o principal sistema utilizado é o *cap-and-trade*, meio pelo qual o governo pode estabelecer o limite de emissões permitido para uma certa atividade industrial por um determinado período de tempo. Neste sistema é estipulado um limite máximo para as emissões dos gases (*cap*) e distribuído uma determinada quantia de permissões de emissões aos agentes. Quando as emissões de um agente ficam abaixo desse limite estipulado ela pode vender suas permissões à outra que tenha excedido esse valor (*trade*). Dessa forma, o preço do carbono passa a ser definido pelo mercado, através de transações comerciais, o que para tal, se faz necessário a criação de um agente regulador, como o *Emission Trading Scheme* (ETS) na Europa. O ETS então é o responsável por distribuir as permissões, e, periodicamente, ajusta os limites de emissão dos agentes. Os ativos negociados nesses mercados são genericamente denominados "créditos de carbono" (INSTITUTO ESCOLHAS, 2016).

WORLD BANK GROUP e ECOFYS (2018) mostram que, até maio de 2018, 51 iniciativas de precificação de carbono foram implementadas ou estão em vias de implementação no mundo. Deste número, 25 consistem em sistemas de comércio de emissões, localizadas principalmente em jurisdições subnacionais, e 26 de medidas de taxação de carbono, predominantemente executadas em nível nacional. Assume-se que estas iniciativas de precificação de carbono, cobririam cerca de 11 Gt de CO_2 eq. ou, aproximadamente, 20% das emissões de GEE globais (ROITMAN, 2018).

4.3 – A concepção de Políticas Públicas

O conceito de Política Pública já recebeu diversas definições, entretanto, todas com a mesma compreensão central: forma de ação do governo. Apesar deste entendimento, nota-se, nas etapas de formulação e implementação, a participação de diversos atores não governamentais, como: atores do mercado, organizações não governamentais (ONG), associações, acadêmicos e sociedade, que são capazes de influenciar, de alguma forma, a elaboração destas Políticas.

Para Dias e Matos (2012), não existe um modelo de política pública ideal, pois as mesmas devem adequar-se à realidade local. Nesse sentido, as políticas públicas podem variar de acordo com o grau de diversificação da economia, com a natureza do regime social, com a visão que os governantes têm do papel do Estado, no conjunto da sociedade e com o nível de atuação dos diferentes grupos sociais envolvidos em sua elaboração.

A dinâmica do setor energético exige uma planejamento é essencial. Deve se apresentar de forma estratégica e ser capaz de sinalizar o caminho a ser seguido em longo prazo, de forma a promover a segurança energética. Para tal, deve ser acompanhado de um conjunto de medidas e regulações adequadas, como forma de auxiliar na execução de planos, programas e normativas. No decorrer dos anos, a política energética brasileira tem desenhado incentivos a favor do uso de fontes renováveis de energia, com fins em se estabelecer uma matriz energética limpa. Um exemplo disso é a mais nova Política nacional para biocombustíveis, a RenovaBio, temática de destaque neste trabalho.

O mecanismo de funcionamento da RenovaBio é inovador no Brasil, mas ele teve como fonte de inspiração diversas iniciativas internacionais que estão em vigor há mais de oito anos, entre elas o *Renewable Fuel Standard* (RFS), dos Estados Unidos, o *Low Carbon Fuel Standard* (LCFS), da Califórnia, e o *Renewable Energy Directive* (RED), da União Europeia. Cada um destes programas tem um mecanismo de funcionamento e objetivos próprios, chegando a resultados distintos, como será discutido a seguir.

4.3.1 – Experiências internacionais

Como já abordado, a transição para sistemas energéticos mais sustentáveis é bastante complexa, e envolve mudanças fundamentais e correlacionadas em tecnologias, combustíveis, infraestrutura, políticas, mercados e instituições. Um consenso desta discussão é o de que não existe um pacote de políticas de transição energética único, que seja o mais adequado a todos os países e setores produtivos (ROITMAN, 2018).

Ao se analisar os mecanismos de incentivo a energias renováveis praticados internacionalmente, é possível identificar alguns modelos. Um dos mais utilizados é a tarifa *feed-in*, onde o governo garante, por tempo determinado, o pagamento de uma tarifa mais vantajosa para geradores que utilizarem fontes renováveis de energia, como o

biogás. Esse mecanismo é eficaz por viabilizar os empreendimentos pelo menos até que o setor se consolide e a competitividade com outras fontes de energia seja alcançada. Outra ferramenta bastante difundida é a política de cotas e certificados, que exige dos fornecedores de energia uma quantidade mínima de geração a partir de fontes renováveis. Essa cota pode ser cumprida por meio da geração direta ou pela compra de certificados de fornecedores que gerem excedentes de energia renovável. Também é possível incentivar o uso de energias renováveis por meio de isenções fiscais, como de impostos sobre o produto e sobre vendas, como de taxas aduaneiras (PROBIOGÁS, 2016). Há também a possibilidade de se fornecer empréstimos e subsídios. Alguns exemplos serão destacados e expostos a seguir.

4.3.1.1 – Na Europa

A partir da década de 70, em especial pela percepção de insegurança energética gerada pela crise do petróleo, alguns países da Europa perceberam no biogás uma excelente alternativa de fonte de energia e começaram a investir no aprimoramento do seu processo produtivo.

De acordo com WHITING e AZAPAGIC (2014), apesar de hoje já ser uma tecnologia estabelecida, o crescimento de instalações de digestão anaeróbica na Europa começou a ganhar mais força recentemente, após a introdução de incentivos financeiros. Atualmente, 29 países europeus têm incentivos que promovem a geração de eletricidade a partir do biogás.

Relativo a tais incentivos, destaca-se o caso da Alemanha. A primeira legislação para promover energia renovável foi criada em 1991, logo após a reunificação. O *Stromeinspeisungsgesetz* (StrEG) proporcionava a geração de energia por todas as fontes renováveis no despacho e estabelecia uma tarifa *feed-in* por vinte anos. O número de plantas a biogás cresceu de aproximadamente cem, em 1990, para mil na virada do século, ainda que três quartos delas fossem pequenas unidades, com capacidade inferior a 70 MW. No ano de 2000, entrou em vigor a *Erneuerbare Energien Gesetz* (EEG - Lei de Energia Renovável), e, já em 2010, a Alemanha possuía cerca de 7000 plantas de digestão anaeróbia.

Em 2014, seus operadores recebiam entre 12 a 25 centavos de euro por cada kWh de eletricidade gerado. Especificamente para energia térmica, o Governo alemão injetou, desde 2008, mais de 850 milhões de euros em Programas de incentivo às energias renováveis para fins de conforto térmico.

O biometano, diferentemente da energia térmica, não possui preço fixo, sendo dependente do mercado de GN. Como incentivo à produção, sua injeção no grid e os custos de acesso devem ser 75% pagos pelo próprio operador do grid, enquanto apenas os 25% restantes, pagos pelo produtor de biometano. O incentivo econômico, somada a sua regulamentação de qualidade, ao desenvolvimento de tecnologias eficientes em diversas escalas e da elevada demanda por energia térmica, resultou em um acréscimo significativo da participação da fonte na matriz energética alemã.

Em 2015, existiam 183 plantas produzindo biometano na Alemanha e a injetando no grid. Em 2007, foram definidas as metas de produção de biometano no país para 6 bilhões de m^3/ano para 2020 e 10 bilhões de m^3/ano para 2030.

Com o fim da tarifa *feed-in*, a Alemanha buscou novos instrumentos de incentivo ao biogás. Em 2017, o EEG foi modificado, onde para cada fonte, serão realizados leilões dedicados, objetivando a expansão da oferta, flexibilidade de operação e a previsibilidade de custos. Estima-se que, entre 2020 e 2022, serão contratados anualmente, via leilão, 200 MW de energia.

A Itália, por sua vez, também recebeu incentivos financeiros com pagamentos entre 8,5 a 23 centavos de euro por kWh, dependendo da capacidade da planta. Em 2014 havia em torno de 1.000 digestores anaeróbicos instalados no país.

Na Holanda, a injeção de biometano é incentivada pela *Stimulering Duurzame Energie Scheme* (SDE +), a principal medida para o incentivo de energias renováveis no país. A SDE + substitui a antiga SDE e oferece um subsídio de injeção no valor da diferença entre os custos de produção e as receitas geradas, por exemplo, com o preço de energia. Os subsídios são adaptados anualmente conforme o desenvolvimento do preço de mercado de gás natural fóssil para garantir que o operador de uma instalação receba a mesma remuneração por 12 anos. Para 2020 o *National Renewable Energy Action Plan* (NREAP) estabelece uma meta de 24.000 TJ de produção de energia de biometano, gerado a partir de qualquer tipo de matéria-prima (PROBIOGÁS, 2016).

A economia suíça apoia o biometano com um fundo específico para aumentar sua produção em seis vezes nos próximos seis anos. Não há restrições em relação a fontes, gases biogênicos injetados na rede e utilizados para a geração de eletricidade recebem a mesma remuneração que usinas de gás de estações de tratamento de esgoto. Se o biometano for usado como combustível, a remuneração de injeção não é aplicada sobre o gás, todavia, não incorre imposto de óleo mineral. Essa isenção fiscal é vinculada a uma avaliação de ciclo de vida considerando aspectos ecológicos e sociais. Na Suíça, atualmente, mais de 1.250 veículos são movidos a biometano/gás natural, que consomem a maior parte do biogás tratado disponível (PROBIOGÁS, 2016).

No Reino Unido, o crescimento do setor de biogás foi impulsionado a partir do estabelecimento de tarifas *feed-in* em 2010 e do *The Renewable Heat Incentive* (RHI), criado em 2011, que pagava pela eletricidade e o calor gerado pelas plantas. Tais medidas foram introduzidas como forma de promover o atendimento da região às suas metas de redução de GEE em 80% até 2050, assim como reduzir o montante de resíduos destinado aos aterros sanitários. Em 2013, a tecnologia de digestão anaeróbica era a única tecnologia de bioenergia a receber tarifa *feed-in* no Reino Unido.

Na Áustria, em 2013, 14 plantas produziam 25 milhões de m^3 de biometano por ano e mais de 300 injetavam cerca de 550 GWh de energia elétrica, capaz de suprir a demanda por energia de aproximadamente 16 mil residências no país. O governo local, desde 2003, promove algumas políticas de subsídios para plantas de codigestão em áreas rurais, por meio de tarifas *feed-in*. Tais políticas impulsionaram o setor até 2007, com a construção de mais de 200 plantas (GREEN GAS GRIDS, 2013).

Na União Europeia, as políticas de energias renováveis são definidas pelas Diretivas, que estabelecem metas de participação de energias renováveis e biocombustíveis nas matrizes energéticas de seus países-membros. Tais regulações objetivam reduzir as emissões de GEE destes países, promovendo o uso de fontes mais limpas, sem, porém, especificar a participação de cada uma ou tipo de biocombustível a ser utilizado (FGV, 2019).

A primeira Diretiva de Energias Renováveis (RED I) foi lançada em 2009, e estabeleceu como meta ter 20% do consumo final de energia a partir de fontes renováveis até 2020, o que incluiu ainda a obrigação de 10% de energia renovável no setor de transportes. Os fornecedores de combustíveis também são obrigados a reduzirem em 6%

as emissões de GEE do *mix* de combustíveis da UE até 2020, em relação aos valores de 2010. A continuação do Programa a partir de 2021, foi definida ainda em 2018, com a aprovação do RED II. Esta nova Diretiva, determina a participação de 32% de fontes renováveis no consumo de energia, com 14% de renováveis apenas no setor de transportes. Em relação aos biocombustíveis, a participação de avançados deve alcançar, pelo menos, 0,2% em 2022, 1% em 2025 e 3,5% em 2030. No caso dos biocombustíveis convencionais, o consumo ficará congelado nos níveis de 2020, com um adicional possível de 1% e um limite máximo de 7% (FGV, 2019).

Novamente, como forma de traçar um panorama destas Políticas e com base em dados de 2015, o número de plantas de biogás existentes na Europa somava 17.376 (EBA, 2016). Desse total, 16.834 plantas de biogás (ou 88%) estavam concentradas em oito países (Alemanha, Reino Unido, Suécia, Suíça, Holanda, França, Áustria e Itália), o que equivale a 119.306 GWH de energia elétrica ou 81% do total produzido na Europa por esta fonte. Estes países são responsáveis por 88% da geração de energia elétrica a partir de biogás, 91% do calor usado e 99% do biometano produzido. Este percentual corresponde à produção de 421 de plantas biometano, assim distribuídas: Alemanha, com 185 plantas, seguida por Reino Unido, com 80, Suécia, com 61, Suíça, com 35, Holanda, com 21, França, com 20, Áustria, com 13, e Itália com 6.

Nestes países, com relação ao uso do biogás, em média, 12% é para biometano e 88% para geração de energia elétrica e calor. Ainda de acordo o mesmo estudo, Alemanha, Suécia e Reino Unido são os países que lideram, tanto no número de instalações de biometano como em infraestrutura de uso deste. Na Suécia, 74% de todo biogás é dedicado à produção de biometano, enquanto na Holanda, na Suíça e na Alemanha são 26%, 19% e 15%, respectivamente; na Áustria e no Reino Unido são 9%, e na França apenas 2%. No Reino Unido, Alemanha, Áustria e França, por exemplo, quase todas as plantas de biometano estão conectadas à rede de gás natural devido às políticas e programas de incentivos presentes nesses países (VAN GRINSVEN, 2017).

Como visto, a aplicação do biogás em usinas de cogeração é a utilização mais comum observada, onde inúmeras empresas europeias já possuem tecnologia estabelecida, inclusive produzem e comercializam seus equipamentos mundialmente. Somado a isso, seu uso como combustível já pode ser observado no transporte público em alguns projetos existentes em países como Suécia e Reino Unido (PROBIOGÁS, 2015).

Dentre esses países, seis já permitem a injeção do biometano diretamente na rede de distribuição. As experiências mais antigas são as da Suécia e Suíça, que deram partida a tais empreendimentos no início da década de 90. A injeção do biometano no gasoduto representa a solução mais eficiente do ponto de vista energético, embora a destinação direta ao uso veicular seja também uma possibilidade.

4.3.1.2 – Nos Estados Unidos

Nos Estados Unidos, a principal política pública de incentivo aos biocombustíveis é a *Renewable Fuel Standard Program*, o RFS (sigla em inglês), criado em 2005. Trata-se de um programa federal, que determina a adição de volumes crescentes de combustíveis renováveis aos fósseis, com um objetivo de longo prazo de se atingir um volume de 36 bilhões de galões (cerca de 136 bilhões de litros) de combustíveis renováveis em 2022. Os agentes obrigados a ingressar no Programa são as refinarias e importadores de gasolina ou óleo diesel, os responsáveis por efetuar as misturas de combustíveis e biocombustíveis (no Brasil, é a função das distribuidoras) (FGV, 2019).

Cada categoria de combustível renovável é classificada de acordo com o processo produtivo e a quantidade de GEE emitida no seu ciclo de vida, em relação ao combustível que é substituído, são elas: i) diesel obtido de biomassa (biodiesel ou HVO – Óleo Vegetal Hidrotratado), com redução das emissões em, pelo menos, 50%; ii) biocombustíveis celulósicos (etanol ou biodiesel celulósico), com redução das emissões em, pelo menos, 60%; iii) biocombustíveis avançados (o etanol de cana de açúcar é um exemplo), com redução das emissões em, no mínimo, 50%; e iv) renováveis ou convencionais (como o etanol de milho), em que a redução das emissões é de, pelo menos, 20% (FGV, 2019). O Governo também criou um certificado denominado de *Renewable Identification Number* (RIN), de forma a cumprir as metas estabelecidas pelo RFS.

Antes do RFS, em 1994, como parte dos esforços do país para reduzir suas emissões de GEE, foi criado o LMOP (*Landfill Methane Outreach Program*), um programa voluntário que cria parcerias entre Estados, consumidores/provedores de energia elétrica, a indústria do biogás de aterros sanitários e comunidades. Seus especialistas agem como uma consultoria, disponibilizando uma grande variedade de ferramentas e apoiando todo o ciclo de desenvolvimento de uma planta de biogás, dos estudos de viabilidade à

operação. Eles também ajudam a procurar financiamento para os projetos de biogás, apoiam estratégias de comunicação para a mais ampla aceitação dos projetos e acompanham as mudanças regulatórias que afetam esta atividade (CARVALHO et al., 2016). No estado da Califórnia, além do programa federal, há uma iniciativa própria, voltada para a redução das emissões de GEE do setor de transportes. É o *Low Carbon Fuel Standard* (LCFS), que entrou em vigor em 2011, com o objetivo de reduzir em, pelo menos, 10% a intensidade de carbono dos combustíveis de transporte do estado até 2020, tendo como base o ano de 2010. Em 2018, uma revisão do programa alterou parte do cronograma inicial e prorrogou a sua duração por mais uma década, com uma nova meta de redução de 20% da intensidade de carbono até 2030 (ROITMAN, 2019).

No funcionamento do LCFS, baseado no mecanismo de "*cap and trade*", define-se um limite máximo para as emissões totais da matriz de combustíveis e cria-se um sistema de comércio de créditos. Os combustíveis com intensidade de carbono abaixo do padrão de referência geram créditos, enquanto aqueles com intensidade acima do padrão geram débitos. O programa permite, então, que o próprio mercado determine quais os biocombustíveis e quanto de cada um será utilizado para alcançar as reduções definidas para a intensidade de carbono (ROITMAN, 2019).

As partes obrigadas (refinarias e importadores de combustíveis fósseis) devem obter créditos em quantidades iguais aos débitos gerados. Estes créditos podem ser obtidos por meio da mistura de biocombustíveis aos derivados fósseis ou via aquisição de compra.

Como um panorama destes Programas e através de dados de 2014, os EUA tinham aproximadamente 2.100 plantas de biogás em operação (USDA; US EPA; DOE, 2014). Somente na Califórnia, existiam 276 sistemas de biogás operacionais em 2015 (AMERICAN BIOGAS COUNCIL, 2015). No Estado, a partir do LCFS, que qualifica tanto gás natural fóssil quanto gás natural renovável para créditos, aumenta o potencial para uma mudança no setor de transportes, substituindo os caminhões a diesel (US EPA, 2017).

Vide a intensidade de investimento em termos de políticas públicas, nos exemplos internacionais direcionadas à novos biocombustíveis, como é o caso do biogás, torna-se claro sua necessidade em prol do desenvolvimento do setor. Corroborando a isso, em estudo recente realizado por SCHEITRUM et al. (2017) analisam que nenhum gás

renovável, de qualquer fonte, é comercialmente viável sem intervenção política na competição com o gás natural, que permanece sempre mais barato.

É importante também destacar, que não existe um melhor modelo de políticas públicas a ser replicado, estas irão variar de acordo com as particularidades de cada país ou região, dada suas próprias características territoriais, sociais, culturais e econômicas.

5 – RenovaBio

É senso comum que políticas públicas emergem atualmente como instrumentos eficazes para combater o aquecimento global e, consequentemente, desenvolver uma matriz energética sustentável. Todavia, implementar medidas que visam esse objetivo representa um grande desafio aos países que precisam reduzir suas emissões de GEE, conforme estabelecido no Acordo de Paris.

Seguindo as tendências internacionais de um uso maior de políticas de mercado, em lugar das medidas de comando e controle, está sendo implementada no Brasil uma política do tipo *cap and trade* para o setor de combustíveis líquidos, com o Programa denominado RenovaBio. Para estabelecê-lo, o Governo brasileiro utilizou como base programas de sucesso internacionais, em especial, o LCFS e o RFS.

O programa surge então, no Brasil, como uma das propostas para que o processo de transição para uma economia de baixo carbono seja possível. Trata-se de uma política de Estado que visa a descarbonização da matriz de transporte com a indução, via mecanismos de mercado, da substituição dos combustíveis fósseis por biocombustíveis. A RenovaBio busca incentivar a produção de biocombustíveis no país, baseada na previsibilidade, na sustentabilidade ambiental, econômica e social, e compatível com o crescimento do mercado (MME, 2018).

A Política emerge com quatro objetivos principais, a saber: (i) atender aos compromissos até então assumidos pelo país na 21ª Conferência das Partes (COP21) das Nações Unidas sobre Mudança Climática, o Acordo de Paris. Nele foi acordado fortalecer a resposta global à ameaça da mudança do clima e a capacidade dos países em enfrentar os impactos decorrentes dessas mudanças; (ii) promover a eficiência energética e redução de emissões de GEE na produção, comercialização e uso de biocombustíveis; (iii) promover a expansão da produção e uso de biocombustíveis na matriz energética nacional, com ênfase na regularidade do abastecimento; e (iv) contribuir com previsibilidade para a participação competitiva dos diversos biocombustíveis no mercado nacional de combustíveis (MME, 2017).

Dessa forma, o RenovaBio almeja transformar as externalidades positivas dos biocombustíveis em incentivos para a produção sustentável, através de mecanismos de mercado, sem subsídios ou medidas artificiais (MME, 2017). Para este fim, seus

idealizadores adaptaram políticas já adotadas em outras partes do mundo, tais como nos Estados Unidos e União Europeia. A principal inspiração veio do *Low Carbon Fuel Standard* (LCFS), política pública em vigor no estado da Califórnia. O LCFS, como abordado anteriormente, define metas de redução de emissões e rotas para alcançá-las utilizando diferentes tecnologias e combustíveis – e também estabelece recompensas específicas para cada rota (FAPESP, 2018).

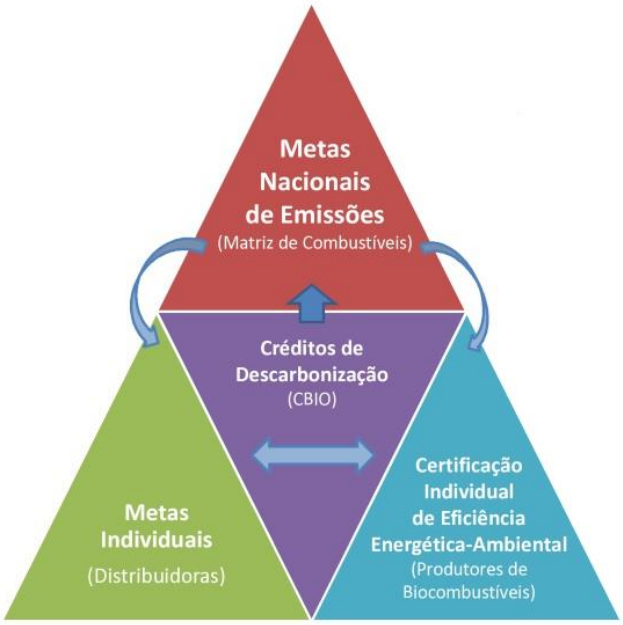
A RenovaBio, por sua vez, não define trilhas tecnológicas nem estabelece preferência por biocombustíveis específicos, e sim valoriza os mais eficientes em termos energéticos e ambientais, independentemente da espécie (MME, 2018). Para tal, serão contemplados todos os biocombustíveis utilizados na matriz de transportes que sejam comercializados por distribuidoras, e que sejam certificados pelas regras do programa.

Concomitantemente, a RenovaBio almeja criar um cenário propício ao investimento privado em biocombustíveis, uma vez que, ao recompensar a produção mais eficiente, incentiva o melhor aproveitamento da energia disponível em cada matéria prima, com mais investimentos em cogeração, biodigestão, substituição de fontes de energia fóssil, aproveitamento de diversos resíduos agroindustriais, entre outros (NASTARI, 2019). Isto posto, proporcionará um efeito multiplicador, gerando mais empregos e renda, e, portanto, uma maior arrecadação através do crescimento econômico.

Para que os objetivos propostos pela Política possam ser atingidos, foram previstos dois principais instrumentos, são eles: (i) estabelecimento de metas anuais de redução das emissões no segmento de transportes para os dez anos seguintes a partir de sua data de implementação, onde o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) será o responsável por definir as metas nacionais para o período, a partir de proposta enviada pelo Comitê de monitoramento de Biocombustíveis e Combustíveis (CMBC). Esse comitê, por sua vez, será formado por representantes de órgãos e entidades federais, que incluem Ministérios do Governo, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Em seguida, as metas nacionais serão desdobradas em metas individuais, anualmente, para os distribuidores de combustíveis, conforme sua participação no mercado de combustíveis fósseis; (ii) certificação da produção de biocombustíveis, atribuindo-se notas diferentes para cada unidade produtora (maior nota para o produtor que produzir maior quantidade de energia líquida, com menores emissões de CO_2e, no ciclo de vida). A certificação será realizada por Firmas Inspetoras (FI), com supervisão da ANP. Já a nota de eficiência energética-

ambiental (NEEA) refletirá a contribuição individual de cada agente produtor para a mitigação de uma quantidade específica de GEE, em relação ao seu substituto fóssil (MME, 2018). A figura 11 apresenta os fluxos e elos entre a RenovaBio e seus principais instrumentos.

Figura 11:RenovaBio e seus principais instrumentos



Fonte: MME, 2018.

De uma forma simplificada, a RenovaBio funciona da seguinte maneira: cada distribuidora de combustível terá uma meta anual individual de descarbonização a cumprir, que, para tal, deverá adquirir CBIOs. Estes créditos serão ofertados pelo emissor primário, – produtor ou importador de biocombustível. O não atendimento à meta individual sujeitará ao distribuidor de combustíveis, uma multa proporcional à quantidade de CBIOs que deixou de ser comprovada (ANP, 2018).

Para viabilizar a implementação da RenovaBio, é necessário parametrizar os cálculos de emissões para a criação dos CBIOs. Para tal, foi desenvolvida uma ferramenta auxiliar, a RenovaCalc, que consiste em uma plataforma na qual as usinas devem detalhar os aspectos relativos à sua produção (BNDES, 2018).

Ainda que a participação na política seja de caráter voluntário, uma vez confirmada adesão, a unidade produtora de biocombustível (Usina ou Emissor Primário), obriga-se a fornecer parâmetros técnicos do seu processo produtivo para o carregamento da RenovaCalc. A veracidade dos dados informados na calculadora para a determinação da NEEA é de responsabilidade do Emissor Primário, devendo ser verificada por FI, previamente credenciada. Dessa forma, a nota da usina/emissor é resultado do perfil técnico informado na calculadora em associação ao volume de biocombustível produzido e comercializado, gerando, assim, os CBIOs da RenovaBio.

Ressalta-se também que para ser permitido ingressar na Política, o Emissor Primário deve cumprir alguns requisitos de elegibilidade, dentre os quais, destacam-se: a biomassa não deve ser oriunda de área em que tenha ocorrido supressão de vegetação nativa a partir da data de Lei promulgada em 2017 e o fornecimento nacional de biomassa deve ser oriundo de imóvel rural com o Cadastro Ambiental Rural (CAR) ativo ou pendente, conforme definido em Decreto de 2012 (ANP, 2017).

No início da cadeia, o MME é o agente responsável por estabelecer os procedimentos e responsabilidades para o credenciamento da FI, que quando concretizado, a habilita a realizar a certificação da produção, a emitir o Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis (CPEB) e a NEEA. Vale ressaltar que a FI deve submeter a proposta de certificação da produção à Consulta Pública, com a proposição da Nota de Eficiência a ser atribuída, devendo dar ampla divulgação ao processo. O CPEB terá validade de quatro anos, contados a partir da data de sua aprovação pela ANP.

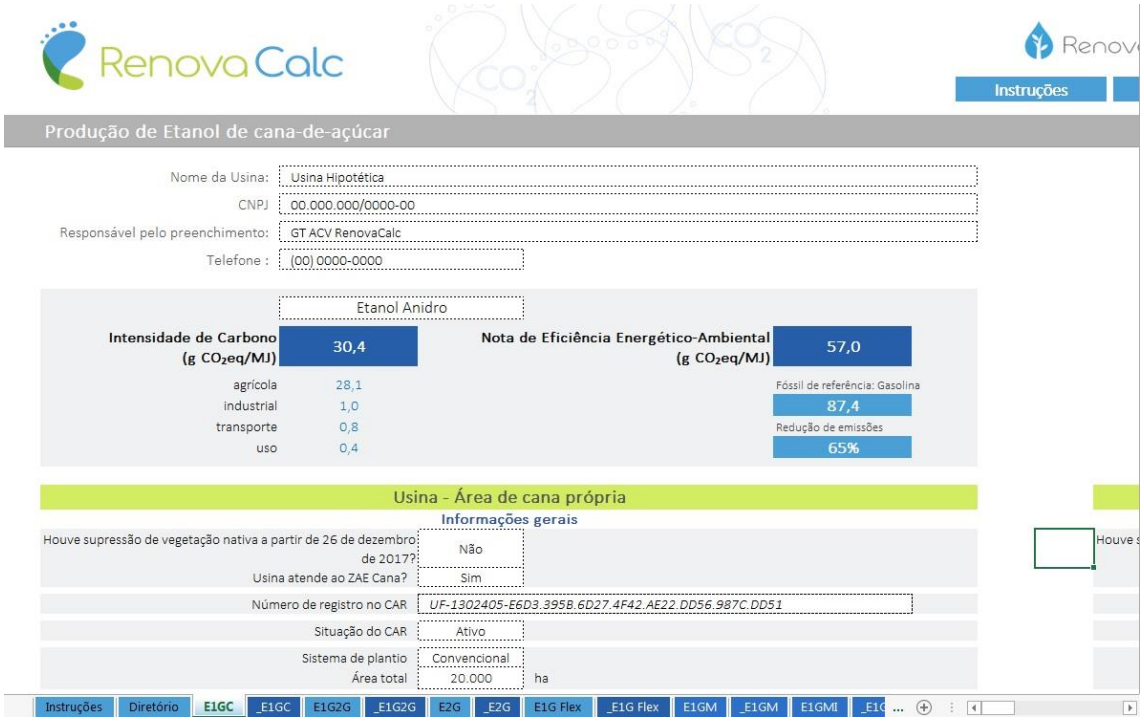
Como visto, através da análise de processos e insumos utilizados pelos produtores será possível estimar as emissões de CO_2 de todo o ciclo de vida de um produto, desde o cultivo dos insumos até o envio do produto final às distribuidoras. A RenovaCalc é esta ferramenta, capaz de contabilizar a intensidade de carbono de um biocombustível (em g CO_2e/MJ), e comparando-a à do seu combustível fóssil equivalente. Assim sendo, permite quantificar o benefício ambiental obtido pela substituição de um combustível fóssil de referência. Basicamente, os dados de entrada da calculadora são: identificação das usinas, atendimento aos critérios de entrada, parâmetros agrícolas e industriais e os principais dados necessários para a caracterização dos sistemas.

Para que a determinação da intensidade de carbono fosse possível, foi desenvolvido um protocolo de avaliação de desempenho ambiental baseado em ACV, uma metodologia com forte base científica, padronizada pelas normas ISO 14040 e 14044 (ABNT, 2014 a, b) (MME,2017). Embora uma ACV completa abranja várias categorias de impacto ambiental, na fase inicial da RenovaBio será considerada apenas a categoria "Mudança do Clima".

Para a RenovaBio, a fronteira do sistema adotada foi a ACV atribucional, com alocação em base energética. Já a abrangência assumida foi "do berço ao túmulo", onde se contabiliza todos os fluxos de material e energia consumidos pelos processos produtivos e emitidos para o meio ambiente, desde a extração de recursos naturais, aquisição ou produção e tratamento da biomassa, sua conversão em biocombustível, até sua combustão em motores, incluindo todas as fases de transporte (ANP, 2018).

Para tal escopo, incluem-se as etapas: (i) à montante do processo agrícola (insumos e infraestrutura), com dados advindos do banco de dados "*ecoinvent*"; (ii) do processo agrícola propriamente dito (fase agrícola); (iii) do processo agroindustrial (fase industrial) e (iv) fase de distribuição. Relativo ao preenchimento da fase agrícola, duas opções são possíveis: caso a) "perfil de produção específico", onde são considerados dados primários dos processos produtivos da área sob gestão direta da própria usina; ou caso b) "perfil de produção padrão" ("default"), que previamente já contém informações de bancos de dados oriundos do próprio setor produtivo e literatura técnica, ao qual serão aplicados fatores de penalização. Ou seja, ao se optar pelo "perfil padrão", a usina não se destacará de forma positiva dos concorrentes (ANP, 2018). A figura 12 apresenta um exemplo hipotético de uso da RenovaCalc para Etanol de cana-de-açúcar.

Figura 12: RenovaCalc para Etanol de Cana-de-açúcar



Fonte: EPE, 2019.

Na primeira fase da RenovaBio, os biocombustíveis cujas rotas de produção já estão dispostas na RenovaCalc são: etanol de primeira geração de cana-de-açúcar; etanol de primeira e segunda geração em usina integrada; etanol de segunda geração em usina dedicada; etanol de cana-de-açúcar e milho em usina integrada ("*flex*"); etanol de milho em usina dedicada; etanol de milho importado; biodiesel; bioquerosene de aviação por HEFA (*Hydro-processed Esters and Fatty Acids*) de soja; biometano de resíduos (ANP, 2019). Entretanto, outras rotas podem ser adicionadas ao decorrer da estruturação da Política.

A nota de cada produtor virá então a partir das emissões mitigadas, ou seja, será referente a diferença entre o valor de referência do combustível fóssil menos o valor obtido pela RenovaCalc, conforme ilustrada na figura 13. Vale destacar que um mesmo tipo de biocombustível poderá ter diferentes níveis de eficiência, a variar da forma como ele é produzido, distribuído e consumido. A nota obtida pela usina constará no seu certificado e deverá ser multiplicada pela sua capacidade de produção, para enfim, gerar a quantidade de CBIOs que a própria terá para comercializar.

Figura 13: Cálculo da NEEA – diferença entre ao valor do fóssil de referência e a IC determinada do Biocombustível

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP, 2018.

O produtor ou importador de biocombustível, deve então, contratar um escriturador, banco ou instituição financeira, para emissão dos CBIOs a seu favor. Dessa forma, a emissão primária de Créditos de Descarbonização, será efetuada sob a forma escritural nos livros ou registros do escriturador mediante prévia solicitação do Emissor Primário, em quantidade proporcional ao volume de biocombustível comercializado (produzido ou importado).

A partir de mecanismos de mercado, as emissões evitadas então se tornarão um título, o CBIO, que será melhor detalhado na seção 7.2 deste capítulo. Como visto, em um primeiro momento, as distribuidoras de combustíveis serão obrigadas a adquiri-los para descarbonizar uma parte do volume de combustíveis fósseis comercializados, porém espera-se que, futuramente, tais créditos sejam vistos como um ativo de alto valor (PEREIRA et al, 2018). O crédito de descarbonização será válido por no máximo três anos e, após esse período, perde validade, caso não tenha sido vendido. Quando adquirido e utilizado pelas distribuidoras para comprovar o cumprimento da sua meta, também não terá mais validade.

Menciona-se que diversos grupos serão impactados, diretamente ou não, pelo estabelecimento da individualização de metas compulsórias de redução de GEE a cada distribuidor de combustível, assim como das sanções ao descumprimento de tais metas. De forma evidente, o consumidor de combustíveis, caso ocorram distorções no mercado. Diretamente, os agentes impactados são os distribuidores de combustíveis fósseis e, no sentido oposto, estão os distribuidores que comercializam exclusivamente etanol hidratado, uma vez que não terão meta de compra de CBIOs, e podem se valer, a princípio, de comercializá-lo a um preço mais competitivo (ANP, 2019).

Em junho de 2018, o CNPE estabeleceu a meta de redução em 10,1% da intensidade de carbono da matriz de combustíveis, até 2028. Segundo estimativas do MME (2018), sem o RenovaBio, as emissões de CO_2e do setor de transportes atingiriam o valor de 425 milhões de toneladas em 2028; entretanto, com as metas propostas pela Política, as emissões alcançariam um valor reduzido, de 335 milhões de toneladas. Tal diferença, representa uma redução de 21% das emissões. Da meta estabelecida para o ano de 2028, foram desdobradas as seguintes metas anuais, expostas na tabela 5.

Tabela 5: metas de redução de emissões projetadas (2019 – 2028)

Ano	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
IC projetada (gCO2eq/MJ)	73,51	72,83	72,55	72,34	71,81	70,62	69,49	68,39	67,49	66,75
Redução IC pretendida	1%	1,9%	2,3%	2,5%	3,3%	4,9%	6,4%	7,9%	9,1%	10,1%

Fonte: elaboração própria a partir de MME, 2018.

De uma forma geral, a importância de uma Política dessa magnitude no país vai muito além dos objetivos de redução de impactos ambientais associados à mudança do clima e emissões descontroladas de GEE que motivaram os Estados Unidos e a Europa na criação dos seus Programas. No Brasil, incentivar a indústria de biocombustíveis significa investir no setor agroindustrial, gerar emprego e desenvolvimento regional, além de fomentar pesquisa e inovação (FGV, 2019). Todos estes são fatores imprescindíveis para alavancar a competitividade da indústria nacional e consequentemente criar um cenário propício para novos negócios, com novas oportunidades e desafios.

5.1 – Certificação da Produção

Na RenovaBio, a certificação da produção se dará no âmbito da unidade produtora do biocombustível (usina) e das importadoras. Ou seja, os produtores de biocombustíveis não são partes obrigadas e devem aderir ao programa de forma voluntária, sendo necessário, para tanto, que a sua produção seja certificada. Para que esta certificação seja possível, haverá um custo para o produtor, o que pode ser considerado um ponto crítico do programa.

Consoante Resolução ANP n° 758/2018, as rotas de produção de biocombustíveis que estão aptas a obter Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis são:

I - Biodiesel;

II - Biometano;

III - Combustíveis alternativos sintetizados por ácidos graxos e ésteres hidroprocessados (HEFA);

IV - Etanol combustível de primeira geração produzido a partir de cana-de-açúcar;

V - Etanol combustível de primeira e segunda geração produzido em usina integrada;

VI - Etanol combustível de segunda geração;

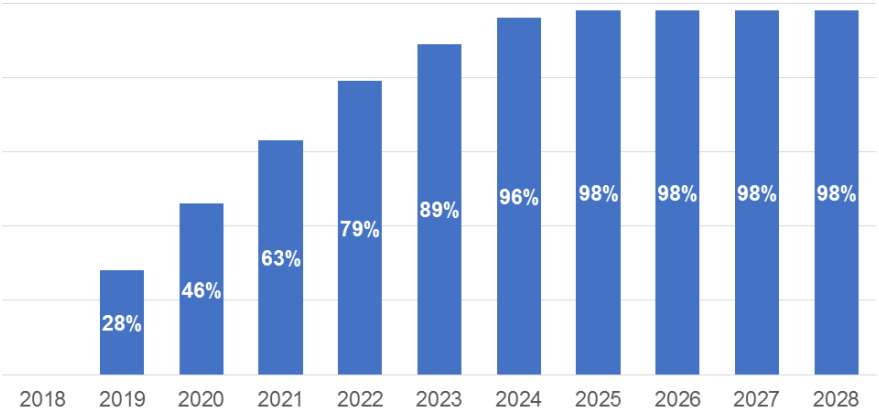
VII - Etanol combustível de primeira geração produzido a partir de cana-de-açúcar e milho em usina integrada;

VIII - Etanol combustível de primeira geração produzido a partir de milho; e

IX - Etanol combustível importado de primeira geração produzido a partir de milho.

De acordo com dados da EPE (2018), a adesão de produtores e importadores ao Programa, se dará de forma ascende e contínua, conforme exibe a figura 14:

Figura 14: Expectativa de adesão dos produtores de biocombustíveis ao RenovaBio (fator de capacidade certificada)



Fonte: EPE, 2018.

Consoante exposto na figura acima, era esperado que apenas 46% da oferta de biocombustíveis estará certificada no primeiro ano da RenovaBio (2020). Ou seja, o número de CBIOs equivalente a 46% do total de biocombustíveis, devem ser suficientes para contemplar a meta estabelecida para aquele ano. Essa condição se repete nos próximos anos, com o fator de capacidade certificada saltando para 63% em 2021, 79% em 2022, 89% em 2023 e 96% em 2024. Tem-se, dessa forma, a premissa de que os produtores precisariam de cerca de cinco anos para ingressarem de forma efetiva no Programa (BNDES, 2018).

Conforme já citado, a certificação trata-se do conjunto de procedimentos no qual a FI avalia a conformidade da mensuração de aspectos relativos à produção ou à importação de biocombustíveis, vide verificação dos dados técnicos que alimentam a RenovaCalc. Por sua vez, o resultado do processo de certificação, gera o Certificado de Produção Eficiente, documento emitido exclusivamente por FI. O fluxograma apresentado na figura 15, explicita este percurso.

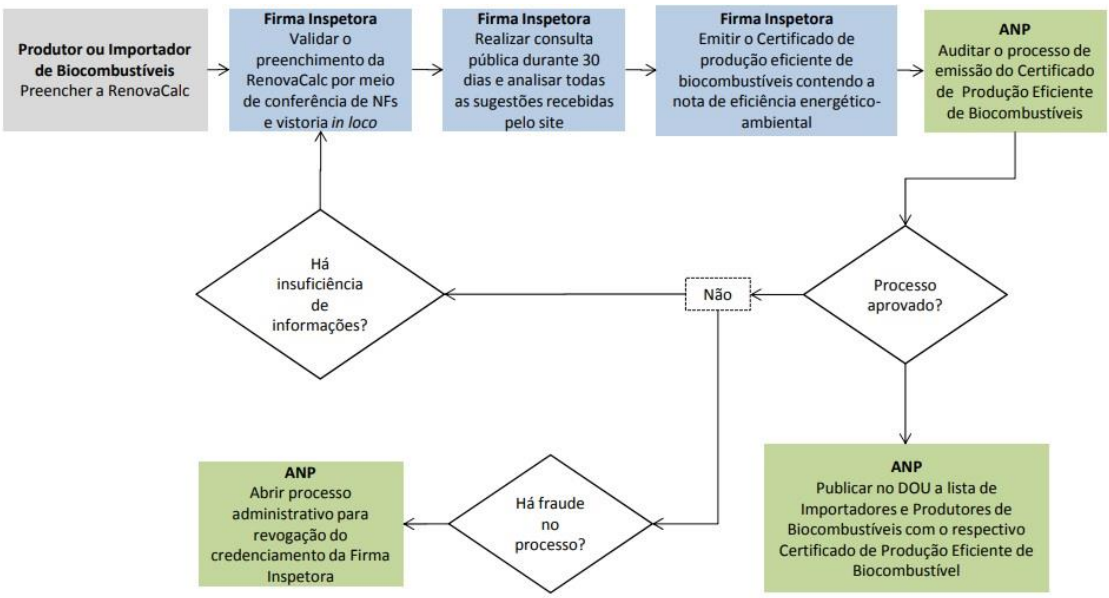
Figura 15: fluxograma reduzido

Fonte: EPE, 2018.

A adoção de um processo de certificação tem como objetivo conferir credibilidade e transparência à avaliação de desempenho ambiental do Programa (MME, 2017). Relacionado à emissão do CPEB, a Figura 16 mostra o fluxo de informações relativo a esse processo, conforme informações da EPE.

Embora represente um maior custo, a imposição da obrigação de FI traz mais segurança nas operações com o CBIO, o que, dessa forma, atrai investidores institucionais (fundos de investimento e bancos) para o mercado de créditos de carbono, desestimula a comercialização de biocombustível de forma fraudulenta (sem nota fiscal) e agrega transparência às operações no mercado de combustíveis. O CBIO então, apresenta-se como uma alternativa viável de precificação à mercado do carbono evitado, o que futuramente pode ser adotado como forma de mitigação também em outros mercados (MME, 2017).

Figura 16: Emissão do certificado de produção eficiente de biocombustíveis



Fonte: EPE, 2018

Via análise do fluxograma acima, nota-se que o processo de emissão do CPEB começa com o preenchimento, por parte dos emissores primários, da RenovaCalc. O próprio emissor, de forma voluntária, deve contratar FI credenciada para realização da Certificação da Produção e validação da NEEA, vide aferição de dados empregados na calculadora. Para tal, a referida firma deve realizar auditorias nas instalações do requerente e conferência de notas fiscais para confirmar a veracidade das informações recebidas do emissor primário. Em seguida, previamente à emissão ou à renovação do CPEB, a FI submeterá à consulta pública, por no mínimo 30 (trinta) dias, a proposta de certificação, com indicação expressa da proposição da NEEA a ser atribuída, cabendo-lhe dar ampla divulgação ao processo.

Estima-se que o custo da certificação para um produtor independente seja em torno de R$50.000,00 (cinquenta mil reais), segundo dados do MME (2017). Esse valor refere-se a R$ 40 mil/ano para a estruturação da certificação (anuidade, variável em função do volume de moagem) e de cerca R$ 10 mil/ano por unidade auditada.

Até a data desta publicação, a ANP credenciou dez firmas inspetoras, a saber: KPMG *Financial Risk & Acturial Services* Ltda., Fundação Carlos Alberto Vanzolini, *PricewarterhouseCoopers* (PWC), Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), Benri Classificação da Produção de Açúcar e Etanol Ltda., Instituto Totum de

Desenvolvimento e Gestão Empresarial Ltda., SGS ICS Certificadora Ltda. e a Green Domus Desenvolvimento Sustentável Ltda.

5.2 – Crédito de Descarbonização por Biocombustíveis (CBIO)

De acordo com o que já foi discutido, é fundamentado dizer que a RenovaBio traz importantes inovações em prol do fortalecimento da participação de biocombustíveis na matriz energética brasileira. A lógica teórica que embasa a RenovaBio consiste no reconhecimento de que o setor de biocombustíveis, além de ofertar uma cesta de bens no mercado de combustíveis (etanol, biodiesel, biogás, bioquerosene, etc.), também proporciona um serviço no abatimento de emissões de GEE, para o qual, por ausência de um mercado específico, não é remunerado. Nesse sentido, ao se criar um mercado de certificado de descarbonização de biocombustíveis (CBIO), a RenovaBio permite a internalização das externalidades ambientais positivas dos biocombustíveis e, por conseguinte, a remuneração do setor por este serviço prestado de abatimento das emissões. É essa remuneração adicional que, ao ampliar receitas e contribuir para o rateio dos custos, permite a expansão da oferta de biocombustíveis até o ótimo social (EPE, 2019).

Inspirado no modelo *cap-and-trade* e aplicado no âmbito da Política, o CBIO surge como um ativo financeiro negociável livremente em bolsa, com o intuito de permitir aos produtores de biocombustíveis serem remunerados por sua contribuição à mitigação de GEE. O CBIO é então, um ativo vinculado à redução das emissões de carbono na produção de biocombustíveis, e via aquisição destes, os distribuidores de combustíveis poderão cumprir sua meta. Vale destacar que a comprovação de atendimento à meta individual deverá ser efetuada anualmente pelo distribuidor, nos termos estabelecidos pela ANP. A multa prevista pelo descumprimento da meta individual estabelecida a cada distribuidor foi especificada em lei, no Decreto n° 9.308/2018, e assume um valor mínimo de cem mil reais e máximo de cinquenta milhões de reais (ANP, 2019).

O Decreto acima citado estabelece, ainda, que a multa de cada distribuidor não poderá ultrapassar cinco por cento de seu faturamento anual, ressalvada a hipótese da aplicação do valor mínimo de cem mil reais. Isso significa que os distribuidores que faturam anualmente, por exemplo, mais de R$ 1 bilhão, pagarão multa máxima de R$ 50

milhões de reais, ainda que o descumprimento da meta seja integral. Já um distribuidor que fature até R$ 2 milhões de reais, necessariamente pagará uma multa de cem mil reais ainda que o descumprimento da meta seja parcial (ANP, 2019).

Em virtude de ser o único instrumento de comprovação das metas anuais, foi definido que o CBIO terá vencimento de 3 anos ou na comprovação das metas do distribuidor. É prospectado, assim, que o CBIO tenha vencimento no mesmo ciclo em que foi emitido. Tal medida evitaria que especuladores reduzam a liquidez do mercado no período de transição de um ciclo para outro forçando que os distribuidores paguem multas, em um ambiente forçado de restrição de CBIOs. Dessa forma, o CBIO tendo um vencimento em prazo pré-determinado, o seu detentor, caso não seja um distribuidor que usará para comprovar as suas próprias metas, terá a necessidade de comercializá-lo no mercado organizado até seu vencimento, não prejudicando a parte obrigada, os distribuidores (MME, 2017).

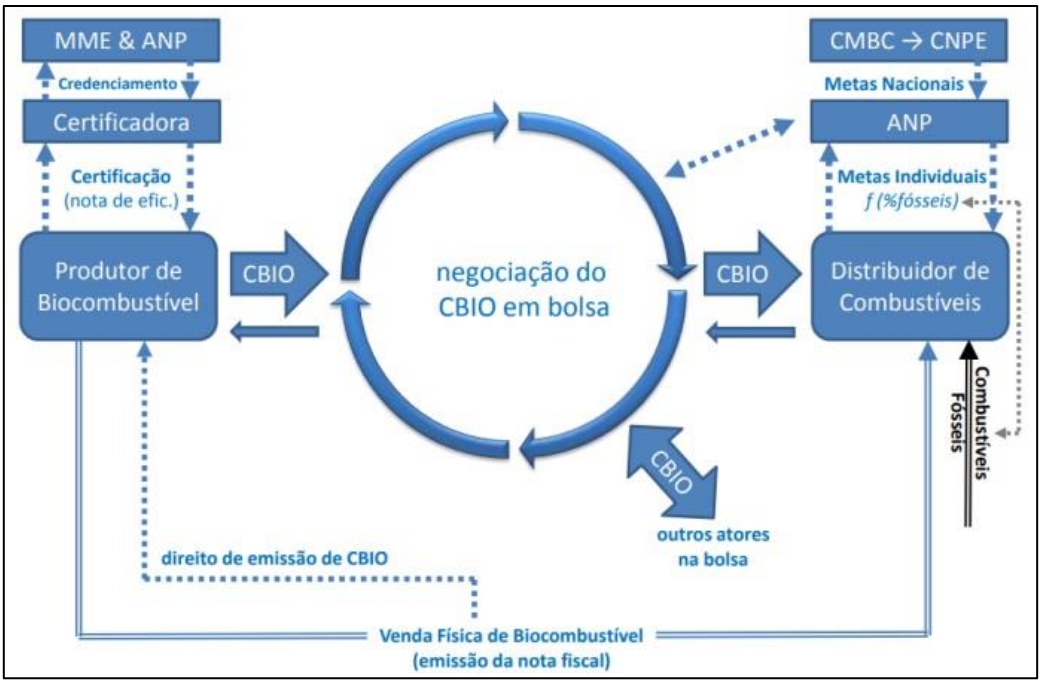
Dado que os CBIOs serão comercializados em ambiente regulado, eles poderão advir de qualquer biocombustível certificado pelo programa. O MME (2018) menciona que as metas de redução de emissões da RenovaBio não têm por objetivo definir demandas volumétricas para os combustíveis, de forma que as distribuidoras terão liberdade para cumprir as suas metas de intensidade de carbono com quaisquer dos biocombustíveis disponíveis (cumprindo apenas os mandatos de mistura previstos em legislação específica para o etanol anidro e o biodiesel) (ROITMAN, 2018).

A transação exclusiva dos CBIOs em mercados organizados se justifica pela transparência na formação dos preços deste ativo, controle e acreditação dos certificados disponíveis no mercado, assim como no acompanhamento da evolução do cumprimento das metas dos distribuidores (MME, 2018).

Como base de suas estimativas, o Comitê RenovaBio projetou o valor do CBIO em R$34 (US$10), baseada na comparação com projeções de preços para créditos de carbono semelhantes em outros países. Obviamente, no futuro, este preço será determinado pela relação entre oferta e demanda e é impossível de ser previsto. Este foi o valor associado no modelo de equilíbrio geral usado pelo MME, mas trata-se apenas de um valor de entrada e não de saída do modelo, ou seja, foi apenas o valor escolhido para simular todas as outras dinâmicas de mercado.

No esquema da figura 17, apresenta-se, resumidamente, o modelo de funcionamento da RenovaBio, com as metas nacionais de redução de emissões sendo desdobradas para metas individuais para os agentes regulados (distribuidoras de combustíveis) e a emissão do CBIO pelos produtores/importadores de biocombustíveis certificados.

Figura 17: Dinâmica do CBIO entre os diversos agentes



Fonte: MME, 2017.

Como visto, a quantidade de CBIOs que cada usina poderá emitir anualmente dependerá da quantidade de GEE mitigada. Ou seja, os biocombustíveis com menor Intensidade de Carbono (IC) gerarão mais CBIOs e, portanto, trarão maior retorno financeiro aos seus produtores.

O biometano, por exemplo, tem uma pegada de carbono muito grande, reduz em torno de 96% as emissões de CO_2, enquanto o etanol reduz entre 70% e 80% (ABiogás, 2018). No RenovaBio, um aspecto importante é que o biometano pode ajudar produtores de etanol e de biodiesel a obterem pegadas de carbono melhores. Caso estes produtores não utilizem mais o diesel na produção, seja em logística ou em máquinas e

equipamentos, substituindo-o pelo biometano, a análise de ciclo de vida deles será mais positiva, gerando notas mais altas, que posteriormente, vão gerar os CBIOs.

Todavia, para que todo esse arcabouço seja possível, de início, foi necessário estabelecer o desempenho ambiental e a base de IC dos combustíveis fósseis - gasolina, diesel, querosene, GN e outros - e dos biocombustíveis substitutos desses fósseis. Por exemplo: etanol hidratado como substituto da gasolina, biodiesel do óleo diesel e bioquerosene do querosene, conforme tabela 7. A seguir, através da RenovaCalc, obtém-se o conteúdo energético do biocombustível a ser observado, por emissão, em termos de gCO_2e/MJ, para a usina específica. A nota associada à usina será dada, então, pela diferença entre a linha de base do fóssil equivalente e o resultado da calculadora (ANP, 2019).

Tabela 6:Biocombustíveis e seus fósseis equivalentes

Biocombustível	Combustível Fóssil Equivalente (CFE)
Etanol	Gasolina
Biodiesel	Diesel
Biometano	Média ponderada, considerando as vendas internas de Diesel, Gasolina e GNV (ANP, 2018).
Bioquerosene de aviação	Querosene de aviação

Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2019).

Por sua vez, a tabela 8 apresenta a IC observada para cada combustível fóssil participante do Programa, bem como a referência da literatura empregada para cada cenário. Na RenovaBio, como forma de cálculo da IC do biometano, ele é observado pelo *mix* de gasolina, GN e diesel.

Tabela 7: Intensidade de carbono dos combustíveis fósseis equivalentes (CFE)

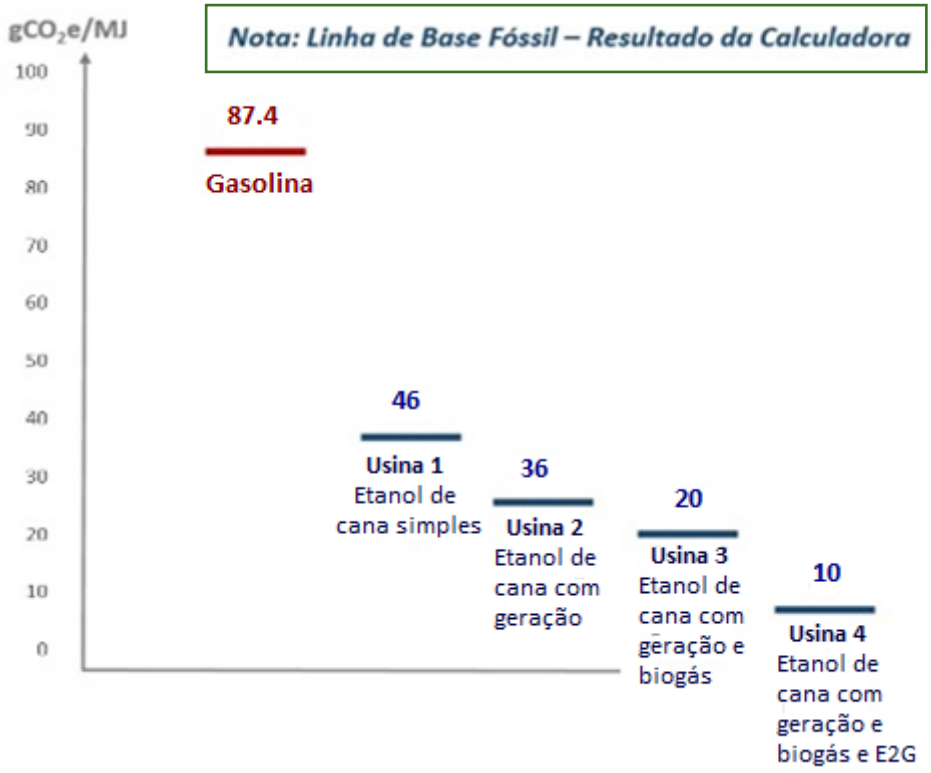
CFE	Intensidade de Carbono do CFE em gCO2e/MJ	Referência
Gasolina	87.4	Cavalett et al., 2016
Diesel	86.5	GP2 - USP, 2012
Média ponderada entre Diesel, Gasolina e GNV	86.8	GHG Protocol, 2012
Querosene de aviação	87.5	Jong et al., 2017

Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2019).

De forma hipotética e de maneira a melhor exemplificar o processo, a figura 18 traz esquematicamente como o cálculo da nota específica para cada unidade produtora é gerado.

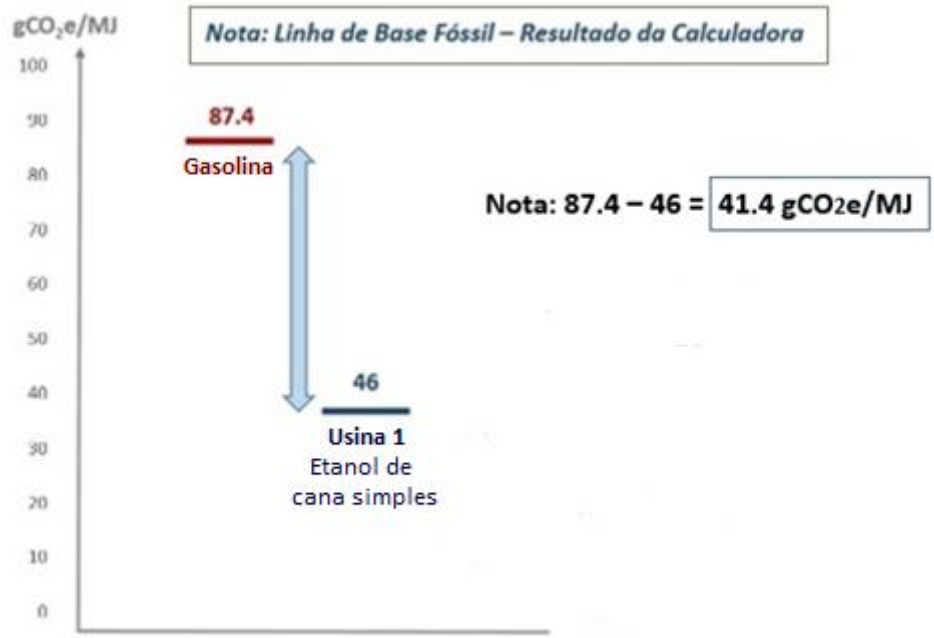
A figura 19, por sua vez, explora o caso particular da usina 1, com o cálculo da sua NEEA através da diferença entre o valor de base do combustível fóssil substituto – gasolina – e o resultado (em g CO_2e/MJ) para o biocombustível gerado na RenovaCalc.

Figura 18: exemplo hipotético usinas de cana e seu CFE



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP, 2019.

Figura 19: Obtenção da nota de eficiência do biocombustível



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP, 2019.

Para o cenário – e valores – fictícios em questão, caso o fator de conversão para energia seja 1 litro de etanol hidratado igual a 21,35 MJ, tem-se que a Usina 1, ao vender 30.000 litros, vendeu então 640.500 MJ de energia. Como sua NEEA é 41.4, então 640.500 * 41.4 = ~ 26.000 CBIOs. Aplicando-se o mesmo modelo para as outras usinas do exemplo - onde todas venderiam 30 mil litros de etanol – gera-se, assim, diferentes direitos de emissão de CBIOs (em tonelada CO_2e), conforme tabelas 8 e 9:

Tabela 8: NEEA para cada Usina do exemplo hipotético

Usina	Nota (gCO2e/MJ)
1	41.4
2	51.4
3	67.4
4	77.4

Fonte: Elaboração Própria com base em ANP (2019).

Tabela 9: Quantidade de CBIOs gerados por usina, exemplo hipotético

Usina	NEEA	Volume Vendido (l)	Fator de Conversão (MJ/L)	Energia Vendida (MJ)	Direito de Emissão de CBIOs
1	41.4	30.000	21,35	640.500	26
2	51.4	30.000	21,35	640.500	32
3	67.4	30.000	21,35	640.500	43
4	77.4	30.000	21,35	640.500	49
	(a)	**(b)**	**(c)**	**(d) = (b) x (c)**	**(e) = (a) x (d)**

Fonte: Elaboração Própria com base em ANP (2019).

Dessa forma, resumidamente, a emissão do crédito de descarbonização segue o seguinte passo a passo:

1. Produtores e importadores certificados acessam a Plataforma CBIO para solicitar a emissão de CBIO através do envio eletrônico das Notas Fiscais;
2. A plataforma confere, consultando a base da Receita Federal, a autenticidade da Nota Fiscal;
3. A plataforma valida a transação conforme regras de negócio definidas pela ANP e disponibiliza um relatório eletrônico com as informações das NFes;
4. A plataforma calcula o número de CBIOs a partir do fator informado pelo ANP, para cada emissor primário;
5. A plataforma disponibiliza a informação ao escriturador, por meio eletrônico - o número e seu respectivo lastro de emissão do CBIO;
6. Os produtores e importadores oferecem o CBIO no mercado financeiro, concretizando negócios que movimentam a economia ao mesmo tempo em que contribuem para a preservação do meio ambiente.

De acordo com Nota Técnica divulgada pela ANP (2019), houve um total de 144 distribuidores que atuaram no Brasil de janeiro a novembro de 2018 comercializando combustíveis (gasolina C, diesel B e etanol hidratado), dentre as quais, 9 comercializaram apenas etanol hidratado e 13 distribuidores comercializam apenas combustíveis fósseis. Não é previsto que os distribuidores que comercializem apenas etanol hidratado possuam metas de redução de GEE, ou seja, não são parte obrigada à aquisição de CBIOs.

Observados dados atuais de mercado, cerca de dois terços da meta nacional de redução de emissão de GEE prevista no RenovaBio, que vale lembrar, entrou oficialmente em vigor em 26 de dezembro de 2019, deverá ser cumprida pelas três maiores distribuidoras de combustíveis do país: BR (Petrobras), Raízen (Cosan e Shell) e Ipiranga (Grupo Ultra). Na prática, estas três distribuidoras deverão concentrar a demanda pelos CBIOs que serão vendidos pelos produtores de biocombustíveis. De acordo com projeções do MME (2017), espera-se que até 2030 sejam comercializados, em bolsa, algo próximo de 590 milhões de CBIOs, com volume médio de R$ 2,6 bilhões de reais por ano.

A viabilidade dos CBIOs como instrumentos de política pública, posto que as metas definidas pelo Governo sejam mantidas, é garantida pela natureza compulsória de sua aquisição. Em contrapartida, a percepção de sua atratividade como instrumentos financeiros para agentes fora do ciclo de produção-distribuição de biocombustíveis, tende a ser distinta para o curto, médio e longo prazos. A curto prazo, a expectativa é que os CBIOs tenham um mercado limitado aos compradores compulsórios do instrumento. Já em médio e longo prazo, para que o mercado secundário de CBIOs passe a ter mais participantes, uma curva de aprendizado deve ser seguida pelo mercado e, principalmente, pelos gestores da Política (INSTITUTO ESCOLHAS, 2018).

Ao longo dos primeiros anos da RenovaBio, os diversos agentes deverão analisar a transparência e a forma como o Governo administrará suas metas. Desvios excessivos nos preços dos CBIOs, entre outros fatores, podem gerar atratividade para que os compradores não cativos possam entrar futuramente no mercado. Outro fator relevante de atratividade a maiores prazos é a possibilidade de fungibilidade dos CBIOs com mecanismos criados em outros programas, como instrumentos de mitigação e mercados de carbono, de maneira a considerar a possibilidade de sinergia com estruturas de mercado que ofereçam maior liquidez aos CBIOs do que se obteria apenas pela demanda obrigatória das distribuidoras (INSTITUTO ESCOLHAS, 2018).

Acredita-se que o acréscimo de demanda pela fungibilidade entre os CBIOs com títulos de outros mercados de carbono é extremamente vantajoso, dado que esse aumento tornaria o “mercado secundário” menos suscetível à falta de liquidez ou dependência da demanda por poucos compradores finais (distribuidoras), incrementando assim o interesse dos agentes financeiros e investidores em atuar nesse mercado (INSTITUTO ESCOLHAS, 2018).

6 – Metodologia de estudo para o diagnóstico do setor de biogás e biometano no Brasil

A primeira etapa da pesquisa foi realizada através de um amplo levantamento qualitativo das características do setor de biogás no Brasil. Tal abordagem envolveu a coleta de informações sobre a evolução do ambiente regulatório do setor, das políticas públicas voltadas para o biogás em vigência no país e no exterior, das fontes de financiamento disponíveis, das tecnologias para geração de biogás no Brasil, do seu processo de produção e potencial de geração, bem como as alternativas de arranjos possíveis de negócio para o biogás e seus subprodutos. De forma mais profunda, foi observado o desenvolvimento da RenovaBio, o avanço da sua regulamentação, fases de consulta pública e a inserção do biogás dentro deste arcabouço.

Para tal, foram coletados estudos publicados em documentos, relatórios, livros e trabalhos acadêmicos, através de busca em sites de órgãos governamentais (federal e estadual), tais como o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); de agências reguladoras como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP); associações do setor privado; instituições de pesquisa e desenvolvimento (P&D); entre outros. Este levantamento ocorreu ao longo do ano de 2019.

A segunda etapa envolveu a elaboração de um questionário (no anexo, ao fim deste trabalho), onde os principais atores envolvidos com o setor de biogás no país foram entrevistados. Foram ouvidos ao todo vinte agentes, a saber: cinco pesquisadores (dois doutorandos no tema e outros três doutores); servidores da ANP, BNDES, MCTIC, MAPA; representantes da ABiogás, CIBiogás, ITAIPU Binacional e SEBRAE/PR, um membro de agência credenciadora certificada e um produtor rural. Uma síntese desta coleção de entrevistas está resumida na Tabela 10. Ademais, no decorrer deste trabalho, é de se destacar que foram também consultados diversos profissionais de EPE, de onde esta dissertação foi uma cooperação técnica.

Tabela 10: Resumo do perfil dos entrevistados

Rótulo do Entrevistado	Sexo	Empresa / Atuação	Área	Cargo
E1	Feminino	ANP	Agência Reguladora	Especialista em regulação
E2	Feminino	ANP	Agência Reguladora	Especialista em regulação
E3	Masculino	ANP	Agência Reguladora	Especialista em regulação
E4	Masculino	ANP	Agência Reguladora	Assessor de Diretoria
E5	Masculino	BNDES	Financiadora	Gerente (Departamento de biocombustíveis)
E6	Feminino	FGV	Biocombustíveis - Pesquisa	Pesquisadora
E7	Masculino	Acadêmico (doutorado)	Biogás – Pesquisa	Pesquisador
E8	Masculino	Energisa/IVIG-UFRJ	Energia – Pesquisa	Pesquisador
E9	Feminino	PSR/CIBiogás	Energia – Pesquisa	Analista/Pesquisadora
E10	Feminino	Unicamp	Biogás – Pesquisa	Pesquisadora
E11	Masculino	Empresário	Agropecuária	Produtor rural
E12	Masculino	CIBiogás	Biogás	Diretor-Presidente
E13	Masculino	CIBiogás	Biogás	Gerente
E14	Feminino	CIBiogás	Biogás	Pesquisadora
E15	Masculino	Itaipu binacional	Energias Renováveis	Engenheiro
E16	Masculino	Abiogás	Biogás	Presidente
E17	Masculino	SEBRAE/PR	Empreendedorismo – Energias Renováveis	Consultor
E18	Masculino	Green Domus	Certificadora	Sócio-consultor
E19	Masculino	MCTIC	Biocombustíveis	Engenheiro
E20	Masculino	MAPA	Agricultura e Pecuária	Auditor fiscal federal

Fonte: elaboração própria

Os dados gerados na etapa 1 e as respostas obtidas na etapa 2 permitiram a elaboração do diagnóstico do setor, com a concepção das principais barreiras que impedem o amplo desenvolvimento do setor de biogás no país. Também serviram de base para a formulação das propostas sugeridas neste trabalho, consideradas como medidas capazes de fomentar o setor e inserir, de forma definitiva, o biogás na matriz energética brasileira. A figura a seguir apresenta um compilado da metodologia utilizada nesta pesquisa para a elaboração do diagnóstico do biogás no Brasil.

Figura 20: Síntese dos atores consultados para a elaboração do diagnóstico do setor de biogás no Brasil

Fonte: Elaboração própria.

6.1 – Mecanismos de incentivos e barreiras ao aproveitamento de biogás no Brasil

A necessidade de diversificação da matriz energética nacional, a existência de grande quantidade de matéria-prima disponível no país para a geração de biogás, bem como a possibilidade de obtenção descentralizada de energia renovável com maior sustentabilidade, são os principais fatores que influenciaram a atual visibilidade do setor de Biogás no Brasil.

Diante deste panorama, organismos governamentais e empresas privadas promovem iniciativas de produção de biogás e de aproveitamento energético do recurso, seja na queima direta para eletricidade ou como combustível veicular. Todavia, ainda há lacunas importantes a serem preenchidas de forma a proporcionar o efetivo desenvolvimento e expansão do setor. Tais barreiras, da mesma forma que ocorre com outras fontes renováveis de energia, são obstáculos das mais diversas naturezas, a saber: regulatórias, falta de conhecimento, econômicas, financeiras e políticas (MARIANI, 2018).

Relativo à regulamentação do setor, em janeiro de 2015, a ANP publicou a Resolução Normativa 8, que regulamenta o uso do biometano (biogás purificado) no Brasil. De acordo com a resolução, o biometano produzido a partir de produtos e resíduos pecuários, agrícolas e agroindustriais será tratado de maneira semelhante ao GN. Isto significa que o biometano poderá ter o mesmo uso do gás natural, inclusive com a mesma valoração econômica, desde que atenda às exigências de qualidade do produto, estabelecidas nesta resolução.

Esta normativa também definiu os conceitos para Biogás, Biometano e Gás Natural Veicular, como sendo: o primeiro, o gás bruto obtido da decomposição biológica de produtos ou resíduos orgânicos; o segundo como um biocombustível gasoso constituído essencialmente de metano, derivado da purificação do Biogás; e o GNV como a denominação do combustível gasoso, tipicamente proveniente do Gás Natural ou Biometano, ou da mistura de ambos, destinado ao uso veicular e cujo componente principal é o metano, observadas as especificações estabelecidas pela ANP.

Quando se trata da RenovaBio, como exposto anteriormente, sua regulamentação ainda passa por discussões e ajustes. Em especial, quando relacionadas às questões que envolvam a inserção do biometano na Política, ainda há muitos pontos a serem definidos.

Sobre usinas de Biogás, parece claro que, ao menos de forma direta, não serão permitidas às suas usinas a emissão de CBIOs. Ou seja, dessa forma, sua participação se dará de forma indireta, via aumento de eficiência de usinas de etanol e consequente maior NEEA obtida.

Entretanto, quando se trata do biometano, até então, a questão ainda não está bem esclarecida. Na Lei Nº 13.576/2017, que dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), não há menção, quando conceituadas as metas compulsórias de distribuidoras, que estas sejam apenas de combustíveis líquidos. Vale ressaltar que as concessionárias de gás não estão sujeitas à regulação da ANP.

Acrescenta-se que, como a utilização de biometano como substituto do gás natural veicular está prevista - sendo a produção de biometano uma das rotas dispostas na Resolução ANP n° 758/2018 - os produtores de biometano, dessa forma, estariam aptos a solicitar o Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis e emitir CBIOs (ANP, 2019). Cita-se também, que na mencionada Lei, não está expresso que a emissão dos CBIOs deverá ser unicamente possível via nota fiscal de venda para distribuidoras.

A NT nº 13/2019 da ANP, que trata da individualização das metas compulsórias anuais de redução de emissões de GEE, dispõe que determinados combustíveis fósseis não deverão ser considerados no cálculo da participação de mercado das distribuidoras em relação ao ano de 2018, uma vez que atualmente inexiste oferta nacional de biocombustível substituto em escala comercial. Sobre o biometano, de acordo com a referida NT, entende-se que a produção ainda não está suficientemente dispersa na rede de distribuição nacional, para justificar a inclusão do gás natural na lista de produtos que serão analisados para cálculo da participação de mercado na distribuição de combustíveis fósseis.

6.1.1 – Instrumentos de fomento para o desenvolvimento do setor

No Brasil, há várias fontes de incentivos para a promoção da energia da biomassa residual, tais como: o Plano Agricultura de Baixo Carbono, o Programa Nacional para a Agricultura Familiar (PRONAF), o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), entre outros.

O Plano Setorial de Mitigação e de Adaptação às Mudanças Climáticas para a Consolidação de uma Economia de Baixa Emissão de Carbono na Agricultura - Plano Agricultura de Baixo Carbono (Plano ABC) é um dos planos setoriais elaborados de acordo com o artigo 3° do Decreto n° 7.390/2010 e tem por finalidade a organização e o planejamento das ações a serem realizadas para a adoção das tecnologias de produção sustentáveis, selecionadas com o objetivo de responder aos compromissos de redução de emissão de GEE no setor agropecuário assumidos pelo país. O Plano ABC é composto por sete programas, seis deles referentes às tecnologias de mitigação, e ainda um último programa com ações de adaptação às mudanças climáticas. O Plano ABC conta com uma de linha de crédito – Programa ABC – aprovada pela Resolução BACEN nº 3.896 de 17/08/10 (MAPA, 2016).

O PROINFA foi instituído pela Lei nº 10.438/2002 com o objetivo de promover a maior participação da energia elétrica produzida por empreendimentos com base em fontes eólica, biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Interligado Nacional (SIN), sistema esse que compõe, junto com o Sistema Isolado, o Setor Elétrico Brasileiro. Cabe ao MME definir as diretrizes, elaborar o planejamento do Programa e definir o valor econômico de cada fonte; e à Eletrobrás, o papel de agente executora, com a celebração de contratos de compra e venda de energia (MARIANI, 2018). Caso enquadrássemos o Programa dentro dos mecanismos regulatórios aplicados internacionalmente de estímulo a fontes renováveis, conforme discutido anteriormente, o PROINFA pode ser tratado como um sistema *feed-in*, com contratos de longo prazo e uma remuneração garantida pelo governo federal.

O PRONAF (Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar) é um programa do Governo Federal que possui o objetivo de fortalecer as atividades desenvolvidas pelo agricultor familiar a partir do financiamento de atividades e serviços agropecuários e não agropecuários desenvolvidos em estabelecimento rural ou em áreas comunitárias próximas. Dentro das linhas de crédito do Programa há uma específica para questões de sustentabilidade ambiental, o PRONAF Eco. Essa linha atua no fornecimento de crédito para o financiamento de investimentos em técnicas que minimizem o impacto da atividade rural ao meio ambiente, pela utilização de tecnologias de energia renovável, tecnologias ambientais, armazenamento hídrico, entre outros.

De forma ampla e em ordem cronológica, podemos citar as seguintes políticas, programas, planos e normas que podem ser caracterizados como mecanismos de incentivo ao aproveitamento e penetração do biogás-biometano na matriz energética nacional:

• Plano Nacional de Agroenergia (2006 - 2011) – com vista a organizar e desenvolver uma proposta de pesquisa, de desenvolvimento, inovação e transferência de tecnologia de forma a garantir sustentabilidade e competitividade às cadeias de agroenergia. Dentre seus objetivos principais, se encontravam: arranjos institucionais para estruturar a pesquisa, o consórcio de agroenergia, a criação da Unidade Embrapa Agroenergia e ações de governo no mercado internacional de biocombustíveis e em outras esferas (MAPA, 2006).

• Política Nacional de Resíduos Sólidos – PNRS (2010): prevê a gestão integrada e o gerenciamento ambientalmente adequado dos resíduos sólidos e assegura o aproveitamento de biomassa na produção de energia;

• Plano Setorial de Mitigação e Adaptação às Mudanças Climáticas para a Consolidação de uma Economia de Baixa Emissão de Carbono na Agricultura (2010): política pública que apresenta o detalhamento das ações de mitigação e adaptação às mudanças do clima pela agropecuária;

• Resolução Normativa nº482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica;

• Resolução Normativa nº687/2015 que alterou a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL - principais mudanças: novo prazo para utilização de créditos sobe de 3 para 5 anos e estabelece o autoconsumo remoto;

• Resolução 08/2015 da ANP: que regulamentou o biometano oriundo de produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris destinado ao uso veicular (GNV) e às instalações residenciais e comerciais;

• Programa ABC (Programa Agricultura de Baixo Carbono): Disponibiliza crédito para as ações do Plano Agricultura de Baixo Carbono, com uma linha para tratamento de dejetos animais;

• PRONAF Sustentável: linha de crédito para questões de sustentabilidade ambiental para agricultura familiar dentro das linhas do PRONAF;

• Leilão de energia elétrica A-5: pela primeira vez um projeto de grande escala de biogás ganhou um leilão A-5 (2016) de geração de energia promovido pela ANEEL. O projeto vencedor foi da Raízen com a Usina Bonfim, com substrato proveniente da indústria sucroenergética;

• RenovaBio (2016): política lançada pelo MME e sancionada no final de 2017 com o intuito de incentivar a expansão e produção de biocombustíveis no Brasil;

• Chamada pública para compra de biometano pela Sulgás (2017): a concessionária de gás do estado do Rio Grande do Sul iniciou o processo de divulgação para uma chamada pública de compra de biometano.

Uma outra ação significativa do governo foi a publicação, por parte da EPE, de Notas Técnicas (NT) que incluem o biogás como fonte de energia renovável no planejamento energético nacional, tais como: NT DEA 13/2014 - Demanda de Energia 2050, substituída mais tarde pela NT DEA 13/15 (EPE, 2014a); NT DEA 15/2014 - Inventário Energético de Resíduos Rurais (EPE, 2014b); NT DEA 18/2014 - Inventário Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos (EPE, 2014c); NT DEA 19/2018 - Estudo sobre a Economicidade do Aproveitamento dos Resíduos Sólidos Urbanos em Aterro para Produção de Biometano (EPE, 2018). Cita-se como marco também, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE), onde, pela primeira vez, o PDE contempla o biogás no plano de expansão de energia elétrica, com uma valor significativo como componente da matriz energética brasileira.

Quando relativo as ações da iniciativa privada e sociedade civil e de pesquisa, desenvolvimento e inovação, citamos:

• Associação Brasileira de Biogás e Metano – ABBM (2013): união de empresários, produtores rurais, professores, pesquisadores e consultores. Busca uma maior representação do biogás na matriz energética nacional, como também promover a interiorização do gás natural, através da viabilização de plantas de biometano. A ABBM visa fornecer apoio institucional, com planejamento setorial e abrangendo questões políticas para fortalecimento de toda uma cadeia de suprimentos de biogás (MARIANI, 2018);

• A Associação Brasileira do Biogás e Biometano – ABiogás (2013): composta por empresas e instituições públicas e privadas que atuam em diferentes segmentos do biogás. A missão da Associação é promover a inserção definitiva do biogás e do biometano na matriz energética brasileira, através do desenvolvimento dos diversos segmentos envolvidos em sua produção, regulamentação e utilização (ABIOGÁS, 2014);

• Chamada 014/2012 - P&D ANEEL: Chamada de projetos de pesquisa e desenvolvimento no tema biogás: "Projeto Estratégico: Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração de Energia Elétrica a partir do Biogás oriundo de Resíduos e Efluentes Líquidos na Matriz Energética Brasileira";

• Rede BiogasFert ou Projeto "Tecnologias para produção e uso de biogás e fertilizantes a partir do tratamento de dejetos animais no âmbito do Plano ABC", parceria entre EMBRAPA e ITAIPU, reúne pesquisadores em biogás e em fertilizantes de diversas universidades e institutos de pesquisa do país;

• CIBiogás (2013): instituição de pesquisa, desenvolvimento e inovação que tem como objetivo tornar o biogás um produto por meio do desenvolvimento de novos negócios e sua efetiva implementação na matriz energética brasileira;

• Projeto Brasil - Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético de Biogás no Brasil – PROBIOGAS (2013): O Ministério das Cidades, por meio da Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental (SNSA/MCIDADES), tem desenvolvido ações juntamente com o governo alemão, no âmbito da GIZ, com vistas à um Projeto de Cooperação Técnica com foco no aproveitamento energético de biogás no Brasil.

Relacionado a políticas estaduais de incentivo, uma proposta animadora para o setor ocorreu na metade do presente ano de 2019, onde governo do Rio Grande do Sul propôs a alteração da Política Estadual do Biometano como forma de expandir os benefícios também à produção do biogás e seus produtos derivados. O PL 270/2019 tem como objetivo alterar a Lei estadual n.º 14.864 de 2016, para impulsionar ainda mais a participação do biogás na matriz energética do estado. Um dos pontos principais do texto é estabelecer mecanismos de incentivo à sua produção, onde, para tal, o governo estadual deverá adquirir energia elétrica produzida a partir do biogás e biometano, criar linhas de crédito especial para a produção, como também criar um fundo garantido para projetos de produção de pequeno porte.

Como justificativa do projeto, o governo citou que enquanto o biometano demanda processos mais dispendiosos para purificação e, portanto, maiores escalas de produção para se tornar economicamente viável, “a produção de biogás e seu uso para geração de energia elétrica ou calor, juntamente com a exploração de biofertilizantes, não requer maiores escalas para a sua instalação” (Rio Grande do Sul, 2019). Dessa forma, o texto busca incrementar economicamente a produção do biocombustível, atrair mais investimentos para a cadeia produtiva e qualificar economicamente os resíduos orgânicos que possam ser transformados em biogás e biometano.

Ainda de acordo com o PL, também reserva o direito ao estado de dar tratamento preferencial aos procedimentos de licenciamento ambiental e sanitário de empreendimentos cuja produção de energia decorra dos biocombustíveis citados. E ainda prevê que o governo estadual “dê prioridade à compra de biometano e demais produtos e direitos da cadeia produtiva dos biodigestores de empresas produtoras e estabelecidas no estado” se houver preço competitivo com os praticados no mercado.

Outra iniciativa importante na região é o termo de cooperação "Projeto para o Desenvolvimento do Biogás e Biometano no Sul do País" de agosto de 2019, assinado em conjunto pelo SEBRAE/PR, CIBiogás e UNIDO. O objetivo é desenvolver iniciativas conjuntas para o fortalecimento da produção de biogás e biometano nas pequenas empresas e cadeias produtivas do agronegócio.

Esta cooperação busca, além de gerar modelos de negócios e incentivar a cadeia produtiva do biogás por meio de governanças territoriais e setoriais, realizar atividades de capacitação para produtores de biogás, identificação de linhas de crédito para pequenos negócios, além de outras ações de fomento do setor. O projeto é liderado pelo Sebrae/PR, e em um segundo momento prevê integrar ações com os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. As regiões Oeste e a dos Campos Gerais no Paraná, identificadas como de grande potencial para a produção e consumo de biogás, serão as primeiras a receber os investimentos decorrentes desse acordo.

De forma geral, o ambiente regulatório brasileiro teve importantes avanços nos últimos anos, devido ao esforço de diversos atores de instituições públicas e privadas do setor elétrico e de gás. São Paulo, inclusive, em novembro de 2018, anunciou a criação de um Projeto de Lei que determina um percentual mínimo de 1% de injeção de biometano no volume de gás natural comercializado no Estado, que deverá ser dobrado

após quatro anos de sua publicação. O principal potencial paulista para o biometano ser injetado é na área de concessão da Gás Brasiliano, no interior, onde há 66 usinas sucroalcooleiras a menos de 20 km do gasoduto, distância que permite que a produção de biogás – purificado para biometano – a partir dos resíduos sucroenergéticos (vinhaça principalmente) sejam conectados na rede ou mais facilmente transportados para ela. São Paulo tem potencial de produção de 5,5 milhões de Nm^3/dia de biogás e de 2,9 milhões Nm^3 de biometano, de acordo com dados da ABEGÁS (2018).

No estado do Rio de Janeiro, a ANP aprovou, em setembro de 2017, o controle de qualidade do biometano produzido pela planta de Tratamento de Biogás GNR Dois Arcos, em São Pedro da Aldeia (RJ), com capacidade de produção de 10.000 m^3/dia. Essa foi a primeira aprovação após a publicação da Resolução ANP 685/2017, que regulamenta a qualidade do biometano de aterros sanitários e ETEs. As leis do Rio de Janeiro impõem que concessionárias de distribuição de gás canalizado adquiram, de forma compulsória, todo o gás natural renovável ofertado no Estado, até o limite de 10% do volume de gás natural convencional distribuído por cada uma delas, não incluído o volume destinado ao mercado termelétrico. Tal obrigação é derivada da Lei estadual nº 6.361/2012, que dispõe sobre a Política Estadual de Gás Natural Renovável (GNR) e visa incentivar a sua produção e o seu consumo, entendido como o gás resultante do processo de purificação do biogás, oriundo de biodigestão anaeróbia de resíduos orgânicos. Um dos objetivos principais da dita Lei é o de fomentar a utilização do biogás gerado em aterros sanitários e aterros controlados, porém poderão ser captados GNR de outras fontes geradoras, como as resultantes de produção agrícola e estações de tratamento de esgoto, bem como demais setores industriais (RIO DE JANEIRO, 2012). O Governo também se compromete a fornecer capacitação técnica e linhas de financiamento para aquisição de tecnologias de produção, coleta e transporte de biogás. Caberá à Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA) a fiscalização dos contratos de fornecimento (MARIANI, 2018).

Paraná e Santa Catarina também se adiantam em políticas públicas para o desenvolvimento do biogás e do biometano. No Paraná, está em elaboração um Plano Estratégico de Biomassa, com um grupo de trabalho responsável pelo Marco Legal do Biogás. Em Santa Catarina, o marco legal encontra-se em estágio avançado de elaboração. Espera-se que outros Estados sigam essa trajetória, contribuindo para o avanço da estrutura regulatória para o biogás (MILANEZ *et al*, 2018).

A Agência Reguladora do Estado do Ceará (Arce), no fim de setembro de 2019, abriu consulta pública para uma proposta de regulamentação da distribuição de biometano pela rede de gás canalizado do estado. Em linhas gerais, a minuta regulamenta a comercialização, entre produtor e a Cegás – distribuidora de gás do Ceará –, de biometano de origem agrossilvipastoril, comercial e produzidos em aterros sanitários ou estações de tratamento de esgoto no estado, onde deve seguir exigências técnicas da ANP. A Cegás foi a primeira distribuidora do país a injetar biogás na rede distribuição de GN, em maio de 2018. Atualmente, são cerca de 75 mil m³/dia de gás natural renovável, com previsão de chegar a 90 mil m³/dia dentro do mesmo contrato. Há ainda planos de expansão para 125 mil m³/dia, o que representaria 15% do gás distribuído pela empresa.

No âmbito do RenovaBio, espera-se que em função do acréscimo gradual das metas de descarbonização que a Política propõe, seja realizado um maior investimento na expansão da capacidade produtiva, em vista a antecipação das metas mais agressivas dos anos finais do programa. Entretanto, para tal, o preço dos CBIOs pode ser um fator limitante, pois caso não seja elevado o suficiente para gerar uma receita que financie tais investimentos nos primeiros anos, é duvidoso que tais investimentos sejam realmente realizados.

As duas tabelas a seguir buscam, de uma forma mais clara e resumida, identificar os principais atores envolvidos com o tema de biogás no Brasil, assim como os principais programas, políticas, planos ou medidas que tenham o intuito de fortalecer e impulsionar o setor.

Tabela 11: Principais atores envolvidos com o fortalecimento da cadeia de biogás no Brasil

Entidade	Categoria Institucional	Área/Setor	Vínculo com o biogás	Atribuições	Vínculos institucionais
MME	Ministério	Energia	Direto	Formulação de Políticas Públicas	ANP; EPE
MMA	Ministério	Meio-Ambiente	Direto	Formulação de PP	Governo Federal
MAPA	Ministério	Agricultura	Direto	Formulação de PP	Governo Federal
ANP	Agência Federal	Energia	Direto	Regulação Combustíveis	MME
EPE	Autarquia	Energia	Direto	Pesquisa	MME
ANEEL	Agência Federal	Energia	Direto	Regulação Energia Elétrica	MME
Mcidades	Ministério	Saneamento Básico; RSU	Indireto	Formulação de PP	GIZ
EMBRAPA	Empresa Pública Federal	Agropecuária	Direto	Pesquisa	MAPA
BNDES	Empresa Pública Federal	Multidisciplinar	Direto	Financiamento/ Investimento	Congresso Nacional; Ministério da Fazenda; Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão
Abiogás	Associação Empresarial	Energia	Prioridade	Incentivo/Fomento do biogás	
CIBiogás	Centro de Pesquisa	Energia	Prioridade	Pesquisa, Educação e Capacitação	
Assembleias Legislativas Estaduais	Governo Estadual	Multidisciplinar	Indireto	Elaborar/Aprovar Leis/Políticas	Governo Estadual

Fonte: Elaboração própria

Tabela 12: Resumo das principais políticas/programas/incentivos ao desenvolvimento do biogás no Brasil

Política/Programa/Incentivo	Instrumentos	Órgãos responsáveis	Alcance	Tipo	Específico para biogás
RenovaBio (Lei 13.576/2017)	Mandatos de compra de CBIOs	MME - ANP	Nacional	Econômico-financeiro	Não (outros biocombustíveis)
Política Energética (Portarias MME)	Leilões de energia	ANEEL	Nacional	Oportunidade de mercado	Não (outras fontes)
Política Energética (REN 390/2009)	Autorização para produzir eletricidade de fonte de biogas	ANEEL	Nacional	Facilitador	Sim
Política Energética (REN 484/2012)	GD de eletricidade	ANEEL	Nacional	Facilitador	Não
Programa Paulista de biogás (Decreto Nº 58.659/12)	Mandatos de mistura nas redes	Governo de SP	Estadual	Oportunidade de mercado	Sim
Política Estadual do GNR (Lei estadual nº 6.361/2012)	Mandatos de mistura nas redes	Governo do RJ	Estadual	Oportunidade de mercado	Sim
Políticas estaduais RS, SC, PR, MG, RJ, SP	Descontos em ICMS	Receita Estadual	Estadual	Econômico-financeiro	Sim
PNRS (Lei nº 12.305/10)	Metas de aproveitamento energético	MMA	Nacional	Oportunidade de mercado	Sim
PNMC (Lei Nº 12.187/09)	Linhas de financiamento	BNDES	Nacional	Econômico-financeiro	Não (outras fontes)
PNMC – Plano ABC	PRONAF	MAPA	Nacional	Econômico-financeiro	Não (outras fontes)
Cursos/Capacitação	Treinamentos	EMBRAPA/ SEBRAE/ CIBiogás	Nacional/ Estadual	Facilitador	Sim
Probiogás	Comunicação	MinCidades/ GIZ	Nacional	Facilitador	Sim
Política Energética (ResANP 8/2015 e ResANP 685/2017)	Especificação técnica do biometano	ANP	Nacional	Facilitador	Sim

Fonte: Elaboração própria a partir de Desclaux, 2019.

6.1.2 – Obstáculos enfrentados

De acordo com os agentes entrevistados, é senso comum que as grandes usinas sucroalcooleiras serão, pelo menos em um primeiro momento, o setor capaz de se beneficiar da RenovaBio. Isso se deve ao já existente *know-how* dessas usinas, seja relativo a toda uma cadeia já estruturada de produção de etanol, bem como de aproveitamento de seus resíduos, como também relativo a um conhecimento mais aprofundado de regulamentações, burocracias e toda complexidade que o processo demanda, o chamado "custo-brasil".

Estes elevados custos e multiplicidade de conhecimento requerido, por sua vez, é considerado fator limitante à viabilidade de pequenos e médios produtores se beneficiarem do programa. Os altos custos de processamento para biometano, do processo de certificação e suas burocracias envolvidas, assim como o próprio desconhecimento sobre o funcionamento da RenovaBio, são tratadas como barreiras à inserção destes produtores.

O biometano é um dos biocombustíveis passíveis de gerar CBIOs para o produtor, enquanto não é prevista a emissão de Créditos para o biogás que não atenda a especificações de biometano. Particularmente para o biogás, o incentivo se dará apenas indiretamente, através do cálculo da IC no ciclo de vida do etanol de cana-de-açúcar.

De acordo com MARIANI (2018), os entraves para a plena inserção do biogás se subdividem em quatro grupos: conhecimento, desenvolvimento tecnológico, ambiente financeiro-econômico e político-regulatório. Ainda para a referida autora, importantes razões para tais barreiras existirem são: a pouca oferta de informação técnica, comercial e legal apresentada de maneira organizada e/ou acessível; a incipiente disponibilidade de tecnologia nacional para produção de biogás e seu aproveitamento energético; o valor de comercialização do biogás e do biometano; e a ausência de políticas públicas que foquem em beneficiar exclusivamente o biogás, considerando toda sua complexidade. Somado ao fato que, em geral, sua produção é descentralizada, torna-se imprescindível uma maior integração dos agentes públicos e privados, a fim de criar um arcabouço legal e logístico, que possibilite desenvolver as redes de coleta e distribuição.

De forma geral, quando analisados os desafios enfrentados para a ampla implantação de um mercado robusto de biogás, os entrevistados citaram e elencaram os seguintes pontos:

• pouco conhecimento sobre o mercado do biogás e biometano;

• diversidade de substratos, com grande variedade regional;

• custo dos equipamentos para biodigestão e acesso a financiamentos para sua realização;

• competitividade do biofertilizante com fertilizantes comerciais, assim como competitividade de biogás/biometano com outros combustíveis;

• falta de regulamentação que discipline a comercialização do biometano para as concessionárias de GN e consumidores livres;

• escassez de rede de distribuição de GN e necessidade de expansão;

• falta de interesse/incentivo/conhecimento de fabricantes de veículos e de motores na utilização de biometano no maquinário agrícola;

• inconsistências entre os marcos regulatórios estaduais e federal;

• desconhecimento dos benefícios e das condições de viabilidade técnico-econômica do investimento em biogás.

Como acima citado, além das condições técnicas propriamente ditas, a viabilidade de projetos de biogás depende diretamente das condições de regulamentação da atividade, a fim de possibilitar um desenvolvimento sólido do setor e a consolidação dos mercados para o escoamento efetivo dos subprodutos do processo, notadamente a energia elétrica/térmica, o biometano e o biofertilizante, fatores fundamentais para garantir a viabilidade econômica de um empreendimento dessa natureza (PROBIOGÁS, 2016).

Um grande empecilho para o desenvolvimento da geração em maior escala de biogás e biometano no país atualmente é a falta de uma regulamentação clara e eficiente sobre o tema. Uma das preocupações é quanto ao aproveitamento do biometano através da rede de gás natural existente e a ser construída. A tabela 13 traz uma síntese dos principais mecanismos de incentivos *versus* as principais barreiras enfrentadas pelo setor de biogás no país.

Tabela 13: Mecanismos de incentivos versus principais barreiras do setor de biogás no país

Política/Programa	Barreiras ao biogás
RenovaBio	Biogás inserido apenas indiretamente, via aumento de eficiência ou sob a especificação de biometano, o que pode não ser realmente efetivo para alavancar o setor.
Leilões de energia	Competitividade frente à outras fontes
Política Energética (REN 390/2009 – GD)	Burocracia, custos ainda elevados, barreiras relacionadas ao conhecimento, necessidade de inclusão do biogás como uma fonte efetiva e tangível de energia.
Políticas estaduais	Aceitação, interesses políticos, pressão de agentes econômicos dominantes
PNRS	Necessidade de especificação, ações e medidas realmente voltadas para o setor.
PNMC	O biogás precisa ser visto como um ativo energético em todas as suas vertentes e benefícios ambientais, o que o difere de outras fontes de energia.
Treinamentos/Capacitação	Custos já elevados de investimento em tecnologias, enorme diversidade de arranjos e de modelos de negócio.
PROINFA	Necessidade de adequação às características dos projetos com biogás, como a criação de uma linha adequada as necessidades do setor.

Fonte: Elaboração própria

7 – Propostas para o melhor aproveitamento do biogás

Por fim, em se tratando de soluções às barreiras expostas, MARIANI (2018) apresenta que é necessário desenvolver e implementar políticas de apoio, que sejam pelo lado da demanda (criação de um mercado consumidor), da oferta (viabilidade dos projetos em implantação e projetos de pesquisa e desenvolvimento) e sejam também transversais (estruturantes do setor).

7.1 – No âmbito do RenovaBio

- Proposta 1: Aplicação de um fator de multiplicação ao biogás/biometano.

Nesta proposta sugere-se a aplicação de um fator de multiplicação para a quantidade de CBIOs a ser emitida pelo produtor de biogás. Dado que tais créditos serão comercializados em ambiente regulado, eles poderão advir de qualquer biocombustível certificado no âmbito da RenovaBio. Dessa forma, ainda que o biogás possa gerar a emissão de créditos - gerando fonte de renda adicional ao produtor - é possível que esse incentivo não seja suficiente para estimular sua produção, vide, por exemplo, pelos motivos que serão expostos a seguir. Tal medida se encontra como uma proposta sugerida em trabalho anterior (ROITMAN, 2018), além de se assemelhar a práticas adotadas em outros programas ao redor do mundo.

- Proposta 2: Mandato de mistura de biometano

De acordo com BOESGAARD (2017), isso já ocorre em larga escala em alguns países da Europa como a Suécia e Dinamarca, especialmente para uso no transporte público, havendo inclusive metas de 100% de uso de biometano nos próximos anos.

No Brasil, essa obrigação já ocorre em legislações estaduais, como no caso de São Paulo. Através do Programa Paulista de Biogás, em 2017, foi instalado o Comitê Gestor do Programa, com um dos objetivos voltados para a definição do percentual de biometano que deve ser injetado na rede de GN do estado e o preço a ser pago para os produtores. Por sua vez, o estado do Rio de Janeiro também tem uma lei que define mandato de

mistura em 10%. Vale ressaltar que a injeção de biometano dependeria da existência de infraestrutura adequada, com uma rede de gasodutos próxima às usinas, o que ocorre basicamente apenas nos centros urbanos próximos à região do litoral brasileiro (MARIANI, 2018).

As instalações de novas redes de gás são concessões estaduais e devem ser realizadas pelas concessionárias. Entretanto, estas geralmente não consideram viável a instalação de uma rede especificamente para biometano em regiões onde ainda não há disponibilidade de gás natural. Isso justifica o fato de alguns produtores realizarem o transporte do biometano comprimido em cilindros para um posto de abastecimento, segundo dados do levantamento de plantas de biogás realizado por MARIANI (2018).

Sendo assim, seria importante que se permitisse aos estados delegar a concessão de transporte de gás a outros agentes quando a concessionária não tiver interesse no projeto. Esta flexibilização da política de concessão seria mais uma forma de incentivar expansão da malha de gasodutos e a produção de biometano, principalmente no interior do país.

Dentre os combustíveis fósseis, o GN tem o maior potencial de redução dos GEE. O metano ou gás natural comprimido tem um potencial de redução das emissões da ordem de 21% e 24% em comparação com diesel e petróleo, respectivamente. Quando se mistura 20% de biometano ao gás natural, essa redução passa para 39%, quando comparado aos derivados de petróleo, podendo chegar a reduções da ordem de 97% de emissões com biometano puro. Ou seja, com a adição de 20% de biometano as emissões são da ordem de 24 gCO_2 eq/km, e com 100% de biometano as emissões são da ordem de 5 gCO_2 eq/km (MIKI, 2017).

- <u>Proposta 3: Cotas mínimas de aquisição pelas distribuidoras estaduais de gás natural</u>

No Brasil, a regulação quanto ao controle de qualidade e especificação do biometano é de competência do ente Federal, no caso, a ANP, que desde 2011 é responsável pela regulação, autorização e fiscalização das atividades do setor produtivo de biocombustíveis.

Quanto à exploração dos serviços locais de gás canalizado no território brasileiro, esta é uma atribuição estadual, que pode fazê-lo diretamente ou mediante concessão.

Como visto, alguns estados já apresentam avanços no estabelecimento de regras para uso e comercialização de biometano. Dentre essas regras, incluem-se: definição de políticas para promover a produção e o consumo do biometano, condições de injeção de biometano na rede e definição dos percentuais mínimos em relação ao gás natural, fixação de preço de referência e das formas de comercialização do biometano. No Estado de São Paulo, por exemplo, essa atribuição é da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP), que estabeleceu por meio da Deliberação ARSESP Nº 744/2017 as condições e critérios para que o biometano fornecido pelos produtores possa ser inserido na rede pública de gás, canalizado e distribuído.

A inconsistência entre os marcos regulatório federal e estadual, gera um complicador: o biometano como substituto ao gás natural não está inserido no RenovaBio. Tal fato se explica pelo já exposto acima, o direito de exploração do GN é de competência estadual, e não federal, regido pela ANP. Somado a isso, o gás também é inserido diretamente na rede de distribuição, não percorrendo o caminho de distribuidoras. Vale lembrar, que, até então, o fator gerador de CBIO é o dual NF de venda produtor-distribuidora, ou seja, o biometano não é capaz de gerar CBIOs.

Com a proposta de cotas mínimas de aquisição por parte das distribuidoras de GN, o biometano neste fim, seria capaz de emitir créditos, ou seja, usinas de biogás estariam inseridas diretamente na RenovaBio, e não de forma indireta como ocorre no formato atual, via nota de eficiência energética-ambiental.

Outro ponto relevante, é que, por essa proposta, vislumbra-se também uma maior incentivo e competitividade do biometano frente aos outros biocombustíveis. O etanol e o biodiesel, combustíveis também participantes do programa, já possuem mercados bastante desenvolvidos, usinas de grande porte (economia de escala) e cotas volumétricas mínimas em misturas com gasolina A e óleo diesel, respectivamente, o que garante a estes biocombustíveis uma parcela fixa de mercado. Dessa maneira, pode-se considerar que tais plantas terão vantagens competitivas quando comparadas com plantas de produção de novos biocombustíveis, como o biogás-biometano, por exemplo.

- Proposta 4: Revisão dos parâmetros no cálculo de emissões do biometano na RenovaCalc

Como visto, na RenovaBio, para se calcular a Intensidade de Carbono (IC) do biocombustível, a RenovaCalc usa como base a Avaliação de Ciclo de Vida (ACV), combinando informações técnicas sobre os processos produtivos, com dados da pegada de carbono e fatores de emissão de cada item utilizado na fabricação do biocombustível. O cálculo da diferença em relação à IC do combustível fóssil equivalente resulta na Nota de Eficiência Energético-Ambiental, que, combinada ao volume de biocombustível produzido, permite a emissão de CBIOs.

Entretanto, para tal, somente o aspecto de redução de emissões de GEE em relação ao metano de origem fóssil é considerado no cálculo dos CBIOs atribuídos ao produtor, não levando em conta os outros benefícios ambientais promovidos pelo biometano. Como forma deste biocombustível ser melhor valorado, o que seria mais condizente com os inúmeros ganhos em questões não só ambientais, mas também aspectos socioeconômicos, novas formas de contabilizar os atributos dos biocombustíveis poderia ser utilizada.

Relacionado à expectativa dos agentes envolvidos com a criação da RenovaBio, a autora destaca algumas passagens, de entrevistas realizadas ao longo da elaboração deste trabalho. Tais trechos foram transcritos abaixo:

De acordo com Especialista em Regulação da Superintendência de Biocombustíveis e Qualidade de Produtos da ANP: “Quanto ao biogás e biometano, os investimentos ainda engatinham no país. O governo deixou a livre iniciativa se virar sozinha. Não há qualquer programa nem incentivo. O biometano deu certo em alguns poucos aterros sanitários (Seropédica, Dois Arcos e Caucaia/Fortaleza). Dentro desse contexto, o RenovaBio não teve um olhar para o biometano, a despeito do enorme potencial do país, e da oportunidade de interiorização do combustível. O mercado de biogás me parece indutor para a produção de biometano. Na qualidade de regulador da qualidade de produtos, não tenho dados para dizer como este mercado vem evoluindo. A ANP não vê biogás, pois não o regula. As plantas de biometano a partir de matéria prima agrossilvopastoril são todas pequenas, com produção da ordem de 100 m^3/dia o que corresponde a algo em torno de 100 litros de gasolina/dia. É uma produção inexpressiva. No momento, o RenovaBio vai precisar de um microscópio para poder enxergá-las”.

Para um produtor rural, com quem foi também discutida a questão: “os mecanismos propostos são de uma razoável complexidade, gerando uma imensa burocracia, custos altos, difícil de se enquadrar, e ainda necessitando de investimentos em fiscalização. Difícil para pequenos produtores se enquadrarem. As barreiras regulamentárias devem afastar pequenos produtores, estimulando a formação de "Reservas de mercado" para alguns poucos, e ainda por cima tornando a terra fértil para a corrupção. Acredito também que a ideia de tributar combustíveis fósseis para beneficiar os combustíveis renováveis pode ser inviável, colocar mais tributos no diesel, por exemplo, gerará reação do setor dos caminhoneiros, certamente”.

O mesmo produtor também afirma sobre incentivos e resoluções: “deveriam ser mais pragmáticas; bastava isentar equipamentos como tratores, motogeradores, equipamentos de refino do biogás, caminhões, camionetas e veículos de passeio movidos a biometano /gás natural de alguns impostos para estimular a sua aquisição. Com financiamento a taxas privilegiados, logo a demanda para combustíveis renováveis aumentará. O GNV é muito caro (caso citado no Paraná), dessa forma, qualquer produtor rural com produção de biometano em sua propriedade ou Cooperativa logo optará por ele. O estímulo de aquisição destes equipamentos pode ser maior ou menor de acordo com as vantagens calculados para cada modalidade (pegadas de carbono). Simples, sem projetos complexos, certificações, burocracias e pouca necessidade de fiscalizações. Devemos tornar a aquisição atraente, para estimular a demanda para bioenergia, onde não poderá ser tributada com ICMS, é claro. Sobretudo na fase da sua arrancada. Os tributos sobre os equipamentos poderiam voltar gradativamente, se o setor realmente levantar voo”. Haasjes também afirma que: “tirar um CNPJ dentro da sua propriedade rural é uma missão nem sempre possível, dado suas implicações".

Nesta seção foram elaboradas quatro propostas, como sugestões de adaptações à RenovaBio, consideradas medidas que podem melhor beneficiar o setor de biogás e biometano. Entretanto, mudanças estruturais em políticas públicas são extremamente complexas, aliado ao fato de que não há garantias que apenas tais propostas possam, de forma concreta, promover o setor. Uma proposta, na visão da autora, que pode melhor estimular o biogás - dadas suas particularidades, escalas e fins energéticos - seria a extensão da RenovaBio para além do objetivo de descarbonização do setor de transporte.

Dessa forma, pelo exposto, a autora acredita que, em seu modelo atual, a RenovaBio não trará ganhos significativos ao setor de biogás. Sendo assim, foram elaboradas outras

propostas, fora do âmbito da Política, consideradas medidas que podem ser mais eficazes no fortalecimento do setor biogás no país.

7.2 – Em paralelo ao RenovaBio

- Proposta 1: Criação de um "Programa Nacional do Biogás e Biometano"

Dentre as barreiras encontradas para a construção de uma rota de sucesso para o biogás no Brasil, verifica-se determinado grau de ausência do Estado, vide a inexistência de políticas públicas direcionadas, marcos que somente a criação de um Programa Nacional poderia atingir. Acredita-se que a criação de uma política nacional, direcionada prioritariamente para incentivar o biogás e que considerasse toda sua complexidade, que envolve a localização dispersa, substratos, tecnologias, porte e aplicação energética, da mesma forma que já ocorreu com o biodiesel e o etanol no país.

Para tal, sugere-se uma maior articulação entre diferentes Ministérios, com fins de que discussões de temas relacionados ao biogás possam ser efetivamente analisados e priorizados. Se faz necessário, também, o desenvolvimento de uma política nacional específica para o setor, integrando as áreas de energia, agricultura, saneamento, infraestrutura, indústria, meio ambiente, entre outras. De forma complementar, devem ser previstas iniciativas para fortalecimento da representatividade do setor, através de entidades de classe (como ABiogás, por exemplo), com vistas em reforçar a interlocução entre os agentes do setor, a sociedade civil e os governos nos seus âmbitos federal e estadual.

- Proposta 2: Criação de Políticas Específicas

Ainda é necessário reconhecer a real importância do biogás e biometano como fonte de energia renovável e estocável. Prova dessa deficiência é a ausência de instrumentos públicos que nivelem o biogás à outras fontes renováveis de energia, tais como a eólica ou solar. A complexidade do biogás e as sinergias entre os vários benefícios como geração de energia e tratamento de resíduos e efluentes demandam uma política integrada, seja de forma horizontal (intersetorial) como vertical (federal, estadual, municipal). Dessa forma, o biogás não deve ser somente visto como uma fonte renovável, mas sua origem também

representa uma questão crucial para delinear políticas de fomento setoriais e intersetoriais (ABIOGÁS, 2017).

Um outro ponto focal é a necessidade de se criar demanda por biometano, onde este seja o ponto principal da usina, e que este processo seja viável também para pequenos produtores. Além disso, já foi comprovado, que a logística do transporte de biometano pode se utilizar de todas as soluções desenvolvidas para o Gás Natural, e que, já há no país, diversos estudos de tecnologias na área do Biogás e Biometano, necessitando apenas se criar um ambiente de negócios mais favorável, para que seja possível a viabilização de projetos.

O biogás tem o potencial de complementar ou substituir algumas fontes de energia em soluções integradas e isoladas. Adicionalmente, a conversão de matéria orgânica em biogás tem o efeito de saneamento, ou seja, tratamento dos efluentes e resíduos sólidos. Porém, a importância estratégica do biogás ainda não é reconhecida em toda sua amplitude, visão esta reforçada pela falta de políticas específicas para o tema. Os instrumentos de política, como o marco regulatório, licenciamentos ambientais, linhas de financiamento, incentivos fiscais e tributários e leilões de energia específicos, devem ser adaptados a esta complexidade de forma integrada e estratégica (PROBIOGÁS, 2016).

Para que todo o potencial de geração de biogás e biometano seja plenamente aproveitado, julga-se que é fundamental a existência de políticas públicas específicas para o setor. Estas devem ser capazes de gerar estímulos necessários não apenas para o desenvolvimento e a adoção de tecnologias de produção, como também que incentivem o consumo dos seus subprodutos.

- <u>Proposta 3: Necessidade de Políticas Estaduais</u>

Para garantir também que a produção e comercialização do biometano seja livre e não um monopólio das distribuidoras de gás, uma vez que o combustível é equivalente ao gás natural, se faz necessário avanços nas regulações estaduais, tal como já começa a ocorrer com algumas regulamentações de estados como em São Paulo e Paraná, por exemplo.

Relativo as já existentes políticas estaduais, destaca-se as seguintes iniciativas de incentivo ao biogás:

No Rio de Janeiro:

- Lei 6361/12 e Decreto 44855/14 que estabelecem autorização para as concessionárias distribuidoras de GN adquirirem até 10% de seu consumo de fontes renováveis a um preço superior ao preço do gás natural "com desconto" vendido às distribuidoras.

Em São Paulo:

- Decreto 58.650/12 que institui o Programa Paulista de Biogás, que tem como objetivo incentivar e ampliar a participação de energias renováveis na matriz energética estadual, bem como estabelece a adição de percentual de biometano ao gás canalizado do Estado;
- Suspensão do ICMS da importação de bens destinados a ativos imobilizados (Art. 29, inciso I das Disposições Transitórias do RICMS/SP);
- Redução da Base de Cálculo do imposto incidente nas saídas internas de biogás e biometano, de forma que a carga tributária seja de 12% (Art. 69, Anexo II do RICMS/SP).

No Paraná:

- Programa Paranaense de Energias Renováveis:
- Suspensão do ICMS na importação de bens destinados ao ativo imobilizado (Art. 615, inciso II do RICMS/PR);
- Diferimento do ICMS na aquisição de peças e sobressalentes;
- Suspensão do ICMS relativo ao diferencial de alíquotas nas aquisições de máquinas e equipamentos destinados à integração no ativo imobilizado;
- Lei nº 19500 DE 21/05/2018: institui a Política Estadual do Biogás, do Biometano e demais produtos e direitos derivados da decomposição de matéria orgânica (biodigestão), a qual estabelece princípios, regras, obrigações e instrumentos de organização, incentivos, fiscalização e apoio às cadeias produtivas.

Em Santa Catarina:

- Lei nº 17.542, de 12 de julho de 2018 – institui a Política Estadual do Biogás. Trata-se de uma política de incentivo à produção e utilização do biogás como fonte de energia.

Em Minas Gerais:

- No início de julho de 2019, foi aprovado o Projeto de Lei (PL) 5.240/18, que institui uma política estadual para o biogás, o biometano e os demais produtos derivados da decomposição de matéria orgânica. A referida política estabelece princípios, regras, obrigações e instrumentos de organização, incentivo, fiscalização e apoio às cadeias produtivas, para a promoção do desenvolvimento regional com sustentabilidade socioambiental;
- Alteração do Código Tributário do Estado – Lei nº 20.824: estabelece a isenção de ICMS para partes, componentes e ferramentas utilizadas na conexão e transmissão de energia elétrica de biogás.

Cita-se também o Convênio ICMS nº 112 SP/MS, que determina que os Estados da Bahia, Mato Grosso, Rio de Janeiro e São Paulo estão autorizados a conceder redução de 18% para 12% do valor do referido imposto nas saídas internas com biogás e biometano.

Relativo à questão da tributação, sua simplificação mostra-se como uma oportunidade de o Governo Federal atingir um novo patamar de racionalidade e eficiência tributária em um "novo setor" extremamente regulado e controlado. Tanto pela vertente dos insumos/resíduos e dos ativos/plantas de processamento (autorizações ambientais, por exemplo), quanto das saídas dos principais produtos sujeitos à tributação (energia verde pela ANEEL e biometano pela ANP, por exemplo) (ABIOGÁS, 2017).

Também se mostra como um incentivo para plantas de biogás e biometano, no tocante ao ICMS, mais precisamente no CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária), que o Ministério da Fazenda coordene que todos os estados brasileiros acordem na autorização para que cada um deles possa conceder, por prazo determinado ou não, benefícios fiscais de desoneração do ICMS para aquisição de matérias-primas, material intermediário, ferramentais, ativo imobilizado e uso e consumo inclusive de itens importados.

Neste contexto estadual, por exemplo, uma proposta seria a isenção do ICMS sobre equipamentos para geração de energia verde e para captação, tratamento e processamento de biogás. Adotando-se o exemplo de São Paulo, que isenta ICMS sobre equipamentos de biogás (Decreto nº 60.298/ 2014), é preciso coordenar esforços para que todos os estados possam apoiar o desenvolvimento do mercado do biogás e biometano, com

investimentos em infraestrutura de geração distribuída, garantindo a interiorização e a regionalização do desenvolvimento (ABIOGÁS, 2017).

Dessa forma, sugere-se ao Governo a criação de incentivos fiscais para a produção de biocombustíveis e emissão de CBIOs, tais como (i) isenção de PIS/COFINS sobre a receita financeira decorrente da venda dos CBIOs; (ii) depreciação acelerada para os bens do ativo imobilizado utilizados na produção; (iii) isenções de impostos e contribuições incidentes na importação (II, IPI, ICMS, PIS/COFINS) de máquinas e equipamentos destinados à produção; (iv) isenções na venda interna de máquinas e equipamentos destinados à produção.

- Proposta 4: Financiamentos e Garantia de Financiamentos

Uma das questões considerada como uma das mais críticas pela maioria dos entrevistados, apontada também como um dos maiores obstáculos para o desenvolvimento da fonte no país é a necessidade de se garantir o financiamento do setor. De acordo com publicação da ABIOGÁS (2015), os projetos de biogás e biometano "sofrem o ônus da inovação e são punidos com condições desfavoráveis quando comparados com outros projetos de infraestrutura", em especial projetos de menor porte, que não conseguem cumprir os requisitos para acesso às linhas de crédito existentes.

Segundo o PNBB (Programa Nacional do Biogás e do Biometano), também da ABIOGÁS (2015), cita-se que não há necessidade de criação de novas linhas de financiamento, mas apenas que projetos do setor de biogás passassem a ser enquadrados em linhas já existentes, como o Fundo Clima, o Saneamento para Todos e FINEP Inovação, por exemplo. Ainda de acordo com o documento, estas linhas de financiamento são hoje inacessíveis ao biogás, seja pela escala financeira exigida, pelo não atendimento do escopo, ou pela não possibilidade de atendimento das garantias exigidas.

Outra possibilidade citada seria aproveitar a linha já existente do PROINFA no BNDES e adequá-la às características dos projetos com biogás, como também criar uma linha adequada às tecnologias disponíveis e às necessidades do setor produtivo, garantindo a expansão do uso e os ganhos de escala, como redução de custos de instalação, operação e manutenção das plantas de biogás (MARIANI *et al*. 2014).

Os financiamentos também devem ter taxas de juros e tempo para pagamento adequados para projetos que utilizam tecnologias ainda não completamente consolidadas no mercado, tal como o biogás no país. Estes projetos são passíveis de sofrer alterações de cronograma e interferências na operação, sendo importante que o financiamento contemple esses aspectos para garantir que o projeto tenha sucesso a longo prazo (MARIANI, 2018).

Em contrapartida, o fato da geração de biogás e biometano ser previsível, permite uma maior segurança na concessão de financiamento pelos bancos e do pagamento por parte do investidor. Uma vez que o fornecimento dos substratos (plantas energéticas ou resíduos orgânicos) esteja garantida e a planta de biogás possua tecnologia de monitoramento do processo biológico, o sistema produzirá o biogás e biometano conforme o planejado.

Acredita-se, no entanto, que mesmo que determinados sistemas energéticos possam apresentar custos mais elevados, mas que ao mesmo tempo conferem importantes ganhos ambientais, devem vir acompanhados de mecanismos de financiamento como forma de assegurar que sejam adotados. O biogás, por ser um desses sistemas, necessita de políticas que estimulem o seu uso, como linhas específicas para financiar os seus empreendimentos. Essas linhas podem estar atreladas aos benefícios que a produção de biogás promove no âmbito das mudanças climáticas e da agricultura familiar, como também relacionadas aos benefícios energéticos dele decorrentes (MARIANI *et al*. 2014).

- <u>Proposta 5: Questões relativas à importação de tecnologias</u>

Os custos ainda elevados para implantar (CAPEX) e manter (OPEX) os projetos de biogás, somados ao mercado incipiente de sua comercialização, não somente reduzem a oportunidade econômica dos investimentos, como também dificultam a transferência de *know-how* do exterior para o desenvolvimento de um próprio e nacional. Considera-se como possíveis causas dos altos valores de CAPEX e OPEX dos projetos de biogás no Brasil: (i) elevados investimentos para aquisição de conhecimento, de uma rede de clientes e fornecedores, como para capacitação de profissionais; (ii) reduzido e ainda incipiente volume de mercado; (iii) necessidade de se cumprir altas exigências de qualidade e continuidade da produção de biogás para a comercialização. Soma-se ainda, aos elevados custos de projetos e equipamentos, pois, muitas vezes, dependem de *know-*

how estrangeiro. Pode-se acrescentar às opções limitadas de representantes nacionais; impostos elevados para a importação de equipamentos e elevados custos de manutenção e operação (tecnologias não amplamente conhecidas).

De acordo com estudo do PROBIOGÁS (2016), os custos ainda elevados para estruturar e manter os projetos de biogás no Brasil é uma das questões críticas que inviabilizam o pleno desenvolvimento do setor. Para plantas de maior escala, ainda é necessária a importação dos equipamentos para produção e refino. Esses equipamentos, além de precificados em moedas internacionais, apresentam altos impostos para importação, além de elevados custos de manutenção e operação. Somado a isso, há também necessidade de investimentos para aquisição de conhecimento, para capacitação de profissionais e para cumprimento das exigências de qualidade para a comercialização de seus produtos.

Existem no Brasil poucos fornecedores de equipamentos específicos para biogás. Muitos daqueles disponíveis no mercado brasileiro têm procedência estrangeira. Esse quadro gera diversas dificuldades: excesso de impostos, o que impacta sobre o custo dos equipamentos; não desenvolvimento de *know-how* na área; dificuldade de acompanhamento e assistência técnica; e a carência de peças para manutenções, que acabam se tornando caras. Ademais, revela-se deficiente a apropriação de conhecimentos técnicos por parte dos projetistas, que muitas vezes buscam apoio em profissionais e em instituições de outros países, com o intuito de conceber iniciativas mais modernas.

Neste sentido, o uso de equipamentos produzidos no país poderia reduzir os custos de investimento em plantas de biogás, assim como o acesso a uma cadeia de suprimento de serviços de manutenção nacional para apoiar a operação da planta. Segundo alguns estudiosos dá área, já há no Brasil produtores capacitados desenvolvendo e utilizando alternativas tecnológicas para produção de biogás, bastando apenas haver demanda e perspectiva futura positiva em relação ao crescimento da fonte para o mercado se estabelecer. Pode-se prospectar também, fazer do Brasil um país pioneiro no desenvolvimento de tecnologias de biodigestão para aproveitamento energético, que futuramente poderão ser exportadas para países de clima tropical.

Uma proposta na esfera federal, no que tange especificamente impostos sobre importações, é a redução de impostos sobre os produtos, além de redução significativa das alíquotas de Contribuição para o PIS/Pasep-Importação e da COFINS-Importação,

que são incidentes sobre a receita de vendas e na importação de partes utilizadas em plantas de biogás.

- Proposta 6: Incentivos e chamada estratégica em P&D

Mais uma proposta seria a ANP abrir chamada estratégica em P&D, da mesma forma que a ANEEL fez alguns anos atrás. Através dela, foram abertas possibilidades concretas de estímulo à pesquisa para a injeção da eletricidade proveniente do biogás e biometano na rede de energia através da Chamada de P&D Estratégico número 14 no ano de 2012 (Projeto Estratégico: "Arranjos técnicos e comerciais para a inserção da geração de energia elétrica a partir de biogás oriundo de resíduos e efluentes líquidos na matriz energética brasileira"). Adicionalmente, por solicitação do MME, a Agência também incluiu o biogás entre as fontes renováveis para energia de reserva em 2017, no Leilão A-3.

Pode-se dizer que, para a viabilização do biogás como fonte energética é necessário investimento constante em P&D com recursos do setor público e privado. Além do aprimoramento das tecnologias nacionais já existentes, é importante que uma política para o biogás contemple a adaptação das tecnologias estrangeiras que estão sendo trazidas ao Brasil. Dessa forma, torna-se essencial mão de obra local e capacitada para atuar na área, garantindo o crescimento de toda uma cadeia produtiva em torno do biogás e que as regiões envolvidas e todo o país possam usufruir dos benefícios gerados pelo desenvolvimento do setor.

- Proposta 7: Leilões específicos e Leilões regionais

Os leilões de energia elétrica são a principal forma de contratação de energia elétrica no Brasil e foram criados com a finalidade de assegurar o atendimento da demanda no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Os leilões são realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), por delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

O leilão de energia elétrica é uma concorrência entre agentes do setor e é por meio deles que são negociados contratos de suprimento de energia, em um determinado prazo

(definido previamente no edital), possibilitando a escolha de empreendedores para a construção, operação e manutenção de novas ou já existentes instalações de transmissão.

Nos moldes atuais, os projetos de biogás de grande porte se enquadram em empreendimentos a biomassa, e concorrem com outras fontes combustíveis bastante consolidadas na geração de eletricidade. Porém, apesar dessa barreira, em 2016, um projeto de biogás foi o vencedor no Leilão A-5, com capacidade instalada de 20,893 MW e 13,700 MW médio ao valor 251,00 R$. MWh^{-1}. A usina Biogás Bonfim será instalada em São Paulo pela empresa Raízen Energia S/A e deve entrar em operação até 2021 (EPE, 2016). O biogás será produzido a partir da vinhaça e conta com investimentos na planta orçados em R$ 129 milhões (FGV ENERGIA, 2017). Esse fato é um indicativo de que projetos de biogás de grande porte podem ser competitivos em leilões, já que a escala do empreendimento aumenta a viabilidade econômica (MARIANI, 2018). No contrato da UTE Bonfim está previsto que 70% da energia da usina irá para suprir o contrato com o mercado regulado. Para o gás restante, a Raízen avalia outros destinos, como transformá-lo em biometano veicular ou vender a energia para o mercado livre.

Outra proposta, os leilões regionais, possibilitariam ao biogás ser mais competitivo frente à outras fontes renováveis, tais como eólica ou solar, quando essa disputa ocorresse em determinadas regiões brasileiras, como no caso do Sudeste, por exemplo.

De acordo com dados do PDE 2029, dentre as 369 usinas sucroenergéticas em operação, cerca de 200 unidades comercializam energia e aproximadamente 40% destas o fazem através de leilões de energia (EPE, 2019). Até julho de 2019, foram realizados 56 certames, ocorrendo vendas de energia das usinas sucroalcooleiras em 27 deles (CCEE, 2019). A energia total contratada destas unidades no mercado regulado (ACR) atingirá aproximadamente 1,9 GW médio ao fim de 2024, valor que poderá ser ampliado com a realização de futuros leilões. Ainda existe um montante extra certame de 970 MW médios que pode ser comercializado pelas usinas de biomassa de cana no ACL em 2024. Incluso no montante contratado no ACR, há a energia dos empreendimentos do PROINFA, de 278 MWmédios, valor que deverá manter-se até 2026 (20 anos de contrato após o início da operação comercial em 2006) (ELETROBRAS, 2019).

- Proposta 8: Biogás ser melhor explorado dentro do *net metering*

A Geração Distribuída (GD) de energia elétrica com fontes renováveis pode se constituir, no Brasil, em um vetor de desenvolvimento econômico local, promovendo além da descentralização da geração, também a descentralização do desenvolvimento e ampliação do acesso à energia (BLEY Jr., 2015).

Como visto, através dela, abre-se uma nova perspectiva energética também para o fornecimento de energia elétrica e térmica através do biogás, bem como para o biometano em localidades ainda carentes de infraestrutura de distribuição de gás canalizado. Vislumbra-se a possibilidade de economias intensivas em energia, como secagem de grãos, cimenteiras, porcelanatos, britadeiras e demais industrializações de produtos minerais, assim como frigoríficos, caldeiras e outras ligadas a agroindústrias e setor alimentício de encontrarem no biogás e biometano um caminho real para obter energia elétrica, térmica e combustível para seus altos consumos (ABIOGÁS, 2017). Sob a ótica dos consumidores, a autogeração também é fator imprescindível para elevar a eficiência energética, fator fundamental para a competitividade.

Contudo, a plena utilização da geração distribuída ainda esbarra em barreiras de diversas naturezas, tais como regulatórias, técnicas e econômicas (RODRIGUEZ, 2002). O principal desafio, pode-se dizer, se refere às questões regulatórias. Faltam normas e padronizações que regulamentem a conexão com a rede. Outra desvantagem está nos altos custos envolvidos no emprego dessa tecnologia, além de despesas com a aquisição e implantação das máquinas, gastos onerosos com manutenção, ocasionando elevados custos de geração através deste arranjo. Outros obstáculos que merecem ser mencionados são as dificuldades técnicas de operação e proteção do sistema, bem como a falta de uma regulação tarifária.

Conforme já citado, a micro e minigeração distribuídas (MMGD) foram regulamentadas no Brasil em 2012 pela ANEEL através da Resolução Normativa (REN) n° 482, que instituiu o modelo de *net-metering* no país. No ano de 2015, o regulamento foi aprimorado, de modo a tornar o processo de conexão mais célere e ampliar o acesso à GD para um número maior de unidades consumidoras. Atualmente, a resolução permite a conexão de geradores de até 5 MW na rede de distribuição, a partir de fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada (EPE, 2017).

O que ainda muito se observa em relação ao *net-metering* é que essa opção carrega algumas limitações causadas meramente por desconhecimento e desinformação. Há dúvidas em relação a tributos, perda de energia, contratos com as distribuidoras e, também, os altos custos de instalação dos medidores e sistemas de controle, que são mais uma barreira ao modelo. Outra questão seria a permissão da quantidade de energia gerada acima do limite do *net-metering* poder ser comercializada no mercado livre.

O mercado potencial para geração de energia elétrica através do biogás é de 2.850 MWe em 2050, de acordo com dados da EPE (2018). Ainda segundo a Empresa, somente em geração distribuída, em 2026, este mercado será de 300 MW de potência instalada. A produção de eletricidade a partir do biogás pode ocorrer em um local em que haja grande geração de efluentes ou resíduos de forma concentrada ou em uma central que possa receber substratos de diversos fornecedores e, assim, tornar o processo viável. Os investimentos necessários em uma planta de biogás, são em maior parte, elevados para modelos de consumo próprio. Devido a essa característica, os projetos, em sua maioria, só se viabilizam quando é possível compensar a energia gerada em outras propriedades (CIBIOGÁS, 2018). Características como o uso da energia elétrica e a tarifa paga à distribuidora também variam bastante e influenciam diretamente na escolha do modelo (consumo próprio ou compensação de energia).

Como proposta, sugere-se que o valor da tarifa de compensação/compra de energia deva ser maior quanto mais estratégica for a inserção da fonte na matriz energética, e que, externalidades positivas como redução de GEE e benefícios para fontes que possibilitam armazenamento deveriam ser internalizados na tarifa. Valores associados aos benefícios ambientais e sociais (como a geração de empregos diretos e indiretos) também deveriam ser considerados. As externalidades relacionadas a emissão de GEE podem ser premiadas estabelecendo-se notas para emissão evitada de cada fonte de geração específica, ou seja, incentivos tarifários podem ser concedidos às fontes que evitam emissões destes gases.

Dessa forma, arranjos com GD tem sido uma das importantes soluções que possibilitaram converter um passivo ambiental em um ativo energético, ainda com muitos desafios a serem superados, uma vez que seus arranjos ainda são muito burocráticos e possuem diversos custos adicionais de administração e impostos, que muitas vezes acabam por inviabilizar os projetos ou gerar incertezas ao investidor (CIBIOGÁS, 2018).

É de suma importância que o Estado assuma uma postura ativa, estimulando o biogás e a geração distribuída através de subsídios e legislações específicas. No cenário sucroenergético, a geração descentralizada é fundamental, pois permite se alcançar o produtor isolado, como as grandes usinas de cana-de-açúcar que se localizam distantes dos grandes centros geradores.

Caso recente, no Rio de Janeiro, em novembro de 2019, foi inaugurada uma usina de geração de energia a partir do biogás proveniente da decomposição do lixo orgânico de aterro sanitário. Instalada e operada pela ENC Energy Brasil, a central geradora tem um motor e capacidade de geração de 1MW/H, o suficiente para abastecer um Município de 13.500 habitantes, e retirar da atmosfera cerca de 27.500 tCO_2 eq/ano. O projeto, que contou com investimentos de R$ 6 milhões, é direcionado ao mercado de GD, sendo destinado aos consumidores de média e baixa tensão.

- Proposta 9: Investigar a realização de leilões para *Peak Shaving*, onde o biogás poderia concorrer

Em um cenário de uso crescente de fontes renováveis e intermitentes na geração de energia elétrica em substituição aos combustíveis fósseis amplia-se, na ausência de reservatórios de acumulação, a necessidade de outras formas de armazenamento desta energia, de forma a compatibilizar a produção e a demanda de energia elétrica.

No que se refere ao atendimento de energia elétrica no Brasil, pode-se dizer que quase a totalidade dos consumidores é atendida pelo SIN, que é composto por um conjunto de longas linhas de transmissão que controla e distribui os fluxos de energia. Tais linhas possuem custo elevado de operação e manutenção, bem como longos prazos de implantação. Com vistas a otimizar o SIN, no que se refere à transmissão, torna-se necessário a descentralização da geração e a introdução de novas arquiteturas de linhas de transmissão, com o objetivo de reduzir as perdas técnicas e aumentar a de transmissão de energia (BRASIL, 2018).

Nos últimos anos, o Brasil tem diminuído a sua capacidade de armazenamento nos reservatórios hídricos, seja em virtude de novas diretrizes ambientais para a redução de áreas inundadas, como pelo fato da maior parte dos novos potenciais estarem localizados na região Amazônica, que apresenta condições desfavoráveis para grandes reservatórios.

Dessa forma, as novas hidroelétricas têm sido projetadas com reservatórios reduzidos ou mesmo a fio d'água. Esta redução da capacidade de armazenamento e a inserção de fontes renováveis intermitentes, têm demandado a implementação de sistemas de armazenamento de energia que visam aumentar a despachabilidade desta, bem como reduzir o consumo de água dos reservatórios. O armazenamento de energia traz vantagens, como a redução do uso de linhas de transmissão, o aumento da estabilidade do sistema e a aplicação de serviços ancilares, aumentando a segurança do SIN (BRASIL, 2018).

Todavia, fontes intermitentes de energia tendem a causar distorções no mercado em virtude à, principalmente: imprevisibilidade na geração; a ainda dependência das térmicas (custo elevado); necessidade da construção de redes de distribuição para longas distâncias e com capacidades para o despacho da energia bem acima da média de energia efetivamente entregue ao SIN; geração e despacho de energia acima da necessidade em determinados horários do dia, que o que causa prejuízo ao sistema.

A diversificação dos sistemas de geração no país ainda continua como uma das premissas para o desenvolvimento e para a segurança do setor elétrico. Essa realidade exigirá o desenvolvimento de novas fontes renováveis, sistemas de integração entre fontes, mapeamento dos recursos energéticos e a implementação de *microgrids*, demandando a implementação de novos sistemas de monitoramento e operação de sistemas elétricos (BRASIL, 2018). O estímulo à produção de biogás e biometano, em geração distribuída, tende a proporcionar uma melhor harmonia entre todas as fontes renováveis de energia.

De toda forma, o armazenamento de energia não se limita ao atendimento das variações de produção de energia de longo prazo causadas por regimes hidrológicos e às intermitências de curto prazo inerentes à fontes como solar e eólica, por exemplo, mas também para proporcionar características importantes para os sistemas elétricos tais como o suprimento de back-up, para atendimento de falha de unidade geradora; o nivelamento da curva de carga diária (*load leveling*); a redução de demandas de pico (*peak shaving*), traduzindo-se em economia para o consumidor; a reserva girante (*spinning reserve*), para permitir a continuidade do suprimento após perda inesperada de parcela da geração; e para a manutenção da qualidade de energia das redes de transmissão e de distribuição.

Esta seria uma situação promissora para questões como a do Nordeste, onde há uma grande quantidade de fontes intermitentes de geração, tais como a eólica e o crescimento da solar); para o sistema isolado no Norte do país, e, para o Sudeste, para a necessidade de se atender a um pico crescente de demanda. Sendo assim, seria uma aplicação interessante em regiões com necessidade de acúmulo de energia, a fim de se garantir confiabilidade de fornecimento. Dessa forma, abre-se então uma lacuna possível para criação de leilões do tipo "*peak shaving*", onde o biogás pode ser enquadrado.

- Proposta 10: Capacitação Profissional e Rede de Laboratórios

Necessidade de capacitação de novos investidores e empreendedores, bem como a formação de uma rede de laboratórios capaz de monitorar a qualidade do biogás e do biometano, com capilaridade suficiente para dar cobertura à todas as regiões brasileiras e atividades de maior potencial de produção.

Também é preciso promover laboratórios capacitados para análise e caracterização/valorização do biofertilizante produzido no processo, visando reduzir a dependência de fertilizantes importados. Laboratórios capazes também de promover análise e caracterização do "teor de sílica total", contaminante para o qual ainda não há um procedimento padronizado. Não há, nem ao menos internacionalmente, um consenso acerca do seu teor máximo admissível ao biometano que não seja passível de alterar determinados usos – vale ressaltar, que tal contaminante é mais comumente encontrado em biogás derivado de aterro.

Como propostas adicional, sugere-se também a criação de oportunidades através do SENAI e SEBRAE, por exemplo, com o oferecimento de cursos técnicos, incentivos e orçamento destinado à capacitação e qualidade de laboratórios.

- Proposta 11: Plataformas para divulgação de informações

A implantação de projetos pilotos de biogás exige um certo grau de "pioneirismo" entre os empreendedores, além de análise e demonstração transparentes das experiências. Tal fato parece não ocorrer de maneira produtiva e abrangente em todo o país, o que pode gerar incertezas e dificultar o pleno desenvolvimento deste mercado. O setor de

biodigestão e biogás no Brasil tem, em seu histórico, experiências diversas, tendo destaque as décadas de 70 e 80, quando centenas de biodigestores foram instalados e apenas pouco tempo depois abandonados, em virtude de problemas de dimensionamento, uso de materiais inadequados e/ou falta de assistência técnica.

Nos anos 2000, a instalação de biodigestores sofreu um novo impulso, em especial pelo objetivo de se gerar créditos de carbono através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do Protocolo de Kyoto ou de meramente adequar ambientalmente os estabelecimentos. Porém, a maioria dos biodigestores novamente deixou de ser operada. Essas experiências, em sua maioria malsucedidas, criaram um sentimento de desconfiança entre os atores envolvidos e resistência para que novos investimentos pudessem surgir, sendo este um obstáculo a ser ultrapassado (PROBIOGÁS, 2016).

Uma forma de novamente se criar um ambiente propício para o setor é através da demonstração de várias experiências bem-sucedidas no âmbito internacional e, principalmente, a sistematização e disponibilização do conhecimento gerado em projetos bem-sucedidos no Brasil. Observa-se que, os poucos projetos de biogás existentes e operantes no país, ainda não oferecem estas respostas de forma clara ou suficiente para a tomada de decisão dos investidores.

Outro ponto é a pouca disponibilidade de informações sobre o setor, o que gera mais insegurança com relação aos modelos de negócio aplicáveis à realidade brasileira, reduz a percepção das oportunidades de negócio, como também aumenta os custos de desenvolvimento de novos desenhos para todos os atores e retarda o desenvolvimento do mercado.

Ademais, parece não haver uma quantidade suficiente de empresas nacionais que possam comprovar experiência na operação de plantas de biogás e na comercialização dos seus diferentes subprodutos, ao mesmo tempo em que as empresas estrangeiras têm receio de investir no país, seja pela incerteza em relação ao porte do mercado, regulamentação ou oportunidades (PROBIOGÁS, 2016).

Dessa forma, tal qual como já ocorre, em partes, na plataforma *online* ‘Portal do Biogás”, é necessário investir ainda mais em outros mecanismos que possibilitem tratar de forma mais clara e eficiente as informações do setor. Outra sugestão seria a criação de fóruns permanentes, onde pudessem constar debates, questões relativas à produção, cadastro de fornecedores, tecnologias e afins. Sua importância também é vista, vide que,

de acordo com quase a totalidade das entrevistas realizadas, foi citada a falta de conhecimento sobre diversos aspectos relacionados ao setor, isso por grande parte dos produtores e também outros agentes envolvidos, onde incluem-se também os agentes de regulação. O setor de biogás e biometano, deve ser visto e analisado de forma ampla e correlacionada, onde as informações estejam facilmente disponíveis, e todos os atores do processo, envolvidos.

Sugere-se também, para o futuro, a criação de um banco de dados e de uma metodologia validada e unificada para a catalogação do potencial de biogás no Brasil, bem como dos substratos utilizados. Dessa forma, a análise do setor e a proposição de modelos, políticas e incentivos será mais clara e embasada.

Relacionado, em especial, aos médios e pequenos produtores entrevistados, foi citado um alto grau de desconhecimento acerca do RenovaBio, seus trâmites e benefícios, como também um já fixo e alto gasto com treinamento, capacitação e aprimoramento do próprio processo produtivo. Esta demanda grande por informação exige então um efeito urgente e multiplicador, que pode ser minimizado pela criação de plataformas de divulgação, tais como a RenovaBio Itinerante, disponibilizada pela ANP e os diversos cursos oferecidos pela Embrapa.

Segundo trabalho realizado por KORTSCH ET AL (2015), a experiência com o biogás em projetos descentralizados em alguns países, mostra a necessidade de se envolver a comunidade local, do entorno das plantas e nos projetos desde a concepção dos mesmos. É necessário envolver usuários individuais e comunidades locais, particularmente em áreas rurais, no planejamento, implementação e gerenciamento da bioenergia. Além disso, os autores reforçam a necessidade de o poder público trabalhar conscientizando a população sobre a valorização de resíduos, as possibilidades energéticas existentes a partir deles e seus benefícios ambientais, para assim promover maior aceitação pública da fonte.

- <u>Proposta 12: Criação de políticas claras de Modelos de Negócio</u>

A diversidade de arranjos comerciais possíveis com o biogás, inserida em uma diversidade de mercados de negócios, como é o caso no Brasil, exige grandes esforços para a identificação, projeção e realização do próprio modelo de negócio de cada

empreendedor. Além disso, sob a perspectiva técnica, a maioria dos projetos de alta eficiência desenvolvidos até hoje no Brasil derivou, em grande parte, de conhecimentos que foram trazidos de outros países.

Como citado, o biogás é resultante do processo de biodigestão de diferentes substratos e pode ser utilizado energeticamente em diversas rotas tecnológicas, o que torna cada modelo de negócio único. Dessa forma, apresenta-se a necessidade de entender as inúmeras opções de modelos que viabilizem o desenvolvimento desses empreendimentos.

De acordo com a ABiogás (2015), o modelo internacional de negócios com biogás, principalmente europeu, consiste em concentrar dejetos e resíduos de vários produtores em um único biodigestor de alta tecnologia. Além de ganho em escala, que proporciona altas concentrações de biogás monitoradas, isto é feito para compensar a influência do clima frio e da escassa biodiversidade encontrados nos países do Hemisfério Norte. Além disso, a estrutura fundiária nestes países promove grande proximidade entre os produtores agrícolas, o que favorece toda uma logística de transporte de dejetos brutos ao biodigestor e do digestato para as lavouras dos produtores envolvidos. A opção brasileira, em geral, se dá pelo emprego de biodigestores de média tecnologia para grandes produtores de resíduos e efluentes orgânicos e biodigestores de baixa tecnologia para conjuntos de pequenos produtores.

Relacionada a escolha pela aplicação energética, esta deve ser baseada, acima de tudo, na demanda da propriedade rural ou onde quer que a planta esteja instalada. Deve-se analisar se a demanda é por energia elétrica, calor ou combustível, bem como o regime dessa demanda. Caso a opção seja pela geração de energia elétrica, é necessário avaliar suas possibilidades de consumo, dentre: consumo próprio (isolado ou GD), compensação via geração distribuída, venda em leilão ou venda no mercado livre. Para tal, deve-se avaliar o custo evitado ou o valor da tarifa para comercialização e os riscos e oportunidades de cada modelo.

Em um modelo de negócio que priorize a geração de calor, é essencial conhecer sua demanda dentro da própria unidade produtiva ou muito próximo a ela, caso passível de ser viável. Visto que, geralmente essa demanda já é atendida por combustíveis como GLP, lenha ou GN, e o custo do combustível que será substituído interfere bastante na viabilidade. Esse tipo de aplicação é a que possui soluções tecnológicas de mais baixo

custo, sendo por isso mais recorrente em plantas de pequena e média escala (MARIANI, 2018).

Sobre a produção de biometano, no entanto, este modelo apresenta custo mais elevado, uma vez que há necessidade de refino, o que torna viável apenas para plantas de média ou grande escala (JENDE et al., 2016). Para a injeção de biometano na rede de GN - seja para abastecimento de veículos ou uso industrial ou residencial – visto que, para isso ainda não existe obrigação de mistura (biometano ao GN), apenas a autorização para tal desde que atendendo à regulamentação existente, o biometano necessita ter preço competitivo ao gás, o que ainda não é realidade na maioria dos projetos.

Caso o foco seja a produção de biometano para uso veicular, ainda que viáveis economicamente, esbarram na barreira da logística de abastecimento, visto que somente a criação de um grande mercado consumidor e produtor viabilizaria a implantação de diversos postos de abastecimento em regiões onde hoje não existe a opção de abastecimento com o GNV. Em regiões onde já existe abastecimento de GNV e frota de carros convertidos, é possível aproveitar a logística existente de abastecimento. Dessa forma, o biometano se mostra mais facilmente aplicável em frotas próprias, que podem ser abastecidas em um posto centralizado, onde é possível controlar o atendimento da demanda pelo combustível. Há ainda seu aproveitamento para geração descentralizada e abastecimento de tratores e máquinas agrícolas, em substituição ao óleo diesel, onde se destaca as vantagens econômicas de se adotar um biocombustível produzido localmente em detrimento de um combustível transportado por longas distâncias e seus custos incertos. Excepcionalmente, o biometano também pode ser utilizado para geração de energia elétrica em projetos de maior porte, onde os ganhos de eficiência passam a compensar o investimento no refino do biogás (COIMBRA-ARAÚJO et al., 2014).

7.3 – Resumo das Propostas

Nesta seção serão abordadas as ideias principais de cada uma das propostas desenvolvidas acima, bem como as oportunidades e desafios mais representativos de cada uma delas.

A proposta de número 1 refere-se à aplicação de um índice de multiplicação nos créditos gerados pelo biogás, caso passível de emissão pela RenovaBio. Entende-se que

este fator de multiplicação é uma forma de incentivar a produção de biogás, dada a competição com outros biocombustíveis também certificados pela política, e que apresentam cadeias de produção, logística e mercados bem mais definidos e consolidados no país. Propõe-se, ainda, a aplicação de fatores diferenciados para cada rota de produção, tal como ocorre em programas internacionais, uma vez que cada uma é particular e geram benefícios e custos distintos. Pode-se considerar que esta proposta apresenta baixo impacto financeiro aos distribuidores, não criando novas obrigações além das já estabelecidas pela própria RenovaBio. Entretanto, o grande desafio desta proposta é a inclusão, de forma direta, do biogás à Política, vide que, nos moldes atuais, o biogás não é capaz de emitir CBIOs quando não atende à especificação de biometano. Considera-se ainda, que apesar deste favorecimento ao biogás, ainda não deve ser medida capaz de prover incentivo suficiente para fomentar a produção e o desenvolvimento do setor.

A segunda proposta prevê a criação de um mandato de mistura, ou seja, a definição de um percentual mínimo de biometano que deva ser injetado na rede de GN. Dessa forma, sugere-se a criação de um programa nacional para o biogás e biometano, com a definição de um cronograma de aumentos graduais dos percentuais de mistura. Tal medida seria similar ao que já ocorreu ao etanol e biodiesel épocas atrás, onde essa experiência anterior acrescentaria mais uma vantagem ao modelo. A exigência de mistura de biocombustíveis a combustíveis convencionais cria demanda pelo biocombustível, sendo um mecanismo eficaz para promover sua produção. Todavia, como obstáculos, podemos citar a provável relutância das concessionárias estaduais de gás e maiores custos associados para adequação.

A proposta seguinte envolve a aquisição de cotas mínimas de aquisição pelas distribuidoras estaduais de GN. Esta medida é capaz de criar demanda para o biometano, estimulando sua produção, bem como seria especialmente interessante para os estados potencialmente produtores de biometano, gerando desenvolvimento, renda e empregos. A certificação do biometano pela RenovaBio e a inserção das distribuidoras de gás neste panorama, abre uma nova possibilidade de mercado, ao atendimento a uma crescente demanda da sociedade por mecanismos “verdes”, aumentando assim o valor agregado do produto. Todavia, ao se tratar de uma proposta de caráter regional, seria particularmente desafiador obter adesão por parte dos governos estaduais, bem como necessitaria de uma maior interlocução entre estes agentes estaduais e o governo federal.

A quarta e última proposta no âmbito da RenovaBio sugere a revisão nos parâmetros de cálculo de emissões do biometano na ferramenta RenovaCalc. A pegada de carbono do biometano é uma a menor entre todos os combustíveis disponíveis, ao se comparar seu ciclo de vida com o do diesel, por exemplo, estima-se que o fóssil emita quase 90 gCO2eq/MJ, enquanto o biometano, -20 gCO2eq/MJ. Neste cálculo se considera que, além da redução de emissões na queima do combustível propriamente dita, deve-se considerar também os efeitos da substituição de diesel no processo produtivo. Quando avaliada pela RenovaCalc, a produção de biometano também gera uma nota muito baixa, há basicamente emissão de carbono na queima do biogás na cogeração de energia, o que leva a valores próximos a 0 gCO2eq/MJ. Todavia, não se computa todos os benefícios inerentes ao biometano, os seus ganhos ambientais não se restringem às emissões de carbono, como também não se contabiliza os enormes benefícios em questões socioeconômicas, como o desenvolvimentos regional, a interiorização do acesso à energia, geração de emprego e renda, entre outros. Esta proposta, no entanto, não é de fácil aplicação. Os parâmetros e métricas de cálculos seriam diversos e tornariam o processo bem mais complexo, longo e custoso.

Para as propostas em paralelo à RenovaBio, os comentários seguem abaixo:

A primeira proposta sugere a criação de um grande Programa ou Lei nacional, com foco único e exclusivo de promover o pleno desenvolvimento do setor de biogás no Brasil. Como ponto de partida, seria extremamente válida a criação de um comitê interministerial de discussão sobre questões relacionadas ao biogás e a busca por uma política comum, que abordasse este biocombustível em todas as suas vertentes e particularidades. Esta proposta, sob a ótica pessoal da autora, em especial pela sua abrangência e respaldo, é considerada a melhor opção para alavancar o setor.

A segunda proposta, criação de políticas específicas, dita que é necessário estabelecer políticas direcionadas às características próprias do biogás, que tratem do seu marco regulatório, licenciamentos ambientais, financiamentos, incentivos fiscais e leilões específicos. Sua ausência pode reduzir oportunidades e a atratividade de projetos. Aos que desejam investir em projetos de biogás, a existência de políticas específicas demostram que o governo considera o setor estratégico para o país. O biogás precisa ter sua importância reconhecida, apenas neste cenário, políticas específicas para o tema serão elaboradas. Para tal, deve existir pressão dos agentes privados, empreendedores,

associações, acadêmicos e sociedade civil, a fim de que os formuladores de políticas direcionem esforços para sua elaboração.

Na sequência, propõe-se a criação de políticas estaduais de biogás e biometano, conforme já é visto em alguns estados de federação. Esta é uma alternativa de suma importância, pois na ausência de participação federal na promoção do biogás, medidas podem ser tomadas a nível federal, tal como a isenção de ICMS para estes projetos. É uma enorme oportunidade para estados de grande população urbana, com grandes quantidades de lixos e aterros, bem como para estados com foco na agropecuária e o setor sucroalcooleiro. Uma grande oportunidade de interiorização, descentralização do acesso a energia e para o desenvolvimento regional. Como desafio, é necessário este mesmo entendimento dos agentes públicos,

A proposta de número 4, cita a necessidade de haver financiamentos e de se garantir esses financiamentos para o setor. Embora existam algumas fontes de financiamento para projetos baseados a biogás no país, nota-se ainda falta de conhecimento sobre as oportunidades, os custos, as formas de comercialização, bem como dos próprios mecanismos de financiamento. Há pouca divulgação entre os atores e pouco conhecimento pelos próprios órgãos responsáveis pela implementação. De toda forma, é notória a necessidade de se prover mecanismos mais adequados de financiamento, onde projetos como os de biogás possam se enquadrar. O biogás pode ser inserido à linhas de crédito já existentes, hoje inacessíveis, seja pela escala financeira exigida, não atendimento do escopo ou às garantias. Linhas adequadas também devem ser criadas, e que abranjam todas as necessidades do setor produtivo – questões relativas às tarifas, preços mínimos, tecnologias, entre outros.

A quinta proposta trata de decisões de agentes públicos sobre questões que tratem da importação de tecnologias e equipamentos para biogás, e de que forma elas podem impactar a indústria nacional. A dependência de importações é extremamente prejudicial à projetos, uma vez que que as opções tecnológicas são mais restritas, há incidência de altos impostos e os custos de operação e manutenção são mais elevados. Os impostos também aumentam o CAPEX dos projetos e consequentemente reduz seu valor de retorno. Também é de se destacar que tecnologias estrangeiras não são adaptadas à realidade brasileira, o que, de alguma forma, pode tornar o processo menos eficiente. Nessa proposta sugere-se a redução dos impostos sobre produtos no âmbito federal, redução das alíquotas de contribuição para o PIS/Pasep-Importação e CONFINS-

Importação, bem como isenção de ICMS sobre equipamentos para geração de biogás, conforme já ocorre em determinadas legislações estaduais.

A proposta 6 confere a importância de se criar mecanismos de incentivo, tais como a criação de chamada estratégica em P&D. Para um país em busca do desenvolvimento, caso do Brasil, as oportunidades desta proposta parecem claras, incentivar a pesquisa e o desenvolvimento é promover a cultura da inovação, estimular a criação de novos equipamentos e tecnologias aprimorando assim, a prestação de serviços à população. Através destas "chamadas", temas estratégicos ou prioritários do país estarão em destaque, buscando estimular invenções e as melhores soluções, de forma a alocar melhor recursos financeiros e o tempo necessário para reformas. Como desafios, cita-se a ausência de abrangência e regularidade neste modelo no país, sendo modelos de elevada complexidade em termos científicos e/ou tecnológicos e que necessitam de grandes esforços conjuntos e coordenados para sua elaboração.

A proposta que se segue são sobre os leilões específicos para biogás. Propõe-se aqui a diferenciação pela fonte em leilões, criando especificidade e gerando mais condições competitivas a projetos de biogás. Com um maior espectro de oportunidades, projetos baseados em biogás terão mais possibilidades e mais igualdade de disputa. Será uma grande fonte de incentivo ao setor, gerando também mais diversidade e regularidade ao fornecimento de energia, bem como o ganho ao país de todos os benefícios ambientais e socioeconômicos gerados pelo uso desta fonte.

A proposta 8 aborda de que forma o molde de *net-metering* pode ser relevante para o biogás. Pode-se citar, como um grande desafio é que este modelo limita o tamanho das plantas e impede um efeito de escala na redução do custo de geração do biogás, mesmo quando tecnicamente possível, o que reduz oportunidades. O modelo de *net-metering* ainda carece de certo grau de notoriedade, há bastante desinformação, o que dificulta a visualização de oportunidades.

A nona proposta trata de se investigar a adequabilidade de realização de leilões para *peak shaving* onde o biogás possa concorrer. Esta seria uma solução promissora para questões críticas tais como no Nordeste, onde há grande quantidade de fontes intermitentes, como a eólica e solar; o sistema isolado no Norte do país; e para o Sudeste, de forma a atender ao pico crescente de demanda. Também seria de grande aplicação em regiões com necessidade de acúmulo de energia, uma forma de garantir confiabilidade de

fornecimento e proporcionando uma melhor harmonia entre fontes e atendimento a regiões remotas. Um desafio é reconhecer a necessidade de acúmulo de energia e de se desenvolver novos arranjos, de criação de leilões e cada vez menos burocráticos.

A proposta de número 10 aborda a obrigatoriedade de se investir em capacitação profissional e em uma rede de laboratórios ampla e confiável. A ausência de mão-de-obra qualificada para aplicar e operar a tecnologia exige busca por *know-how* estrangeiro ou um grande investimento em capacitação dos operários locais. De ambas as formas, o gasto é bastante elevado. Cita-se, nesta proposta, a inclusão da temática de biogás em cursos técnicos tais como o SENAI e oportunidades através também do SEBRAE. Para que todo esse arcabouço de desenvolvimento em torno da cadeia do biogás seja possível, é essencial uma rede de laboratórios eficiente e capaz de atender uma nova demanda de pesquisa e projetos, com abrangência em todo o território nacional.

A proposta 11 aborda a necessidade de se existir plataformas de divulgação de informações. Apesar de já existirem algumas experiências neste sentido, o setor ainda carece de plataformas sérias e confiáveis. O setor de biogás ainda é visto com algum grau de desconfiança, vide histórico de modelos malsucedidos no passado. Dessa forma, a existência de informação clara, segura e amplamente disponível, reduz enormemente o sentimento de descrença do investidor. Nestas plataformas deve-se constar dados como: laboratórios credenciados, grupos de pesquisa, consultores, cadastro de fornecedores, estudos de viabilidade, fóruns de discussões, entre outros. Divulgação de conhecimento nunca oferece impactos negativos, e, ao contrário, reduz custos pelo ganho de eficiência e acelera o desenvolvimento de um setor que só gerará enormes benefícios ao país.

Por fim, como última proposta, propõe-se a elaboração de modelos de negócios claros para o biogás e biometano, que abordem suas diversas rotas de produção, de substratos e seus variados fins energéticos possíveis. Percebe-se no Brasil, que na maioria dos casos, a escolha pela biodigestão é motivada meramente pelo menor custo de investimento associado, caso para tratamento dos resíduos ou efluentes. Não há a clareza sobre os benefícios providos pelo biogás, embora o interesse pelo setor venha crescendo nos últimos anos, muito em função do aumento do valor de energia e de maiores exigências ambientais. Ainda há muitas dúvidas sobre as tecnologias e substratos, o que pode ser minimizado pela elaboração de modelos de negócios confiáveis, com embasamento científico e com estudos de viabilidade econômica para cada rota de produção possível. Para tal, é interessante fortalecer a pesquisa, as associações do setor,

a integração dos agentes envolvidos e com transparência na divulgação de resultados. Como desafio pode-se citar um sentimento cultural de não cooperação, de não se propagar avanços ou descobertas, bem como não divulgar experiências que não foram bem-sucedidas.

8 – Considerações finais e recomendações

Dado o atual cenário mundial, é certo que caminhamos para um matriz energética diversificada, onde várias formas de energia coexistirão. Entretanto, mudanças em fontes de energia são lentas, dão-se ao longo de décadas, seja pelo seu elevado custo de estrutura montada, pela longa trajetória em pesquisas ou apenas em virtude de grandes interesses financeiros e políticos envolvidos.

A temática energética é extremamente importante e estratégica para as nações. No Brasil, a discussão envolve áreas e ministérios que não somente o de energia, o que, em parte, torna o processo de formulação de políticas públicas mais complexo. É através destas políticas que um país expressa seus propósitos em face às suas adversidades e suas intenções frente aos distintos atores da sociedade e de suas demandas.

Em linhas gerais, é preciso reconhecer a importância e o valor da RenovaBio, e seu papel estratégico para a difusão de biocombustíveis e diversificação da matriz energética brasileira. Trata-se de uma iniciativa não só para o atendimento dos compromissos assumidos internacionalmente pelo Brasil no âmbito do Acordo de Paris, como também para promover a expansão da produção e do uso de biocombustíveis no país. Constitui um necessário arcabouço legal à maior previsibilidade para a cadeia nacional de renováveis e ao efetivo reconhecimento dos benefícios ambientais destes combustíveis. O acréscimo da produção nacional destas fontes resulta em enormes efeitos positivos à criação de empregos, geração de renda, redução da poluição local e à regularidade do abastecimento.

Embora grande parcela do setor de biogás esteja com uma expectativa favorável de crescimento pela implementação da política, é provável que muitas usinas possam ter dificuldades em se beneficiarem dela. Isto pode ser explicado, em partes, pelo seu potencial de produção, que apresenta caráter disperso e em pequena escala, somado ao investimento para a certificação, que talvez não se mostre viável para várias delas. Em muitos casos, nem ao menos a informação sobre a política é acessível. Destaca-se também que, uma vez que o alvo da política é o setor de transportes, plantas de biogás com fins meramente térmicos ou elétricos não serão contempladas. Dessa forma, caso a política possa, no futuro, ser estendida para além do objetivo de descarbonização do setor de transportes, o setor de biogás poderá ser melhor estimulado.

Outro ponto observado é que, na RenovaBio, não é prevista a emissão de Créditos para biogás que não atenda a especificações de biometano, o que pode não ser tão efetivo para o setor, uma vez que o custo de conversão para biometano é elevado e ainda é uma pequena parcela do total de biogás produzido no país. Sendo assim, o biogás, propriamente dito, está inserido na Política apenas de forma indireta, por meio da metodologia de análise do ciclo de vida de etanol de cana de açúcar. Mais uma informação importante é que a política não prevê a certificação na utilização de biometano em frota própria, dado que, em resolução publicada pela ANP é dita a necessidade de nota fiscal de venda como parte dos documentos necessários para o processo de certificação dos produtores. Tais circunstâncias tornam-se, assim, mais uma barreira para a difusão do setor através da RenovaBio.

Dessa forma, em seus moldes atuais, a RenovaBio parece deixar claro seu foco em reduzir emissões de GEE de combustíveis do setor de transporte, e não em fortalecer toda uma cadeia de novos biocombustíveis, como é o caso do biogás. Parece então coerente afirmar, que a RenovaBio se mostra mais como um mecanismo de consolidação do setor sucroalcooleiro e não de diversificação e fomento de novos biocombustíveis, como o biogás. Sob a visão da autora e de acordo com todo o exposto neste trabalho, sem que sejam feitas profundas mudanças estruturais em sua formulação, poucas instituições, em especial as já consolidadas no mercado, serão as beneficiadas pela RenovaBio. Trata-se então, de uma política de estímulo e não de um modelo definitivo.

Como visto, atingir um modelo de políticas públicas capaz de, a curto prazo, viabilizar e consolidar novos biocombustíveis não é uma tarefa simples. Substituir combustíveis fósseis tradicionais e já consolidados no país demanda enorme investimento e comprometimento. Para tanto, de forma a ser possível alcançar um significativo aumento da participação destes biocombustíveis na matriz energética nacional é essencial sua competitividade frente aos análogos fósseis. É preciso investir em políticas específicas para cada uma dessas fontes, inserir mecanismos de incentivos financeiros, bem como assegurar que seus preços finais sejam reduzidos. Para tal, é necessário que uma avaliação técnico-econômica de todas as etapas da cadeia produtiva seja realizada, de forma a identificar possíveis hiatos destes processos e promover as ações mais eficientes possíveis.

É essencial incorporar as externalidades positivas inerentes aos biocombustíveis, onde sua precificação seja adequada e reflita os enormes ganhos, tanto em questões

ambientais na redução de emissões de GEE quanto socioeconômicas, como a geração de emprego e renda e o desenvolvimento regional e tecnológico. Investir em P&D deve ser uma realidade, de forma a tornar não só os processos cada vez mais eficientes e com menores custos, como também proporcionar aos pequenos e médios produtores viabilidade de produção e comercialização. Neste sentido, também é de suma importância capacitar empregadores, fornecedores e mão-de-obra, investir em conhecimento técnico e adaptado aos diversos modelos de projeto e realidades. Para suprir toda uma nova demanda, também será preciso criar e ampliar uma confiável rede de laboratórios, capaz de atender e dar suporte a todo o setor produtivo.

A principal lacuna regulatória que impedia a comercialização do biometano era a falta de manifestação, por parte da ANP, acerca dos critérios de qualidade e das características do biometano para injeção nas redes de concessionárias de gás natural. Entretanto, as Resoluções ANP n° 08/2015 e n° 685/2017, como já explicitadas anteriormente, vieram para dar respaldo regulatório para este uso. Em relação a ele, reitera-se que não há produção de biometano sem que haja uma planta de biogás para que ele possa ser produzido. Dessa forma, para sua obtenção, políticas públicas voltadas para o desenvolvimento do setor de biogás no Brasil devem existir.

Atualmente, as plantas de biometano com viabilidade econômica são plantas que produzem em grandes volumes, visto os elevados custos requeridos e a ainda necessidade de importar tecnologias. Dito isso, se faz então necessário investir em uma tecnologia nacional, com uma ampla cadeia de suprimento nacional e, consequentemente, escalabilidade de produtos e viabilizar o biometano também para arranjos menores, com possibilidades inclusive para pequenos produtores rurais.

Uma medida ainda que pode proporcionar resultados de curto prazo para o setor é a exigência de injeção de um percentual mínimo de biometano na rede das distribuidoras de GN. Mais uma opção para o setor seria a permissão da venda direta de biometano ao consumidor final, através da criação de um mecanismo similar ao mercado livre de energia, por exemplo.

De forma geral, relativo ao arcabouço legal que contempla o biogás, sugere-se, em especial, a revisão e/ou criação de uma regulação e especificação dos processos de produção, de tratamento e de controle de qualidade simplificados para o biogás; normatização que defina critérios de segurança e qualidade dos equipamentos para sua

produção; revisão e criação de competências em relação à comercialização e transporte; proposição de normativos que facilitem a comercialização de energia elétrica a partir de fontes renováveis; unificação das normas de distribuição e de critérios de geração distribuída; estabelecimento de tratamento diferenciado na tributação da importação de equipamentos destinados à produção de energias a partir de fontes renováveis e na produção de equipamentos nacionais; concessão de benefícios fiscais em relação ao regime de incidência do ICMS para geração distribuída; realização do mapeamento do potencial e demanda por energias renováveis em todas as regiões brasileiras; revisão, criação e/ou alteração dos instrumentos e linhas de crédito do PRONAF com objetivo de adequação às necessidades de investimento e custeio para produção por estabelecimentos e/ou empreendimentos coletivos de agricultores familiares.

É preciso também promover uma maior integração entre os agentes públicos entre os seus mais diversos níveis, assim como aos agentes privados. Ou seja, é imprescindível que todos os atores do setor estejam envolvidos e cada vez mais aperfeiçoar os arranjos de coordenação entre órgãos de governo, atores econômicos e sociais. Deve-se promover o fortalecimento das agências reguladoras estaduais, com o estabelecimento de uma política clara de comercialização e formas de se facilitar a distribuição de biometano.

De acordo com o exposto, conclui-se que os entraves para a ampla penetração do biogás no Brasil não são simplórios. É preciso investir em novos caminhos e identificar formas de melhor aproveitar as oportunidades que foram geradas pela RenovaBio. A multiplicidade de benefícios gerados, a diversidade de arranjos, seus múltiplos usos e escalas possíveis são alguns dos fatores que dificultam o enquadramento do biogás em uma política setorial tradicional, uma vez que envolve competências de diversos setores e níveis de governo de maneira coordenada. Ainda que no Brasil o biogás esteja incluído na agenda de políticas energéticas, ambientais, agrícolas e de gestão de resíduos, ainda carece de uma abordagem mais integrada e melhor articulada, fato que facilitaria o seu desenvolvimento e aproveitamento em todas as suas dimensões e oportunidades.

Desta maneira, pode-se dizer que o que falta para o biogás seja realmente impulsionado é a criação e o incentivo que, em geral, apenas políticas públicas específicas podem proporcionar. O setor necessita de uma política de abrangência nacional, particular ao biogás e biometano, capaz de gerar demanda, promover estímulos e que dê subsídios para a inserção plena e definitiva dessa fonte energética tão característica e diferenciada.

Acredita-se que a criação de uma “Política Nacional do Biogás” seja o caminho mais eficaz e seguro para sua real difusão.

A autora também considera fundamental, como forma de superar o ônus inerente à novos produtos, modelos ou tecnologias, que os empreendedores estejam dispostos a vivenciar riscos e apostar em inovação. Ainda que o poder público possa ser omisso em determinado arranjo ou setor, não pode ser justificável que um projeto extremamente promissor em tão variadas vertentes como são os projetos de biogás, sejam tão lentamente desenvolvidos como ocorre no país.

Ainda há um longo caminho a ser percorrido de forma a eliminar as barreiras técnicas, econômicas e políticas de comercialização do biogás e viabilizar cada vez mais modelos de negócios com o maior aproveitamento do potencial dessa fonte de energia. É preciso incluir os pequenos produtores, transpor as dificuldades de se inserir em um mercado regulado, bem como nos altos custos envolvidos e de questões logísticas inerentes à própria produção.

As particularidades do biogás, como citadas ao longo deste trabalho, mostram que, além da necessidade, criam a oportunidade para uma mudança nos processos de formulação e implementação de políticas públicas. É preciso inserir, de forma definitiva, o Brasil no cenário do desenvolvimento sustentável.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se os seguintes desdobramentos: i) Estudo de viabilidade econômica para cada rota possível de produção de biogás; ii) Definição e avaliação de parâmetros de sustentabilidade ambiental aplicados à estas rotas, tais como: consumo de água, mudanças do uso da terra, dentre outros impactos que possam ser minimizados e premiados em algum mecanismo de incentivo financeiro; iii) Aprofundar as propostas sugeridas nesta pesquisa e/ou elaboração de novas, destacando os seus benefícios econômicos, ambientais, sociais e avanços regulatórios proporcionados; iv) Análise comparativa detalhada de todas as propostas elaboradas, de forma a se obter o melhor caminho para suprir as reais necessidades do setor de biogás e biometano; v) Estudar a possibilidade de emissão de créditos de carbono por projetos de geração de biogás.

Referências Bibliográficas

ABIOGÁS. **Proposta de Programa Nacional do Biogás e do Biometano, versão 2**. São Paulo, 2018.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR ISO 14040: gestão ambiental: avaliação do ciclo de vida - princípios e estrutura**. Rio de Janeiro: ABNT, 2014a. 10 p.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR ISO 14044: gestão ambiental: avaliação do ciclo de vida: requisitos e orientações**. Rio de Janeiro: ABNT, 2014b.

ALBARRACIN, A. L. T. **Biogás Oriundo de Resíduos Como Vetor Energético no Brasil.** Dissertação De Mestrado apresentada à Universidade Estadual de Campinas, na área de Planejamento de Sistemas Energéticos. Campinas, 2016.

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Resolução Nº 8, de 30 de janeiro de 2015 - DOU 2.2.2015. Estabelece a especificação do Biometano contida no Regulamento Técnico da ANP nº 1/2015. Brasil, 2015.

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. **Nota técnica RenovaCalc^{MD}: Método e ferramenta para a contabilidade da Intensidade de Carbono de Biocombustíveis no Programa RenovaBio.** Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/2018/n10/CP10-2018_Nota-Tecnica-Renova-Calc.pdf>. Acesso em: 21 de março de 2019. Brasil, 2018.

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. **Informe Técnico nº 02/SBQ v. 1 Orientações Gerais: Procedimentos para Certificação da Produção ou Importação Eficiente de Biocombustíveis.** Brasil, 2019.

ARSESP – AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO. ARSESP Nº 744/2017 - Dispõe sobre as condições de distribuição do biometano na rede de gás canalizado no Estado de São Paulo, e dá outras providências. São Paulo, 2017.

ARB. ***Low carbon fuel standard. [S.l.]: California Environmental Protection Agency, Air Resources Board.*** Disponível em: <https://www.arb.ca.gov/fuels/lcfs/lcfs.htm>. Acesso em: 26 de março de 2019.

AUGUSTO, K. V. Z. **Tratamento e reuso de efluente de biodigestores no processo de biodigestão da cama de frango.** Tese de Doutorado apresentada à Faculdade Estadual de Campinas, UNICAMP, na Área de Concentração em Água e Solo. São Paulo, 2011.

BIASI, C. A. F. **Energias renováveis na área rural da região sul do Brasil.** Foz do Iguaçu: Itaipu Binacional, 2018. 202 p.

BLEY JR, C. **Biogás: A energia invisível.** CIBiogás-ER., n. 12232131, p. 48–50, 2015.

BRASIL. MINISTÉRIO DAS CIDADES. **Biometano como combustível veicular**. Coletânea de publicações do PROBIOGÁS, série Desenvolvimento do Mercado de Biogás. 1ª Edição. Brasília, 2016.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/> **Nota Explicativa sobre a Proposta de Criação da Política Nacional de Biocombustíveis.** Acesso em: 05 de fevereiro de 2019. Brasília, 2017.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **RenovaBio, Departamento de Biocombustíveis.** Disponível em: < http://www.projup.com.br/arq/121/arq_121_222534.pdf >. Acesso em: 5 de abril de 2019.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/P%26R+-+RenovaBio.pdf/a29044a3-6315-4845-80d8-832852efbb7f>. Acesso em: 15 de março de 2019. Brasília, 2019.

BRASIL. Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. Probiogás. **Conceitos para o licenciamento ambiental de usinas de biogás / Probiogás.** Disponível em: <http://www.fatma.sc.gov.br/ckfinder/userfiles/galerias/galeria_17/licenciamento-usinas-biogas.pdf>. Acesso em: 22 de abril de 2019. Brasília, DF: Ministério das Cidades, 2016.

BRASIL. MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES. **Plano de Ciência, Tecnologia e Inovação para Energias Renováveis 2018 – 2022.** BRASÍLIA, 2018.

BRITO, F. L. S. **Biodigestão anaeróbica em duplo estágio do bagaço de cana-de-açúcar para obtenção de biogás.** Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Saneamento, Meio Ambiente e Recursos Hídricos da Universidade Federal de Minas Gerais. Minas Gerais, 2011.

BUEKENS, A. ***Energy recovery from residual waste by means of anaerobic digestion Technologies.*** *In: CONFERENCE "THE FUTURE OF RESIDUAL WASTE MANAGEMENT IN EUROPE"*. Luxembourg, 2005.

COELHO, S. T. *et al*. **Tecnologias de produção e uso de biogás e biometano**. Parte I Biogás, Parte II Biometano. São Paulo: IEE-USP, 2018.

COIMBRA-ARAÚJO, C. H.; et al. ***Brazilian case study for biogas energy: Production of electric power, heat and automotive energy in condominiums of agroenergy.*** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 40, p. 826–839, 2014.

DESCLAUX, L. **Desafios para o desenvolvimento do biogás no Brasil: a importância da coordenação na formulação de políticas públicas e na regulação.** Dissertação de Mestrado apresentada ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2019.

DEUBLEIN, D.; STEINHAUSER, A. ***Biogas from waste and renewable resources: An introduction***. Alemanha, 2008.

DIAS, R.; MATOS, F. **Políticas Públicas – Princípios, Propósitos e Processos.** São Paulo: Atlas, 2012.

DURÃO, J. V. **Transição para o uso do biogás no Brasil: Análise baseada na perspectiva multinível.** Tese de doutorado apresentada ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2017.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis Ano 2018.** Disponível em: < http://www.epe.gov.br >. Acesso em: 16 de abril de 2019.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica DEA 15/2014 - Inventário Energético de Resíduos Rurais.** Rio de Janeiro, 2014.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica DEA 18/2014 - Inventário Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos.** Rio de Janeiro, 2014.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica DEA 13/2014 - Demanda de Energia 2050.** Rio de Janeiro, 2014.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **RenovaBio: Biocombustíveis 2030**. Nota Técnica: Sustentabilidade. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-155/topico-165/EPE%20-%20NT2%20%E2%80%93%20SUSTENTABILIDADE.pdf> Acesso em: 5 de abril de 2019.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica DEA 019/2018. Estudo sobre a Economicidade do Aproveitamento dos Resíduos Sólidos Urbanos em Aterro para Produção de Biometano.** Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-309/NT%20Biometano%20de%20Aterro%20vf%200192018.pdf>. Acesso em: 3 de dezembro de 2019.

FAPESP - Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo. Disponível em: <http://revistapesquisa.fapesp.br/2018/04/17/impacto-no-mercado/> Acesso em: 21 de março de 2019. São Paulo, 2018.

FGV – FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. **Biocombustíveis.** Cadernos FGV energia. Rio de Janeiro, 2017.

FGV – FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. Centro de Estudos em Sustentabilidade da EAESP (2017). **Ferramenta de estimativa de gases de efeito estufa para fontes intersetoriais** (Ferramenta GHG *Protocol* v.2017.3). Disponível em: < http://www.ghgprotocolbrasil.com.br/ferramenta-de-calculo>. Acesso em: 4 de abril de 2019.

FGVces. **Elementos para a Construção de um Sistema de Comércio de Emissões**. Centro de Estudos em Sustentabilidade da Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas. São Paulo. 2013.

FGV Energia. Caderno Opinião. **O alto potencial de produção e uso fará do biogás a próxima fronteira da energia renovável no Brasil?** Março de 2019. Disponível em: <https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/27831/A28%20coluna_opiniao_2_-_marco.pdf>. Acesso em: 16 de outubro de 2019.

FGV Energia. Caderno Opinião. **Programas internacionais de incentivo aos biocombustíveis e ao RenovaBio.** Março de 2019. Disponível em: https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/27829/A27%20coluna_opiniao_3_-_marco.pdf>. Acesso em: 25 de agosto de 2019.

FEAM – Fundação Estadual do Meio Ambiente; FEIMG – Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais; GIZ – Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável. **Guia técnico ambiental de biogás na agroindústria.** Minas Gerais, 2015.

GODOY, S. G. M.; SAES, M. S. M. ***Cap-and-trade* e projetos de redução de emissões: comparativo entre mercados de carbono, evolução e desenvolvimento**. Ambiente & Sociedade. São Paulo v. XVIII, n. 1 p. 141-160. Janeiro - março de 2015.

HEMPEL, W. B. A importância do ICMS - Ecológico para a sustentabilidade no Estado do Ceará. 2008. Revista eletrônica do PRODEMA. REDE, Fortaleza, n. 1, p. 97-113, jun. 2008.

INSTITUTO ESCOLHAS. **Taxação sobre carbono, competitividade e correção de distorções do sistema tributário: Impactos na economia brasileira.** Fevereiro de 2016.

INSTITUTO ESCOLHAS. **RenovaBio – Regulação do CBIO (Crédito de Descarbonização).** Outubro de 2018.

JENDE, O.; ROSENFELDT, S.; COLTURATO, L. F. DE D. B.; et al. **Barreiras e Propostas de Soluções para o Mercado de Biogás no Brasil.** p. 76, 2016.

KORTSCH, T., HILDEBRAND, J., SCHWEIZER-RIES, P. ***Acceptance of biomass plants – Results of a longitudinal study in the bioenergy-region Altmark.*** Renewable Energy, 2015.

KUNZ, A.; STEINMETZ, R. L. R.; AMARAL, A. C. do. **Fundamentos da digestão anaeróbia, purificação do biogás, uso e tratamento do digestato.** Embrapa Suínos e Aves, 2019. 209 p.

LUTOSA, M. C. J.; YOUNG, C. E. F. Política Ambiental. In: KUPFER, D; HASENCLEVER, L. **Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticos no Brasil**. 1 ed. Rio de Janeiro: Campus, 2002. Cap. 24, p. 569 – 590.

MAGALHÃES, A. S. **Economia de baixo carbono no Brasil: alternativas de políticas e custos de redução de emissões de gases de efeito estufa.** Tese de Doutorado em Economia da Universidade Federal de Minas Gerais. Minas Gerais, 2013.

MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. **Plano Nacional de Agroenergia - 2006-2011.** 2 ed. ed. Brasília/DF: Embrapa Informação Tecnológica. Brasil, 2006.

MARIANI, L. **Biogás: diagnóstico e propostas de ações para incentivar seu uso no Brasil.** Tese de Doutorado apresentada à Universidade Estadual de Campinas, Programa de Planejamento de Sistemas Energéticos. Campinas, 2018.

MARIANI, L. et al. **Políticas públicas e privadas de incentivo ao uso do biogás na matriz energética brasileira.** *In* IX CBPE - 9º Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Florianópolis, 2014.

MELO, M. C. de R. **Políticas públicas brasileiras de biocombustíveis: estudo comparativo entre os programas de incentivos à produção, com ênfase em etanol e biodiesel**. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Biocombustíveis. Minas Gerais, 2018.

MIKI, R. E. **Biometano produzido a partir de biogás de ETEs e seu uso como combustível veicular.** Revista DAE | núm. 209 | vol. 66 | janeiro a março de 2018. Disponível em: < http://revistadae.com.br/artigos/artigo_edicao_209_n_1707.pdf >. Acesso em: 18 de julho de 2019.

MILANEZ, A. Y.; GUIMARÃES, D. D.; MAIA, G. B. S. SOUZA, J. A. P. **Biogás de resíduos agroindustriais: panorama e perspectivas.** Biogás | BNDES Setorial 47, p. 221-276. Disponível em: < https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/15384/1/BS47__Biogas__FECHADO.pdf >. Acesso em: 23 de março de 2019.

NAKASHIMA, R. N. **Avaliação exergética da geração e uso de biogás no setor sucroenergético.** Dissertação de Mestrado apresentada à escola politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2018.

NASTARI, P. **A diferença entre o imposto sobre carbono e o RenovaBio.** 2017. Disponível em: <https://www.novacana.com/n/etanol/impostos/diferenca-imposto-carbono-renovabio-221117>. Acesso em: 21 de março de 2019.

NICOLLETTI, M. X.; LEFÈVRE, G. B. **Precificação de carbono no Brasil: perspectivas e aprendizados a partir de uma simulação de mercado *cap-and-trade*.** São Paulo, 2016.

NUSDEO, A. M. de O. **O uso de instrumentos econômicos nas normas de proteção ambiental.** Revista da Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo. São Paulo, v.101, p.357-378, 2006.

OIES – *THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES*. ***Biogas: A significant contribution to decarbonising gas markets?*** *Energy Insight,* n. 15, 2017. Disponível em: < https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/06/Biogas-A-significant-contribution-to-decarbonising-gas-markets.pdf >. Acesso em: 05 de agosto de 2019.

PERECIN, D. **Comparação entre as estratégias de aproveitamento energético do biogás: geração de energia elétrica *versus* produção de biometano**. Dissertação de Mestrado apresentada ao Instituto de energia e ambiente do Programa de pós-graduação em energia, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2017.

PEREIRA. G.; ROITMAN, T.; GRASSI, C. **O Planeta, o Brasil e o RenovaBio**. Caderno Opinião. FGV Energia. Agosto de 2018.

POVEDA, M. M. R. **Análise econômica e ambiental do processamento da vinhaça com aproveitamento energético**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014.

PROBIOGÁS. **Barreiras e propostas de soluções para o mercado de biogás no Brasil.** Coletânea de publicações do PROBIOGÁS: Série Desenvolvimento do Mercado de Biogás. Brasília, 2016.

QUADROS, R.; TAVARES, A. N.; SANTOS, G. V. DOS; BAJAY, S. **Projeto de P&D: "Desenvolvimento de Arranjos Técnicos e Institucionais para o Aproveitamento de Biogás, Através da Geração de Energia Elétrica, Oriundo de Resíduos Sólidos Urbanos".** Relatório 2: Políticas Industriais, Tecnológicas e Energéticas de Fomento. São Paulo, 2016.

ROITMAN, T. **Perspectivas e propostas de inserção de bioquerosene de aviação no transporte aéreo de passageiros no Brasil.** Dissertação de Mestrado apresentada ao

Programa de Pós-graduação em Planejamento ao Energético da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2018.

SANZ-BOBI, M. A. ***Use, operation and maintenance of renewable energy systems: experiences and future approaches***. Springer, 2014.

SCHEITRUM, D. et al. ***California low carbon fuel policies and natural gas fueling infrastructure: synergies and challenges to expanding the use of RNG in transportation.*** Energy Policy, v. 110, 2017.

SEADI, T. A. et al. ***Biogas: handbook***. Esbjerg: University of Southern Denmark, 2008. Disponível em: < http://www.lemvigbiogas.com/BiogasHandbook.pdf >. Acesso em 14 de agosto de 2019.

SENAI/PR. **Oportunidades da Cadeia Produtiva de Biogás para o Estado do Paraná**. Curitiba, 2016.

SERÔA DA MOTTA, R. Economia ambiental. Rio de Janeiro: FGV, 2006.

SERÔA DA MOTTA, R; RUITENBEEK, J.; HUBER, R. Uso de instrumentos econômicos na gestão ambiental da América Latina e Caribe: lições e recomendações. Rio de Janeiro: Instituto de Pesquisas Econômicas Aplicadas, 1996.

SINGH, K.; LEE, K.; WORLEY, J.; RISSE, L.M.; DAS, K.C. ***Anaerobic digestion of poultry liter: a review***. *Engineering in Agriculture*. v.26, n.4, p.677-688, 2010.

SALOMON, K. R. **Avaliação Técnico-Econômica e Ambiental da Utilização do Biogás Proveniente da Biodigestão da Vinhaça em Tecnologias para Geração de Eletricidade.** Tese de Doutorado. Minas Gerais, 2007.

SALOMON, K. R.; LORA, E. E. S. **Estimativa do potencial de geração de energia elétrica para diferentes fontes de biogás no Brasil.** Biomassa e Energia, v. 2, n. 1, p. 57–67, 2005.

STILPEN, M.R.; STILPEN, D.; MARIANI, L. **Análise do Programa RenovaBio no âmbito do setor de biogás e biometano do Brasil**. In XI CBPE - 11º Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Cuiabá, 2018.

TORRES CASTILLO, R.; LA BRESLUENGO, P.; MATA ALVAREZ, J. ***Temperature effect on anaerobic digestion of bedding straw in a one-phase system at different***

inoculum concentration. *Agriculture Ecosystems and Environment*, v.54, n. 1, p. 55-66, 1995.

TREVISAN, A. S. **Efeitos da Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão.** Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento Acadêmico de Engenharia Elétrica - Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2011

WEILAND, P. ***Biogas production: current state and perspectives*.** Appl Microbiol Biotechnol (2010) 85: 849. https://doi.org/10.1007/s00253-009-2246-7.

WHITING, A.; AZAPAGIC, A. ***Life cycle environmental impacts of generating electricity and heat from biogas produced by anaerobic digestion***. *in Energy* 70 · *June* 2014.

Anexo 1 – Questionário: Diagnóstico do setor de biogás no Brasil, um estudo sobre o RenovaBio.

1 - O RenovaBio, da forma que está sendo tratado, será realmente capaz de estimular o setor de biogás/biometano no Brasil?

2 - O que poderia ser alterado ou adaptado na formulação da política de forma a melhor beneficiá-lo?

3 - A certificação de pequenos produtores parece ser um processo factível?

4 - Parece viável que, na evolução da política, usinas de biogás gerem CBIOs por si só e não indiretamente via NEEA de usinas de etanol?

5 - Quais medidas, paralelas ao RenovaBio, podem servir como um incentivo ao setor de biogás/biometano?

6 – O que, na sua opinião, falta ao setor de biogás para aumentar sua visibilidade e ser inserido, de forma definitiva, na matriz energética brasileira?

7 – De forma resumida, qual a sua opinião sobre o atual momento do setor?

8 – E sobre suas expectativas futuras? Há uma expectativa favorável de parte do setor de biogás pela implementação do RenovaBio, o senhor(a) concorda? E quando analisamos outras medidas, demais políticas, planos ou incentivos?