



Guia de regulação estadual para a distribuição canalizada de biometano

Este documento é um produto do Programa de Energia para o Brasil (BEP) do governo britânico, executado por um consórcio de organizações liderado pela *Adam Smith International* (ASI) e com a participação do Instituto 17 (i17), *Carbon Limiting Technologies* (CLT), hubz e Fundação Getúlio Vargas (FGV).

Para mais informações, acesse:

<https://www.ukbrep.org/pt/home> e <http://i17.org/>



Adam Smith
International



EQUIPE TÉCNICA PROGRAMA DE ENERGIA PARA O BRASIL:

Diretores de Programa: Zane Kanderian (ASI) / Gilberto de Martino Jannuzzi (ASI)

Gerentes de Programa: Louise Hill (FCDO-UK) / Fernanda Guedes (ASI)

Conselheira Estratégica: Elbia Gannoum (ASI)

Coordenação Técnica: Alessandro Sanches Pereira (i17)

Líder em Aproveitamento Energético de Resíduos: Leidiane Ferronato Mariani (i17)

Líder da equipe técnica: Vanice Helen Nakano (i17)

Equipe técnica do i17: Jessica Yuki de Lima Mito, Luiz Gustavo Silva de Oliveira, Maria Eduarda Cação Rosa, Jorge Vinicius Neto, Flávia Porto.

Equipes de consultoria: Rolim, Viotti, Goulart, Cardoso

Advogados; RegE Consultoria; e Da Fonte Advogados

Revisoras do ASI: Luiza Bazan (Gerente de Monitoramento e Avaliação), Suzanne Maia (Conselheira em Inclusão Social e Igualdade de Gênero), Eveline Vasquez (Revisora Técnica) e Marta Telles (Gerente de Comunicação e Inclusão)

Revisora editorial: Claudete Debértolis Ribeiro

Projeto gráfico e editoração: TXT Conteúdo e **dad**esign



**Associação Brasileira de Agências
de Regulação (ABAR)**
<https://abar.org.br/>



**Agência Reguladora de Serviços
Públicos do Estado de São Paulo**
<http://www.arsesp.sp.gov.br/>



**Agência Reguladora de Energia e Saneamento
Básico do Estado do Rio de Janeiro**
<http://www.agenersa.rj.gov.br/>



**Agência Reguladora de Serviços
Públicos do Estado de Sergipe**
<http://www.arsesp.sp.gov.br/>



**Agência de Regulação de Serviços
Públicos do Espírito Santo**
<https://arsp.es.gov.br/>

**DESENVOLVIMENTO
ECONÔMICO**



**MINAS
GERAIS**

**GOVERNO
DIFERENTE.
ESTADO
EFICIENTE.**

**Secretaria de Desenvolvimento
Econômico do Estado de Minas Gerais**
<http://www.desenvolvimento.mg.gov.br/>

EQUIPE TÉCNICA DA ABAR E ASSOCIADOS:

Equipe da Associação Brasileira de Agências de Regulação (ABAR)

Equipe da Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo

(ARSESP/SP): Eliésio Silva, Maria Eugênia Bonomi Trindade, Paula Fernandes

da Rocha Campos Amaral, Regina Rocha, Tiago de Ávila Acquaviva

Equipe da Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

(AGENERSA/RJ): Alexandre Carvalho, Davi Hage Nicolau Lopes de Oliveira, Fábio Côrtes do Nascimento, Jorge Luiz Gomes Calfo, Letícia Benevides Liberatori, Vladimir Paschoal Macedo

Equipe da Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Sergipe (AGRESE/SE):

Douglas Costa Santos, Jaci Lima Vilanova Neta, Regina Luana Santos de França do Rosário

Equipe da Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo (ARSP/

ES): Alberto Cesar de Lima, Débora Cristina Niero, Heverson Moraes Alvarenga

Equipe da Secretaria de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais (SEDE/MG): Marcelo

Ladeira Moreira da Costa, Mariana Gabriela de Oliveira, Pedro Oliveira de Sena Batista

Informações Legais

- Essa publicação está sob a licença [Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional \(CC BY 4.0\)](#).
- Todas as indicações, dados e resultados deste estudo foram compilados e cuidadosamente revisados pelos autores. Nem Instituto 17 ou os autores podem ser responsabilizados por qualquer reivindicação, perda ou prejuízo direto ou indireto resultante do uso ou confiança depositada sobre as informações contidas neste estudo, ou direta ou indiretamente resultante de eventuais erros, imprecisões ou omissões de informações nele presentes.
- A duplicação ou reprodução de todo ou partes do estudo (incluindo a transferência de dados para sistemas de armazenamento de mídia) e distribuição para fins não comerciais é permitida, desde que o Instituto 17 seja citado como fonte da informação. Para outros usos comerciais, incluindo duplicação, reprodução ou distribuição de todo ou partes deste estudo, é necessário o consentimento escrito do Instituto 17.

Ficha catalográfica:

Instituto 17

Guia de regulação estadual para a distribuição canalizada de biometano. Programa de Energia para o Brasil – BEP (Brasil). Relatório técnico 03-2022. São Paulo/SP: Instituto 17, 2022.

Guidelines for State Regulators on Biomethane Regulation. Brazil Energy Programme – BEP (Brazil). Technical report 03-2022. São Paulo: Instituto 17, 2022.

101 p. il. color.

1. Energia. 2. Regulação. 3. Biogás. 4. Transição energética.
5. Biometano. 6. Desenvolvimento sustentável.



APRESENTAÇÃO

Como parte do apoio do Programa de Energia para o Brasil (BEP), do governo britânico, ao processo de transição energética do Brasil para uma economia inclusiva de baixo carbono, a frente de Aproveitamento Energético de Resíduos (*Waste to Energy*), liderada pelo Instituto 17, tem avançado na contribuição ao desenvolvimento do setor. O BEP é implementado pelo consórcio liderado pela *Adam Smith International*, em parceria com o Instituto 17, *Carbon Limiting Technologies*, hubz e Fundação Getúlio Vargas.

Ao longo do primeiro ano de implementação do BEP (julho/2020 a julho/2021), foi dado um enfoque especial ao estudo e proposições para o setor de biogás do país. Dentre os resultados obtidos estão:

1. Estimativa do potencial de biogás do Brasil, a curto prazo, para pecuária, indústria e saneamento.
2. Geração de indicadores ambientais e sociais do setor baseados em casos reais, com base na metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida Ambiental.
3. Geração de indicadores econômicos de casos de biogás baseados em dados reais, com base na metodologia de análise de viabilidade econômica.
4. Criação e aplicação de metodologia multicritério para análise e definição de modelos de negócio para o desenvolvimento sustentável.
5. Análise de barreiras ao desenvolvimento do setor de biogás, validação por meio de pesquisa de opinião com atores do setor e proposição de possíveis meios para superação das barreiras levantadas.
6. Desenvolvimento de *White Paper* e Análise de Impacto Regulatório para a regulação de biometano no nível estadual.

Esta publicação apresenta o Guia de regulação estadual para a distribuição canalizada de biometano, resultado do trabalho do primeiro ano de implementação do BEP, e das atividades realizadas ao longo do segundo ano de implementação (julho/2021 a março/2022), sendo estas: (i) reuniões com as Agências Reguladoras estaduais, (ii) Capacitação em regulação estadual de biometano; e (iii) Oficina de *Design Thinking* em regulação estadual de biometano, abrangendo conceitos e considerações de inclusão social. Adicionalmente, foi realizada uma análise econômico-financeira de modelos de negócio para injeção e comercialização de biometano junto às distribuidoras de gás.

Esse trabalho do segundo ano foi realizado pelo BEP em parceria com a Associação Brasileira de Agências Regulatórias (ABAR), contando com a participação de 21 agências estaduais de regulação na Capacitação, e parceria com as agências reguladoras de seis Estados, por meio da participação na Oficina e em reuniões, sendo estas: Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA/RJ), Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul (AGERGS/RS), Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Sergipe (AGRESE/SE), Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (ARSESP/SP), Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo (ARSP/ES) e Secretaria de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais (SEDE/MG).

Assim, este Guia tem como objetivo propor melhorias no ambiente regulatório brasileiro, com foco na expansão do biogás e do biometano em todo o território nacional. Sua finalidade é apresentar propostas de regulação para a distribuição canalizada do biometano, ponderando a importância dos normativos para o desenvolvimento desse biocombustível em território nacional, assim como, o respeito à autonomia e às peculiaridades do mercado de gás em cada Estado. Tem o objetivo, também, de possibilitar a harmonização da regulação de biometano entre todos os estados da federação, de modo a promover o desenvolvimento regional e dar condições para o setor de biogás se desenvolver para apoiar a transição energética do Brasil com inclusão social e equidade de gênero (*Gender Equity and Social Inclusion* - GESI).



AGRADECIMENTOS

As instituições partes do consórcio de implementação do Programa de Energia para o Brasil (BEP): *Adam Smith International*, *Carbon Limiting Technologies*, *hubz* e Fundação Getúlio Vargas e, em especial, o Instituto 17, responsável pela execução do componente de Aproveitamento Energético de Resíduos do BEP, agradecem ao governo do Reino Unido pelo financiamento e confiança na execução do Programa.

Também estendem o agradecimento às instituições que apoiaram a elaboração desse estudo: Associação Brasileira de Agências de Regulação (ABAR); Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA); Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul (AGERGS); Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Sergipe (AGRESE); Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (ARSESP); Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo (ARSP/ES); Secretaria de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais (SEDE/MG); Empresa de Pesquisa Energética (EPE); Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP); Da Fonte Advogados; Grupo Igás; NovoGás; RegE Consultoria e Rolim, Viotti, Goulart, Cardoso Advogados; Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG); Associação Brasileira de Biogás (ABiogás) e Centro Internacional de Energias Renováveis – Biogás (CIBiogás).

Deve-se destacar, aqui, todos os membros da equipe de Aproveitamento Energético de Resíduos, que, durante a execução do projeto, dedicaram seu tempo e conhecimento em direção à elaboração de uma análise de excelência técnica e relevância social. Muito obrigado a todos e a todas.

SUMÁRIO

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	11
1 CONTEXTUALIZAÇÃO	12
1.1 Problemática Regulatória	13
1.2 O Guia de regulação estadual para a distribuição canalizada de biometano	14
2 MÓDULO A: PRINCÍPIOS BÁSICOS PARA A REGULAÇÃO DO BIOMETANO	18
2.1 Princípio da Isonomia Material do Biometano em relação ao Gás Natural Canalizado	19
2.2 Princípio da Isonomia na Prestação de Serviços de Distribuição de Gás Canalizado para Fins de Abastecimento de Biometano	21
2.3 Princípio do Livre Acesso à Rede de Distribuição de Gás Canalizado	21
3 MÓDULO B: CONTROLE DE QUALIDADE E ESPECIFICAÇÃO DO BIOMETANO INJETADO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	24
3.1 Contextualização do Módulo B	24
3.2 Análise de Impacto Regulatório do Módulo B	27
4 MÓDULO C: REGRAS PARA A COMERCIALIZAÇÃO DE BIOMETANO NOS MERCADOS REGULADO E LIVRE	29
4.1 Contextualização do Módulo C	29
4.2 Análise de Impacto Regulatório do Módulo C	32
5 MÓDULO D: PRIORIDADE DE ACESSO A AUTOPRODUTORES, AUTOIMPORTADORES E A USUÁRIOS LIVRES DE BIOMETANO	35

6 MÓDULO E: REGULAÇÃO DA POSSIBILIDADE DE CONSTRUÇÃO DE INFRAESTRUTURA DIFUSA PARA A DISTRIBUIÇÃO CANALIZADA DO BIOMETANO	37
6.1 Contextualização do Módulo E	37
6.2 Análise de Impacto Regulatório do Módulo E	45
7 MÓDULO F: CRIAÇÃO DE SELO VERDE PARA IDENTIFICAÇÃO DE USUÁRIOS DE BIOMETANO	49
7.1 Contextualização do Módulo F	49
7.2 Análise de Impacto Regulatório do Módulo F	52
8 MÓDULO G: <i>SWAP</i> DE GÁS NATURAL E BIOMETANO	54
8.1 Contextualização do Módulo G	54
8.2 Análise de Impacto Regulatório do Módulo G	61
9 PROPOSTAS E RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS PARA A REGULAÇÃO ESTADUAL DE BIOMETANO	62
9.1 Estabelecimento de medidas de incentivo ao biometano nos leilões e chamadas públicas de gás	62
9.2 Garantia de conexão de produtores de biometano, mediante a criação de conta gráfica	64
9.3 Direcionamento de Programas de P&D para o fomento da pesquisa e capacitação dos potenciais produtores	65
9.4 Outras Recomendações às Agências Reguladoras	65

10 CONCLUSÕES	67
11 REFERÊNCIAS	74
APÊNDICE I	81
METODOLOGIA	81
APÊNDICE II	84
FIVE CASE MODEL	84
APÊNDICE III	88
PRINCIPAIS NORMATIVOS UTILIZADOS COMO REFERÊNCIA PARA ELABORAÇÃO DAS PROPOSTAS DE REGULAÇÃO ESTADUAL DO BIOMETANO	88
APÊNDICE IV	90
ANÁLISE DE VIABILIDADE PARA PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DO BIOMETANO	90
I. Análise econômica	92
II. Resultados	97

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABAR	Associação Brasileira de Agências de Regulação
ABIOGÁS	Associação Brasileira do Biogás
AGENERSA	Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro
AGERGS	Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul
AGRESE	Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Sergipe
AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ARCE	Agência Reguladora do Estado do Ceará
ARESC	Agência de Regulação de Serviços Públicos de Santa Catarina
ARPE	Agência de Regulação de Pernambuco
ARSESP	Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo
ARSP/ES	Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo
ARR	Avaliações do Resultado Regulatório
BEP	<i>Brazil Energy Programme</i>
CBIO	Certificado da Produção Eficiente
CEGAS	Companhia de Gás do Ceará
CF	Constituição Federal
ECP	Estação Controladora de Pressão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ETC	Estação de Transferência de Custódia
GESI	<i>Gender Equality and Social Inclusion</i>
GEE	Gases de Efeito Estufa
GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
PB	Preço do Biometano
PCS	Poder Calorífico Superior
PFP	Participação Financeira do Particular
UNICA	União da Indústria da Cana-de-Açúcar
SEDE/MG	Secretaria de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais
W2E	<i>Waste To Energy</i>

1

CONTEXTUALIZAÇÃO

Ao se considerar os recursos naturais disponíveis em seu território, pode-se afirmar que o Brasil possui um enorme potencial para se tornar um líder global em energias renováveis com impacto social positivo. Nesse contexto, o Programa de Energia para o Brasil (*Brazil Energy Programme* - BEP), do governo britânico, se propõe, mediante a troca de experiências internacionais e financiamento do Reino Unido, a alavancar o país como uma potência energética mundial, por meio da aceleração da transição do Brasil para uma matriz energética sustentável e limpa.

Vale destacar que a produção do biogás e do biometano, além de representar uma forma adequada de destinação final dos resíduos, favorece também a redução da emissão de Gases de Efeito Estufa – GEE, contribuindo para a mitigação dos efeitos do aquecimento global.

De acordo com a *World Biogas Association* (EBA, 2020), a produção de biogás e biometano possui o potencial de reduzir as emissões de GEE entre 10 e 13%, especialmente por meio (i) da substituição de combustíveis fósseis no transporte e na produção de calor, de frio e de eletricidade; (ii) do aproveitamento de resíduos agropecuários e urbanos que, de outro modo, liberariam metano na atmosfera; (iii) da utilização de digestato como biofertilizantes em substituição a produtos químicos e minerais com elevada pegada de carbono; e (iv) do aproveitamento comercial e industrial do CO₂ concentrado, obtido pela purificação do biogás para biometano, que pode ser utilizado, inclusive, para a produção de metano sintético por meio de sua combinação com hidrogênio.

Assim, considerando os benefícios ambientais vinculados ao biogás e ao biometano, uma das iniciativas do BEP foi a realização de estudos¹ para promover políticas e propostas que estimulem a participação desses biocombustíveis na matriz energética brasileira. Além do mais, buscou-se impulsionar uma maior coordenação e harmonização entre as regulações estaduais e federal, a fim de assegurar que as políticas advindas do novo mercado concorrencial de gás natural sejam implementadas nacionalmente.

Este Guia visa a propor, ao ambiente regulatório, melhorias que sejam capazes de favorecer a expansão do biogás e do biometano em território brasileiro, além de apresentar propostas de regulação para a distribuição canalizada do biometano, ponderando a importância dos normativos para o desenvolvimento desse biocombustível em território nacional, com observância à autonomia e às peculiaridades do mercado de gás em cada Estado.

¹ No âmbito do BEP, realizou-se uma publicação que apresenta uma análise mais ampla das barreiras e recomendações para o desenvolvimento do setor de biogás no Brasil. Para conferir os resultados completos, acesse as publicações da série [Biogás no Brasil](#).

1.1 Problemática Regulatória

O biometano pode ser distribuído e entregue aos consumidores de diversas formas: em sua forma comprimida ou liquefeita, mediante caminhões-feixe ou por meio de redes de distribuição de gás canalizado.

Quanto a essa última alternativa, cabe destacar que, de acordo com o Art. 25, parágrafos 1º e 2º, da Constituição, **competete aos Estados não somente explorar, mas também regular as atividades de distribuição de gás canalizado**. Diante dessa previsão constitucional e considerando que o Decreto Federal nº 10.712/2021², em seu Art. 4º, prevê tratamento regulatório do biometano equivalente ao do gás natural – desde que atendidas as especificações estabelecidas pela Agência Nacional de Petróleo (ANP), depreende-se que também é de competência estadual disciplinar a possibilidade de distribuição de biometano por meio das infraestruturas locais de gás canalizado.

Constituição Federal:

Art. 25. Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição.

§ 1º São reservadas aos Estados as competências que não lhes sejam vedadas por esta Constituição.

§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação. (Redação dada pela Emenda Constitucional nº 5, de 1995) (grifou-se).

Decreto Federal nº 10.712/2021:

Art. 4º Conforme o disposto no § 2º do art. 3º da Lei nº 14.134, de 2021, para todos os fins, o biometano e outros gases intercambiáveis com o gás natural terão tratamento regulatório equivalente ao gás natural, desde que atendidas as especificações estabelecidas pela ANP.

Em que pese a referida competência atribuída pela Constituição, **um número significativo de Estados brasileiros ainda não possui ato normativo específico que discipline a injeção desse biocombustível nas redes locais de gás canalizado**. Observa-se, assim, uma lacuna normativa, com ausência de regras claras para a celebração de contratos, de prazos e parâmetros objetivos, além de previsões acerca da alocação de riscos e responsabilidades, **o que dificulta, ou até mesmo impede, a contratação com as distribuidoras locais. Isso, por sua vez, impacta negativamente a cadeia produtiva do biometano e limita, significativamente, seu mercado potencial, pois impossibilita sua venda às distribuidoras locais de gás canalizado e/ou a consumidores conectados à rede**.

² O Decreto nº 10.712/2021 regulamenta a Lei nº 14.134/2021, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o Art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

Esse *gap* pode prejudicar o desenvolvimento da infraestrutura e da cadeia de distribuição do aproveitamento energético no país, uma vez que a regulação existente, por ser voltada quase que, exclusivamente, para o gás natural, favorece o desenvolvimento da infraestrutura conforme a distribuição geográfica desse combustível fóssil, em detrimento da cadeia do biometano.

Embora existam outras barreiras³ – e, portanto, outras iniciativas e medidas possíveis para impulsionar o desenvolvimento e a utilização do biometano em território nacional –, as propostas indicadas neste Guia têm por objetivo endereçar somente uma – qual seja, a lacuna normativa acima indicada, de ausência ou incipiência da regulação do biometano nas atividades de distribuição nos Estados.

1.2 O Guia de regulação estadual para a distribuição canalizada de biometano

A síntese das atividades desenvolvidas pelo BEP para a elaboração deste Guia está descrita nos **APÊNDICES I e II**. Em relação às propostas de regulação, é importante destacar que o presente Guia tomou como referência as melhores práticas de regulamentação já existentes em alguns Estados, conforme indicado no **APÊNDICE III**. Nota-se, também, que a análise teve como enfoque as normas regulatórias – e não leis que definem incentivos ou subsídios à injeção de biometano.

Vale enfatizar, ainda, que o Guia não apresenta uma proposta de regulação pronta e única, de conteúdo fixo, do tipo “*one size fits all*” para todos os Estados. Para garantir a adequação e a aplicação efetiva dos regulamentos, e em atendimento aos preceitos de autonomia estrutural e funcional, é fundamental que as agências reguladoras ou secretarias de Estado realizem suas análises e conformações alinhadas ao mercado regional e às suas respectivas realidades.

³No âmbito do BEP, realizou-se uma publicação que apresenta uma análise mais ampla das barreiras e recomendações para o desenvolvimento do setor de biogás no Brasil. Para conferir os resultados completos, acesse as publicações da série [Biogás no Brasil](#).

Box 1 - Precificação do Biometano

Os custos e o potencial de produção, bem como o respectivo mercado de biometano podem variar significativamente a depender de cada realidade estadual – seja em função do potencial e do substrato a partir do qual o biocombustível é produzido naquela região (como, por exemplo, da cana-de-açúcar, carcaças de animais, aterros sanitários etc.), seja em função da dimensão do mercado interessado em adquirir biometano em cada Estado ou, até mesmo, em função das inúmeras soluções e tecnologias aplicáveis ao setor produtivo e comercial.

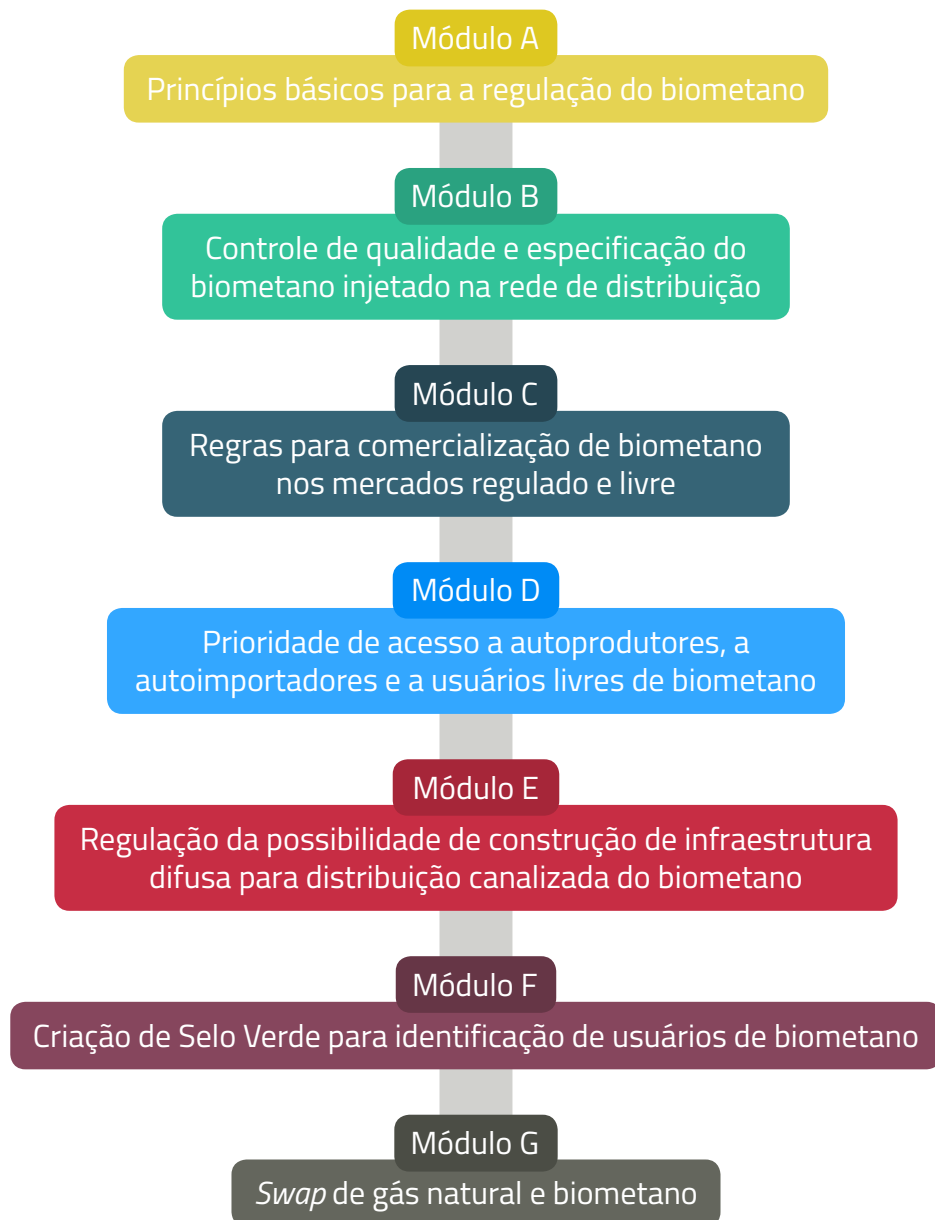
Por essa razão, anteriormente à edição de qualquer ato normativo, é fundamental que os órgãos reguladores estaduais realizem uma análise aprofundada do potencial de produção, do grau de desenvolvimento do mercado de gás e da maturidade da produção do biometano, além das possíveis soluções comerciais e tecnologias utilizadas, de modo a assegurar que as propostas analisadas sejam coerentes com a realidade local e regional. Recomenda-se, ainda, que a análise considere todos os benefícios sociais, ambientais e econômicos para a população em geral.

*A partir desse mapeamento e dos resultados da análise, a etapa subsequente é analisar a viabilidade econômica e financeira de investimentos em infraestrutura canalizada frente a outros modelos de negócio e soluções de mercado. A título exemplificativo e ilustrativo, o **APÊNDICE IV** apresenta algumas ferramentas numéricas, parâmetros e modelos de negócio que podem ser avaliados pelos reguladores em um exercício de análise de viabilidade econômica.*

Assim, justamente para conferir maior flexibilidade aos órgãos reguladores, este Guia é concebido como uma “caixa de ferramentas” (“*toolkit*”, em inglês) a ser utilizada pelos Estados: as propostas encontram-se organizadas em módulos (conforme **Figura 1**), de modo que cada Estado deve avaliar a pertinência de cada uma delas, descartando as que não se adequem às realidades e aos objetivos pretendidos.

Figura 1

Organização de módulos do Guia de regulação estadual para a distribuição canalizada de biometano.



Adicionalmente, é importante frisar que cada módulo representa critérios e pontos a serem regulados, considerados, aqui, relevantes para harmonizar as regulamentações estaduais sobre a distribuição de biometano por meio das infraestruturas de gás canalizado. Tais critérios, por sua vez, podem ser adaptados de acordo com as necessidades de cada Estado.

Na seção final de cada módulo, são apresentadas sugestões de alternativas regulatórias a serem observadas pelos reguladores, bem como os resultados de Análise de Impacto Regulatório⁴ (AIR), análise qualitativa realizada no âmbito do BEP, visando a oferecer suporte à análise do regulador quando da regulação dos temas.

Assim, com o intuito de subsidiar a apresentação de propostas para a regulação do biometano, o presente Guia aborda, a seguir, os principais pontos que devem ser considerados quando da edição da regulação para a injeção desse biocombustível nas redes de distribuição de gás canalizado.

⁴ A AIR é uma ferramenta que busca assegurar que a tomada de decisões esteja fundamentada pela análise sistemática e transparente da melhor evidência disponível, a partir da definição do problema que se deseja resolver e dos objetivos que se pretende alcançar (BRASIL, 2018).

2

MÓDULO A: PRINCÍPIOS BÁSICOS PARA A REGULAÇÃO DO BIOMETANO

A regulação da injeção de biometano na rede de gás canalizado, como todo ato normativo, deve seguir princípios básicos, isto é, preceitos ou diretivas fundamentais que informam, orientam e inspiram a edição da regra e sua aplicação.

Propõe-se, portanto, a adoção dos seguintes princípios básicos para a regulação da injeção de biometano na rede de gás canalizado:

- (i) a isonomia material do biometano em relação ao gás natural canalizado;
- (ii) livre acesso à rede de distribuição de gás canalizado; e
- (iii) isonomia na prestação de serviços de distribuição de gás canalizado para fins de abastecimento de biometano.

Tais princípios, detalhados adiante, calcam-se, também, nos pilares da transição estabelecidos para o novo mercado concorrencial de gás natural, instituídos pela Resolução nº 16, de 24 de junho de 2019, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), quais sejam: (i) a ampliação da concorrência em todo o mercado, evitando-se inclusive a formação de monopólios regionais; (ii) a ampliação do acesso e do aumento da eficiência na operação e na utilização das infraestruturas de transporte de gás natural; (iii) a liberação progressiva de gás natural por parte de agente da indústria que detiver participação relevante que possa resultar na dominação de mercado, bem como, o incentivo aos demais produtores a comercializarem o gás no mercado; e (iv) a adoção voluntária, pelos Estados e pelo Distrito Federal, de boas práticas regulatórias relacionadas à prestação dos serviços locais de gás canalizado, que contribuam para a efetiva liberalização do mercado, para o aumento da transparência e da eficiência e para a precificação adequada no fornecimento de gás natural por segmento de usuários.

Por oportuno, em virtude da natureza principiológica do presente módulo – isto é, por serem diretrizes gerais e não proposições concretas –, não se faz necessária a realização de Análise de Impacto Regulatório – AIR para os princípios nele expostos.

2.1 Princípio da Isonomia Material do Biometano em relação ao Gás Natural Canalizado

Em função de suas propriedades físico-químicas, o biometano é considerado equivalente ao gás natural. Nesse sentido, de acordo com o Art. 4º do Decreto Federal nº 10.712/2021, por ser considerado intercambiável ao gás natural, a princípio, o biometano tem tratamento regulatório equivalente ao do gás natural⁵, desde que atendidas as especificações técnicas estabelecidas pela ANP⁶, de modo a garantir desempenho equivalente entre ambos combustíveis.

Em que pese a previsão do Decreto Federal nº 10.712/2021, é preciso destacar que a produção de biometano possui peculiaridades que diferem, significativamente, da produção de gás natural, notadamente no que se refere: ao processo produtivo e sua localização, à forma de tratamento e de aproveitamento energético dos resíduos e aos custos e condições econômico-financeiras para financiamento e maturidade de mercado.

⁵ **Decreto Federal nº 10.712/2021:** “Art. 4º Conforme o disposto no § 2º do Art. 3º da Lei nº 14.134, de 2021, para todos os fins, o biometano e outros gases intercambiáveis com o gás natural terão tratamento regulatório equivalente ao gás natural, desde que atendidas as especificações estabelecidas pela ANP”.

⁶ Nesse sentido, as especificações do biometano são regulamentadas pelas Resolução ANP nº 8/2015 e Resolução ANP nº 685/2017.

Box 2 – Aproveitamento Energético de Resíduos

A biodigestão para produção de biometano pode ser realizada a partir de diferentes substratos, isto é, a partir de material orgânico oriundo dos mais diversos setores, tais como da agropecuária (dejetos de animais e resíduos de produtos agrícolas), da indústria (abatedouros, fecularias, usinas sucroenergéticas e outras), do saneamento (resíduos sólidos urbanos e esgoto), dentre outros. Justamente em razão disso, a produção do referido biocombustível depende da localização do material orgânico a partir do qual é produzido e, por isso, frequentemente sua produção ocorre em localidades distantes das infraestruturas de gás natural existentes no território nacional (CIBIOGÁS, 2020; EPE, 2019).

Além dessa peculiaridade relacionada à localização da produção do biometano – que dificulta sua injeção nas infraestruturas de distribuição de gás natural –, é preciso considerar que o ciclo de vida do biometano também apresenta externalidades positivas quando comparado ao do gás natural, as quais nem sempre são refletidas em seu preço final e, conseqüentemente, no atual mercado de gás.

Nesse sentido, a produção de biometano deve ser considerada não só como uma forma de produção de biocombustível, mas também como uma forma de tratamento e de aproveitamento energético de resíduos orgânicos. Em outras palavras: além de contribuir para a redução dos impactos da destinação inadequada dos resíduos e da sobrecarga dos aterros (GIZ, 2017), a produção e o uso do biometano podem constituir uma importante solução de descarbonização dos setores agropecuário, energético, industrial, saneamento e de transportes – os mais associados à emissão de GEE no Brasil (ABiogás, 2018).

Em razão dessas diferenças, entende-se que a aplicação do Art. 4º do Decreto Federal nº 10.712/2021 deve ser orientada conforme o *princípio da isonomia material* – e não sob a ótica da isonomia formal, segundo a qual a lei deve tratar todos abstratamente iguais, independente das circunstâncias concretas.

Sobre o conceito de *isonomia material* – em distinção ao conceito de isonomia formal –, vale citar o jurista Nelson Nery Júnior:

A CF 5º caput e I estabelece que todos são iguais perante a lei. (...) Dar tratamento isonômico às partes significa tratar igualmente os iguais e desigualmente os desiguais, na exata medida de suas desigualdades.

Por isso que são constitucionais dispositivos legais discriminadores, quando desigualam corretamente os desiguais, dando-lhes tratamentos distintos; e são inconstitucionais os dispositivos legais discriminadores, quando desigualam incorretamente os iguais, dando-lhes tratamentos distintos (NERY JUNIOR, 2010).

Assim, para fazer jus às peculiaridades e às externalidades positivas do biometano, recomenda-se a adoção do princípio da igualdade material ao biometano, que considera as circunstâncias específicas desse biocombustível em relação ao gás natural, para a definição do tratamento normativo mais adequado e aderente à sua realidade.

2.2 Princípio da Isonomia na Prestação de Serviços de Distribuição de Gás Canalizado para Fins de Abastecimento de Biometano

O princípio sob análise é derivado do princípio da isonomia material entre o biometano e o gás natural. Trata-se do princípio da isonomia aplicado, especificamente, na prestação de serviços de distribuição de gás canalizado, para assegurar que os usuários dos serviços de distribuição de gás canalizado, abastecidos por biometano, sejam atendidos nas mesmas condições, com igual qualidade e continuidade, que os usuários abastecidos por gás natural.

O tratamento desse subprincípio em tópico separado tem por objetivo destacar sua relevância: a consonância com esse princípio é essencial para coibir comportamentos discriminatórios que afetem a competitividade do biometano em relação ao gás natural.

2.3 Princípio do Livre Acesso à Rede de Distribuição de Gás Canalizado

O princípio do livre acesso à rede de distribuição de gás canalizado visa a garantir maior segurança aos investidores em projetos de biometano e a evitar comportamentos discriminatórios infundados pelas distribuidoras locais.

Note-se que, como todo princípio, o livre acesso à rede não deve ocorrer de forma absoluta e irrazoável com a realidade da concessão. Tal como previsto no Art. 15 da Deliberação ARSESP nº 744/2017, o referido princípio pode ser condicionado à solicitação fundamentada do interessado e à disponibilidade da rede e/ou à viabilidade técnica ou econômico-financeira da expansão do sistema de distribuição até o usuário.

Nesse ponto, vale reforçar que, nos casos em que for constatada a inviabilidade econômico-financeira, recomenda-se que a regulação, a exemplo da Resolução ARSESP nº 744/2017, preveja a possibilidade de participação financeira do consumidor, de modo que o particular possa optar por arcar com uma parcela economicamente não viável da obra e, assim, garantir o maior acesso possível de usuários e produtores de biometano à rede de gás canalizado⁷.

⁷ **Deliberação ARSESP nº 744/2017:** "Art. 15. A Concessionária deve ampliar a capacidade e expandir o seu Sistema de Distribuição de Gás Canalizado dentro da sua área de Concessão, por solicitação, devidamente fundamentada, de qualquer interessado, inclusive para atendimento do Mercado Livre do Biometano, sempre que o serviço seja técnica e economicamente viável.

§ 1º Os potenciais Fornecedores ou Usuários Livres de Biometano deverão contatar a Concessionária para que esta analise a viabilidade de expansão do Sistema de Distribuição até a Unidade de Tratamento de Biogás. A Concessionária deverá apresentar resposta à demanda em até 15 (quinze) dias úteis, acompanhada de fundamentação econômico-financeira e técnica para a expansão do Sistema de Distribuição solicitada, incluindo a Capacidade de Injeção.

§ 2º Caso seja comprovada a inviabilidade econômica para a expansão, esta pode ser realizada considerando a participação financeira do Fornecedor e/ou de demais terceiros interessados, referente à parcela economicamente não viável da obra, conforme segunda subcláusula, da sexta cláusula, dos Contratos de Concessão.

§ 3º Nos casos em que a conexão exigir investimentos na expansão de redes e a rescisão ou inadimplemento contratual puder comprometer a recuperação destes investimentos realizados, total ou parcialmente, pela Concessionária, poderá, mediante aprovação específica da Arsesp, ser exigida garantia financeira do terceiro interessado, pelo tempo necessário à amortização dos investimentos, limitado ao período da vigência do fornecimento."

Box 3 – Atividade de Distribuição do Gás

O regime de concessão para o serviço público de distribuição de gás canalizado, no Estado de São Paulo, estabelece a obrigatoriedade de as concessionárias expandirem o sistema de distribuição com a premissa de viabilidade econômico-financeira da prestação do serviço.

Assim, de acordo com o § 2º do Art. 1º da Deliberação ARSESP nº 211/2011, o Sistema Principal de Distribuição consiste no conjunto de dutos e demais equipamentos de distribuição que estão interligados à Estação de Transferência de Custódia (ETC), através da qual recebem gás. A implantação desse sistema é o que pode exigir, ou não, a participação financeira do particular interessado em acessar a rede de distribuição de gás.

*Esse modelo regulatório é definido para os Cenários 1 e 2, apresentados no estudo de viabilidade do **APÊNDICE IV**, os quais diferem entre si pela participação financeira do particular calculada pela Distribuidora local. No caso de a participação financeira do particular ser nula, entende-se que aquela expansão é viável economicamente e, portanto, a Distribuidora possui interesse na sua implantação para atendimento aos seus usuários (Sistema Principal). Caso contrário, a Distribuidora pode implantar a rede requerida pelo produtor mediante a cobrança de participação financeira (Sistema Principal Difuso).*

Existem, ainda, potenciais mercados consumidores de gás instalados em regiões muito distantes dos principais centros de consumo, os quais, a princípio, fogem à regra da razoabilidade econômico-financeira para interconexão imediata ao Sistema Principal de Distribuição.

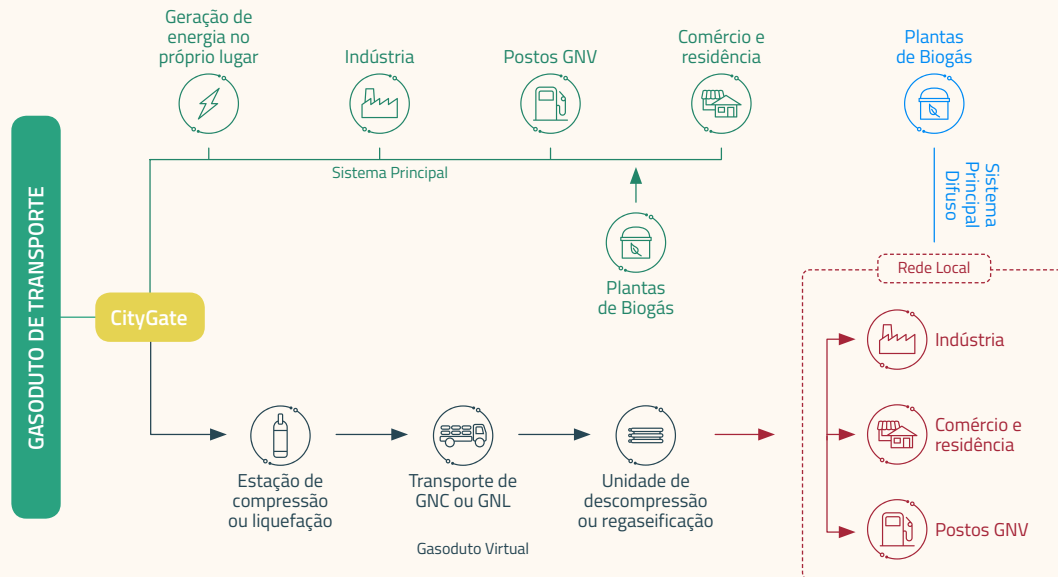
Nesse caso, o modelo regulatório adotado pelo Estado de São Paulo na Deliberação ARSESP nº 211/2011, fundamentado na Resolução ANP nº 41/2007, denominado de “Projetos Estruturantes de Rede Local”, possibilita o atendimento aos usuários distantes do Sistema Principal de Distribuição, por meio das redes locais, nas mesmas condições, inclusive tarifárias, dos demais usuários da área de concessão. O modal rodoviário para transporte e suprimento do gás, seja comprimido ou liquefeito, também conhecido como gasoduto virtual, torna possível o fornecimento do energético para indústrias e comércios afastados da malha de distribuição e que necessitam do gás em seus processos.

De acordo com o § 1º do Art. 1º da supracitada Deliberação ARSESP, as redes locais podem ser definidas como o conjunto de dutos e demais equipamentos de distribuição que estão isolados do Sistema Principal de Distribuição da concessionária, para atendimento das unidades usuárias.

*Esse modelo regulatório, de Projeto Estruturante de Rede Local, é definido para o Cenário 3, apresentado no estudo de viabilidade do **APÊNDICE IV**.*

A **Figura A** representa o modelo regulatório do Sistema Principal, do Sistema Principal Difuso e o modal de suprimento dos Projetos Estruturantes de Rede Local. Nos Projetos Estruturantes de Rede Local, a carga acontece em um hub da concessionária e a entrega ocorre em outro hub da mesma concessionária, ou seja, o gás natural é retirado em algum ponto existente da rede, na própria área de concessão, então é comprimido e transportado até o ponto de recepção da concessionária e, depois disso, é descomprimido e inserido na rede local de distribuição para, assim, ser disponibilizado aos usuários do serviço público conectados àquele sistema isolado.

Figura A
Sistema Principal e Gasoduto Virtual.



Fonte: Adaptado de NTG-0010-02019 (ARSESP, 2019).

Os Projetos Estruturantes propostos pelas distribuidoras devem contemplar uma previsibilidade de interligação da Rede Local ao Sistema Principal de gasodutos de distribuição e, ainda, atender a alguns quesitos mínimos obrigatórios estabelecidos pela ARSESP, tais como: justificativas para inclusão do projeto; estudo de mercado; volumes previstos, levando em conta o crescimento vegetativo e a estimulação em razão da chegada do serviço de distribuição de gás canalizado; custo estimado dos serviços contratados; cronograma de realização das obras da Rede Local e das obras de interligação ao Sistema Principal de Distribuição; e Estudo de viabilidade econômico-financeira do projeto e da interligação.

O cerne da Deliberação ARSESP nº 211/2011 está na possibilidade da repartição dos custos inerentes às atividades de abastecimento do sistema local com todos os usuários de gás canalizado da respectiva área de concessão, ou seja: o custo relativo às atividades de compressão, transporte e descompressão do gás, ou mesmo da liquefação, transporte e regaseificação para suprimento dos respectivos sistemas de rede local pode ser compensado, em forma de parcela adicional, ao preço do gás e do transporte, e repassado ao mix do gás e do transporte de todos os usuários da concessionária. No entanto, há um limite para os custos de repasse às tarifas, que indica o quanto a distribuidora poderá despendar com a logística para atendimento de redes locais, cujo percentual é específico para cada concessionária (variando, em 2021, de 1% a 3,9% do custo total com a aquisição de gás e transporte para cada concessionária no ano calendário anterior).

3

MÓDULO B: CONTROLE DE QUALIDADE E ESPECIFICAÇÃO DO BIOMETANO INJETADO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Este módulo tem o objetivo de apresentar os pontos relacionados ao controle de qualidade e à especificação do biometano injetado na rede de distribuição, no âmbito da regulação estadual, além de uma Análise de Impacto Regulatório – AIR das alternativas propostas para a regulação.

3.1 Contextualização do Módulo B

A regulação federal – nomeadamente, as Resoluções ANP nº 8/2015 e nº 685/2017 – alocou a responsabilidade e os custos para o controle de qualidade do biometano ao produtor. Todavia, essa alternativa não desonera a distribuidora de garantir a segurança de suas instalações, nem a exime da responsabilidade pelo gás entregue aos consumidores finais.

A Deliberação ARSESP nº 744/2017, por exemplo, além de reforçar a necessidade de o fornecedor de biometano atender às especificações da ANP, estabelece que a responsabilidade pela qualidade do gás até o Ponto de Recepção da concessionária é do fornecedor. Desse ponto em diante, até o Ponto de Entrega ao consumidor, a responsabilidade passa a ser da concessionária. Veja-se:

Art. 3º O Biometano a ser entregue pelo Fornecedor à Concessionária deverá atender as regras de aprovação do controle de qualidade e a especificação desse energético prevista pela ANP.

§ 1º A responsabilidade pela qualidade do gás a ser entregue no Ponto de Recepção é do Fornecedor.

§ 2º A responsabilidade pela qualidade do gás a ser entregue no Ponto de Entrega é da Concessionária.

§ 3º Os riscos e perdas de Biometano até o Ponto de Recepção são do Fornecedor, a partir do referido ponto, todos os riscos e perdas de Biometano até o Ponto de Entrega são da Concessionária.

Adicionalmente, os Artigos 4º, 5º e 6º da mesma normativa, reproduzidos a seguir, também estabelecem regras para (i) monitoramento e supervisão da qualidade do biometano fornecido; (ii) fiscalização, pela Agência Reguladora, dos registros de qualidade do biometano; e (iii) odoração do biometano, nos mesmos parâmetros do gás natural pela distribuidora (exceto se o transporte de biometano até a rede da distribuição ocorrer por meio de caminhões-feixe, caso em que o próprio fornecedor é responsável pela odoração do gás).

Art. 4º - A Concessionária deverá realizar a Odoração do Biometano na ETC nos mesmos parâmetros adotados para o gás natural, conforme regulação técnica e procedimentos vigentes.

Parágrafo único: No caso de comercialização de Biometano por caminhões feixe, inclusive para levar o energético até a ETC, o Fornecedor deverá odorar o Biometano, conforme regulação técnica e procedimentos vigentes”.

“Art. 5º A Concessionária deverá monitorar e supervisionar em linha a qualidade do Biometano fornecido, através de análises das características físico-químicas, dos dados de volumes, pressão, temperatura e das taxas de injeção de odorante praticadas, cujos resultados serão compartilhados com a Arsesp.

§ 1º A aferição da qualidade e das demais características do Biometano deverá observar a metodologia prevista na legislação específica, no Contrato de Concessão e nas demais normas aplicáveis.

§ 2º A Concessionária ao constatar que o Biometano no Ponto de Recepção está em desconformidade com as especificações estabelecidas pela ANP, deverá interromper, imediatamente, o recebimento e dar ciência ao Fornecedor, para que este regularize a qualidade do Biometano.

§ 3º O restabelecimento do fornecimento ocorrerá, quando garantidas pelo Fornecedor e confirmadas pela Concessionária às condições de qualidade do Biometano”.

“Art. 6º A Concessionária deverá permitir que a Arsesp realize auditorias, inspeções e visitas técnicas, bem como deverá manter os registros de qualidade do Biometano pelo prazo mínimo previsto no Contrato de Concessão e nos regulamentos da Arsesp, de forma a subsidiar as ações de fiscalização.

Assim, para garantir a efetiva intercambialidade do biometano com o gás natural transportado nos dutos de distribuição, considera-se essencial que haja previsões em relação aos parâmetros, aos controles de qualidade e à especificação do biometano, além de regras para monitoramento e supervisão por parte da concessionária local de gás canalizado.

Dessa forma, a exemplo dos Arts. 3º, 5º e 6º da Deliberação ARSESP nº 744/2017, recomenda-se que seja(m):

- (i) Prevista, expressamente, a obrigatoriedade de o fornecedor de biometano atender às regras de aprovação de controle de qualidade e à especificação da ANP para o referido biocombustível;
- (ii) Definidos os limites de responsabilidade da concessionária e do fornecedor pela qualidade do gás e pelos riscos e perdas de biometano (no caso da Deliberação ARSESP nº 744/2017, a responsabilidade é do fornecedor até o ponto de recepção do gás pelo sistema da distribuidora; a partir desse ponto, a concessionária passa a ser responsável até o ponto de entrega ao usuário final);
- (iii) Estabelecidas as regras para monitoramento e supervisão pela concessionária de distribuição local, com (a) estabelecimento claro da metodologia a ser empregada para aferição da qualidade; e (b) descrição clara das consequências de eventual desconformidade do biometano com as especificações estabelecidas, tal como da prestação dos serviços de distribuição pela concessionária até a regularização da situação, conforme previsto no Art. 5º da Deliberação ARSESP nº 744/2017; e
- (iv) Reguladas as condições para prestação de contas e envio das informações de controle de qualidade, colhidas pela concessionária, para a Agência Reguladora local, prevendo-se prazo mínimo para manutenção dos registros de qualidade para subsidiar eventuais ações de fiscalização.

Vale destacar, novamente, que, embora o conteúdo material da regulação de São Paulo possa servir como referência, os dispositivos e conceitos devem ser adaptados ao arcabouço jurídico de cada local. Nesse sentido, ressalta-se que é possível haver variações quanto aos termos empregados pela regulação de cada Estado: a expressão “condições de referência”, empregada na regulação paulista para se referir aos parâmetros para o cálculo dos fatores de correção de volume do gás canalizado, é substituída, por exemplo, pela expressão “condições padrão de medição”, na minuta disponibilizada pela ARCE, no âmbito da Audiência Pública nº 15/2019. De modo similar, as denominações “ponto de entrega” e “ponto de recepção”, da Deliberação ARSESP nº 744/2017, foram substituídas pela expressão “ponto de entrega/fornecimento”, na minuta de Resolução do Estado do Ceará⁸.

⁸ **Deliberação ARSESP nº 744/2017:**

“Art. 2º (...)”

VII - Condições de Referência: correspondem ao valor do Poder Calorífico Superior, à Pressão de 101,325 kPa, 1 atm, 1,033 Kgf/cm², ou 1,01325 bar e à Temperatura de 293,15K ou 20°C, em base seca, adotados como referência em regulamento da ANP e/ou regulamentos expedidos pela Arsesp, que são utilizados para cálculo dos correspondentes fatores de correção do volume de gás;

(...)

XVII - Ponto de Entrega: local físico, fixo e determinado, situado na divisa entre a via pública e a propriedade da Unidade Usuária, que caracteriza o limite de responsabilidade do fornecimento de Gás, da Concessionária para uma Unidade Usuária;

XVIII - Ponto de Recepção: ponto na ETC onde ocorre a transferência do gás natural e/ou do Biometano para a Concessionária;”

Minuta disponibilizada pela ARCE no âmbito da Audiência Pública nº 15/2019:

“Art. 2º (...)”

VII - condições padrão de medição: condições estabelecidas no art. 3º, inciso I, do Decreto Federal N° 2.705, de 03 de agosto de 1998, ou outro instrumento legal que vier a sucedê-lo, com a finalidade de corrigir o volume medido nas condições de entrega do gás para as condições padrão: Pressão de 101,325 kPa, 1 atm, 1,033 Kgf/cm², ou 1,01325 bar e à Temperatura de 293,15K ou 20° C.

(...)

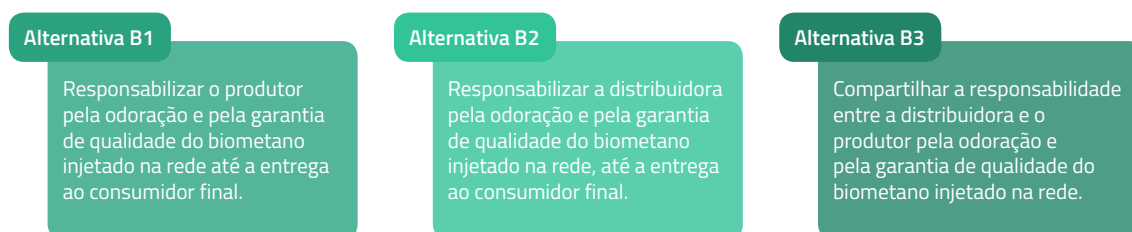
XVI - ponto de entrega/fornecimento: local físico de interconexão com as instalações das unidades usuárias, onde o gás é entregue pela concessionária à unidade usuária, ocorrendo a transferência de responsabilidade e/ou propriedade do gás;”

3.2 Análise de Impacto Regulatório do Módulo B

Como o módulo B propõe que a regulação estadual do biometano aborde os parâmetros e os controles de qualidade e de especificação do biometano para garantir a segurança das instalações de distribuição e a qualidade do gás entregue aos consumidores finais, foi realizada AIR que contempla as 3 (três) alternativas descritas na **Figura 2**.

Figura 2

Alternativas para a Regulação do Controle de Qualidade e a Especificação do Biometano Injetado na Rede de Distribuição.



Enquanto as alternativas B1 e B2 propõem responsabilizar, respectivamente, o produtor e a distribuidora pela odorização e controle de qualidade do biometano, a alternativa B3 comportaria a seguinte divisão de responsabilidades: (i) odorização: responsabilidade do produtor, no caso de movimentação por caminhão-feixe⁹ e dutos de transferência, e da distribuidora, nos demais casos; (ii) análise em linha do biometano: tanto o produtor quanto a distribuidora devem monitorar e avaliar o teor de metano, oxigênio, dióxido de carbono, nitrogênio, gás sulfídrico e demais requisitos técnicos estabelecidos pela ANP; (iii) controle de siloxanos e halogenados: responsabilidade da distribuidora, que deverá contratar laboratório independente¹⁰; e (iv) emissão de certificados de qualidade diários para a análise em linha do biometano: responsabilidade do produtor.

Devido à natureza distributiva da alocação de custos das alternativas B1, B2 e B3 e à inevitabilidade técnica de realização dos testes de qualidade, instituídas pelas resoluções da ANP, foi realizada uma AIR qualitativa, com base nos quesitos estabelecidos no **Quadro 1**.

⁹ Caminhões utilizados para transporte de gás natural ou biometano comprimido.

¹⁰ Conforme estabelecido no Art. 5º da Resolução ANP nº 685/2017, a frequência de análise deve ser semanal quando o valor da última determinação estiver entre 75% e 100% do valor limite; e mensal quando o valor da última determinação estiver entre 0% e 75% do valor limite.

Quadro 1**Avaliação Qualitativa da Proposta de Regulação do Controle de Qualidade e a Especificação do Biometano Injetado na Rede de Distribuição – Five case model.**

Quesitos para análise	Odoração	Análises em linha do biometano	Controle de siloxanos e halogenados	Emissão de certificados de qualidade diários
1 O produtor pode delegar o procedimento para as distribuidoras sem riscos comerciais e de segurança?	Sim	Não	Sim	Não
2 A distribuidora pode delegar o procedimento para o produtor sem riscos comerciais e de segurança?	Não	Não	Não	Sim
3 Os custos envolvidos são superiores ao impacto esperado do risco comercial e de segurança, sob a ótica do produtor?	Não	Não	Sim	Não
4 Os custos envolvidos são superiores ao impacto esperado do risco comercial e de segurança, sob a ótica da distribuidora?	Não	Não	Não	Não
5 Há inviabilidade técnica para alocação da responsabilidade ao produtor ou à distribuidora?	Sim, no caso de movimentação por caminhão-feixe e dutos de transferência, a responsabilidade não pode ser atribuída à distribuidora.	Não	Não, a análise é feita por laboratório independente.	Não

Pelo exposto acima, a AIR concluiu a favor da alternativa B3, de compartilhamento das obrigações de odoração e de controle de qualidade, que seria mais adequada por evitar a onerosidade excessiva e desnecessária dos procedimentos de qualidade, tanto para a distribuidora quanto para o produtor.

4

MÓDULO C: REGRAS PARA A COMERCIALIZAÇÃO DE BIOMETANO NOS MERCADOS REGULADO E LIVRE

Este módulo tem o objetivo de apresentar os pontos de regulação para um mercado livre de gás canalizado, a inclusão do biometano nesse escopo, assim como, uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) das alternativas propostas para a regulação.

4.1 Contextualização do Módulo C

No que se refere à comercialização de biometano, um eventual normativo que vise a disciplinar a injeção de biometano na rede de distribuição deverá considerar as normas vigentes que definem a existência, ou não, de mercados livres de gás canalizado em cada Estado.

No caso específico de São Paulo, vale destacar que a Deliberação ARSESP nº 1.061/2020, que estabelece as condições da prestação dos Serviços de Distribuição aos Usuários Livres, Usuários Parcialmente Livres, Autoprodutores ou Autoimportadores e à atividade de Comercialização de Gás Canalizado no Estado de São Paulo, para fins de aplicação de suas disposições, inclui o biometano na definição de “Gás” ou “Gás Canalizado”.

No caso paulista, é importante destacar a Deliberação ARSESP nº 744/2017, que definiu o tratamento normativo da compra e venda do biometano, seja no mercado regulado (para fornecimento de biometano à distribuidora), seja no mercado livre (para fornecimento diretamente a usuários livres), conforme a **Quadro 2**.

Quadro 2

Regulação da Comercialização de Biometano nos Mercados Regulado e livre no Estado de São Paulo.

Mercado Regulado	Mercado Livre
<u>Compradora:</u> Concessionária de Gás Canalizado	<u>Compradores:</u> definidos no Art. 2º, XXVI, da Deliberação ARSESP nº 744/2017 ¹¹ . Não há imposição de volume mínimo para usuário livre de biometano.
<u>Necessidade de Anuência prévia da ARSESP:</u> sim (para o contrato de compra e venda e aditivos).	<u>Necessidade de Anuência prévia da ARSESP:</u> não.
<p><u>Forma de Contratação:</u> Solicitação Pública de Propostas Realizada pela concessionária e submetida à aprovação da ARSESP. É uma forma de demonstrar à ARSESP a realização de pesquisa de custo e de condições das alternativas viáveis de suprimento.</p> <p><u>Divulgação:</u> Publicação do edital na imprensa especializada e no endereço eletrônico da Concessionária.</p> <p>- <u>Antecedência mínima:</u> 90 dias antes da apresentação de propostas.</p> <p><u>Conteúdo Mínimo da Solicitação de Propostas:</u> a) Prazo para o início do fornecimento (no máximo, a partir de 24 meses da assinatura do Contrato).</p> <p>b) Volume a ser adquirido pela Concessionária.</p> <p>c) Preço teto do Biometano em real por metro cúbico (R\$/m³), no Ponto de Recepção, nos termos da legislação e regulação da Agência.</p> <p>d) Condições de elegibilidade para participação não discriminatória (atos constitutivos da empresa, demonstração da regularidade fiscal, comprovação de capacidade econômica e técnica e demonstração da viabilidade econômica do empreendimento)¹².</p>	<p><u>Forma de Contratação:</u> livre.</p>

¹¹ "Art. 2º (...)

XXVI - Usuários livres de biometano: qualquer usuário de gás canalizado, não pertencente ao segmento Residencial ou Comercial, em condições de celebrar Contrato de Compra e Venda de Biometano e Contrato de Uso de Rede de Distribuição".

¹² **Comprovação de idoneidade:** 1. ato constitutivo, estatuto ou contrato social em vigor, devidamente registrado; no caso de sociedade por ações, acompanhado de documentos de eleição de seus administradores; 2. prova de inscrição no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica - CNPJ; 3. prova de regularidade para com a Fazenda Federal, Estadual e Municipal do domicílio ou sede da Pessoa Jurídica, ou outra equivalente, na forma da Lei; 4. prova de regularidade relativa à Seguridade Social e ao Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS), demonstrando situação regular no cumprimento dos encargos sociais instituídos por Lei; 5. certidão negativa de falência ou concordata, recuperação judicial ou extrajudicial, expedida pelo distribuidor da sede da pessoa jurídica.

Comprovação de capacitação econômica: 1. balanço patrimonial e demonstrações contábeis do último exercício social, 2. prova de capital mínimo integralizado ou de patrimônio líquido no valor de no mínimo 10% (dez por cento) do investimento necessário para o empreendimento que fornecerá Biometano à Concessionária.

Comprovação de capacitação técnica: apresentação de projeto preliminar, arrolando os responsáveis pela operação e manutenção da planta de produção, purificação e compressão do Biometano;

Demonstração da viabilidade econômica do empreendimento: informando a duração do Contrato de Compra e Venda de Biometano, preço do Biometano (R\$/m³) no Ponto de Recepção e na pressão adequada para a entrega, com previsão de reajuste pelo Índice Geral de Preços do Mercado IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, volumes, tributos e taxas aplicados.

Mercado Regulado	Mercado Livre
<p><u>Cláusulas essenciais do contrato de compra e venda no Mercado Regulado:</u></p> <p>a) Identificação e qualificação das partes contratantes;</p> <p>b) Duração do contrato de compra e venda de biometano e condições de renovação ou de término contratual;</p> <p>c) Fornecimento de biometano à concessionária no ponto de recepção, de acordo com as especificações da ANP e demais normas técnicas aplicáveis;</p> <p>d) Obrigação do fornecedor de apresentar à concessionária, diariamente, relatório de qualidade certificado, contendo dados relativos às características físico- químicas do biometano, incluindo o Poder Calorífico e demais requisitos relacionados à qualidade do biometano;</p> <p>e) Obrigação do fornecedor de informar à concessionária, diariamente, a programação;</p> <p>f) Garantia de acesso à unidade de tratamento de biogás aos representantes da concessionária e aos agentes da ARSEP;</p> <p>g) Preço do biometano em R\$/m³ (real por metro cúbico) no ponto de recepção, nas condições de referência e na qualidade especificada pela ANP;</p> <p>h) Volumes contratados;</p> <p>i) Procedimento em caso de falhas de fornecimento e penalidades aplicáveis;</p> <p>j) Condições de interrupções programadas (contemplando, no mínimo, os procedimentos a serem adotados no caso de manutenção de equipamentos do fornecedor);</p> <p>k) Condições de faturamento e pagamento, abrangendo prazos, formas e multa moratória;</p> <p>l) Reajuste de preço do Biometano pelo Índice Geral de Preços do Mercado – IGPM, no caso do Mercado Regulado;</p> <p>m) Penalidades por descumprimento contratual;</p> <p>n) Pressão no Ponto de Recepção;</p> <p>o) Plano de Contingência; e</p> <p>p) Período de teste.</p>	<p><u>Cláusulas essenciais para Contratos de Compra e Venda no Mercado Livre:</u> não há*.</p> <p>*Os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição, porém, deverão seguir as cláusulas mínimas indicadas na Deliberação ARSESP nº 1.061/2020.</p>

Em contraste com a regulação paulista, cabe destacar que existem outros Estados em que a regulação ainda não prevê um mercado livre de gás canalizado. Assim, uma eventual regulação, para a comercialização de biometano para usuários livres, deverá considerar uma adequação ao arcabouço vigente e ao status da abertura do mercado de gás na região.

Caso se entenda a conveniência do estabelecimento de regulação para a comercialização do biometano nos mercados livre e regulado, recomenda-se que:

- (i) A exemplo da regulação da ARSESP, sejam definidos quais são os agentes que se enquadram como potenciais compradores livres – no caso da criação de uma figura específica para usuário livre de biometano, recomenda-se que sejam especificadas claramente as exigências regulatórias para que o indivíduo se qualifique como tal;
- (ii) Sejam estabelecidos os procedimentos necessários para a contratação em cada mercado, especificando-se, conforme o caso, as cláusulas obrigatórias de cada contrato; e
- (iii) Caso haja necessidade de anuência da Agência Reguladora, que sejam especificadas as circunstâncias, os prazos aplicáveis, bem como os eventuais casos de dispensa da análise do órgão regulador.

Como o arcabouço normativo de cada Estado difere, significativamente, quanto ao grau de abertura de mercado, reitera-se que o presente módulo deverá ser considerado à luz da realidade estadual. Para os que já possuem mercado livre estabelecido, recomenda-se aprimoramentos no sentido de especificar, expressamente e de forma clara, quais disposições dos atos normativos vigentes para o gás natural canalizado se aplicariam ao biometano e quais deveriam ser afastadas.

4.2 Análise de Impacto Regulatório do Módulo C

Como disposto no módulo C, é importante que, ao regular o acesso do biometano no mercado de gás natural, os órgãos reguladores avaliem a possibilidade de segregação das atividades de comercialização e distribuição de gás canalizado e criação do mercado livre.

Nesse esteio, a AIR contemplou 3 (três) alternativas regulatórias, submetendo-as a (i) uma avaliação qualitativa provida pela metodologia do *Five case model* (**Apêndice II**) e (ii) uma análise dos riscos regulatórios, conforme indicado nos **Quadros 3 e 4** e na **Figura 3**.

Quadro 3

Avaliação Qualitativa da Proposta de Regulação da Comercialização de Biometano nos Mercados Livre e Regulado – Five-case model.

Questão	Resposta	Justificativa
1 Há necessidade estratégica para a medida regulatória?	Sim	A abertura do mercado livre facilita o acesso de produtores de biometano ao mercado de gás e tem o potencial de gerar benefícios econômicos a todos os usuários da rede e consumidores de gás canalizado, por meio do acesso a fontes energéticas mais baratas e de menor impacto ambiental.
2 A medida regulatória é desejável do ponto de vista socioeconômico?	Sim	
3 A medida regulatória trata de projeto com viabilidade comercial?	Sim	A segregação das atividades de distribuição e de comercialização e abertura do mercado de gás canalizado possui maturidade técnica e regulatória, sendo aplicada atualmente em onze Estados brasileiros.
4 A medida regulatória trata de projeto financeiramente sustentável?	Sim	A segregação das atividades de distribuição e de comercialização e abertura do mercado de gás não compromete a sustentabilidade financeira da distribuidora e não demanda aporte de recursos públicos na forma de subsídios e subvenções.
5 Há condições práticas para implementar a medida regulatória?	Sim	A segregação das atividades de distribuição e de comercialização e abertura do mercado de gás canalizado possui maturidade técnica e regulatória, sendo aplicada atualmente em onze Estados brasileiros.

Quadro 4

Análise dos Riscos Regulatórios da Comercialização de Biometano nos Mercados Livre e Regulado.

Risco	Natureza do Risco	Descrição
1	Socioeconômica	Risco de confinamento do mercado de biometano em nichos, cujo modelo de negócio é baseado no autoconsumo de gás e na autoprodução de energia elétrica, restringido a apropriação dos benefícios socioambientais do biometano.
2		Risco de baixa eficiência econômica, decorrente do pouco interesse da distribuidora na aquisição de combustível ao menor custo.
3		Risco de impacto tarifário sobre os usuários das redes de distribuição de gás canalizado, decorrente de falhas na estrutura tarifária que façam com que a migração de consumidores para o mercado livre eleve as tarifas dos consumidores que permanecerem cativos.
4		Risco de arrependimento dos consumidores livres em caso de oscilações bruscas do preço do combustível no mercado livre.
5	Judicial/administrativa	Risco de judicialização da regulação, por parte da distribuidora, que pode questionar a perda de prerrogativas de seu contrato de concessão.

Figura 3

Alternativas para a Regulação da Comercialização do Biometano nos Mercados Regulado e Livre.

Alternativa C1

A concessionária de distribuição exerce o monopólio sobre as atividades de comercialização e distribuição, não existindo o mercado livre.

Conclusões quanto ao risco

Baixo desempenho em relação aos riscos de restrição do mercado de biometano e baixa eficiência econômica, tendo como único mérito a estabilidade tarifária e o baixo risco de judicialização, visto que mantém o status quo.

Alternativa C2

As atividades de distribuição e comercialização de gás encanado são segregadas e é autorizada a livre comercialização entre consumidores livres, comercializadores, produtores autoprodutores e autoimportadores.

Conclusões quanto ao risco

A principal justificativa regulatória para a abertura do mercado de gás canalizado é a redução do risco de baixa eficiência econômica, decorrente do pouco interesse da distribuidora na aquisição de combustível ao menor custo. Por outro lado, a alteração expedita de condições de mercado e de contrato pode levar a falhas regulatórias na estruturação das tarifas, impactando negativamente os usuários e consumidores cativos. Há, ainda, o risco de arrependimento dos consumidores livres, que podem ser expostos a preços excessivamente onerosos em um mercado com baixa maturidade e pouca liquidez, levando a uma corrida de retorno ao mercado regulado ou mesmo à falência de empresas. O mercado de biometano, por sua menor maturidade e economia de escala, pode não ser capaz de competir com autoprodutores e autoimportadores de gás natural. Ademais, uma abertura imediata e irrestrita do mercado livre pode desencadear a judicialização por parte das distribuidoras.

Alternativa C3

As atividades de distribuição e comercialização de gás encanado são segregadas e é autorizada a livre comercialização entre consumidores livres, comercializadores, produtores autoprodutores e autoimportadores, observado um período de transição*.

Conclusões quanto ao risco

O objetivo da alternativa C3 é mitigar o risco de impacto tarifário sobre os usuários e consumidores cativos e o risco de arrependimento dos consumidores livres. O início da abertura do mercado livre pelos produtores e consumidores de biometano mitiga o risco de judicialização da regulação, visto que (i) se trata de um mercado novo; (ii) não afeta o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão original; e (iii) restringe-se ao nicho de mercado do biometano. Por fim, o desempenho da alternativa C3 em relação ao risco de baixa eficiência econômica – decorrente do pouco interesse da distribuidora na aquisição de combustível ao menor custo – é idêntico ao da alternativa C2.

* Para o período de transição cogitado na alternativa C3, o órgão regulador deve estabelecer um cronograma previsível e escalonado para que a abertura de mercado ocorra em *pari passu* com o amadurecimento do mercado de produção de biometano e de autoprodução e comercialização de gás natural. Para tanto, a prática regulatória consiste em iniciar a abertura do mercado pelos grandes consumidores de gás natural e pelos produtores e consumidores de biometano.

Conforme evidenciado na análise dos riscos, apresentada nos quadros e figura acima, a alternativa C3 – segregação das atividades de distribuição e comercialização de gás encanado e autorização da livre comercialização entre consumidores livres, comercializadores, produtores autoprodutores e autoimportadores, observado um período de transição – apresentou melhor desempenho na AIR, sendo considerada a alternativa mais adequada para a matriz de risco identificada, podendo, assim, ser considerada pelos órgãos reguladores.

5

MÓDULO D: PRIORIDADE DE ACESSO A AUTOPRODUTORES, AUTOIMPORTADORES E A USUÁRIOS LIVRES DE BIOMETANO

A proposta constante no módulo D foi inspirada tanto nas disposições da Resolução ARSESP nº 744/2017 quanto na minuta de resolução apresentada no âmbito da Consulta Pública ARESC nº 20/2020, reproduzidas a seguir:

Resolução ARSESP nº 744/2017 e Minuta submetida à Consulta Pública ARESC nº 20/2020 (idêntica redação):

Art. 16. (...)

§ 2º O autoprodutor, autoimportador e Usuário Livre de Biometano terão acesso prioritário à capacidade disponível na rede de distribuição de gás canalizado no período de 10 (dez) anos, contado a partir da publicação da presente Resolução.

Conforme já mencionado anteriormente, embora o biometano seja equivalente ao gás natural no que se refere ao seu uso como combustível, há grandes diferenças entre a cadeia produtiva, o mercado e as características econômico-financeiras dos projetos de ambos. Nesse contexto, tendo em vista o princípio da isonomia material, considera-se pertinente a possibilidade de alguns Estados avaliarem a conveniência e a oportunidade de se facultar o acesso prioritário a autoprodutores, autoimportadores e a usuários livres de biometano, como uma medida de organizar e planejar a expansão da rede, promover o desenvolvimento do mercado local desse biocombustível, além de poder servir como marco inicial para que os agentes públicos organizem as prioridades de acesso e mapeiem o potencial e a localização de seus mercados.

Destaca-se que tal medida deve ser analisada pelos órgãos competentes de cada Estado, considerando, novamente, as características únicas da maturidade do mercado de biometano local e o atendimento das regras de competitividade entre os agentes.

Além disso, é fundamental que os Estados apresentem justificativas específicas e estabeleçam parâmetros claros para a definição de acesso prioritário, de modo que tal prerrogativa, que visa, justamente, à isonomia material em relação ao gás natural, não seja utilizada para outros fins.

Dentre outras medidas possíveis, para evitar o uso abusivo da prerrogativa de acesso prioritário, sugere-se, por exemplo, que este acesso seja definido como um direito de preferência temporário, como estabelecido na proposta catarinense na Consulta Pública ARESC nº 20/2020, o qual poderá ser retirado conforme o desenvolvimento do mercado local de biometano. Caso não seja possível definir, *a priori*, um período exato, sugere-se que sejam estabelecidos prazos de revisões periódicas do normativo, de modo que se possa aferir a conveniência de manutenção, ou não, da medida.

Como a referida medida envolve uma análise bastante particular dos mercados de biometano de cada região, entende-se que deverá ser realizada uma AIR para cada Estado, observando-se, sobretudo, aspectos relativos ao potencial mercado, à capacidade produtiva, a potencial demanda e ao perfil dos *players* envolvidos. Recomenda-se, ainda, que sejam utilizados processos de participação pública (audiências ou consultas públicas, workshops, reuniões com *stakeholders* etc.) para se promover uma interlocução com os agentes interessados e receber subsídios e informações para o aprimoramento da regulamentação.

6

MÓDULO E: REGULAÇÃO DA POSSIBILIDADE DE CONSTRUÇÃO DE INFRAESTRUTURA DIFUSA PARA A DISTRIBUIÇÃO CANALIZADA DO BIOMETANO

Nesse módulo, serão apresentadas questões relacionadas à construção de infraestrutura canalizada que permita o escoamento do biometano, além de uma análise qualitativa de impacto regulatório das alternativas elencadas.

6.1 Contextualização do Módulo E

A cadeia produtiva de biometano, conforme já mencionado, difere da cadeia produtiva de gás natural, sobretudo no que se refere à localização da sua produção. Por essa razão, o fornecedor de biometano, por vezes, se encontra em locais isolados, distante da rede existente, o que prejudica o acesso à infraestrutura de gás canalizado e, conseqüentemente, o crescimento do mercado para esse biocombustível no país.

Essa questão é agravada, ainda, pela existência de um vácuo regulatório – decorrente do fato de que diversos Estados brasileiros, até o momento, não disciplinaram a possibilidade de construção e operação de infraestrutura canalizada difusa, inicialmente dedicada aos produtores e usuários de biometano interessados, respectivamente no fornecimento e consumo, que, eventualmente, possa ser integrada à rede de distribuição local.

Dessa forma, é recomendável a emissão de regulação específica sobre o tema, não só com vistas a estimular a expansão do aproveitamento desse energético no território nacional, mas também do desenvolvimento da malha de gás para o interior do país.

Nesse ponto, a regulação para a construção de infraestrutura canalizada pode seguir duas tendências contrastantes, inspiradas (i) pela Resolução ARPE nº 171/2020, que disciplina a aprovação de projetos para a prestação dos serviços públicos de gás canalizado, por meio de sistemas de redes locais de distribuição no Estado de Pernambuco; e (ii) pela Lei Complementar nº 205/2017, do Estado do Paraná, que dispõe sobre os serviços de distribuição de gás canalizado.

Box 4 – Regulação da Infraestrutura Canalizada

A regulação de infraestrutura canalizada constante na Resolução ARPE nº 171/2020, assim define:

“Rede local, projeto estruturante ou sistema de distribuição isolado: conjunto de dutos e demais equipamentos de distribuição que estão isolados do sistema principal de distribuição da concessionária, atendendo a unidades usuárias, e recebem gás por meio de outros modais;

Sistema principal de distribuição ou sistema de distribuição: conjunto de tubulações, instalações e demais componentes, de construção e operação exclusiva do concessionário, que interligam pontos de entrega ou pontos de recepção e os pontos de fornecimento ou pontos de entrega de movimentação, indispensáveis à prestação dos serviços locais de gás canalizado.”

De acordo com o Art. 3º da Resolução ARPE nº 171/2020, os projetos para a prestação de serviço de distribuição por redes locais, isoladas do sistema de distribuição de gás canalizado, devem ser, necessariamente, apresentados e operados pela concessionária de distribuição e dependem de anuência prévia da Agência Reguladora estadual. De acordo com o parágrafo 1º do Art. 3º da referida Resolução, o fornecimento de gás natural ou de biometano para fins de GNC ou de GNL se dá, exclusivamente, a partir da aquisição dos combustíveis pela concessionária.

Resolução ARPE nº 171/2020:

Art. 1º Estabelecer condições para a aprovação de projetos que visem à prestação de serviço público de gás canalizado por meio de sistemas de redes locais de distribuição no Estado de Pernambuco.

Art. 3º Os projetos para prestação de serviço de distribuição por redes locais devem ser apresentados pela concessionária, visando sua aprovação pela ARPE, atendendo aos seguintes requisitos: (...)

§ 1º O fornecimento de gás, para fins de GNC ou de GNL e biometano, será sempre efetuado mediante gás comprado pela concessionária a partir de contrato(s) de suprimento assinado(s) com o(s) supridor(es).

Art. 5º O sistema de rede local será suprido por modais alternativos, GNC, ou GNL ou Biometano, ou misturas gasosas, até sua obrigatória interligação ao sistema principal de distribuição da concessionária.

Art. 7º A concessionária deverá enviar à ARPE o volume anual de gás do mercado cativo constante no orçamento anual em até 30 (trinta) dias contados de sua aprovação.

§ 1º O volume total de gás a ser disponibilizado para os sistemas de rede local está limitado a 5% (cinco por cento) do volume total do mercado cativo para os 12 meses correspondentes a cada período tarifário e será calculado com base no orçamento.

Art. 11 A concessionária deverá enviar à ARPE, em até 10 dias úteis do mês subsequente, relatório mensal informando as receitas e os volumes realizados por segmento em cada sistema de rede local.

Note-se, portanto, que a Resolução ARPE nº 171/2020 reforça o direito de exclusividade das concessionárias locais, no que se refere à prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado, limitando as possibilidades de comercialização do biometano ao mercado regulado – o que pode se revelar incompatível com a regulação de alguns Estados, que já realizaram a abertura dos respectivos mercados de gás, como é o caso da Bahia, por exemplo.

Ademais, conforme os dispositivos reproduzidos acima, embora esteja previsto que os usuários conectados à rede local sejam atendidos nas mesmas condições dos usuários ligados ao sistema principal de distribuição, o volume total de gás a ser disponibilizado para os sistemas de rede local é limitado a 5% do volume total do mercado cativo, para os 12 (doze) meses correspondentes a cada período tarifário.

Além disso, o biometano deverá ser, necessariamente, fornecido à concessionária de distribuição local, a qual deverá informar à Agência Reguladora estadual os valores mensais dos contratos de suprimento, de transporte e de eventual compressão, liquefação, descompressão e/ou regaseificação do biocombustível.

Em evidente contraste com a Resolução ARPE nº 171/2020, a Lei Complementar nº 205/2017 do Estado do Paraná não garante direito de exclusividade à concessionária de distribuição local, prevendo apenas *direito de preferência* à distribuidora para a *instalação e operação* de dutos estruturantes de biometano não integrados à rede de distribuição. Veja-se:

Lei Complementar nº 205/2017 do Estado do Paraná:

Art. 27. O consumidor Livre, o Autoprodutor ou o Autoimportador cujas necessidades de movimentação de gás canalizado não possam ser atendidas pela concessionária, poderão construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para seu uso específico, mediante celebração de contrato que atribua à Concessionária a sua operação e manutenção, devendo as instalações e os dutos serem incorporados ao patrimônio estadual mediante doação efetuada pelo interessado.

§ 1º Caso as instalações de distribuição sejam construídas pelo Consumidor Livre, pelo Autoprodutor ou pelo Autoimportador, na forma prevista no caput deste artigo, a concessionária poderá solicitar-lhes que as instalações sejam dimensionadas de forma a viabilizar o atendimento a outros usuários, negociando com o Consumidor Livre, o Autoprodutor ou o Autoimportador as contrapartidas necessárias, sob a arbitragem do órgão regulador estadual.

§ 2º Cabe à concessionária o direito de preferência para a instalação e operação de dutos dedicados de biometano não integrados à rede de distribuição e, caso esse direito não seja exercido, no prazo de 120 (cento e vinte) dias a contar da notificação do interessado, os dutos poderão ser instalados e operados por particulares. (Incluído pela Lei Complementar nº 211/2018).

§ 3º Para que os dutos dedicados de biometano não integrados à rede de distribuição, mas instalados e operados por particulares, venham a ser integrados, deverão ser desapropriados, por meio de indenização prévia e em dinheiro.

De acordo com os dispositivos reproduzidos acima, a concessionária deve exercer o direito de preferência no prazo de 120 (cento e vinte) dias da notificação do interessado; caso contrário, os dutos poderão ser instalados e operados por particulares e, posteriormente, integrados à rede de distribuição, por meio de desapropriação, com indenização prévia e em dinheiro, a ser paga pela distribuidora local.

Dessa forma, nos termos da Lei Complementar nº 205/2017, caso a distribuidora opte por não exercer seu direito de preferência, a estrutura canalizada dedicada ao biometano pode ser operada por particular, independente da prestação do serviço público de distribuição de gás canalizado e suas condições de operação, controle e qualidade de atendimento.

Ao se comparar a Lei do Estado do Paraná com a Resolução ARPE nº 171/2020, observa-se que ambas as alternativas podem ser empregadas, a depender da análise dos critérios de conveniência e oportunidade e dos limites de discricionariedade das autoridades reguladoras de cada Estado.

Contudo, pondera-se que uma regulamentação como a estabelecida pela Lei Complementar nº 205/2017, que permite delegar a construção da rede integralmente aos particulares, pode ser mais interessante para assegurar a estrutura de distribuição de biometano, mesmo nos casos em que a concessionária local não manifeste interesse na expansão da rede.

Pelo exposto, vislumbra-se que a regulação da estrutura canalizada possa considerar as seguintes propostas:

- Direito de preferência à concessionária de distribuição para a construção da rede difusa;
- Acesso de terceiros à infraestrutura difusa a ser construída pelo particular;
- Operação da infraestrutura difusa pela distribuidora;
- Operação temporária da estrutura difusa pelo particular; e
- Operação da rede pelo particular em caso de negativa ou de adoção de medidas protelatórias pela distribuidora.

6.1.1 Direito de Preferência à Concessionária de Distribuição para a Construção da Rede Difusa

No caso da Lei Complementar nº 205/2017 do Estado do Paraná, entende-se que a previsão de direito de preferência à distribuidora para a instalação de infraestrutura difusa, ainda não integrada à rede de distribuição, pode garantir o respeito aos interesses da distribuidora local, bem como assegurar a estrutura de distribuição de biometano, mesmo nos casos em que a concessionária local não tenha interesse em expandir a rede, desde que, posteriormente, a operação permaneça com a distribuidora.

Nesse sentido, recomenda-se a previsão de direito de preferência à concessionária de distribuição de gás, com prazo claro e bem definido na regulação, para ser exercido. A Lei Complementar do Estado do Paraná, por exemplo, define o prazo de 120 (cento e vinte) dias a partir da notificação do interessado na construção de infraestrutura difusa para distribuição do biometano.

Caso a distribuidora não tenha interesse em realizar a construção, recomenda-se que sejam definidas regras claras e objetivas quanto ao procedimento necessário para a construção das instalações pelos particulares. Ademais, a exemplo da Resolução ARPE nº 171/2020, a construção dos dutos – pela concessionária ou pelo particular – deve ser objeto de anuência do órgão regulador, inclusive para garantir a segurança e a qualidade da infraestrutura.

6.1.2 Acesso de Terceiros à Infraestrutura Difusa a ser Construída pelo Particular

Ao se considerar a viabilidade de acesso de terceiros, na hipótese de construção de infraestrutura dedicada ao biometano pelo particular, com posterior assunção da operação pela distribuidora, recomenda-se que eventual regulação sobre o tema contemple a possibilidade de a distribuidora solicitar que as instalações sejam dimensionadas de forma a também viabilizar o atendimento a outros usuários¹³.

Para evitar que tais solicitações inviabilizem a implementação do empreendimento pelo particular, as mesmas podem ser realizadas mediante a negociação de contrapartidas entre a distribuidora local e o particular responsável pela construção da infraestrutura. Em relação aos investimentos efetivados, podem ser previstos benefícios tarifários¹⁴ e/ou, eventualmente, outras formas de compensação do investimento realizado pelo particular que possam ser negociadas com a distribuidora.

Por fim, recomenda-se, também, que eventual regulação preveja a hipótese de o particular, excepcionalmente, recusar as solicitações da distribuidora mediante justificativa de caráter técnico e/ou econômico-financeiro, afastando, assim, a possibilidade de que eventuais exigências inviabilizem a expansão da infraestrutura local de gás canalizado e biometano.

6.1.3 Operação da Estrutura Difusa pela Distribuidora

No que se refere à operação da estrutura difusa, cabe ressaltar que a regulação poderá, a exemplo da construção da infraestrutura, seguir dois caminhos, conforme o juízo de conveniência dos órgãos reguladores locais: (i) atribuir a prestação dos serviços à distribuidora, como no caso da Resolução ARPE nº 171/2020; ou (ii) permitir que o particular opere essa rede isolada, como no caso da Lei Complementar nº 205/2017 do Estado do Paraná.

No primeiro caso, além da anuência do órgão regulador local para a construção da estrutura, pode ser exigido que o particular celebre contrato com a distribuidora local de gás canalizado, de modo que lhe seja garantida a assunção da operação da infraestrutura após sua instalação pelo particular.

¹³ A proposta deste subtópico foi inspirada na Consulta Pública AGENERSA nº 02/2021, com período de contribuição de 12/04/2021 a 10/05/2021, que teve por objeto aprimorar as condições gerais de fornecimento e de operação e manutenção de gasoduto dedicado para agentes livres. Destaque-se que, embora conste nos termos do "Parecer das condições gerais de fornecimento e de operação e manutenção de gasoduto dedicados para autoprodutores, auto-importadores e agentes livres", que fundamentou a referida Consulta Pública: "Caso as instalações de distribuição sejam construídas pelo Agente Livre, na forma prevista no caput do Art. 4º das Deliberações do Novo Mercado do Gás do Rio de Janeiro, a Distribuidora Estadual poderá solicitar-lhes que as instalações sejam dimensionadas de forma a viabilizar o atendimento a outros usuários - os quais não terão direito aos benefícios tarifários da TUSD-E - negociando com o Agente Livre as contrapartidas necessárias, sob a arbitragem do órgão regulador estadual".

¹⁴ Note-se que a possibilidade de tarifas diferenciadas para os agentes construtores já possui previsão expressa na regulação carioca, no âmbito da Deliberação AGENERSA nº 3862/2019.

Nesse contrato, além do cronograma para a conclusão das obras e assunção da operação pela concessionária, recomenda-se que sejam previstas obrigações de ambas as partes para facilitar a obtenção das respectivas licenças/autorizações perante os órgãos ambientais e fiscais, de modo a facilitar a implementação da infraestrutura inicial para biometano.

Adicionalmente, também é importante que o contrato defina regras claras que especifiquem as circunstâncias e os procedimentos necessários para garantir, posteriormente, conforme o caso, possibilidade de integração da infraestrutura difusa à rede de distribuição da concessionária. Assim, recomenda-se que se defina, no referido contrato, os parâmetros e requisitos técnicos mínimos que deverão ser observados para garantir a futura compatibilidade da infraestrutura difusa com a rede local de distribuição da concessionária.

Nesse ponto, como os custos de construção ocorreram, *a priori*, por conta do particular, faz-se necessária previsão expressa que defina, por exemplo, se essa integração deve acontecer mediante desapropriação, com indenização prévia em dinheiro (tal como previsto na lei paranaense), ou mediante outras formas de ressarcimento, tal como desconto/compensação na tarifa do particular que tenha contribuído para a construção da rede.

Por fim, a exemplo da Resolução ARPE nº 171/2020, após a construção da infraestrutura canalizada e a assunção da operação do sistema de distribuição pela concessionária, recomenda-se que eventual normativo contenha previsão expressa que assegure a isonomia na qualidade da prestação de serviços de distribuição de gás canalizado para a rede isolada, em relação ao sistema de distribuição principal existente.

6.1.4 Operação Temporária da Estrutura Difusa pelo Particular

Na hipótese em que o particular, além de realizar as obras, também seja responsável pela operação da infraestrutura até que tal responsabilidade seja atribuída à distribuidora, também se recomenda a autorização prévia, pelo órgão regulador local, para garantir adequação às normativas e regulações.

Caso a referida infraestrutura seja destinada não só ao atendimento do particular (operador da rede), mas também de terceiros, recomenda-se a definição clara das condições de acesso de outros usuários à essa infraestrutura – incluindo a necessidade de solicitação de autorização ao órgão regulador local sobre eventual necessidade de expansão da rede dedicada ao biometano. Adicionalmente, no que se refere à remuneração do particular pela prestação de serviços de gás canalizado, caso se permita o acesso de terceiros, recomenda-se que sejam definidas regras de cálculo específicas, uma vez que essa infraestrutura permanecerá isolada em relação à rede principal de gás canalizado.

Em qualquer hipótese, conforme já recomendado no módulo C, deverá haver compatibilização das disposições aplicáveis às redes difusas, às regras e aos cenários de comercialização estaduais.

6.1.5 Operação da Rede pelo Particular em Caso de Negativa ou de Adoção de Medidas Protelatórias pela Distribuidora

Embora trate de proposta similar à apresentada no item anterior, o presente tópico contempla uma hipótese específica: busca-se endereçar o caso em que, após a construção dos dutos, a distribuidora se recuse a assumir a operação da infraestrutura e/ou adote medidas protelatórias para realizar sua operação, descumprindo os termos acordados anteriormente.

Deve-se definir, portanto, medida excepcional e temporária, visando a preservar o particular e a minimizar seus danos, bem como a reconhecer os investimentos realizados para a implementação da estrutura difusa.

Para tanto, recomenda-se que seja permitido ao(s) particular(es) assumir, precária e provisoriamente, a operação e manutenção dos gasodutos dedicados, desde que (i) seja demonstrada a capacidade técnica e financeira; (ii) seja solicitada autorização do Poder Concedente e do órgão regulador local; e (iii) seja celebrado um contrato de permissão de operação e manutenção com o Poder Concedente, que defina não só o objeto, o prazo e as obrigações e deveres do agente, mas também determine tarifa específica para remuneração do particular, bem como as condições de operação da infraestrutura.

6.2 Análise de Impacto Regulatório do Módulo E

Em relação às propostas do módulo E, foi realizada uma AIR que contempla 6 (seis) alternativas, descritas abaixo, a partir de uma avaliação qualitativa provida pela metodologia do *Five case model* (**APÊNDICE II**), bem como uma análise dos riscos regulatórios envolvidos. Os resultados estão expostos nas **Quadro 5** e **6** e na **Figura 4**.

Quadro 5

Avaliação Qualitativa da Proposta de Regulação da Construção de Infraestrutura Difusa para Distribuição Canalizada do Biometano – Five case model.

Questão	Resposta	Justificativa
1 Há necessidade estratégica para a medida regulatória?	Sim	A produção e o consumo de biometano podem ocorrer em localidades distantes da rede de distribuição principal, demandando solução regulatória para a implantação de redes locais dedicadas para viabilizar alternativas de transporte, além do modal rodoviário por caminhões-feixe.
2 A medida regulatória é desejável do ponto de vista socioeconômico?	Sim	A utilização de dutos para a movimentação de biometano apresenta maior eficiência do ponto de vista energético e econômico do que a alternativa de transporte por caminhões-feixe. Ademais, o desenvolvimento de redes locais de distribuição tende a acelerar e maximizar o aproveitamento do potencial de produção de biometano, gerando maiores benefícios sociais, econômicos e ambientais, especialmente geração de emprego, ampliação da renda média e redução de emissão de GEE.
3 A medida regulatória trata de projeto com viabilidade comercial?	Sim	A implantação de redes locais de movimentação de gás possui viabilidade comercial em situações específicas, especialmente quando o mercado consumidor e o produtor estão próximos entre si, mas distantes da rede principal de distribuição.
4 A medida regulatória trata de projeto financeiramente sustentável?	Sim	A implantação de redes locais de movimentação de gás possui sustentabilidade financeira em situações específicas, especialmente quando o mercado consumidor e o produtor estão próximos entre si, mas distantes da rede principal de distribuição.
5 Há condições práticas para implementar a medida regulatória?	Sim	As alternativas de medidas regulatórias em análise estão previstas na Lei do Gás e no Decreto nº 7.382/2010, tendo passado pelo rito ordinário de discussão com os <i>stakeholders</i> para verificar sua viabilidade prática. Além disso, as alternativas são inspiradas em regulação consolidada e madura, atualmente praticada no setor elétrico brasileiro.

Quadro 6**Análise dos Riscos Regulatórios da Construção de Infraestrutura Difusa para Distribuição Canalizada do Biometano.**

Risco	Natureza do Risco	Descrição
1	Socioeconômica	Risco de confinamento do mercado de biometano em nichos, cujo modelo de negócio é baseado no autoconsumo de gás e na autoprodução de energia elétrica, restringido a apropriação dos benefícios socioambientais do biometano.
2		Risco de desenvolvimento do mercado a partir da movimentação de biometano por meio de caminhão-feixe, cuja eficiência energética é menor e o impacto ambiental, maior.
3		Risco de baixa eficácia, decorrente da ausência de modelos de negócios capazes de serem desenvolvidos com base na alternativa proposta.
4		Risco de baixa eficiência econômica, decorrente da construção de dutos e redes que não assegurem a expansão com base no mínimo custo global para todos os interessados.
5		Risco de abuso de poder de mercado pelo operador dos dutos.
6		Risco de impacto tarifário sobre os usuários das redes de distribuição de gás canalizado.
7	Judicial/administrativa	Risco de litígio judicial e administrativo por ocasião da transferência dos ativos para a distribuidora.
8		Risco de baixa efetividade, decorrente de disputa judicial, administrativa e arbitral acerca dos valores de Participação Financeira do Particular e de Encargo de Responsabilidade da Distribuidora.
9		Risco de judicialização da regulação, por parte da distribuidora, que pode questionar a perda de prerrogativas de seu contrato de concessão.

Figura 4

Alternativas para a Regulação da Construção de Infraestrutura Difusa para Distribuição Canalizada do Biometano.

Alternativa E1

Não regulação do tema.

Análise dos Riscos

Não se aplicam os riscos de natureza judicial administrativa, nem o risco de impacto tarifário sobre os usuários das redes de distribuição de gás canalizado. Por outro lado, os riscos de confinamento do mercado de biometano em nichos estreitos e de consolidação do modal de transporte rodoviário e de baixa eficiência são potencializados, visto que a alternativa E1 não é capaz de oferecer solução para demandas reprimidas por infraestrutura de movimentação de biometano. Nessa hipótese, também aumentam os riscos relacionados à efetividade e eficiência econômica do arcabouço regulatório e ao abuso de poder de mercado (o que poderia ocorrer caso a distribuidora considere investimentos em alternativas mais atrativas, ignorando os benefícios socioambientais das externalidades positivas do desenvolvimento do mercado de biometano).

Alternativa E2

Cobrança de Participação Financeira¹⁵. (O atendimento às solicitações de conexão de produtores, de importadores e de consumidores que não podem ser conectados ao sistema principal existente deve ser precedido da assinatura de contrato específico com o interessado, no qual devem estar discriminadas as etapas e o prazo de implementação das obras, as condições de pagamento da Participação Financeira do Particular, além de outras condições vinculadas ao atendimento. Note-se que o valor da Participação Financeira do Particular será calculado a partir da diferença positiva entre o custo total da obra, considerando os critérios de mínimo dimensionamento técnico possível e o menor custo global, observadas as normas e padrões pertinentes).

Análise dos Riscos

Permite a conciliação entre os interesses privados da distribuidora, os interesses dos produtores e consumidores de biometano e os interesses dos demais usuários da rede, oferecendo, como contrapartida, o pagamento de uma participação financeira pelo interessado na construção e implantação da nova rede. Com isso, espera-se que a adoção da Alternativa contribua, significativamente, para o desenvolvimento do mercado de biometano, a partir da expansão de redes e dutos de transferência, mitigando os riscos 1, 2 e 3. Ao assegurar a prerrogativa da distribuidora para a construção, implantação e operação das novas instalações, a alternativa E2 mitiga o risco de litígio judicial. Do mesmo modo, mitiga-se também o risco de baixa eficiência econômica, decorrente da construção de dutos e redes que não asseguram a expansão com base no mínimo custo global para todos os interessados. A participação financeira permite que a distribuidora seja ressarcida pelos investimentos, reduzindo (i) a possibilidade de abuso de poder de mercado por meio da recusa em atender clientes situados em pontos menos atrativos da área de concessão; e (ii) o risco de impacto tarifário sobre os demais usuários da rede. A alternativa E2 não elimina, porém, a assimetria de informação entre agentes e regulador e, portanto, embute um risco considerável de perda de efetividade com disputas judiciais, administrativas e arbitrais, decorrentes de divergências relacionadas aos valores da Participação Financeira do Particular e do Encargo de Responsabilidade da Distribuidora e com o cronograma da obra.

¹⁵ A Alternativa E2 é inspirada em solução regulatória utilizada no setor elétrico brasileiro e disciplinada pelos Arts. 42 e 43 da Resolução Normativa nº 414/2010, que consolida as condições gerais de fornecimento de energia elétrica.

Nesse caso, a exemplo do normativo do Setor Elétrico, os interessados na implantação dos dutos devem encaminhar à distribuidora solicitação de acesso à rede de distribuição, informando os pontos de injeção e consumo, o volume a ser movimentado e o cronograma de necessidade de conexão. De posse dessas informações, a distribuidora deve preparar tempestivamente e encaminhar aos interessados: (i) a relação de obras, os serviços nas redes e a instalação de equipamentos da distribuidora necessários para o atendimento de acesso ao mínimo custo global; (ii) o orçamento, contendo a memória de cálculo, e o cronograma físico-financeiro para execução das obras; (iii) a justificativa para as novas instalações não poderem ser integradas ao sistema de distribuição principal existente; (iv) as tarifas aplicáveis; (v) o valor e a memória de cálculo do Encargo de Responsabilidade da Distribuidora e da Participação Financeira do Particular; (vi) a relação de licenças e autorizações de responsabilidade do interessado e de responsabilidade da distribuidora; (vii) as minutas dos contratos a serem celebrados; e (viii) os canais para atendimento técnico e comercial, capacitados para prestar os esclarecimentos e informações solicitados, conforme o tipo de obra a ser realizado e os contratos a serem celebrados.

Alternativa E3

Autorização para Gasoduto de Distribuição Isolado¹⁶.
(A distribuidora deve disponibilizar tempestivamente, ao interessado: as normas, os padrões técnicos e demais informações técnicas pertinentes, quando solicitadas, incluindo eventuais exigências quanto à infraestrutura a ser construída, de modo a viabilizar o acesso futuro de terceiro; especificações técnicas de materiais e equipamentos; e requisitos de segurança e proteção. A indenização será paga após a conclusão e comissionamento das obras, sendo que o montante a ser indenizado será estabelecido com base no mínimo valor entre: (i) custo da obra comprovado pelo interessado executor; (ii) custo da obra referencial, conforme orçamento elaborado pela distribuidora; e (iii) o Encargo de Responsabilidade da Distribuidora¹⁷).

Análise dos Riscos

Por afetar direitos contratuais e prerrogativas das distribuidoras, a aplicação da alternativa E3 embute risco considerável de judicialização para afastamento de seus efeitos. Ao afastar a distribuidora da decisão sobre o projeto final a ser implantado, assume-se riscos maiores de baixa eficiência econômica, decorrentes da construção de dutos e redes que não asseguram a expansão com base no mínimo custo global para todos os interessados. Adicionalmente, a alternativa E3 também implica: riscos significativos de baixa efetividade e de litígio judicial e administrativo por ocasião da transferência dos ativos para a distribuidora; e decorrentes de disputa judicial, administrativa e arbitral acerca dos valores de indenização. Por outro lado, ao empoderar os acessantes, a alternativa E3 implica risco reduzido de abuso de poder de mercado por parte da distribuidora. Além disso, contribui, também, para o desenvolvimento do mercado de biometano, a partir da expansão de redes e dutos de transferência. Assim, a alternativa E3 mitiga os riscos 1, 2 e 3 com um risco esperado de impacto tarifário baixo.

Alternativa E4

Autorização para Gasoduto de Transferência¹⁸.
(Os interessados podem construir, implantar e operar, por sua conta e risco, dutos destinados à movimentação de gás de interesse específico de seu proprietário - produtor, importador ou consumidor livre. Para tanto, os dutos de transferência devem se iniciar e terminar nas instalações próprias do interessado executor, podendo atravessar propriedades de terceiros e vias públicas. No caso de posterior transferência à concessionária, o valor da indenização, nesse caso, seria definido pelo órgão regulador com base no cálculo do Encargo de Responsabilidade da Distribuidora).

Análise dos Riscos

A vantagem da alternativa E4 é afastar o risco de impacto tarifário imediato (Risco 6) e o risco de baixa efetividade, decorrente de disputa judicial, administrativa e arbitral acerca dos valores de Participação Financeira do Particular e de Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (Risco 8). Essa Alternativa também simplifica o processo de decisão, fazendo com que os riscos associados ao desenvolvimento do mercado de biometano e do modal de transporte dutoviário sejam minimizados (Riscos 1, 2 e 3). Por outro lado, por alienar ainda mais a distribuidora da decisão de investimento, a alternativa E4 majora o risco de baixa eficiência econômica, decorrente da construção de dutos e redes que não asseguram a expansão com base no mínimo custo global (Risco 4), e os riscos de judicialização, tanto da própria regulação (Risco 9), quanto do processo de transferência de ativos (Risco 7). Nesse sentido, a alternativa E4 também tem um baixo desempenho em relação ao risco de abuso de poder de mercado (Risco 5), visto que a infraestrutura de movimentação (que é um monopólio natural) ficaria sob gestão de particulares que podem ser concorrentes de outros usuários interessados.

Alternativa E5

Combinação das alternativas E2 e E3. (Nesse caso, incluir, na alternativa E2, a possibilidade de o orçamento e o cronograma elaborados pela distribuidora serem contestados pelo particular interessado).

Análise dos Riscos

A combinação das alternativas E2 e E3, ao incluir a possibilidade de o orçamento e o cronograma elaborados pela distribuidora serem contestados pelo particular interessado, busca: minimizar o risco de abuso do poder de mercado pela distribuidora; o risco de baixa efetividade, decorrente de disputa judicial, administrativa e arbitral acerca dos valores de Participação Financeira do Particular e de Encargo de Responsabilidade da Distribuidora; e o risco de judicialização da regulação. Ao mesmo tempo, os demais riscos não são majorados.

Alternativa E6

Combinação das alternativas E2, E3 e E4.

Análise dos Riscos

A combinação das alternativas E2, E3 e E4, todavia, pode ser menos interessante, uma vez que a alternativa E4, por sua maior simplicidade operacional, dominaria a estratégia de implantação de novos dutos de biometano, relegando a utilização das alternativas E2 e E3 para os casos de menor atratividade econômica e financeira. Assim, a alternativa E6 apresenta a mesma matriz de risco regulatório que a alternativa E4.

¹⁶ A alternativa E3 é inspirada na literalidade dos Arts. 63 e 65 do Decreto nº 7.382/2010 e em solução regulatória utilizada no setor elétrico brasileiro e disciplinada pelo Art. 37 da Resolução Normativa nº 414/2010.

¹⁷ Calculado conforme ANEXO IV.

¹⁸ A alternativa E4 é inspirada no conceito de gasodutos de transferência instituídos pela Lei do Gás e pelo Decreto nº 7.382/2010.

7

MÓDULO F: CRIAÇÃO DE SELO VERDE PARA IDENTIFICAÇÃO DE USUÁRIOS DE BIOMETANO

Neste módulo, são apresentadas a contextualização e as diretrizes para a criação de um Selo Verde como incentivo ao consumo de biometano, ou seja, de um gás renovável, além da análise de impacto regulatório dessa proposta.

7.1 Contextualização do Módulo F

A proposta de criação de um Selo Verde para a identificação de usuários de biometano consiste em sugestão inspirada na iniciativa da distribuidora Companhia de Gás do Ceará – CEGAS.

De acordo com a própria concessionária cearense, o Selo Verde consiste em uma espécie de certificado, que serve para distinguir os usuários que utilizam “um tipo de energia mais limpa, inovadora e eficiente”, sejam eles clientes residenciais, veiculares, comerciais e/ou industriais (CEGAS, 2021).

O exemplo da CEGAS revela-se uma medida interessante para o incentivo do desenvolvimento do mercado local de biometano, visto que associa a imagem de seus usuários a valores de proteção do meio ambiente e de incentivo a práticas de vida saudável.

É importante destacar, nesse ponto, que o Selo Verde, nos termos aqui propostos, não se confunde com certificados de energia renovável, como créditos de carbono, nem com os créditos de descarbonização (CBios), previstos na Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio). Caso o escopo do selo pensado coincida com o de outras modalidades de certificação e créditos, é importante haver uma compatibilização e, inclusive, união de esforços, considerando que o objetivo é sempre valorizar os benefícios gerados pelas fontes de energia.

O Selo Verde não representa reduções na emissão de gases do efeito estufa, nem pode ser comercializado entre os usuários de biometano. Sua função principal é somente certificar que o usuário, efetivamente, optou por adquirir biometano (em determinado percentual ou montante mínimo, por exemplo), tendo, assim, um valor reputacional. A proposta é que, por meio dessa medida, sejam valorizadas não somente a redução das emissões de gases do efeito estufa, mas também outras externalidades positivas associadas a esse biocombustível. Nesse sentido, embora tal medida tenha sido adotada voluntariamente pela concessionária de distribuição de gás, não há óbices regulatórios à implementação de medida semelhante pelos órgãos reguladores estaduais.

Eventual regulação para a adoção do Selo Verde deverá definir alguns pontos importantes para a garantia de sua credibilidade, tais como: (i) o ente emissor – isto é, se a entidade responsável pela emissão será a distribuidora, a agência reguladora ou empresa independente; (ii) a validade do selo – para garantir que o selo seja utilizado somente enquanto o usuário tiver contratos de fornecimento de biometano vigentes; (iii) as hipóteses de revogação do selo – no caso de resolução de contratos de biometano, por exemplo; e (iv) condições para a renovação do selo – como, por exemplo, no caso de renovação/prorrogação de contratos de fornecimento de biometano, facilitando a preservação do selo para os agentes que já o obtiveram em período anterior.

Além do Selo Verde, essa metodologia pode ser aplicada a outras modalidades de selo que incentivem a inclusão social e/ou equidade de gênero.

A **Quadro 7** apresenta as principais recomendações e diretrizes acerca da instituição do Selo Verde¹⁹:

¹⁹ As recomendações e diretrizes constantes na tabela ainda estão em processo de validação.

Quadro 7**Recomendações e Diretrizes para a Regulação do Selo Verde.**

Critério	Descrição
Descrição	O Selo Verde será expedido com a finalidade de declarar que determinada unidade consumidora, comercializador de combustível ou distribuidora obtém parcela significativa de biometano para atender seu consumo ou para as necessidades referentes à sua atividade econômica (produção, prestação de serviços ou comercialização).
Emissor	A entidade responsável pela emissão poderá ser a distribuidora, a agência reguladora ou uma empresa independente.
Mercado Aplicável	O Selo Verde poderá ser aplicável (i) somente ao mercado livre, servindo como meio de certificação para consumidores livres ou comercializadoras que adquirirem biometano; ou (ii) para mercado livre e mercado regulado, eventualmente aplicando-se às concessionárias de distribuição de gás que adquiram biometano.
Elegibilidade	O Selo Verde poderá ser solicitado e concedido para as unidades consumidoras ou, eventualmente, conforme o grau de abertura de mercado, para comercializadoras que adquiram biometano. O consumo de biometano pode ser fixado, considerando, por exemplo, um mínimo de 20% da média do combustível consumido nos últimos 12 meses anteriores à solicitação à entidade responsável.
Emissão	O Selo Verde será emitido pela entidade responsável, após a comprovação do cumprimento dos critérios estabelecidos pelo programa de certificação, por parte da unidade consumidora ou comercializadora. O Selo Verde deverá conter as seguintes informações: I. Denominação da unidade consumidora do biometano; II. Localização da unidade consumidora do biometano; III. CNPJ da unidade consumidora do biometano; IV. Prazo de validade do selo verde; e V. Número do Selo Verde. Todos os produtores de biometano são elegíveis a receber Selo Verde.
Validade	O Selo Verde deverá ser utilizado somente enquanto o usuário tiver contratos de fornecimento de biometano vigentes. Pode-se exigir um contrato de compra do biometano adquirido de unidade produtora com um prazo de validade mínimo de, por exemplo, seis meses.
Hipóteses de revogação	Definir as hipóteses de revogação do Selo Verde – por exemplo, no caso de resolução de contratos de biometano.
Hipóteses de renovação	Renovação/prorrogação de contratos de fornecimento de biometano.
Sanções e Penalidades	Eventual regulação deverá prever as sanções e penalidades pelo descumprimento. Por exemplo, a entidade responsável pela emissão poderá se reservar o direito de negar a concessão do Selo Verde, inclusive de suspendê-lo, a qualquer momento, mediante comunicado formal à unidade consumidora ou comercializadora, acompanhada das justificativas que motivaram tal decisão. Eventual regulação também poderia prever a possibilidade de suspensão ou cancelamento do Selo Verde à unidade consumidora e/ou à comercializadora que venham a se envolver em quaisquer eventos que prejudiquem a reputação do programa de certificação, tais como, fraude de qualquer espécie etc..
Divulgação de informações	Eventual regulação poderá permitir (i) que a entidade responsável pela emissão do Selo Verde mantenha, em sua página na internet, uma listagem de todas as unidades detentoras desse selo; e (ii) que as unidades consumidoras divulguem os selos com seu nome, produtos e serviços, em quaisquer meios de comunicação, como melhor lhes convier, desde que em conformidade com as disposições contidas no Regulamento e respeitando os princípios do Código Civil e de Proteção ao Consumidor.
Modelo de requerimento para emissão do Selo Verde	O regulamento deve trazer um modelo padronizado de requerimento para emissão do Selo Verde com informações e descrição necessárias para a validação do produto.

Vale destacar que os critérios acima listados são meramente indicativos e podem ser complementados. Além disso, a própria proposta de Selo Verde pode ser conjugada a outras propostas, como, por exemplo, a de certificação dos produtores de biometano.

Se, por um lado, o Selo Verde permitiria a valorização do biometano para os usuários, ponta final da cadeia produtiva desse biocombustível, por outro lado, os certificados poderiam complementar essa proposta, valorizando os demais integrantes dessa cadeia. Nesse contexto, é importante ressaltar que essa possibilidade precisa ser analisada e adequada a cada caso e realidade estadual, considerando, também, a existência de outros mercados verdes e certificações, em atenção à sua qualificação e ao risco de dupla-contagem.

Box 5 – Certificação da Produção de Biometano

*A certificação do biometano na cadeia da produção é considerada na análise de viabilidade econômica de plantas sucroalcooleiras, apresentada no **APÊNDICE IV**. Os resultados demonstram em quais patamares de preços de certificados (ou “Selo Gás Renovável” ou “Selo Verde”) os modelos de negócios de produção e distribuição do biometano podem se tornar competitivos.*

7.2 Análise de Impacto Regulatório do Módulo F

No que tange à proposta de criação do Selo Verde, foi realizada a AIR para 2 (duas) alternativas: (F1) não regulação de Selo Verde pelo órgão estadual, deixando a matéria a cargo do mercado; ou (F2) regulação, pelo órgão estadual, de Selo Verde para identificação de usuários de biometano. Para tanto, realizou-se uma avaliação qualitativa provida pela metodologia do *Five case model* (**APÊNDICE II**), descrita no **Quadro 8**.

Quadro 8

Avaliação Qualitativa da Proposta de Regulação do Selo Verde - Five case model

Questão	Resposta	Justificativa
1 Há necessidade estratégica para a medida regulatória?	Sim	Incentivos regulatórios para o fomento ao aproveitamento do biometano permitem o acesso de consumidores e produtores de biometano de maneira mais estruturada e têm o potencial de gerar benefícios socioeconômicos e ambientais a todos os consumidores, por meio do acesso a fontes energéticas mais baratas e de menor impacto ambiental.
2 A medida regulatória é desejável do ponto de vista socioeconômico?	Sim	
3 A medida regulatória trata de projeto com viabilidade comercial?	Sim	Incentivos regulatórios para o fomento ao aproveitamento do biometano possuem elevada abrangência e efetividade, haja vista a crescente demanda por fontes mais limpas e sustentáveis.
4 A medida regulatória trata de projeto financeiramente sustentável?	Sim	Medidas de incentivos regulatórios para o fomento ao aproveitamento do biometano não comprometem a sustentabilidade financeira dos produtores, não oneram os consumidores e não demandam aporte de recursos públicos em forma de subsídios e subvenções.
5 Há condições práticas para implementar a medida regulatória?	Sim	A implantação de medidas de incentivos regulatórios para o fomento ao aproveitamento do biometano pode ser instituída de maneira bastante simplificada, e é requerida sobretudo nessa etapa incipiente de regulação e desenvolvimento do mercado. Há modelos bastante similares e eficazes em outros mercados, como, por exemplo, o Selo Energia Verde aplicado à geração de energia elétrica a partir da biomassa de cana desenvolvido pela UNICA (UNICA, 2021).

A partir da análise acima, conclui-se que a regulação do Selo Verde seria uma alternativa recomendável, considerando-se o atual grau de maturidade e de incipiência do mercado de biometano. Nesse ponto, pondera-se apenas que a regulação pelo órgão estadual deve ser a mais simples possível, de modo a mitigar eventuais barreiras administrativas e reduzir o tempo investido no processo de implementação e monitoramento da regulação.

Ressalta-se, nesse caso, a importância de as agências reguladoras estaduais discutirem regras claras e diferenciadas para a regulação do Selo Verde nos mercados livre e regulado, uma vez que, na segunda hipótese, o biometano integraria o *mix* de gás das concessionárias, cabendo, assim, o estabelecimento de critérios específicos para concessão desse selo aos usuários cativos.

8

MÓDULO G: *SWAP* DE GÁS NATURAL E BIOMETANO

Nesse módulo, apresenta-se a contextualização para a implementação do *swap* e a análise de impacto regulatório da sua possível implantação nos Estados.

8.1 Contextualização do Módulo G

Essa proposta é inspirada na Deliberação ARSESP nº 1.105/2020, que estabeleceu condições e critérios para a troca de gás natural e biometano (*swap*) entre as redes de distribuição de gás canalizado, no âmbito do Estado de São Paulo.

É uma proposta interessante para o fornecimento de gás em geral, visto que promove maior integração entre redes de diferentes concessionárias, otimizando, também, a oferta tanto do gás natural quanto do biometano.

A exemplo da Deliberação da ARSESP, a ideia é que a regulação possibilite duas formas de *swap*: (i) o *swap* comercial, que consiste em transação puramente comercial, sem necessidade de interconexão física entre as partes; e (ii) o *swap* operacional – que exige uma interconexão física entre as partes, isto é, uma infraestrutura em comum.

Box 6 – Swap

Sobre a distinção entre as duas modalidades de swap, comercial e operacional, veja-se a Nota Técnica ARSESP G-0011/2019, que fundamentou a proposta de regulação para troca de gás entre as áreas de concessão:

“O swap comercial é um serviço puramente comercial, definido em acordos contratuais nos quais existem transações financeiras geradas por ativos de infraestrutura (redes) diferentes e sem interconexão física.

Neste tipo de swap por meio de um acordo contratual, o gás natural é entregue (ou recebido) a uma das partes, em troca de um gás natural recebido (ou entregue) a outra parte. Estes acordos são realizados entre as partes para viabilizar a entrega de gás a usuários conectados em redes diferentes dos produtores de gás que fornecem a molécula. Fica claro que, por meio deste tipo de swap, não é necessário que exista infraestrutura de rede entre o fornecedor e o usuário que adquiriu a molécula. Já o swap do tipo operacional se diferencia do swap comercial por haver ativos de infraestrutura comuns ou interconectados fisicamente entre as partes envolvidas. Este tipo de swap permite por exemplo, que a entrega de gás seja feita de forma virtual em contrafluxo (backhaul), onde um usuário contrata a molécula de um fornecedor que se encontra a jusante do fluxo da rede que os interconecta.

O swap operacional ainda pode ser classificado em duas formas: o swap operacional de localização e o swap operacional de periodicidade. Já o swap operacional de localização pode ser caracterizado como duas operações iguais em sentido de fluxo contrário que ocorrem em dois pontos diferentes de entrega. Já o swap de periodicidade pode ser definido como duas operações iguais em sentido de fluxo contrário que ocorrem em um mesmo ponto de entrega em diferentes períodos de tempo” (ARSESP, 2019).

Pelo exposto, caso outros Estados considerem conveniente regular o *swap*, recomenda-se que sejam definidos alguns dos seguintes aspectos-chave, como exposto na **Quadro 9**.

Quadro 9

Aspectos-chave para a Regulação Estadual do Swap de Biometano e Gás Natural.

Deliberação ARSESP nº 1.105/2020	Aspectos-chave a serem abordados por eventual regulação estadual
<p>“Art. 3º. A Concessionária deve permitir o acesso não discriminatório de terceiros ao seu Sistema de Distribuição, mediante remuneração adequada, calculada segundo os critérios estabelecidos pela ARSESP.</p> <p>§ 1º. A Concessionária, mediante aviso prévio aos Usuários Livres e atuando de forma prudente, poderá reduzir ou interromper a Troca de Gás caso haja Desbalanceamento na Troca de Gás que provoque riscos operacionais ao sistema de distribuição”.</p>	<p><u>Limites à realização de <i>swap</i></u>: recomenda-se que sejam definidos limites à operação de <i>swap</i>, considerando a qualidade de atendimento e a operação do sistema de distribuição. Nesse sentido, vale ressaltar, por exemplo, que a Deliberação ARSESP nº 1.105/2020 determina que a concessionária de distribuição poderá interromper a troca de gás, mediante aviso prévio aos usuários livres, caso haja desbalanceamento na troca de gás que provoque riscos operacionais ao sistema de distribuição.</p>
<p>“Art. 3º (...)</p> <p>§ 2º. As Concessionárias devem elaborar um procedimento de interface entre elas para prestar informações referentes às Cartas de Intenções para Troca de Gás e às programações envolvidas no <i>Swap</i>”.</p>	<p><u>Procedimentos de interface entre concessionárias para apresentação de Cartas de Intenções para Troca de Gás</u>: sugere-se que as propostas de <i>swap</i> sejam realizadas mediante o envio de Cartas de Intenção, sendo recomendável que as distribuidoras definam procedimentos para apresentação e envio dessas cartas.</p> <p>A regulação paulista, por exemplo, determina que as concessionárias devem elaborar um procedimento de interface entre si para prestar informações referentes às Cartas de Intenções para Troca de Gás e às programações definidas no <i>swap</i>.</p>

Deliberação ARSESP nº 1.105/2020	Aspectos-chave a serem abordados por eventual regulação estadual
<p>“Art. 4º. Os interessados na Troca de Gás devem apresentar às Concessionárias a Carta de Intenção do Uso do Sistema de Distribuição para <i>Swap</i> contendo, no mínimo:</p> <p>I - modalidade(s) do Serviço de Distribuição pretendida(s);</p> <p>II - período(s) em que o serviço será requisitado;</p> <p>III - capacidade a ser utilizada; observando as Condições de Referência; e</p> <p>IV - ponto(s) de Recepção/Interconexão e Ponto(s) de Entrega/Interconexão a serem utilizados.</p> <p>(...)</p> <p>§ 2º. A Proposta de <i>Swap</i> deve contemplar as condições tarifárias e não tarifárias para acesso ao Sistema de Distribuição que possibilite aos interessados informações suficientes para a efetiva contratação dos Serviços de Distribuição oferecidos pela Concessionária.</p> <p>§ 3º. A Proposta de <i>Swap</i> deve apresentar descrição detalhada dos sistemas de distribuição envolvidos, contendo informações operacionais dos Pontos de Recepção e Entrega”.</p>	<p><u>Definição de conteúdo mínimo para as Cartas de Intenção de Uso do Sistema de Distribuição para <i>swap</i></u>: Sugere-se que as referidas cartas indiquem, ao menos:</p> <p>(i) a modalidade de serviço de distribuição pretendida;</p> <p>(ii) o período em que o serviço será requisitado;</p> <p>(iii) a capacidade a ser utilizada;</p> <p>(iv) os pontos de recepção/interconexão e os pontos de entrega/interconexão a serem utilizados.</p>
<p>“Art. 4º. (...)</p> <p>§ 1º. As Concessionárias devem responder ao Interessado, por meio da Proposta de <i>Swap</i>, no prazo máximo de 30 (trinta) dias, contados do recebimento da Carta de Intenção”.</p>	<p><u>Prazo máximo para resposta ao interessado relativamente às Cartas de intenção de Uso do Sistema de Distribuição</u>: sugere-se a definição de um prazo máximo de 30 dias, por exemplo, para resposta das concessionárias aos interessados, de modo a garantir a agilidade dos procedimentos e evitar ações protelatórias por parte das concessionárias.</p>
<p>“Art. 4º. (...)</p> <p>§ 4º. No caso de recusa ao atendimento da Troca de Gás proposta na Carta de Intenção, a Concessionária deverá apresentar a justificativa baseada em parâmetros técnicos e econômicos, além das informações dispostas no presente dispositivo, acompanhada de eventuais alternativas para viabilizar a Troca de Gás pretendida”.</p>	<p><u>Exigência de justificativa técnica e econômica da concessionária no caso de recusa à Carta de Intenção</u>: de modo a evitar arbitrariedades, recomenda-se que seja exigida justificativa da concessionária no caso de recusa da Carta de Intenção, com base em parâmetros técnicos e econômicos.</p>
<p>“Art. 4º. (...)</p> <p>§ 6º. Após o cumprimento do previsto no § 5º, deste artigo, a Arsesp calculará a Tarifa de <i>Swap</i>, caso a caso, com base nas especificidades da operação apresentada e comunicará aos Interessados”.</p> <p>“Art. 6º. A Tarifa de <i>Swap</i> aplicada, acompanhada das características da Troca de Gás, será publicada pela Arsesp, por meio de Deliberação específica”.</p>	<p><u>Definição de critérios para o cálculo da Tarifa de <i>swap</i> ou determinação de cálculo pelo órgão regulador local</u>: caso seja possível definir, de plano, a tarifa aplicável à operação de <i>swap</i>, recomenda-se que sejam definidos os critérios (<i>drivers</i>) para que os agentes possam aferir as estimativas de custo. Por outro lado, caso isso não seja possível, recomenda-se que se siga o exemplo da regulação paulista, que, considerando que cada operação de <i>swap</i> tem características particulares, optou por deixar que o cálculo da tarifa aplicável a cada operação seja feito pelo órgão regulador local.</p>

Deliberação ARSESP nº 1.105/2020	Aspectos-chave a serem abordados por eventual regulação estadual
<p>"Art. 2º. (...)</p> <p>I - Acordo de Interconexão ou Contrato de Interconexão: instrumento contratual que estabelece as bases da cooperação operacional entre Concessionárias para interconexão de gasodutos de distribuição em áreas de concessão distintas".</p> <p>"Art. 7º. As Concessionárias podem interconectar os gasodutos de distribuição entre as áreas de concessão para viabilizar a Troca de Gás, com observância à conciliação dos procedimentos operacionais e comerciais, a fim de eliminar barreiras à contratação e à utilização da capacidade de distribuição.</p> <p>§ 1º. As Concessionárias devem apresentar as formas de acesso ao seu Sistema de Distribuição lotado próximo à fronteira com a Concessionária interessada, por meio de Acordo de Interconexão que contenha as tarifas de distribuição aplicáveis e outros termos e condições relacionadas ao acesso de terceiros ao Sistema de Distribuição.</p> <p>§2º O Acordo de Interconexão deve ser submetido para aprovação da Arsesp.</p> <p>§3º A Arsesp, mediante solicitação, mediará eventuais conflitos concernentes à interconexão de instalações operadas por agentes distintos relacionados ao acesso dos gasodutos de distribuição".</p> <p>"Art. 8º. As Concessionárias podem expandir os seus sistemas para interconexão entre áreas de concessão, por solicitação, devidamente fundamentada, de qualquer Interessado ou de uma das Concessionárias, desde que o serviço seja economicamente viável, a fim de possibilitar operação de Troca de Gás.</p> <p>§ 1º. Em não sendo economicamente viável a interconexão, prevista no caput, será permitida a participação financeira de terceiros interessados ou de outra Concessionária, referente à parcela economicamente não viável da obra, com base nas tarifas vigentes e na taxa de custo de capital fixada periodicamente pela Arsesp.</p> <p>§ 2º. Caso a solicitação de interconexão não seja técnica e economicamente viável e não haja acordo entre o terceiro interessado e a Concessionária, ou entre as Concessionárias, estas devem apresentar à Arsesp e ao Interessado, no prazo de até 60 (sessenta) dias contados da data da solicitação, a fundamentação econômico-financeira justificando a negativa.</p> <p>§ 3º. Cabe à Arsesp analisar a fundamentação econômico-financeira apresentada pela Concessionária, verificando a viabilização da interconexão, definindo a participação de cada parte, sem que haja o comprometimento técnico da concessão e do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.</p> <p>§ 4º. Nos casos de expansão com interconexão envolvendo usuários ou potenciais, que não forem atendidos por falta de acordo entre estes e a Concessionária, será realizada audiência pública, a critério da Arsesp, com o objetivo de dirimir as dúvidas e encontrar soluções para viabilizar a interconexão dos gasodutos de distribuição entre áreas de concessão distintas.</p> <p>§5º As Trocas de Gás com interconexão de gasodutos de distribuição de áreas distintas terão suas Tarifas de Swap publicadas pela Arsesp, por meio de Deliberação específica".</p>	<p><u>Formas de acesso ao sistema de distribuição:</u> no caso de <i>swap</i> com interconexão de gasodutos de distribuição de áreas distintas, é aconselhável que a regulação determine as formas de acesso ao sistema de distribuição, conciliando procedimentos operacionais e comerciais. Sugere-se que, a exemplo da regulação paulista, essas condições sejam definidas em Acordo de Interconexão entre as concessionárias, contendo as tarifas de distribuição aplicáveis, os procedimentos comerciais e operacionais, a modalidade do serviço de distribuição pretendida, o período em que o serviço será requisitado, a capacidade a ser utilizada, o ponto de recepção/interconexão e o ponto de entrega/interconexão a serem utilizados, além de outros termos e condições relacionadas ao acesso de terceiros ao sistema de distribuição.</p>

Deliberação ARSESP nº 1.105/2020	Aspectos-chave a serem abordados por eventual regulação estadual
<p>“Art. 5º. Após as negociações oriundas da Proposta de Swap, as Concessionárias envolvidas deverão apresentar o Contrato de Uso da Rede de Distribuição para Troca de Gás, o qual deverá conter os seguintes elementos mínimos:</p> <p>I - identificação do Usuário Livre, autoprodutor ou autoimportador;</p> <p>II - localização da unidade usuária;</p> <p>III- identificação do(s) Ponto(s) de Recepção/ Interconexão e Ponto(s) de Entrega/ Interconexão a serem utilizados;</p> <p>IV - condições de qualidade, pressões no Ponto de Recepção e no Ponto de Entrega, e demais características técnicas do serviço de distribuição;</p> <p>V - Capacidade Contratada;</p> <p>VI - descrição das premissas de alocação de custos entre os Usuários Livres de cada sistema de distribuição;</p> <p>VII - quantidade diária retirada;</p> <p>VIII - critérios de medição;</p> <p>IX - Tarifa de Troca de Gás;</p> <p>X - regras para faturamento e pagamento pelo serviço de distribuição;</p> <p>XI - critérios de reajuste e revisão, bem como indicação dos encargos fiscais incidentes;</p> <p>XII - cláusula específica que indique a obrigação de sujeição à superveniência das normas regulatórias da Arsesp;</p> <p>XIII - cláusula condicionando a eficácia jurídica do contrato à homologação pela Arsesp;</p> <p>XIV - data de início do serviço de distribuição e o prazo de vigência contratual;</p> <p>XV - procedimentos em caso de Desbalanceamento e mecanismos de compensação;</p> <p>XVI - direitos e obrigações das partes; e</p> <p>XVII - descrição detalhada de cada sistema de distribuição envolvido, contendo informações operacionais de cada um de seus Pontos de Recepção e Entrega conter os fluxos físicos do Gás Canalizado; as características técnicas e operacionais dos Sistemas de Distribuição; e a capacidade disponível para Troca de Gás”.</p>	<p><u>Conteúdo mínimo dos Contratos de Uso da Rede de Distribuição para Troca de Gás:</u> (i) - identificação do Usuário Livre, autoprodutor ou autoimportador; (ii) localização da unidade usuária; (iii) identificação do(s) Ponto(s) de Recepção/Interconexão e Ponto(s) de Entrega/Interconexão a serem utilizados; (iv) - condições de qualidade, pressão e demais características técnicas do serviço de distribuição; (v) capacidade contratada; (vi) descrição das premissas de alocação de custos entre os Usuários Livres de cada sistema de distribuição; (vii) quantidade diária retirada; (viii) critérios de medição; (ix) valor da tarifa de swap; (x) regras para faturamento e pagamento pelo serviço de distribuição; (xi) critérios de reajuste e revisão, bem como indicação dos encargos fiscais incidentes; (xii) data de início do serviço de distribuição e o prazo de vigência contratual, considerando a compatibilidade com a duração dos Contratos de Compra e Venda de Gás; (xiii) procedimentos em caso de desbalanceamento do swap - isto é, no caso de se constatar diferenças entre o volume contratado e os efetivamente entregues - e mecanismos de compensação; (xiv) direitos e obrigações das partes; e (xv) descrição detalhada de cada sistema de distribuição envolvido.</p>

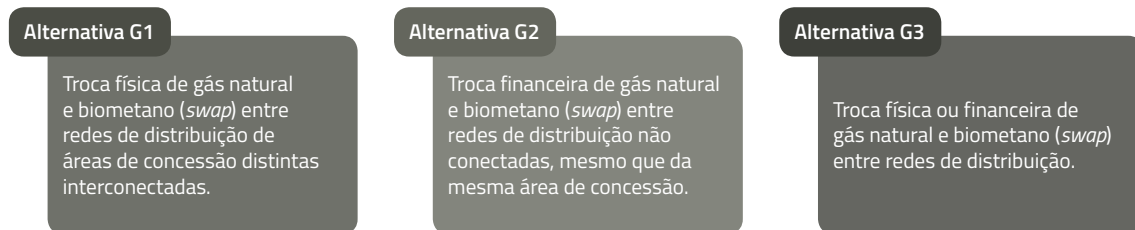
Deliberação ARSESP nº 1.105/2020	Aspectos-chave a serem abordados por eventual regulação estadual
<p>“Art. 9º. A Arsesp poderá requisitar às Concessionárias a realização do processo de Solicitação Pública Coordenada de Propostas para Troca de Gás à medida que diversos Usuários Livres e/ou Usuários Parcialmente Livres demonstrem a intenção de realizar <i>Swap</i>:</p> <p>§ 1º. A Solicitação visa detectar possibilidades de Troca de Gás no Estado, inclusive para verificar possibilidade de interconexão de gasodutos de distribuição em áreas de concessão distintas.</p> <p>§ 2º. O processo de Solicitação deve ser realizado de modo coordenado pelas 3 (três) Concessionárias.</p> <p>§ 3º. As Concessionárias devem submeter à aprovação da ARSESP o edital de Solicitação em 30 (trinta) dias após a requisição da Agência para realização da Solicitação.</p> <p>§ 4º. O edital da Solicitação deve ser publicado com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias da data de apresentação das propostas, para que os potenciais Usuários Livres possam providenciar os dados necessários para apresentação da Proposta.</p> <p>§ 5º. As Concessionárias divulgarão o edital mediante publicação na imprensa especializada e no seu endereço eletrônico para conhecimento dos Interessados em participar do processo de Solicitação Pública de Propostas.</p> <p>§ 6º. O edital de Solicitação deve conter a capacidade disponível dos Sistemas de Distribuição, acompanhada dos fluxos físicos e características técnicas e operacionais do sistema de distribuição, acompanhada das principais condições comerciais do Contrato de Uso da Rede de Distribuição para Troca de Gás”.</p>	<p><u>Possibilidade de realização de Solicitação Pública Coordenada de propostas para troca de gás:</u> conforme opção do agente regulador, eventual regulação poderia prever a realização de Solicitação Pública coordenada de propostas para troca de gás à medida que diversos usuários passem a demonstrar interesse em realizar o <i>swap</i>. A realização de tal Solicitação permitiria ao órgão regulador detectar possibilidades de Troca de Gás no Estado, inclusive para fins de interconexão de gasodutos de distribuição em áreas de concessão distintas.</p>

8.2 Análise de Impacto Regulatório do Módulo G

Para a proposta de regulação do *swap*, foi realizada AIR de 3 (três) alternativas, descritas na **Figura 5**. Destaca-se que, para alternativas relacionadas ao *swap* entre as redes de distribuição de gás canalizado, a análise comparativa foi realizada de forma simplificada, com base em análise multicritério, conforme **Quadro 10**, com escala definida como alta, média e baixa.

Figura 5

Alternativas para a Regulação do Swap de Gás Natural e Biometano.



Quadro 10

Análise Multicritério da Proposta de Regulação do Swap de Gás Natural e Biometano.

Critério		Troca física de gás natural e biometano	Troca financeira de gás natural e biometano
1	Efetividade	Baixa (1)	Alta (3)
2	Complexidade/Dificuldade de implementação por parte da agência	Média (2)	Baixa (3)
3	Viabilidade técnica	Média (2)	Alta (3)
4	Viabilidade econômica	Alta (3)	Alta (3)
2	Dificuldade de conformidade por parte dos regulados	Média (2)	Baixa (3)
6	Dificuldade de conformidade por parte dos reguladores	Média (2)	Baixa (3)
Pontuação		12	18

Pelo exposto acima, a AIR concluiu que a alternativa G2 – que permite a troca financeira de gás natural e biometano (*swap*) entre redes de distribuição não conectadas, mesmo que da mesma área de concessão – é a que melhor atinge os resultados pretendidos com a intervenção regulatória.

Contudo, não há óbices para que uma terceira alternativa, a alternativa G3, seja adotada, de modo a se permitir tanto a troca física quanto a troca financeira de gás natural e biometano (*swap*) entre redes de distribuição, ampliando o alcance dos resultados pretendidos.

9

PROPOSTAS E RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS PARA A REGULAÇÃO ESTADUAL DE BIOMETANO

Além das propostas indicadas nos módulos anteriores, são apresentadas, a seguir, sugestões de medidas complementares para estimular o desenvolvimento do biometano no âmbito estadual.

9.1 Estabelecimento de medidas de incentivo ao biometano nos leilões e chamadas públicas de gás

Dentre as propostas, desde que viáveis econômica e financeiramente, sugere-se o estabelecimento de condições e/ou critérios de contratação que definam a preferência pela compra de biometano. É importante que seja estabelecido um prazo determinado e sejam definidas condições claras e bem delimitadas para a adoção dessas medidas, que devem ser compatíveis com as condições de produção de biometano em cada região e com a maturidade do respectivo mercado desse biocombustível.

Além disso, no caso de Chamadas Públicas promovidas pelas concessionárias de distribuição de gás, recomenda-se que a implementação de tais medidas seja condicionada às exigências de ampla transparência dos processos de contratação. Também é interessante que as chamadas deem indicativos da importância dos projetos gerarem benefícios ambientais e sociais em sua área de atuação.

Box 7 – Contratação das Distribuidoras

O preço da molécula de gás, assim como do transporte, é determinado pelos contratos entre a concessionária e o seu supridor de gás (majoritariamente, a Petrobras). No Estado de São Paulo, por exemplo, tais contratos são aprovados pelo órgão regulador estadual, os quais são validados, majoritariamente, para um período de 3 anos ou, excepcionalmente, em alguns casos, para 5 anos. Isso porque, de acordo com as regras de cada contrato, o preço da molécula de gás e do transporte podem variar ao longo do tempo e, portanto, só é garantido o repasse das diferenças entre o preço incluído nas tarifas e o preço efetivamente pago às distribuidoras pelo período estabelecido e aprovado pelo regulador.

Em cada processo tarifário, a ARSESP inclui, na tarifa final ao usuário, uma expectativa para esses preços, porém, podem ocorrer diferenças entre o preço incluído nas tarifas e o preço efetivamente pago pela concessionária ao supridor. Por essa razão, a ARSESP acompanha mensalmente essas diferenças e, periodicamente, repassa aos usuários tais diferenças, que podem ser positivas ou negativas, por meio das chamadas contas gráficas. Atualmente, a ARSESP calcula quatro contas gráficas, que, somadas ao preço da molécula de gás e do transporte, compõem o chamado custo do gás.

Dessa forma, os contratos das Distribuidoras com os fornecedores de gás até podem ter vigências superiores a 3 ou 5 anos, na área de concessão regulada pela ARSESP. No entanto, após o término da vigência fixada e aprovada pelo regulador, tais contratos vigentes, com seus preços da molécula e transporte, deverão passar por nova validação de mercado. Assim, contratos de suprimento de mais longo prazo, firmados com as concessionárias, devem contemplar cláusulas condicionantes de atualização de preços.

*Para o estudo de viabilidade apresentado no **APÊNDICE IV**, em todos os cenários analisados foram acrescentadas as hipóteses de contratos de suprimento por um período de 10 e 20 anos.*

9.2 Garantia de conexão de produtores de biometano, mediante a criação de conta gráfica

De modo a garantir a conexão de projetos de biometano, frequentemente localizados em regiões distantes da rede existente, propõe-se a criação de uma conta gráfica, a exemplo da Deliberação ARSESP nº 1.010/2020, que regulamentou o mecanismo de recuperação do saldo de conta gráfica relativo a variações do preço de gás e do transporte nas tarifas dos serviços de gás canalizados, dentre outros aspectos (vide Box 7), que serviria à modulação dos custos de conexão, relativos à modicidade tarifária. Assim, nessa conta, seriam registradas as diferenças entre os custos de conexão e os contidos nas tarifas de fornecimento, aplicadas aos faturamentos dos usuários pela prestação dos serviços de distribuição.

A proposta, em linhas gerais, é que o saldo dessa conta seja recuperado mediante um acréscimo às tarifas, quando dos reajustes e/ou revisões tarifárias ordinárias ou extraordinárias.

Além disso, como disposto na referida Deliberação da ARSESP, recomenda-se que sejam adotadas medidas (i) para assegurar ampla transparência da referida conta e dos saldos existentes; e (ii) para prestação de contas dos acréscimos incluídos nas tarifas.

Assim, sugere-se que o referido mecanismo seja implementado em conjunto, com uma ampla divulgação de informações sobre a conta gráfica no sítio eletrônico das Agências Reguladoras, e mediante a disponibilização de informações, nas faturas, sobre o saldo mensal da conta gráfica e sobre a parcela de recuperação incluída nas tarifas.

9.3 Direcionamento de Programas de P&D para o fomento da pesquisa e capacitação dos potenciais produtores

Uma terceira proposta diz respeito à importância do fomento à pesquisa e à capacitação de profissionais no mercado de biometano. Por essa razão, sugere-se que as Agências Reguladoras avaliem a possibilidade de direcionamento de recursos de Programas de P&D para o fomento da pesquisa e capacitação dos potenciais produtores, considerando o disposto nos Contratos de Concessão das distribuidoras, bem como, a esfera de discricionariedade e a competência definidas para cada agência reguladora. Outro ponto importante para investimento de P&D seria o estudo de modelos de negócio em biometano para maximizar a inclusão de grupos sociais diversos na atividade, para o benefício da economia local.

No caso do Estado de São Paulo, por exemplo, a ARSESP, ao elaborar o “Manual de Elaboração e Avaliação do Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico e de Conservação e Racionalização do Uso do Gás Natural no Estado de São Paulo” para o ciclo 2019/2020 (SÃO PAULO, 2020d), incluiu, dentre as áreas de interesse prioritário regulatório, a realização de estudos sobre a introdução de biometano na rede de distribuição²⁰.

Nesse tópico, de maneira similar ao indicado nas propostas anteriores, recomenda-se que sejam implementadas medidas de ampla transparência. Mais do que isso, sugere-se que, de forma complementar à medida proposta, sejam avaliados os resultados das referidas medidas para a identificação de pontos de melhoria, buscando-se a otimização da destinação dos recursos de P&D.

9.4 Outras Recomendações às Agências Reguladoras

No âmbito das atividades realizadas pelo BEP, também foram levantadas recomendações relevantes, que não tratam de propostas normativas, mas que podem ser adotadas pelas agências reguladoras estaduais como boas práticas, visando à disseminação do conhecimento sobre o biometano.

Assim, a **Figura 6** sintetiza as principais recomendações propostas.

²⁰ A Portaria CSPE nº 320/2004, instituiu o Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico e de Conservação e Racionalização do Uso do Gás Natural, considerando que, conforme disposto nos Contratos de Concessão para Exploração de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado, cabe às Concessionárias implementar medidas voltadas à pesquisa e ao desenvolvimento tecnológico do setor. Ainda de acordo com a referida Portaria, a execução dos projetos integrantes do programa Anual deve seguir as diretrizes e procedimentos estabelecidos no referido “Manual de Elaboração e Avaliação do Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico e de Conservação e Racionalização do Uso do Gás Natural no Estado de São Paulo”.

Figura 6**Recomendações relevantes identificadas no âmbito das atividades realizadas pelo BEP.****RECOMENDAÇÃO****INCLUSÃO DAS PROPOSTAS DE REGULAÇÃO DO BIOMETANO NAS AGENDAS REGULATÓRIAS ESTADUAIS**

Sugere-se que as discussões acerca do biometano/biogás constem nas Agendas Regulatórias das agências, objetivando promover maior adesão dos eventuais interessados em contribuir com os debates.

Considerando que é preferível que as discussões sejam agendadas o quanto antes para que os interessados se preparem para participar, a inclusão do tema na agenda regulatória provou-se uma iniciativa importante para atrair mais participantes, bem como proporcionar uma ampla divulgação acerca dos processos de discussão sobre as novas regulamentações do biometano²¹.

RECOMENDAÇÃO**INTERAÇÃO COM O PODER PÚBLICO PARA DISCUSSÃO DAS PROPOSTAS PARA DESENVOLVIMENTO DE POLÍTICAS PÚBLICAS PARA O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DE BIOMETANO**

Recomenda-se uma articulação entre as agências reguladoras e o poder público, para aprimoramento das propostas para regulação do biometano. Tal medida, além de ter o potencial de conferir maior transparência e alinhamento entre as diversas instâncias governamentais, também contribui para reforçar a legitimidade das normas regulatórias posteriormente aprovadas e evitar conflitos normativos.

RECOMENDAÇÃO**AValiação PERIÓDICA DOS RESULTADOS REGULATÓRIOS ALCANÇADOS**

A Avaliação do Resultado Regulatório consiste em um processo sistemático de avaliação de uma intervenção regulatória, para averiguar se seus objetivos foram alcançados.

A prática é bastante relevante justamente para analisar a efetividade das regulamentações propostas, representando um importante instrumento de validação dos atos normativos que vão tratar do biometano/biogás.²²

RECOMENDAÇÃO**DISPONIBILIZAÇÃO DE INFORMAÇÕES GERAIS SOBRE O BIOMETANO/BIOGÁS**

A recomendação em comento tem por fundamento o fato de que muitos potenciais investidores e usuários de gás ainda não conhecem o biometano/biogás, tampouco os seus inúmeros benefícios. Dessa forma, é importante promover a publicidade das possibilidades de uso do biometano/biogás nos mais diversos segmentos, visando a conscientizar a população e a aumentar a atratividade do biometano para investidores e consumidores.

RECOMENDAÇÃO**CELEBRAÇÃO DE TERMOS DE COOPERAÇÃO COM INSTITUIÇÕES DE ENSINO E FOMENTO, VISANDO À PROMOÇÃO DO ESTUDO DO POTENCIAL DO BIOMETANO/BIOGÁS**

A medida revela-se como um importante instrumento para difundir o conhecimento acerca do biometano. Por meio da cooperação com essas instituições será possível aprofundar o entendimento das agências reguladoras sobre o tema, facilitando a emissão de atos normativos e/ou contribuindo para a conscientização de investidores ou usuários de gás sobre os benefícios e usos desse biocombustível.

²¹ A título de exemplo, vale destacar que a ARSESP incluiu a discussão do selo verde em sua Agenda Regulatória para o biênio de 2022-2023, (disponível em: <http://www.arsesp.sp.gov.br/>).

²² Destaca-se que a prática da realização de Avaliações do Resultado Regulatório (ARR) já vem sendo adotada em algumas agências reguladoras e, inclusive, compõe o processo de elaboração normativa, como parte integrante do planejamento regulatório. A Casa Civil da Presidência da República também disponibilizou, em dezembro de 2021, versão preliminar de Guia ARR, disponível em: <https://www.gov.br/participamaisbrasil/cp-guia-arr>.

10

CONCLUSÕES

Conforme já destacado, o presente Guia tem por objetivo apresentar critérios e pontos a serem regulados, considerados relevantes para a harmonização das regulamentações estaduais sobre a distribuição de biometano por meio das infraestruturas de gás canalizado.

Tais critérios foram organizados em 7 (sete) módulos, detalhados ao longo deste documento e sintetizados no **Quadro 11**.

Quadro 11**Quadro Resumo das Propostas para Regulação Estadual de Biometano.****Módulo A: Princípios Básicos para a Regulação do Biometano**

- Princípio da Isonomia Material do Biometano em relação ao Gás Natural Canalizado
- Isonomia na Prestação de Serviços de Distribuição de Gás Canalizado para Fins de Abastecimento de Biometano
- Princípio do Livre Acesso à Rede de Distribuição de Gás Canalizado

Módulo B: Controle de Qualidade e Especificação do Biometano Injetado na Rede de Distribuição

- Previsão relativa aos parâmetros, controles de qualidade e de especificação do biometano, além de regras para monitoramento e supervisão por parte da concessionária local de gás canalizado.
- Definição dos limites de responsabilidade da concessionária e do fornecedor pela qualidade do gás, pelos riscos e perdas de biometano (no caso da Deliberação ARSESP nº 744/2017, a responsabilidade é do fornecedor até o ponto de recepção do gás pelo sistema da distribuidora; a partir desse ponto, a concessionária passa a ser responsável até o ponto de entrega ao usuário final).
- AIR - alternativas:
 - B1: Responsabilizar o produtor pela odorização e pela garantia de qualidade do biometano injetado na rede, até a entrega ao consumidor final.
 - B2: Responsabilizar a distribuidora pela odorização e pela garantia de qualidade do biometano injetado na rede, até a entrega ao consumidor final.
 - B3: Compartilhar a responsabilidade entre a distribuidora e o produtor pela odorização e pela garantia de qualidade do biometano injetado na rede.
- Alternativa recomendada:
 - B3, por evitar a onerosidade excessiva e desnecessária dos procedimentos de qualidade.

Módulo C: Regras para Comercialização de Biometano nos Mercados Regulado e Livre

- Definição do tratamento normativo da comercialização no mercado regulado (para fornecimento de biometano à distribuidora) e no mercado livre (para fornecimento diretamente a usuários livres).
 - Regras claras que definam quais são os agentes que se enquadram como potenciais compradores livres – no caso da criação de uma figura específica para usuário livre de biometano, recomenda-se que sejam especificadas, claramente, as exigências regulatórias para que o indivíduo se qualifique como tal.
 - Regras que definam os procedimentos necessários para a contratação em cada mercado (regulado ou livre), especificando, conforme o caso, as cláusulas obrigatórias de cada contrato.
 - Especificação dos casos que eventualmente necessitem de anuência da Agência Reguladora.
 - Para Estados que já possuam mercado livre estabelecido, recomenda-se especificar, expressamente e de forma clara, quais disposições dos atos normativos vigentes para o gás natural canalizado se aplicariam ao biometano e quais deveriam ser afastadas.
- AIR – alternativas:

C1: A concessionária de distribuição exerce o monopólio sobre as atividades de comercialização e distribuição, não existindo o mercado livre.

C2: As atividades de distribuição e comercialização de gás encanado são segregadas e é autorizada a livre comercialização entre consumidores livres, comercializadores, produtores autoprodutores e autoimportadores.

C3: As atividades de distribuição e comercialização de gás encanado são segregadas e é autorizada a livre comercialização entre consumidores livres, comercializadores, produtores autoprodutores e autoimportadores, observado um período de transição (iniciando a abertura do mercado pelos grandes consumidores de gás natural e pelos produtores e consumidores de biometano).
 - Alternativa recomendada:

C3, pois a transição gradual permite (i) mitigar o risco de impacto tarifário sobre os usuários e consumidores cativos e o risco de arrependimento dos consumidores livres; e (ii) reduzir o risco de judicialização da regulação.

Módulo D: Prioridade de Acesso a Autoprodutores, a Autoimportadores e a Usuários Livres de Biometano

- Possibilidade de alguns Estados avaliarem a conveniência da possibilidade de acesso prioritário a autoprodutores, a autoimportadores e a usuários livres de biometano, como uma medida para promover o desenvolvimento do mercado local desse biocombustível.
 - A análise por cada Estado deverá considerar as características únicas da maturidade do mercado de biometano local e o atendimento das regras de competitividade entre os agentes.
 - Para evitar o uso abusivo da prerrogativa, sugere-se que (i) o acesso prioritário seja definido como um direito de preferência, cujo exercício seja limitado a um período de 60 dias; e (ii) tal direito seja limitado a um período definido, de modo a deixar claro que tal disposição consiste em medida temporária, que deve ser retirada conforme o desenvolvimento do mercado local de biometano.
- AIR: considerando que a referida medida envolve uma análise caso a caso dos mercados de biometano de cada região, entende-se que deverá ser realizada uma AIR para cada Estado.

Módulo E: Regulação da possibilidade de construção de infraestrutura difusa para distribuição canalizada do biometano

- Garantia de direito de preferência à concessionária de distribuição: previsão de um direito de preferência à concessionária de distribuição de gás, com prazo claro e bem definido na regulação, para ser exercido tal como no caso da Lei Complementar nº 205/2017 do Estado do Paraná.
- Acesso de terceiros à infraestrutura difusa a ser construída pelo particular: recomenda-se que seja regulamentada a possibilidade de a distribuidora solicitar que as instalações sejam dimensionadas de forma a viabilizar o atendimento a outros usuários.
- Operação da infraestrutura difusa pela distribuidora: exigência de celebração de contrato entre a distribuidora local de gás canalizado, de modo a garantir a assunção da operação da infraestrutura pela concessionária, após sua instalação pelo particular. Contrato deverá definir cronograma, obrigações das partes, bem como regras e requisitos para integração da infraestrutura difusa à rede de distribuição da concessionária. A indenização dos investimentos realizados pelo particular também deverá constar no contrato.
- Operação da infraestrutura difusa pelo particular: sugere-se a exigência de autorização prévia pelo órgão regulador local. Recomenda-se também a definição clara das condições de acesso de outros usuários a essa infraestrutura e da forma de remuneração do particular pelos serviços prestados a terceiros.
- Operação da infraestrutura difusa pelo particular em caso de negativa ou adoção de medidas protetatórias pela distribuidora: recomenda-se que, para minimizar danos ao particular e ao sistema, seja permitido ao(s) particular(es) assumir, precária e provisoriamente, a operação e manutenção dos gasodutos dedicados, desde que (i) seja demonstrada a capacidade técnica e financeira; (ii) seja solicitada autorização do Poder Concedente e do órgão regulador local; e (iii) seja celebrado um contrato de permissão de operação e manutenção com o Poder Concedente, que defina não só o objeto, o prazo e as obrigações e deveres do agente, mas também determine tarifa específica para remuneração do particular, bem como as condições de operação da infraestrutura.

▪ AIR - alternativas:

E1: Não regulação do tema.

E2: Cobrança de Participação Financeira.

E3: Autorização para Gasoduto de Distribuição.

E4: Autorização para Gasoduto de Transferência.

E5: Combinação das alternativas E2 e E3.

E6: Combinação das alternativas E2, E3 e E4.

▪ Alternativa recomendada:

E5, pois, ao incluir a possibilidade de o orçamento e o cronograma elaborados pela distribuidora serem contestados pelo particular interessado, minimiza o risco de abuso do poder de mercado pela distribuidora, bem como o risco de baixa efetividade do normativo decorrente de disputa judicial, administrativa ou arbitral.

Módulo F: Criação de Selo Verde para Identificação de Usuários de Biometano

- Certificado que serve para distinguir aqueles usuários que utilizam um tipo de energia mais limpa, inovadora e eficiente.
 - Pontos importantes a serem regulamentados para garantir a credibilidade do certificado: (i) o ente emissor – isto é, se a entidade responsável pela emissão será a distribuidora, a agência reguladora ou empresa independente; (ii) a validade do selo – para garantir que o selo seja utilizado somente enquanto o usuário tiver contratos de fornecimento de biometano vigentes; (iii) as hipóteses de revogação do selo – no caso de resolução de contratos de biometano, por exemplo; e (iv) condições para renovação do selo – como, por exemplo, no caso de renovação/prorrogação de contratos de fornecimento de biometano, facilitando a preservação do selo para os agentes que já o obtiveram em período anterior.
- AIR – alternativas:

F1: Não regulação de Selo Verde pelo órgão estadual, deixando a matéria a cargo do mercado.

F2: Regulação pelo órgão estadual de Selo Verde para identificação de usuários de biometano.
 - Alternativa recomendada:

F2, considerando o atual grau de maturidade e de incipiência do mercado de biometano.

Módulo G: Swap de Gás Natural e Biometano

- A exemplo do normativo de SP, propõe-se a regulação relativa a dois tipos de operação de Troca de Gás: (i) o *swap* comercial, que consiste em transação puramente comercial, sem necessidade de interconexão física entre as partes; e (ii) o *swap* operacional – que exige uma interconexão física entre as partes, isto é, uma infraestrutura em comum.
 - Recomenda-se: (i) a definição dos limites para realização do *swap*; (ii) o estabelecimento dos procedimentos, requisitos e processos de contratação, bem como da forma de cálculo da tarifa de *swap*; (iii) definição das formas de acesso aos sistemas de distribuição.
- AIR – alternativas:

G1: Troca física de gás natural e biometano (*swap*) entre redes de distribuição de áreas de concessão distintas interconectadas.

G2: Troca financeira de gás natural e biometano (*swap*) entre redes de distribuição não conectadas, mesmo que da mesma área de concessão.

G3: Troca física ou financeira de gás natural e biometano (*swap*) entre redes de distribuição.
 - Alternativa recomendada:

G2, Contudo, não há óbices que uma terceira alternativa, a alternativa G3, seja adotada de modo a se permitir tanto a troca física quanto a troca financeira de gás natural e biometano (*swap*) entre redes de distribuição, maximizando o alcance dos resultados pretendidos. Essa avaliação, porém, deverá ser realizada caso a caso, pelos Estados envolvidos.

Outras Medidas Propostas	
<ul style="list-style-type: none"> ■ Estabelecimento de medidas de incentivo ao biometano nos leilões e chamadas públicas de gás. ■ Garantia de conexão de produtores de biometano, mediante a criação de conta gráfica. ■ Direcionamento de Programas de P&D para o fomento da pesquisa e a capacitação dos potenciais produtores. ■ Recomendações às Agências Reguladoras: (i) inclusão das propostas de regulação do biometano nas Agendas Regulatórias estaduais; (ii) interação com o poder público para discussão das propostas para desenvolvimento de políticas públicas; (iii) avaliação periódica dos resultados regulatórios alcançados; (iv) disponibilização de informações gerais sobre o biometano/biogás; (v) celebração de termos de cooperação com instituições de ensino e fomento, visando à promoção do estudo do potencial do biometano/biogás. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ <u>AIR</u>: por terem sido apresentadas recentemente e dependerem de maior aprofundamento, não foram realizadas as análises de impacto regulatório para as referidas medidas.

Conforme evidenciado pelo Quadro Resumo acima, o Guia não se prendeu a uma redação única de ato normativo, que poderia restar inadequada a depender de cada Estado. Como, por força dos parágrafos 1º e 2º da Constituição Federal, a competência para regular os serviços locais de gás canalizado é estadual, o documento organiza as propostas em módulos, de forma a facilitar a avaliação da conveniência e da pertinência de cada uma pelos Estados.

Se, em um primeiro momento, a competência estadual parece configurar um desafio à regulação dos temas supramencionados, por outro lado, a atribuição de competência estadual pode se revelar benéfica à expansão do *waste-to-energy* no Brasil, ao permitir a customização das regras conforme as realidades locais. Justamente por isso, conforme já destacado, busca-se, com o presente Guia, apresentar uma estrutura flexível, que permita que o processo de regulação: (i) seja consistente com o mercado estadual de biometano, considerando o seu estágio de desenvolvimento e maturidade; (ii) observe princípios norteadores de uma política capaz de incentivar essa tecnologia, adaptando as medidas à realidade estadual; (iii) considere as boas práticas já adotadas em alguns Estados; e (iv) estabeleça regras que tragam previsibilidade e, consequentemente, segurança aos investidores em potencial. Recomenda-se que o processo de regulação busque assegurar que critérios de inclusão social e de equidade de gênero (*Gender Equity and Social Inclusion* - GESI) sejam considerados, estudados e, sempre que possível, incorporados nos regulamentos, objetivando conferir maior abrangência aos benefícios do desenvolvimento do biometano.

É importante ressaltar que o processo de regulação deve considerar, ainda, que, ao permitir a injeção do biometano na rede de gás canalizado, a modicidade tarifária dos contratos de distribuição não fique prejudicada. Por esse motivo, para que se avance de forma mais assertiva na regulação do biometano, devem ser avaliados os potenciais de produção de cada Estado, seus modelos de negócio disponíveis e a viabilidade econômica e financeira de soluções que propiciem preços competitivos do biometano²³. Não obstante, é preciso considerar que o ciclo de vida do biometano também apresenta externalidades positivas quando comparado ao do gás natural, as quais nem sempre são refletidas em seu preço final, e, conseqüentemente, no atual mercado de gás, tais como:

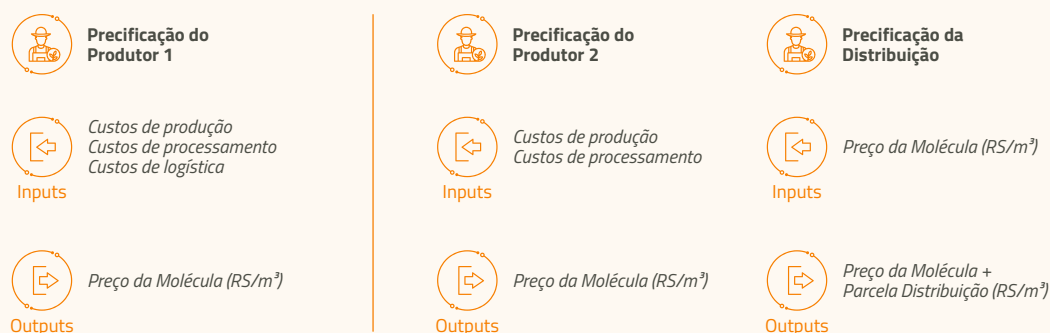
- a. redução do volume de rejeitos e efluentes destinados a aterros sanitários ou despejados no solo ou em corpos hídricos;
- b. substituição de combustíveis fósseis (diesel, gás natural, GLP e óleo combustível) por combustível renovável;
- c. redução de emissões de GEE;
- d. substituição de fertilizantes químicos por fertilizantes orgânicos originados do digestato, no caso da rota de biodigestão;
- e. alteração do uso do solo, por meio do incentivo à produção intensiva de gado e aves ou à expansão da fronteira agrícola;
- f. melhoria das condições estéticas e sanitárias na localidade e vizinhança de empreendimentos e atividades com elevada produção de efluentes e resíduos, mesmo no caso de utilização de alguma forma de tratamento aeróbico, como esterqueiras;
- g. geração local de emprego e renda; e
- h. disponibilização de excedente energético, que pode ser comercializado ou utilizado localmente, para aumento da produtividade e eficiência, dentre outros.

²³ No Apêndice IV há resultados de análise de viabilidade econômica de projetos de biometano no setor sucroenergético.

Box 8 – Precificação do Biometano

A precificação do produtor visa a refletir o preço de realização do produtor para a formação do preço-base do biometano utilizado para sua comercialização. Em linhas gerais, a precificação do combustível pode se dar sob duas principais abordagens: uma sob a perspectiva exclusiva do produtor (Precificação do Produtor 1), em que o input já considera os custos relacionados à distribuição ao consumidor final, e a outra, sob a perspectiva aditiva do produtor e da distribuição (Precificação do Produtor 2 + Precificação da Distribuição). A **Figura B** ilustra ambas as abordagens.

Figura B
Precificação do Produtor.



Fonte: Elaboração própria.

Ainda, conforme identificado na AIR quantitativa (**APÊNDICE IV**), incentivos regulatórios para o fomento ao aproveitamento do biometano devem tornar novos modelos de negócios comercialmente viáveis, além de permitirem o acesso de consumidores a produtores de biometano, de maneira mais estruturada, e terem o potencial de gerar benefícios econômicos e ambientais a todos os consumidores, por meio do acesso a fontes energéticas mais baratas e de menor impacto ambiental.

Destaca-se, por fim, que as propostas contidas no presente Guia não possuem caráter exaustivo – isto é, há inúmeras outras medidas e propostas, igualmente relevantes para o desenvolvimento do biometano em território nacional, a serem tomadas em nível federal, estadual e municipal. Nesse contexto, o presente documento representa uma contribuição específica, que poderá ser melhor desenvolvida e complementada com a atuação articulada dos órgãos reguladores, da Administração Pública em geral, conjuntamente com os agentes setoriais interessados, para a expansão do biometano no Brasil.

11

REFERÊNCIAS

ABIOGÁS. **Proposta de Programa Nacional do Biogás e do Biometano-PNBB.** São Paulo: Abiogás, 2018. Disponível em: <https://docs.wixstatic.com/ugd/e3a792_993f6eb7580b4628ae5eb65520984fca.pdf>. Acesso em: 15 jul. 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.** Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>>. Acesso em: 05 ago. 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 798, de 12 de dezembro de 2017.** Aprova a revisão da Norma de Organização ANEEL nº 40, de 12 de março de 2013, que dispõe sobre a realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) no âmbito da Agência. Brasília, 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020876.pdf>>. Acesso em: 05 ago. 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 942, de 13 de julho de 2021.** Altera a Resolução Normativa ANEEL 596, de 19 de dezembro de 2013, que estabelece critérios e procedimentos para cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, de aproveitamentos hidrelétricos de que trata o art. 2º do Decreto 7.850, de 30 de novembro de 2012. Brasília, 2021. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021942.html>>. Acesso em: 12 de jan. de 2022.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021.** Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Brasília, 2021. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>>. Acesso em: 12 de jan. De 2022.

ANP. **Resolução nº 08, de 30 de janeiro de 2015.** Estabelece a especificação do Biometano contida no Regulamento Técnico ANP nº 1/2015. Brasília, 2015. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-n-8-de-30-de-janeiro-de-2015-32367532>>. Acesso em: 05 ago. 2021.

ANP. **Resolução nº 685, de 29 de junho de 2017.** Estabelece as regras para aprovação do controle da qualidade e a especificação do biometano oriundo de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto destinado ao uso veicular e às instalações residenciais, industriais e comerciais a ser comercializado em todo o território nacional. Brasília, 2017. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=345545>>. Acesso em: 05 ago. 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 798, de 12 de dezembro de 2017.** Aprova a revisão da Norma de Organização ANEEL nº 40, de 12 de março de 2013, que dispõe sobre a realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) no âmbito da Agência. Brasília, 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020876.pdf>>. Acesso em: 05 ago. 2021.

ANP. **Resolução nº 45, de 05 de dezembro de 2007.** Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-41-2007?origin=instituicao&q=41/2007>>. Acesso em: 05 ago. 2021.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988.** Brasília, 1988. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm>. Acesso em: 05 ago. 2021.

BRASIL. **Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010.** Brasília, 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/decreto/d7382.htm#:~:text=DECRETO%20N%C2%BA%207.382%2C%20DE%20DE%20DEZEMBRO%20DE%202010.&text=Regulamenta%20os%20Cap%C3%ADtulos%20I%20a,de%20que%20trata%20o%20art.>>. Acesso em: 05 ago. 2021.

BRASIL. Casa Civil da Presidência da República. **Diretrizes gerais e guia orientativo para elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR.** Brasília, 2018. Disponível em: <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/centrais-de-conteudo/downloads/diretrizes-gerais-e-guia-orientativo_final_27-09-2018.pdf/@download/file/diretrizes-gerais-e-guia-orientativo_final_27-09-2018.pdf>. Acesso em: 05 ago. 2021.

BRASIL. Controladoria Geral da União – CGU. **Metodologia de Gestão de Riscos: Manual. Ministério da Transparência e Controladoria-Geral da União.** Brasília, 2018. Disponível em: <<https://www.gov.br/cgu/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/institucionais/arquivos/cgu-metodologia-gestao-riscos-2018.pdf>>. Acesso em: 05 ago. 2021.

BRASIL. **Resolução nº 16, de 24 de junho de 2019.** Estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, e dá outras providências. Brasília, 2019. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-172805973>>. Acesso em: 05 ago. 2021.

BRASIL. Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural – CMGN. **Propostas para o Mercado Brasileiro de Gás Natural.** Brasília, 2019. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/novo-mercado-de-gas/documentos-relacionados-1/2.RelatorioComitdePromoodaConcorrnciavfinal10jun19.pdf>>. Acesso em: 05 de ago. 2021.

BRASIL. **Decreto Federal nº 10.411, de 20 de junho de 2020. Regulamenta a análise de impacto regulatório, de que tratam o art. 5º da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e o art. 6º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019.** Brasília, 2020. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-10.411-de-30-de-junho-de-2020-264424798>>. Acesso em: 05 ago. 2021.

BRASIL. Ministério da Economia. **Guia de Análise Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura.** Brasília, 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/economia/pt-br/acesso-a-informacao/participacao-social/consultas-publicas/2020/guia-de-analise-custo-beneficio-de-projetos-de-investimento-em-infraestrutura>>. Acesso em: 05 ago. 2021.

BRASIL. **Lei nº 14.134/2021.** Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Brasília, 2021. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.134-de-8-de-abril-de-2021-312904769>>.

BRASIL. **Decreto Federal nº 10.712, de 2 de junho de 2021.** Regulamenta a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Brasília, 2021. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-10.712-de-2-de-junho-de-2021-323832363>>. Acesso em: 05 ago. 2021. Acesso em: 30 jan. 2022.

CEARÁ. **Minuta de resolução.** Dispõe sobre as condições gerais de distribuição de biometano através do sistema de gás canalizado no Estado do Ceará. Fortaleza, 2019. Disponível em: <<https://www.arce.ce.gov.br/download/audiencia-publica-intercambio-documental-15-2019-gas-canalizado/>>. Acesso em: 30 jan. 2022.

CEGÁS. **Cegás lança Selo Verde para distinguir clientes que usam gás natural.** Fortaleza, 2021. Disponível em: <<https://www.cegas.com.br/cegas-lanca-selo-verde-para-distinguir-clientes-que-usam-gas-natural/>>. Acesso em: 05 ago. 2021

CIBIOGÁS. **Biogas Map.** Foz do Iguaçu, 2020. Disponível em: <<https://cibiogas.org/blog-post/mapa-do-biogas-no-brasil-conheca-as-atualizacoes-do-biogasmapi/>>. Acesso em: 15 jul. 2021.

EBA. **Renewable gas success stories.** Bélgica, 2020. Disponível em: <<https://www.europeanbiogas.eu/biogas-success-stories-2020/>>. Acesso em: 05 ago. 2021.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030.** Brasília, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf>. Acesso em: 05 ago. 2021.

EPE. **Plano Nacional de Energia 2050.** Brasília, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>>. Acesso em: 05 ago. 2021.

EPE. **Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte.** Brasília, 2019. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 15 jul. 2021.

GIZ. **Opções em Waste-to-Energy na Gestão de Resíduos Sólidos Urbanos.** Brasília, 2017. Disponível em: <<http://protegeer.gov.br/images/documents/393/WasteToEnergy%20Guidelines%20GIZ%202017%20-web%20PT.pdf>>. Acesso em: 15.jul.2021.

JENSEN, Tina. **Avoiding carbon tunnel vision: action on climate change needs an inter-connected response. Global Reporting Initiative- GRI, 2021.** Disponível: <<https://globalreportinginitiative.medium.com/avoiding-carbon-tunnel-vision-action-on-climate-change-needs-an-inter-connected-response-98115b29b51d>>. Acesso em: 14 de jan. de 2022.

NERY JÚNIOR. **Princípios do processo na Constituição Federal: processo civil penal e administrativo**. 10ª edição. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2010. p.99.

ONU. **Objetivos de Desenvolvimento Sustentável**. Disponível em: <<https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>>. Acesso em: 14 de jan. de 2022.

PARANÁ, 2017. **Lei Complementar 205 - 07 de Dezembro de 2017**. Dispõe sobre os serviços de distribuição de gás canalizado no Estado do Paraná, de que trata o art. 9º da Constituição Estadual e providências pertinentes. Curitiba, 2017. Disponível em: <<https://www.legislacao.pr.gov.br/legislacao/pesquisarAto.do?action=exibir&codAto=187274&indice=1&totalRegistros=1>>. Acesso em: 30 jan. 2022.

PERNAMBUCO. Agência de Regulação de Pernambuco. **Resolução nº 171, de 10 de dezembro de 2020**. Disciplina a aprovação de projetos para prestação dos serviços públicos de gás canalizado por meio dos sistemas de redes locais de distribuição no Estado de Pernambuco. Pernambuco: ARPE, 2020. Disponível em: <http://www.arpe.pe.gov.br/images/RESOLUCAO/RESOLUCOES2020/RARPE_171_Rede_Local_AP003_10dez2020.pdf>. Acesso em: 05 ago. 2021.

RIO DE JANEIRO. **Deliberação 3862/2019**. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <<http://www.agenersa.rj.gov.br/documentos/deliberacoes/proc/DELIBERACAO3862.pdf>>. Acesso em 09 abr. 2021.

RIO DE JANEIRO. **Parecer das condições gerais de fornecimento e de operação e manutenção de gasoduto dedicados para autoprodutores, auto-importadores e agentes livres. Rio de Janeiro, 2021**. Disponível em: <<http://www.agenersa.rj.gov.br/documentos/consultapublica/2021-02/PARECERCAENECPO22021.pdf>>. Acesso em 09 abr. 2021.

SANTA CATARINA. **Lei Complementar nº 205, de 7 de dezembro de 2017**. Dispõe sobre os serviços de distribuição de gás canalizado no Estado do Paraná, de que trata o art. 9º da Constituição Estadual e providências pertinentes. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017798.pdf>>. Acesso em: 05 ago. 2021.

SANTA CATARINA. **Resolução nº XXX**. Dispõe sobre as condições de distribuição de Biometano na rede de gás canalizado no âmbito do Estado de Santa Catarina, e dá outras providências. Florianópolis, 2020. Disponível em: <<https://www.aresc.sc.gov.br/index.php/documentos/consultas-publicas/consultas-publicas-gas/consultas-publicas-encerradas-1/1870-minuta-de-resolucao-biometano-2020/file>>. Acesso em: 30 jan. 2022.

SÃO PAULO. **Portaria CSPE nº 320/2004**. São Paulo: ARSESP, 2004. Disponível em: <https://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/legislacao/gas/2004/PO_CSPE_320_30082004.pdf>. Acesso em: 05 de ago. 2021.

SÃO PAULO. Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – Arsesp. **Deliberação nº 211, de 03 de março de 2011**. Dispõe sobre a disciplina para autorização de projetos para prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado em regiões com atendimento por redes locais de distribuição no Estado de São Paulo. Disponível em: <<http://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/Idl2112011.pdf>>. Acesso em: 05 de ago. 2021.

SÃO PAULO. Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – Arsesp. **Resolução nº 744, de 26 de julho de 2017**. Dispõe sobre as condições de distribuição de Biometano na rede de gás canalizado no âmbito do Estado de São Paulo, e dá outras providências. São Paulo: ARSESP, 2017. Disponível em: <<http://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/Idl7442017.pdf>>. Acesso em: 05 de ago. 2021.

SÃO PAULO. Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – Arsesp. **Nota Técnica nº 10/2019**. São Paulo: ARSESP, 2019. Disponível em: <<http://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/NTG-0010-2019.pdf>>. Acesso em: 05 de ago. 2021.

SÃO PAULO. Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – Arsesp. **Nota Técnica nº 11/2019**. São Paulo: ARSESP, 2019. Disponível em: <<http://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/NTG-0011-2019.pdf>>. Acesso em: 05 de ago. 2021.

SÃO PAULO. Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – Arsesp. **Resolução nº 1.061, de 6 de novembro de 2020**. Dispõe sobre as regras para prestação do Serviço de Distribuição de Gás Canalizado para os Usuários Livres, as condições para autorização do Comercializador, as medidas para fomentar o Mercado Livre de Gás Canalizado no Estado de São Paulo e revoga as Deliberações ARSESP Nº 230/2011, 231/2011, 263/2011, 296/2012, 297/2012 e 430/2013. São Paulo: ARSESP, 2020. Disponível em: <<http://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/Idl10612020.pdf>>. Acesso em: 14 de jan. de 2022.

SÃO PAULO. Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – Arsesp. **Resolução nº 1.105, de 28 de dezembro de 2020. Estabelece as condições e os critérios para troca de gás natural e biometano (swap) entre as redes de distribuição de gás canalizado no âmbito do Estado de São Paulo.** São Paulo: ARSESP, 2020. Disponível em: <<http://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/Delibera%C3%A7%C3%A3o%201105%20-%20g%C3%A1s.pdf>>. Acesso em: 05 de ago. 2021.

SÃO PAULO. Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – Arsesp. **Resolução nº 1.010, de 10 de junho de 2020.** Dispõe sobre o mecanismo de atualização do custo médio ponderado do gás e transporte nas tarifas de gás canalizado e sobre o mecanismo de recuperação do saldo da conta gráfica, em razão de variações do preço do gás e do transporte. Revoga a deliberação ARSESP nº 308, de 17 de fevereiro de 2012. São Paulo: ARSESP, 2020. Disponível em: <<http://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/Idl10612020.pdf>>. Acesso em: 14 de jan. de 2022.

SÃO PAULO. **Manual de elaboração e avaliação do programa anual de pesquisa e desenvolvimento tecnológico e de conservação e racionalização do uso do gás natural no estado de São Paulo.** São Paulo: ARSESP, 2020. Disponível em: <<http://www.arsesp.sp.gov.br/Documentosgerais/Manual-PeD-2019-2020-OFICIAL.pdf>>. Acesso em: 14 de jan. de 2022.

SÃO PAULO. **Consulta Pública nº 17/2021.** São Paulo: ARSESP, 2021. Disponível em: <http://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/AVISO_CP17-2021.pdf>. Acesso em: 14 de jan. de 2022.

ÚNICA. **Selo Energia Verde.** Disponível em: <<https://unica.com.br/iniciativas/selo-energia-verde/>>. Acesso em: 10 de fev. de 2022.

APÊNDICE I

METODOLOGIA

Como o presente documento, conforme já destacado, é baseado nos resultados obtidos pelos estudos realizados no âmbito da frente de Aproveitamento Energético de Resíduos (*Waste to Energy* - W2E) do BEP, é oportuno retomar as etapas de análise, realizadas neste Guia, para a Regulação Estadual da Distribuição Canalizada de Biometano.

A primeira etapa consistiu de pesquisas documentais, legislativas e regulatórias, nas quais foram identificados (i) os principais normativos aplicáveis ao aproveitamento energético de resíduos em âmbito nacional e (ii) as principais lacunas (*gaps*) e barreiras jurídico-regulatórias à expansão do aproveitamento energético no Brasil, sob a perspectiva dos agentes de mercado.

Como resultado, observou-se, que, embora houvesse regulação sobre o tema em alguns Estados, em sua maioria os Estados brasileiros não regulamentavam a injeção de biometano nas infraestruturas de gás canalizado. Isso, por sua vez, prejudicava a expansão do aproveitamento energético a partir do biometano, pois o segmento *downstream* da cadeia produtiva desse biocombustível era afetada pela ausência de regulação estadual.

Assim, em continuidade a esse racional, em uma segunda etapa, elaborou-se uma análise de possíveis intervenções para sanar ou mitigar as lacunas ou barreiras identificadas no estudo anterior. Nesse segundo estudo, a partir da análise do arcabouço normativo e institucional vigente, recomendou-se, dentre outras intervenções sugeridas, a regulação estadual específica para a injeção de biometano nas infraestruturas de distribuição de gás canalizado estaduais.

A referida intervenção, por sua vez, foi aprofundada e desenvolvida em uma terceira etapa, mediante a elaboração de um *White Paper* com propostas para regulação estadual da injeção do biometano nas infraestruturas canalizadas de distribuição de gás ("*White Paper* Preliminar").

Ato contínuo, com base nos resultados da terceira etapa, produziu-se, durante a quarta etapa, uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) qualitativa e preliminar ("AIR Preliminar"). A referida AIR Preliminar, que foi realizada conforme a metodologia descrita no Decreto Federal nº 10.411/2020, na Resolução Normativa ANEEL nº 798/2021 e no Manual de Boas Práticas Regulatórias para o Novo Mercado de Gás elaborado pela ANP, teve por objeto a análise das propostas contidas no *White Paper* Preliminar, mediante um exame qualitativo e comparativo dos riscos das diferentes alternativas, com base no modelo *Five Case Model* ("5CM"), conforme apresentado no **APÊNDICE II**.

Vale destacar que tanto o *White Paper* Preliminar quanto a AIR Preliminar foram submetidos, ainda, a uma quinta etapa de análise e validação perante *stakeholders* do setor, tendo recebido diversas contribuições visando ao seu aprimoramento.

Essas contribuições, realizadas mediante reuniões ou enviadas por escrito pelos *stakeholders*, foram então analisadas e incorporadas em uma nova versão, que resultou no *White Paper* Definitivo. Da mesma forma, com base no *White Paper* Definitivo, a AIR Preliminar também foi atualizada, contemplando as contribuições encaminhadas pelos *stakeholders* e dando origem à AIR Definitiva.

Logo, em uma sexta etapa, realizada pela equipe do Instituto 17 ao longo do segundo ano de implementação do BEP, com o apoio das consultorias Da Fonte e RegE, foi elaborada uma versão preliminar do presente Guia ("Guia Preliminar"), visando a consolidar os resultados obtidos nesses dois últimos relatórios – quais sejam, o *White Paper* Definitivo e a AIR Definitiva. A exemplo dos relatórios anteriores, essa versão preliminar também foi submetida à validação, desta vez, junto às agências reguladoras estaduais, por meio do apoio da Associação Brasileira de Agências de Regulação (ABAR).

Na sequência, ao longo da sétima etapa, além de reuniões para discussão das propostas de regulação, foram realizadas diversas atividades com as agências estaduais e com a ABAR para testar e detalhar algumas das ferramentas do Guia – notadamente: (i) a Capacitação em Regulação Estadual de Biometano, bem como (ii) a Oficina de *Design Thinking* em Regulação Estadual de Biometano.

A “Capacitação em Regulação Estadual de Biometano”, que foi organizada em quatro módulos virtuais de três horas, teve como principal objetivo apresentar aspectos técnicos e regulatórios, relacionados à cadeia produtiva do biometano, ao corpo técnico das Agências Reguladoras estaduais do Brasil, com foco na implementação e harmonização da regulação de biometano em nível estadual. O público-alvo, que foi constituído de profissionais da área de gás e saneamento das Agências Reguladoras estaduais associadas à ABAR, localizadas em 16 Estados brasileiros, contou com um total de 90 inscritos que também compartilharam suas experiências em regulação de biometano.

A “Oficina de *Design Thinking* em Regulação Estadual de Biometano” foi organizada em quatro encontros virtuais e um encontro presencial, e teve como público-alvo profissionais das áreas de gás e saneamento das Agências Reguladoras, que, em resposta ao contato da ABAR, demonstraram interesse em avançar na regulação estadual de biometano e na parceria com o BEP. Assim, participaram da Oficina seis Agências Reguladoras estaduais associadas à ABAR, localizadas nos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Minas Gerais, Espírito Santo, Sergipe e Rio Grande do Sul, resultando em um total de 22 participantes.

Adicionalmente, na oitava etapa, foi realizada uma AIR complementar, quantitativa, contemplando uma análise da viabilidade econômica de casos de biometano, mediante o uso da metodologia de análise de custo e análise de sensibilidade, de casos do setor sucroenergético para biometano, incluindo os cenários de injeção de biometano na rede de gás e transporte em caminhão-feixe (**APÊNDICE IV**).

O presente Guia, consolidado na nona etapa, portanto, é resultado dessas atividades, tendo por objetivo servir como referência às agências reguladoras que decidirem por avançar na regulação do biometano em seus respectivos Estados. Essa etapa foi realizada pela equipe do Instituto 17, com apoio jurídico e técnico das consultorias Rolim, Viotti, Goulart, Cardoso Advogados e RegE.

APÊNDICE II

FIVE CASE MODEL

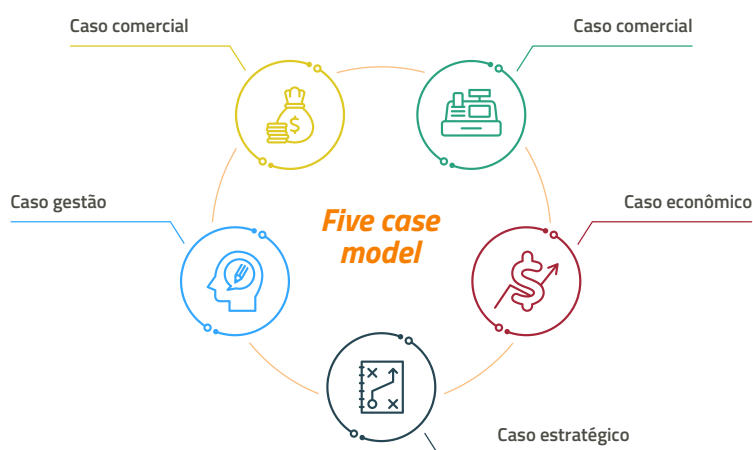
A Análise de Impacto Regulatório (AIR) qualitativa, que fundamentou o presente Guia, foi realizada com base na metodologia descrita no Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, na Resolução Normativa nº 798, de 12 de dezembro de 2017, que dispõem sobre a aplicação de AIR no âmbito da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e no Manual de Boas Práticas Regulatórias para o Novo Mercado de Gás, elaborado pela ANP. Assim, foram adotados os seguintes procedimentos:

- a. identificação do problema regulatório que se pretende solucionar, com a apresentação de suas causas e sua extensão;
- b. identificação dos agentes econômicos, dos usuários dos serviços prestados e dos demais afetados pelo problema regulatório identificado;
- c. identificação da fundamentação legal que ampara a ação do órgão ou da entidade quanto ao problema regulatório identificado;
- d. definição dos objetivos a serem alcançados;
- e. descrição das alternativas possíveis ao enfrentamento do problema regulatório identificado, consideradas as opções de não ação, de soluções normativas e de, sempre que possível, soluções não normativas;
- f. exposição dos possíveis impactos das alternativas identificadas, inclusive quanto aos seus custos regulatórios;
- g. identificação e definição dos efeitos e riscos decorrentes da edição, da alteração ou da revogação do ato normativo;
- h. comparação das alternativas consideradas para a resolução do problema regulatório identificado, acompanhada de análise fundamentada, que contenha a metodologia específica escolhida para o caso concreto e a alternativa ou a combinação de alternativas sugerida, avaliada como a mais adequada à resolução do problema regulatório e ao alcance dos objetivos pretendidos; e
- i. descrição da estratégia para implementação da alternativa sugerida, acompanhada das formas de monitoramento e de avaliação a serem adotadas e, quando couber, avaliação quanto à necessidade de alteração ou de revogação de normas vigentes.

Para a comparação das alternativas, considerando-se, neste momento, a impossibilidade de realização de uma avaliação quantitativa de custo-benefício ou mesmo de custo-efetividade para aplicação geral, dada as grandes diferenças socioeconômicas dos Estados brasileiros e, até mesmo, a ausência de mercado e/ou regulação sobre o tema, optou-se pela análise qualitativa e comparativa dos riscos das diferentes alternativas, com base no modelo dos cinco casos (*Five Case Model* – 5CM), metodologia-padrão de estruturação de projetos, utilizada no Reino Unido e recomendada pelo Grupo de Trabalho de Infraestrutura do Grupo dos 20 (G20), conforme referenciado pelo Ministério da Economia²⁴, no Guia Prático de Análise Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura²⁵, e na Metodologia de Gestão de Riscos aprovada pelo Ministério da Transparência e Controladoria-Geral da União (CGU).

O *Five Case Model* trata, portanto, de análise qualitativa que contempla uma avaliação das alternativas regulatórias, a partir de cinco dimensões, conforme apresentadas na **Figura 1**. Sua principal intenção é uniformizar o rito de concepção, detalhamento e estruturação de novos projetos/investimentos, respondendo a perguntas-chave estruturadas em formato-padrão, de modo a explorar os aspectos relevantes para a consistência e a qualidade da contratação, execução e operação.

Figura 1
Dimensões para avaliação das alternativas regulatórias.



Fonte: Elaboração própria.

²⁴ Desde 2019, a Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura do Ministério da Economia mantém uma parceria técnica com a Autoridade de Projetos e Infraestrutura do Reino Unido (Infrastructure and Projects Authority – IPA) visando treinamento a servidores públicos brasileiros sobre a metodologia Five Case Model.

²⁵ https://www.gov.br/economia/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/guias-e-manuais/guia-acb-infraestrutura_vcp_2.pdf

Importa destacar que o *Five Case Model* prevê um processo iterativo de desenvolvimento das propostas de um investimento, segundo a disponibilidade de informações e o nível de maturidade de um projeto de infraestrutura em cada estágio, além de um processo formal de revisão e aprovação independente. Por essa razão, muito embora não se apresente um escopo exaustivo e com análise quantitativa, desejável para uma acurada orientação aos Estados na formulação de seus normativos, as análises realizadas, neste Guia, relativas aos riscos regulatórios, compõem parte indispensável do processo de elaboração de atos normativos, e a AIR poderá ser desenvolvida à medida que parâmetros e indicadores forem sendo disponibilizados no âmbito do projeto, ainda que para uma amostra de segmento e localidade. Ademais, é recomendável que o relatório da AIR seja desenvolvido em caso concreto, considerando os mercados e as especificidades de cada Estado.

Por sua vez, a análise de risco se faz necessária para auxiliar no gerenciamento da incerteza inerente ao desenvolvimento ou aprimoramento de mercados, cujos efeitos podem ocorrer a curto, médio ou longo prazo. Assim, os riscos, com efeitos negativos da implantação das alternativas de intervenção regulatória apresentadas, são classificados, aqui, qualitativamente, a partir de critérios de probabilidade e impacto, conforme especificados nas **Tabelas I e II**.

Tabela I

Escala de Probabilidade do Risco de Implantação das Alternativas de Intervenção Regulatória.

Probabilidade	Descrição da probabilidade, desconsiderando os controles	Peso
Improvável	Em situações excepcionais, o evento poderá até ocorrer, mas nada nas circunstâncias indica essa possibilidade	1
Pouco provável	De forma inesperada ou casual, o evento poderá ocorrer, mas as circunstâncias pouco indicam essa possibilidade	2
Possível	De alguma forma, o evento poderá ocorrer, pois as circunstâncias indicam moderadamente essa possibilidade	5
Provável	De forma até esperada, o evento poderá ocorrer, pois as circunstâncias indicam essa possibilidade	8
Muito provável	Praticamente certa, o evento deverá ocorrer, pois as circunstâncias indicam fortemente essa possibilidade	10

Tabela II

Escala de Impacto do Risco de Implantação das Alternativas de Intervenção Regulatória.

Impacto	Descrição do impacto nos objetivos, caso o evento ocorra	Peso
Insignificante	Mínimo e recuperável ou reversível	1
Baixo	Pequeno e recuperável ou reversível	2
Moderado	Moderado e recuperável ou reversível	3
Alto	Significativo, de difícil recuperação ou reversão	8
Extremo	Catastrófico e irreversível	10

O produto dos valores atribuídos, de probabilidade e de impacto, define o nível do risco inerente, ou seja, o nível do risco, sem considerar quaisquer controles que reduzam ou possam reduzir a probabilidade de sua ocorrência ou de seu impacto.

$$R_{In} = N_p \times N_I \quad (1)$$

Onde:

R_{In} : Nível do risco inerente;

N_p : Nível de probabilidade;

N_I : Nível de impacto.

A partir do resultado do cálculo, os riscos serão classificados dentro das faixas, conforme disposto na **Tabela III**.

Tabela III

Classificação do Nível de Risco de Implantação das Alternativas de Intervenção Regulatória.

Classificação	Faixa
Baixo (RB)	0 – 9,99
Moderado (RM)	10 – 39,99
Alto (RA)	40 – 79,99
Extremo (RE)	80 – 100

APÊNDICE III

PRINCIPAIS NORMATIVOS UTILIZADOS COMO REFERÊNCIA PARA ELABORAÇÃO DAS PROPOSTAS DE REGULAÇÃO ESTADUAL DO BIOMETANO

Classificação	Faixa	Faixa
Deliberação ARSESP nº 744/2017	Diretoria da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP	Dispõe sobre as condições de distribuição de biometano na rede de gás canalizado no âmbito do Estado de São Paulo
Lei Complementar nº 205/2017	Assembleia Legislativa do Estado do Paraná	Disciplina a instalação e operação de dutos dedicados de biometano
Resolução ARPE nº 171/2020	Agência de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Estado de Pernambuco – ARPE	Disciplina a aprovação de projetos para a prestação dos serviços públicos de gás canalizado por meio de sistemas de redes locais de distribuição no Estado de Pernambuco
Deliberação ARSESP nº 1.105/2020	Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo – ARSESP	Estabelece condições e critérios para a troca de gás natural e biometano (<i>swap</i>) entre as redes de distribuição de gás canalizado no âmbito do Estado de São Paulo

Classificação	Faixa	Faixa
Deliberação ARSESP nº 1.061/2020	Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo – ARSESP	Estabelece as condições da prestação dos Serviços de Distribuição aos Usuários Livres, Usuários Parcialmente Livres, Autoprodutores ou Autoimportadores, e a atividade de Comercialização de Gás Canalizado no Estado de São Paulo.
Resolução Normativa ANEEL nº 798/2017	Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL	Aprovou a revisão da Norma de Organização ANEEL nº 40, de 12 de março de 2013, que dispõe sobre a realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) no âmbito da Agência.
Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010	Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL	Estabeleceu as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.
Deliberação AGENERSA nº 3862/2019	Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro	Define as Condições Gerais de Fornecimento para Autoprodutores, Autoimportadores e Consumidores Livres, dentre outras disposições.
Decreto nº 7.382/2010	Chefe do Poder Executivo Federal	Regulamentou os Capítulos I a VI e VIII da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o Art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.
Decreto nº 10.712/2021	Chefe do Poder Executivo Federal	Regulamenta a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o Art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural



APÊNDICE IV

ANÁLISE DE VIABILIDADE PARA PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DO BIOMETANO

As medidas de intervenção regulatória, apresentadas nas seções anteriores, podem ser figuradas a partir de um exercício de identificação de modelos de negócio de produção e comercialização do biometano no mercado regulado e de seus custos associados. Essa identificação é particularmente importante na questão do acesso às redes de distribuição de gás, pois, assim, busca-se avaliar a viabilidade dos modelos de negócio de produção e comercialização do biometano frente ao portfólio das distribuidoras de gás estaduais.

A título ilustrativo e, no intuito de prover as Agências Reguladoras de ferramentas e elementos técnicos, econômicos e financeiros que possam subsidiá-las na tomada de decisão e auxiliá-las no desenvolvimento de estudos e avaliações próprias, apresenta-se análise de viabilidade econômica, mediante o uso da metodologia de análise de custo e da análise de sensibilidade, de casos do setor sucroenergético para biometano, incluindo os cenários de injeção de biometano na rede de gás e transporte em caminhão-feixe.

A análise de custo, associada com a precificação do biometano do ponto de vista do produtor, a partir de um modelo de fluxo de caixa descontado, permite demonstrar, de forma direta, qual o custo total gerado para algumas alternativas selecionadas, com base em distintos modelos de negócio que podem assegurar a entrega do biometano ao consumidor final, como a injeção de biometano nas redes de distribuição de gás canalizado e seu transporte via caminhões-feixe.

Para tanto, utiliza-se um modelo de fluxo de caixa descontado, cujos *inputs* referem-se ao CAPEX e OPEX da produção, ao processamento, ao sistema de compressão ou liquefação, ao armazenamento, ao controle de qualidade e à logística (distribuição ou transporte rodoviário). Como *output*, tem-se o preço esperado do biometano, precificado em termos dos custos de produção, processamento e logística, em termos unitários.

A **Tabela IV** sintetiza os *inputs* aplicados na análise de custo de cada um dos cenários analisados para o setor sucroenergético.

Tabela IV

Inputs Aplicados na Análise de Custo para Precificação do Biometano em Cada um dos Cenários Analisados para o Setor Sucroenergético.

Cenário	Descrição	CAPEX e OPEX Planta e Purificação	CAPEX e OPEX Sistema Compressão/Liquefação	CAPEX Controle de qualidade	CAPEX Dutos	Transporte rodoviário
Cenário 0	Autoprodução	X	X	-	-	-
Cenário 1	Rede Convencional (Sistema Principal)	X	X	X	PFP = 0%	-
Cenário 2	Rede Convencional (Sistema Principal Difuso)	X	X	X	PFP = 80%	-
Cenário 3	Gasoduto virtual Projeto Estruturante	X	-	X	-	-
Cenário 4.1	Gasoduto virtual – Comprimido Venda Direta	X	X	X	-	X
Cenário 4.2	Gasoduto virtual – Liquefeito Venda Direta	X	X	X	-	X

O cenário 0 equivale à alternativa de “não fazer nada”, ou seja, trata-se de produção do biometano para consumo próprio, sem necessidade de atendimento às especificações da ANP. Tal cenário é utilizado para fins comparativos aos demais cenários que contemplam alguma intervenção regulatória.

Os cenários 1 e 2 referem-se à injeção do biometano no Sistema Principal de Distribuição, a partir da construção de uma nova infraestrutura de dutos, diferenciando-se entre si pela Participação Financeira do Particular (PFP), calculada pela Distribuidora local de, respectivamente, 0% e 80%.

O cenário 3 é estabelecido a partir do modelo regulatório de projeto estruturante, modelo regulatório adotado pelo Estado de São Paulo, denominado de “Projetos Estruturantes de Rede Local”.

Por fim, os cenários 4.1 e 4.2 consistem no suprimento por intermédio de gasodutos virtuais, em modelo de negócio de compra e venda direta de produtores, com a unidade de compressão/liquefação conectada diretamente no duto de escoamento da produção, denominado de atividade de distribuição de gás comprimido a granel. O exercício dessa atividade abrange a aquisição, o recebimento e a compressão do gás, bem como a carga, o armazenamento, o transporte, a descarga, a comercialização e o controle de qualidade.

A definição dos cenários está calcada no problema regulatório objeto do presente Guia, qual seja, a necessidade de assegurar a injeção de biometano nas redes de distribuição de gás canalizado e possibilitar a construção de infraestrutura estruturante canalizada, dedicada ao biometano, que possa ser, posteriormente, integrada ao sistema estadual de distribuição de gás canalizado.

Assim, embora se apresente uma avaliação quantitativa de custo para aplicação geral de produção de biometano sucroenergético, é fundamental que a mesma seja adaptada ou aprimorada pelos tomadores de decisão, para outras fontes energéticas e cenários, dadas as grandes diferenças socioeconômicas dos Estados brasileiros e os distintos usos e tecnologias aplicáveis à produção de biometano.

I. Análise econômica

a) Financiamento, tributos e impostos

As premissas consideradas no fluxo de caixa, para financiamento (planta e sistemas de compressão/liquefação), contratos, tributos e impostos, estão especificadas na **Tabela V**.

Tabela V

Premissas Utilizadas no Modelo de Fluxo de Caixa para Financiamento, Contratos, Tributos e Impostos da Análise de Custo para Precificação do Biometano Sucroenergético.

Descrição	Valor
Fluxo de caixa	20 anos
Depreciação	20 anos
Capital próprio	40%
Capital de terceiros	60%
Custo de capital de terceiros	4,43% a.a.
Financiamento	8 anos
Taxa de retorno do projeto, depois de impostos	8% a.a.
Taxa de retorno do acionista, depois de impostos	10% a.a.
PIS e COFINS	0,65% e 3,00%
ICMS	18%
CSLL	9%
IRPJ	15%, até R\$ 240 mil/ano 25%, acima de R\$ 240 mil/ano

b) Planta e Purificação

O estudo de caso, aqui apresentado, utiliza especificações de plantas sucroenergéticas de produção do biometano, bem como o CAPEX e OPEX a elas associados, extraídos de dados reais. Os dados, sintetizados na **Tabela VI**, referem-se a plantas sucroenergéticas localizadas na região Sudeste, de médio porte, com produção de biogás a partir da vinhaça e torta de filtro e purificação para geração de biometano.

Tabela VI

Custos de Produção e Purificação das Plantas Sucroenergéticas de Produção de Biometano Analisadas.

Torta de filtro	Vinhaça	Cana processada (toneladas)	Produção (m³/ano)	Produção (mil m³/dia)	CAPEX Planta (milhões R\$)	CAPEX Purificação (milhões R\$)	OPEX variável (milhões R\$/ano)	OPEX fixo (mil R\$/ano)
100%	100%	2.000.000	10.844.767	29,711	65,447	5,801	3,678	898,5
100%	100%	3.500.000	18.978.342	51,995	79,387	7,036	11,908	

A **Tabela VII** apresenta as especificações técnicas consideradas nos processos de produção e purificação do biometano para cada uma das especificações de plantas sucroenergéticas de produção de biometano analisadas no presente estudo.

Tabela VII

Custos de Produção e Purificação das Plantas Sucroenergéticas de Produção de Biometano Analisadas.

Torta de filtro	Vinhaça	Cana processada (toneladas)	Biodigestor – Torta de filtro	Biodigestor – Vinhaça	Purificação (upgrade)
100%	100%	2.000.000	CSTR 18 mil m³	Biodigestor tipo lagoa 65 mil m³	PSA, nacional, com capacidade 2.462 Nm³/h de biogás e 1.403 Nm³/h
100%	100%	3.500.000	CSTR 31 mil m³	Biodigestor tipo lagoa 112 mil m³	PSA, nacional, com capacidade 4.309 Nm³/h de biogás e 2.456 Nm³/h

c) Sistema de compressão, liquefação e armazenamento

Para a utilização de biometano enquanto combustível veicular ou para o transporte via caminhões-feixe, há a necessidade de compressão do gás, assim é necessário um sistema de compressão e armazenamento para a aplicação do sistema. No caso de gasodutos (sistema principal), o gás é entregue pelo supridor à concessionária de distribuição de gás na Estação de Transferência e Custódia (ETC), em pressão que pode variar de 31,5 a 75 bar. O gás é, então, conduzido por gasodutos de distribuição em alta pressão até a Estação Controladora de Pressão (ECP), instalada próxima aos centros de consumo, na qual o combustível passa pelo processo de odorização e sua pressão é rebaixada até o valor máximo de 7 bar, para sua distribuição ao consumidor final.

Já no caso de biometano destinado ao autoconsumo ou no modelo de negócio de gasoduto virtual, em que o biometano é transportado à distribuidora ou ao usuário final via caminhões-feixe, visando ao atendimento aos consumidores que não estão integrados à infraestrutura de transporte por gasodutos, faz-se uso do biometano comprimido à pressão de 250 bar. Neste caso, há soluções comerciais que consistem em modal de transporte que contempla: compressão do gás à 250 bar; armazenamento em unidades modulares de transporte e estocagem; transporte rodoviário; conexão na unidade de recepção; e descompressão do gás no local de consumo, na pressão requerida pelo cliente, até a adequação para a linha de consumo.

No caso do modelo de negócio de gasoduto virtual, em que o biometano é transportado à distribuidora ou ao usuário final via caminhões-feixe, o combustível também pode ser liquefeito para atendimento aos consumidores que não estão integrados à infraestrutura de transporte por gasodutos. Neste caso, há soluções comerciais que consistem em modal de transporte que contempla: liquefação do gás; armazenagem em unidades modulares de transporte e estocagem; transporte rodoviário; conexão na unidade de recepção; regaseificação do gás no local de consumo; e a adequação para a linha de consumo.

A **Tabela VIII**, a seguir, sintetiza o CAPEX e OPEX considerados para o sistema de compressão e liquefação para cada uma das especificações de plantas sucroenergéticas de produção de biometano analisadas no presente estudo.

Tabela VIII

Custos do Sistema de Compressão e Liquefação das Plantas Sucroenergéticas de Produção de Biometano Analisadas.

Torta de filtro	Vinhaça	Cana processada (toneladas)	Produção Biometano (m³/ano)	CAPEX Sistema Compressão 40 bar (milhões R\$)	CAPEX Sistema Compressão 250 bar (milhões R\$)	OPEX Sistema Compressão 40 bar (R\$/m³)	OPEX Sistema Compressão 250 bar (R\$/m³)	CAPEX Sistema Liquefação (milhões R\$)	OPEX Sistema Liquefação (R\$/m³)
100%	100%	2.000.000	10.844.767	1,67	3,35	0,24	0,20	42,00	0,17
100%	100%	3.500.000	18.978.342	2,03	4,06				

Por fim, a **Tabela IX** apresenta o custo associado ao transporte rodoviário, considerando-se a capacidade de 8 mil m³/caminhão para gás comprimido, com armazenamento em Cilindro Tipo I Aço e uma rota produtor-consumidor de 200 km. Para o gás liquefeito, considera-se a capacidade de 23 mil m³/caminhão, armazenagem em Cilindros Tipo 1 (capacidade entre 3.300 e 7.200 Nm³) e uma rota produtor-consumidor de 800 km.

Tabela IX

Custo do transporte rodoviário das Plantas Sucroenergéticas de Produção de Biometano Analisadas.

Torta de filtro	Vinhaça	Cana processada (toneladas)	Produção Biometano (m ³ /ano)	Distância percorrida – Gás comprimido (km/ano)	Custo transporte rodoviário – Gás comprimido (R\$/m ³)	Total – Gás comprimido (milhões R\$/ano)	Distância percorrida – Gás liquefeito (km/ano)	Custo transporte rodoviário – Gás liquefeito (R\$/m ³)	Total – Gás liquefeito (milhões R\$/ano)
100%	100%	2.000.000	10.844.767	271.200	0,2625	2,846	377.600	0,3654	3,960
100%	100%	3.500.000	18.978.342	474.600		474.600	660.800		6,930

d) Controle de Qualidade

Como mencionado no módulo B do Guia, a regulação federal alocou a responsabilidade e os custos para o controle de qualidade do biometano ao produtor. Assim, os custos associados com as exigências para o controle e monitoramento do teor de siloxanos e de halogenados são, aqui, alocados, exclusivamente, ao produtor, embora a responsabilidade, e também os custos, possam ser compartilhados entre a distribuidora e o produtor. O custo associado à odorização fica por conta da distribuidora.

Dessa forma, o custo para o controle de qualidade considerado é da ordem de R\$ 1 milhão. Importa destacar que tais custos se referem ao processo de controle de qualidade do biometano sucroenergético, relativos ao cromatógrafo para H₂S, CH₄, CO₂ e N₂. Tais custos podem variar substancialmente se, por exemplo, for requerido um maior controle do teor de siloxanos, aplicável ao biometano oriundo de aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto.

e) Gasodutos

Para a possibilidade de construção de infraestrutura canalizada estruturante, dedicada inicialmente ao biometano, que possa ser posteriormente integrada ao sistema estadual de distribuição de gás canalizado, foram avaliadas as alternativas E1 a E6 do módulo E do Guia.

A partir das premissas e dos riscos elencados no módulo E, a alternativa E5 – que prevê cobrança de participação financeira e autorização para gasoduto de distribuição isolado – apresentou melhor desempenho e foi indicada como a alternativa a ser favorecida pelos órgãos reguladores. Por essa razão, os cenários 1 e 2, aqui propostos (**Tabela IV**), de construção de rede convencional (sistema principal), são considerados para a análise de viabilidade. Para o cenário 1, considera-se a não aplicação de Participação Financeira do Particular (PFP), e, para o cenário 2, considera-se uma PFP de 80% do CAPEX estimado para a construção do gasoduto.

A **Tabela X**, a seguir, especifica o valor a ser levado em conta para a construção do gasoduto, considerado o mesmo para ambos os cenários de produção, e utilizado para a cálculo do PFP da análise de viabilidade do cenário 2.

Tabela X

Custo Total Para Construção do Gasoduto nos Cenários 1 e 2.

Cenário	Especificação	Valor unitário (milhões R\$/km)	Valor unitário (milhões R\$/km)	Valor unitário (milhões R\$/km)
Cenário 1	Rede Convencional (Sistema Principal, s/PFP)	1,00	30,00	-
Cenário 2	Rede Convencional (Sistema Difuso, c/ PFP)			24,00

Fonte: Estimativa BEP.

f) Selo Verde ou Selo Gás Renovável

Dentre as medidas de incentivo apontadas pelos *stakeholders* e apresentadas no módulo F do Guia, além da criação de Selo Verde para a identificação de usuários de biometano, propôs-se a criação de certificados para o biometano, ideia inspirada nos certificados adotados no mercado de gás francês.

Ao se considerar o atual grau de maturidade e de incipiência do mercado de biometano, o desenvolvimento de um mercado autônomo de certificação verde para a produção e consumo do combustível não seria viável, e, portanto, a alternativa F2, de regulamentação do tema pelos órgãos estaduais, foi indicada como a alternativa a ser favorecida pelos órgãos reguladores.

Pelo fato de esse mercado ainda ser inexistente no país, utiliza-se, como referência para o preço estimado do Selo Verde, os valores comercializados para Certificados da Produção Eficiente do Renovabio (CBIOs). Entre 15 de junho de 2020 e 14 de janeiro de 2022, foram negociados cerca de 77,9 milhões de CBIOs (média diária de 207,3 mil certificados) ao preço médio de R\$ 35,76/CBIO.

Assim, o preço médio das emissões evitadas pelo uso do biometano é resultante do produto entre o fator de emissão de referência e o preço médio comercializado dos CBIOs. Como cenário alternativo, também se considera um cenário de Selo Verde comercializado a R\$ 0,50/m³. A **Tabela XI** apresenta tais valores, considerados os mesmos para qualquer um dos cenários de produção e utilizados para a análise de viabilidade adicional de todos.

Tabela XI

Precificação Estimada do Selo Verde nos Cenários Analisados.

Especificação	Fator de emissão (tCO ₂ e/MWh)	Fator de emissão (tCO ₂ e/m ³)	Preço Médio CBIO (R\$/tCO ₂ e)	Preço Estimado Selo Verde (R\$/m ³)
Referência Gás Natural	0,2009598	0,002120	35,76	0,08
Referência Diesel	0,2639952	0,002785		0,10
Alternativo	-	-		0,50

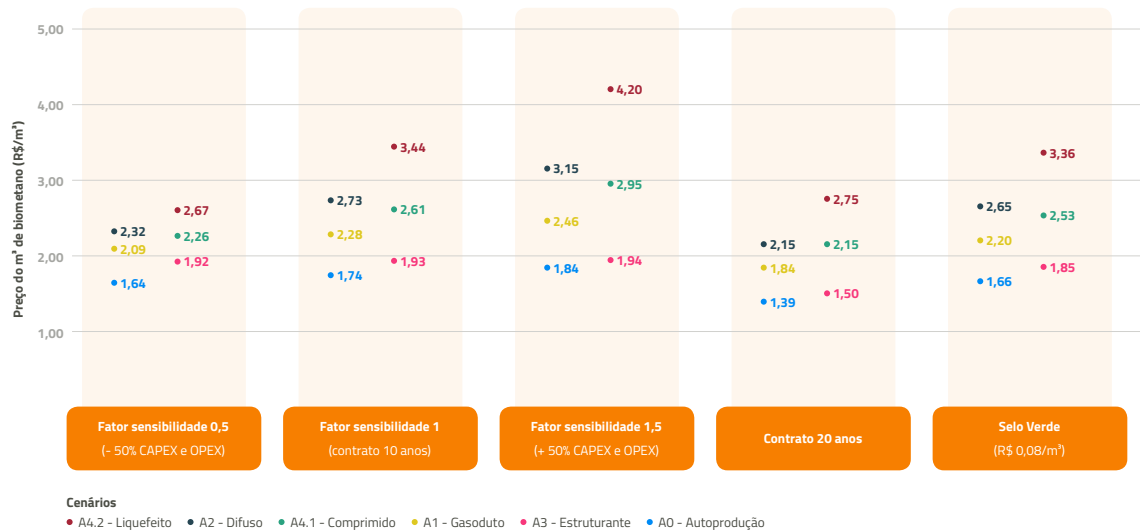
II. Resultados

As **Figuras II** e **III** apresentam os **valores resultantes para o preço do biometano**, para cada uma das possibilidades de produção, a partir das premissas e variáveis descritas na Seção I e suas subseções, **para um horizonte de contratação de 10 anos ("Fator de sensibilidade 1,0")**. Em todos os cenários, foram acrescentadas, também, as hipóteses de:

- receita adicional decorrente de certificação do combustível renovável ("Selo Verde" ou "Selo Gás Renovável"), para os patamares de preços "Referência Gás Natural" descritos na **Tabela XI** (R\$ 0,08 /m³);
- contratos de venda por um período de suprimento de 20 anos ("Contrato 20 anos"); e
- análise de sensibilidade, com variações de +50% e -50% ("Fator de sensibilidade 1,5" e "Fator de sensibilidade 0,5") em relação aos principais CAPEX e OPEX relacionados à entrega do biometano (sistema compressão/liquefação, gasoduto, controle de qualidade, transporte rodoviário).

Figura II

Variação de Preço do Biometano em Plantas de Biogás de Usinas Sucroenergéticas com Capacidade de Processamento de 2 Mt/ano de Cana e Potencial de Produção de 30 mil m³/dia de Biometano a partir de 100% da Vinhaça e da Torta de Filtro Produzidas.


Figura III

Variação de Preço do Biometano em Plantas de Biogás de Usinas Sucroenergéticas com Capacidade de Processamento de 3,5 Mt/ano de Cana e Potencial de Produção de 52 mil m³/dia de Biometano a partir de 100% da Vinhaça e da Torta de Filtro Produzidas.



Por fim, as **Figuras IV e V** apresentam os resultados, para todos os cenários, decorrentes de certificação do combustível renovável para os três patamares de preços descritos na **Tabela XI**.

Figura IV

Variação de Preço do Biometano em Plantas de Biogás de Usinas Sucroenergéticas com Capacidade de Processamento de 2 Mt/ano de Cana e Potencial de Produção de 30 mil m³/dia de Biometano a partir de 100% da Vinhaça e da Torta de Filtro Produzidas, ao se considerar a comercialização de Selo Verde.



Figura V

Variação de Preço do Biometano em Plantas de Biogás de Usinas Sucroenergéticas com Capacidade de Processamento de 2 Mt/ano de Cana e Potencial de Produção de 52 mil m³/dia de Biometano a partir de 100% da Vinhaça e da Torta de Filtro Produzidas, ao se considerar a comercialização de Selo Verde.



Como esperado, quanto maior a capacidade produtiva, mais competitivos tendem a ser os preços. Ademais, verifica-se que os valores do preço do biometano (PB), em termos unitários, possuem alta variabilidade entre os distintos cenários.

No entanto, o que importa avaliar é a competitividade do biometano, a partir de diferentes modelos de negócio, frente ao gás natural atualmente adquirido pelas concessionárias de distribuição local. Nesse contexto, considerando-se, por exemplo, o preço médio da molécula de gás natural mais transporte (pmix) do portfólio das concessionárias de distribuição do Estado de São Paulo, exposto na **Tabela XII**, da ordem de R\$ 1,92/m³, e excetuando-se o cenário 0, apenas o cenário 3 – Projeto Estruturante com PB de R\$ 1,84 e R\$ 1,93/m³ para, respectivamente, as plantas com capacidade produtiva de 52 mil m³/dia e 30 mil m³/dia – estaria no limiar de competitividade e, portanto, o biometano oriundo desse modelo de negócio poderia ser adquirido pelas distribuidoras (**Figura II** e **Figura III**).

Mesmo com uma redução de 50% nos custos (fator de sensibilidade 0,5) relacionados à entrega do biometano (sistema compressão/liquefação, gasoduto, controle de qualidade, transporte rodoviário), ainda se teria patamares de PB superiores (de R\$ 2,01/m³ para o cenário 1, de R\$ 2,14/m³ para o cenário 2, de R\$ 2,17/m³ para o cenário 4.1 e de R\$ 2,42 para o cenário 4.2, todas referentes à planta de produção de biometano de 52 mil m³/dia) e, portanto, com baixa viabilidade comercial para atendimento às distribuidoras (**Figura III**).

Tabela XII

Preço Médio de Aquisição do Gás natural das Concessionárias de Distribuição do Estado de São Paulo.

Distribuidora	Preço Médio da Molécula de Gás Natural + Transporte (pmix) (R\$/m ³)	Custo do Gás (redes locais, perdas e contas gráficas) (R\$/m ³)
Comgás	1,7383	2,1768
Gás Brasileiro	2,0078	2,2840
Naturgy	2,0078	2,5850
Média	1,9180	2,3486

Fonte: (ARSESP, 2022)

Ao se considerar um fluxo de caixa que contemple a venda do biometano por um período de 20 anos, os modelos de negócios de construção de infraestrutura canalizada (cenário 1) também apresentariam alta viabilidade comercial, com PB de R\$ 1,84 e R\$ 1,88/m³ para as plantas com potencial de produção de 30 e 52 mil m³/dia de biometano, respectivamente (**Figura II** e **Figura III**).

Em última análise, ao se considerar a comercialização de certificados de combustível renovável, nota-se que sua precificação a R\$ 0,08/m³ ou a R\$ 0,10/m³ ("Referência Gás Natural" e "Referência Diesel") não é capaz de tornar os cenários 1, 2, 4.1 e 4.2 viáveis, diretamente competitivos ao gás natural (**Figura IV** e **Figura V**). Apenas um certificado acima de R\$ 0,35/m³ e R\$ 0,45/m³ para os modelos de negócio de rede convencional de 52 e 30 mil m³/dia de produção de biometano, respectivamente, começaria a agregar valor ao biometano para que este se tornasse competitivo frente ao gás natural.

Pelo exposto, conclui-se que, sem um mecanismo que incentive a injeção do biometano na rede de distribuição, tal como a certificação do combustível de origem renovável a preços atrativos, ou ainda, sem o devido reconhecimento das externalidades positivas do biometano, cuja parcela de preço adicional seja naturalmente reconhecida pelos agentes públicos, é praticamente impossível encontrar um mercado que não seja a autoprodução (cenário 0) ou o projeto estruturante para maiores escalas de produção (cenário 3).

Os projetos estruturantes (cenário 3), embora representem uma boa oportunidade para o crescimento do mercado de biometano – mediante o desenvolvimento de redes locais de distribuição, gerando maiores benefícios sociais, econômicos e ambientais, especialmente emprego, ampliação da renda média e redução de emissão de GEE –, apresentam algum risco de continuidade e possuem uma série de condicionantes que precisam ser atendidas, além de haver uma limitação de repasse dos custos. Ademais, a implantação de redes locais de movimentação de gás possui viabilidade comercial em situações específicas, especialmente quando o mercado consumidor e o produtor estão mais próximos entre si, mas distantes da rede principal de distribuição.

Por sua vez, a utilização de dutos para a movimentação de biometano (cenários 1 e 2) possui maior eficiência econômica e energética do que a alternativa de transporte por caminhões-feixe (cenários 3, 4.1 e 4.2), além de ajudar a nuclear a própria rede de gás natural, conferindo uma maior segurança energética ao país. Neste caso, deve-se levar em conta que o cenário 1 indica o PB sem a inclusão dos custos dos dutos, e o cenário 2 indica o PB com a inclusão de 20% dos custos dos dutos, custos estes que seriam arcados pelas distribuidoras e rateados por todos os consumidores da concessão.

Por fim, cumpre destacar, ainda, que o custo para venda direta e injeção na rede depende muito do tipo de resíduo, das tecnologias envolvidas e dos modais de transporte disponíveis. Por essa razão, torna-se imprescindível que cada agência reguladora faça uma avaliação criteriosa de seu mercado, em termos da capacidade produtiva e da origem do resíduo e seus impactos nos novos e vigentes modelos de negócios aplicáveis em suas áreas de concessão.