



Parecer nº 16/2021

**Instrumentos e alternativas para
valorização dos benefícios ambientais da
geração elétrica a partir do biogás**

Instrumentos e alternativas para valorização dos benefícios ambientais da geração elétrica a partir do biogás.

Elaborado por: RegE Barros Correia Consultoria (RegE)

Coordenação: Tiago de Barros Correia (RegE)

Autores: Tiago de Barros Correia (RegE)

Paulo de Barros Correia (RegE)

Natália Addas Porto (RegE)

Rafael Esteves Albieri (RegE)

Vinicius Mendes Kohl (RegE)

Data: 15 de setembro de 2021

Informações Legais:

- a. Todas as indicações, dados e resultados deste estudo foram compilados e cuidadosamente revisados pelos autores. No entanto, erros com relação ao conteúdo não podem ser completamente evitados. Consequentemente, nem a RegE Barros Correia Consultoria 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 seus erros, imprecisões ou omissões de informações neste estudo.
- b. A duplicação ou reprodução de todo ou partes do estudo (incluindo a transferência de dados para recursos de armazenamento de mídia) e distribuição para fins não comerciais é permitida com a devida citação da fonte. Para outros usos comerciais, incluindo duplicação, reprodução ou distribuição de todo ou partes deste estudo, é necessário o consentimento escrito da RegE Barros Correia Consultoria.

Índice

Lista de tabelas	5
Lista de figuras	6
Introdução.....	7
Objetivo.....	11
Abordagem metodológica	12
Conceitos-chaves	16
Problema Regulatório	17
Necessidade de intervenção	20
Base legal	22
Atributos sociais e ambientais do biogás	22
Atributos energéticos do biogás na geração elétrica	25
Mercados de energia elétrica e potência no Brasil	29
Sistema de compensação de energia elétrica para autoconsumo.....	29
Ambiente de contratação livre	32
Mercado de reserva de capacidade de energia e potência.....	32
Mercado de curto prazo e de diferenças.....	33
Mercado de serviços anciliares.....	33
Modalidades de contratação de energia e de potência	36
Empreendimento Merchant	36
Contrato de quantidade de energia elétrica	36
Contrato de disponibilidade de energia elétrica	37
Contrato de reserva de capacidade de potência.....	37

Alternativas de intervenção.....	38
Análise das alternativas de intervenção	41
Modelo de negócio de SCEE com autoconsumo local	41
Modelo de Negócio de SCEE de geração compartilhada.....	47
Modelo de negócio de venda de energia para o ACR	50
Modelo de negócio de venda de energia para o ACL	56
Conclusões	60
Referências.....	61

Lista de tabelas

Tabela 1: Escala de probabilidade do risco.....	15
Tabela 2: Escala de impacto do risco	15
Tabela 3: Classificação do Nível de Risco	16
Tabela 4: Emissões de GEE no horizonte 2030	19
Tabela 5: Impactos sociais e ambientais esperados – Rota de biodigestão anaeróbica.....	24
Tabela 6: Porte dos empreendimentos de geração a biogás no Brasil	26
Tabela 7: Mini e microgeração a partir de biogás – Janeiro 2021.....	30
Tabela 8: Duração dos contratos do ACL.....	32
Tabela 9: Modalidades de serviços aniliares.....	35
Tabela 10: Trade-off das premissas de abrangência e ponto de regulação	38
Tabela 11: Classificação das alternativas quanto à abrangência e ponto de regulação	40
Tabela 12: Impactos das alternativas de intervenção no SCEE com autoconsumo local.....	43
Tabela 13: Parâmetros técnicos da análise de viabilidade SCEE com autoconsumo local.....	45
Tabela 14: Tarifa convencional de distribuição no Brasil (R\$/MWh)	45
Tabela 15: Custo adicionado ao modelo de negócio de SCEE com autoconsumo local	46
Tabela 16: Impactos das alternativas de intervenção no SCEE de geração compartilhada	49
Tabela 17: Parâmetros técnicos da análise de viabilidade SCEE de geração compartilhada	49
Tabela 18: LCOE de SCEE de geração compartilhada (R\$/MWh)	50
Tabela 19: Impactos das alternativas de intervenção no ACR	52
Tabela 20: Parâmetros técnicos da análise de viabilidade geração para o ACR	54
Tabela 21: LCOE das fontes biogás e gás natural no ACR (R\$/MWh).....	55

Tabela 20: Impactos das alternativas de intervenção no ACL	58
Tabela 21: Parâmetros técnicos da análise de viabilidade geração para o ACL	58
Tabela 24: LCOE das fontes biogás e eólica no ACL (R\$/MWh).....	59

Lista de figuras

Figura 1: Potencial teórico de produção de biogás em milhões de Nm ³ /ano.....	10
Figura 2: Matriz elétrica brasileira	10
Figura 3: LCOE das fontes renováveis.....	11
Figura 4: Emissões de GEE por atividade em 2021 (% de MtCO2e)	18
Figura 5: Emissões de GEE por combustível em 2030 (% de MtCO2e)	19
Figura 6: Capacidade e preço contratos por leilões regulados.....	21
Figura 7: Resultado de pesquisa sobre quais externalidades devem ser consideradas na consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico.	21
Figura 8: Rotas de tratamento e aproveitamento energético de resíduos e efluentes	23
Figura 9: Acumulação de crédito de energia com geração solar fotovoltaica e biogás	41

Introdução

1. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e disciplina o regime de prestação dos serviços de energia elétrica, previa, em seu art. 26, o subsídio de fontes renováveis e co-geração qualificada por meio de descontos, não inferiores a 50%, das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (TUST e TUSD, respectivamente) devidas pelos geradores e pelos consumidores que adquirissem energia elétrica das fontes incentivadas.

2. A forma de incentivo por meio de desconto tarifário foi incluída na legislação em maio de 1998, pela Lei nº 9.648, e seus dispositivos sofreram diversas alterações¹, sempre no sentido de ampliar a abrangência do subsídio concedido, até que a Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, determinou o fim do referido subsídio, a ser substituído por mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade, e definido pelo Poder Executivo até 1º de março de 2022, conforme colacionado abaixo:

“Art. 26.

§ 1º-C. Os percentuais de redução de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B deste artigo serão aplicados:

I - aos empreendimentos que solicitarem a outorga, conforme regulamento da Aneel, no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste inciso, e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga; e

II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento seja realizada no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste inciso, e a operação de todas as unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga.

§ 1º-D. Para novos empreendimentos de geração hidrelétricos com potência instalada de até 30 MW (trinta megawatts), os descontos serão mantidos em 50%

¹ Lei nº 10.438, de 2002; Lei nº 10.762, de 2003; Lei nº 11.488, de 2007; Lei nº 13.097, de 2015; e Lei nº 13.203, de 2015

(cinquenta por cento) por 5 (cinco) anos adicionais e em 25% (vinte e cinco por cento) por outros 5 (cinco) anos, contados a partir da data de publicação deste parágrafo.

§ 1º-E. Os descontos de que trata o § 1º-D deste artigo serão válidos enquanto os respectivos empreendimentos se mantiverem em operação, mas não poderão ser transferidos a terceiros.

§ 1º-F. Os percentuais de redução de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B deste artigo não serão aplicados aos empreendimentos após o fim do prazo das suas outorgas ou se houver prorrogação de suas outorgas.

§ 1º-G. O Poder Executivo federal definirá diretrizes para a implementação, no setor elétrico, de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade, no prazo de 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste parágrafo.

§ 1º-H. As diretrizes de que trata o § 1º-G deste artigo não disporão sobre os empreendimentos de que tratam os §§ 1º, 1º-A, 1º-B e 1º-C deste artigo.

§ 1º-I. As diretrizes de que trata o § 1º-G deste artigo deverão prever a possibilidade futura de integração dos mecanismos nele referidos a outros setores, observada a articulação dos Ministérios envolvidos". (grifou-se)

3. Para obter subsídios sobre a melhor forma de implementar os mecanismos de consideração dos benefícios ambientais, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) eo Ministério de Minas e Energia (MME) organizaram três workshops intitulados “Considerações de Benefícios Ambientais no Setor Elétrico – É hora de um mercado de carbono?”:

1º Workshop de 13 a 20 de abril de 2021;

2º Workshop em 23 de junho de 2021; e

3º Workshop de 5 a 6 de abril de 2021;

4. No âmbito dos referidos workshops, a EPE e o MME têm avaliado a adoção de um i) tributo de carbono (imposto pigouviano²); ii) de um esquema de comercialização de emissões

² Imposto originalmente proposto pelo economista britânico Arthur Cecil Pigou para internalização do custo social decorrente da poluição (ou qualquer externalidade negativa) na atividade produtiva sob o princípio do poluidor pagador.

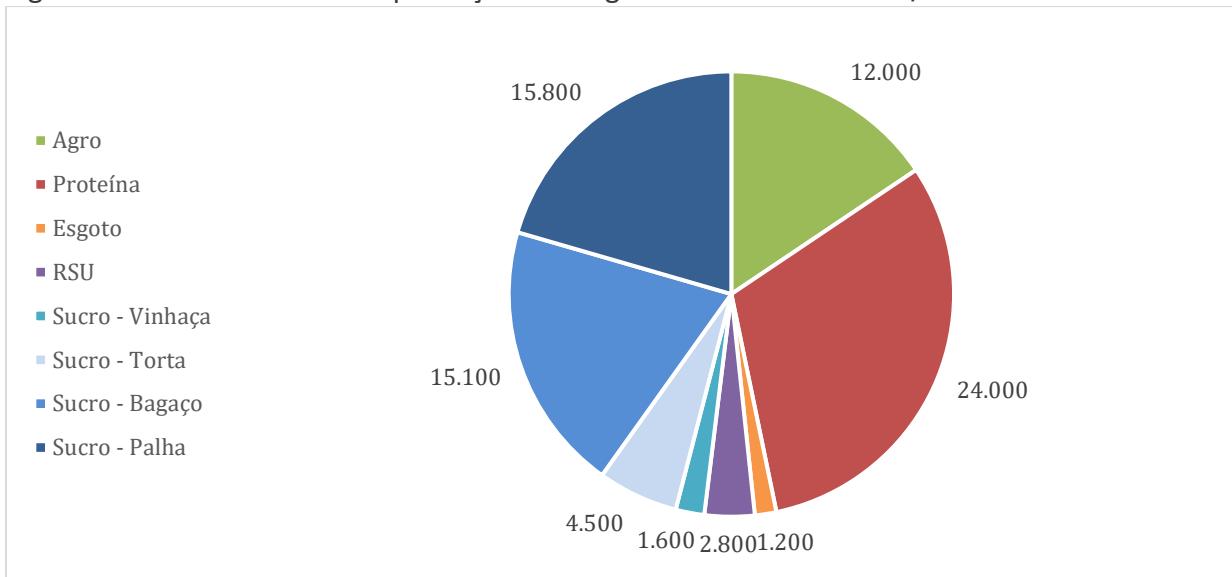
(*Emissions Trading Scheme – ETS*) baseado no conceito de *Cap-and-Trade* (CaT), no qual o governo estabelece, por um lado, limites globais e individuais de emissões de gases de efeito estufa e, de outro, instrumentos para que os saldos positivos e negativos de certificados ou licenças de emissões sejam transacionados entre os interessados, de modo que os limites globais sejam alcançados com uma acomodação ótima de custos individuais, ou (iii) de um mercado de certificados, com a figura do emissor de certificado (gerador renovável, por exemplo) e de um consumidor com meta de aquisição, a exemplo do que ocorre com o RenovaBio³. A diferença principal entre o ETS e um mercado de certificado é que o primeiro consiste no conceito de poluidor pagador, com potencial de redução global das emissões, em termos absolutos, já o segundo não especifica diretamente as emissões, mas financia as fontes renováveis.

5. Sendo assim, o presente relatório busca apresentar uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) sobre diferentes alternativas de mecanismos de consideração dos benefícios ambientais e energéticos na comercialização de energia elétrica, adotando como ponto focal a geração de energia elétrica a partir de biogás, dado o grande potencial teórico dessa fonte no Brasil, sua baixa representatividade na matriz elétrica nacional, e as necessidades do sistema elétrico nacional para expansão com segurança energética.

6. Nesse sentido, a Figura 1 apresenta o potencial teórico para a exploração de biogás no Brasil, de acordo com projeção realizada pela Abiogás (ABILOGÁS, 2021), a Figura 2 apresenta a composição da matriz elétrica brasileira, com destaque para as usinas a biomassa, incluindo biogás por resíduos urbanos (RU) e agrícolas (RA) e a Figura 3 apresenta o Custo Nivelado de Energia (*Levelized Cost of Energy - LCOE*) das fontes renováveis no Brasil, para diferentes taxas internas de retorno (6%, 8% e 10% ao ano, depois dos impostos), conforme estimado pela Empresa de Pesquisa Energética no Caderno de Preços da Geração de 2021 (EPE, 2021).

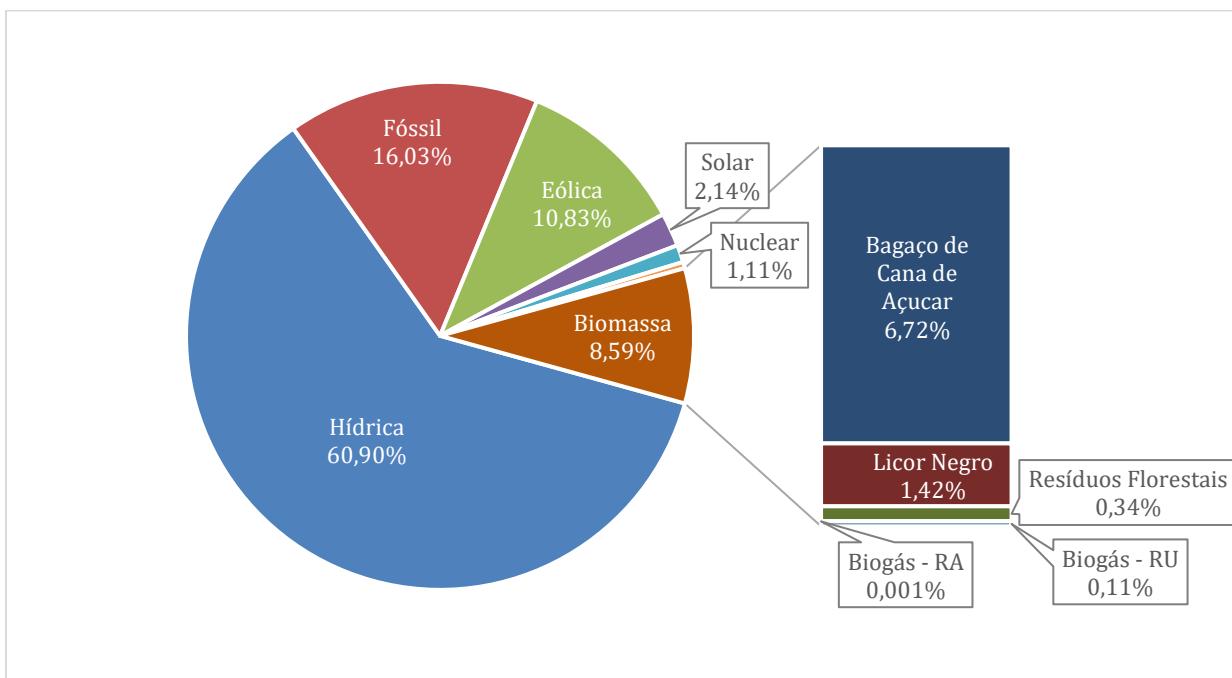
³ Programa de comercialização de certificados de Créditos de Descarbonização (CBIOs) criado pela Lei nº 13.576/2017, é a primeira experiência nacional com ETS. O Renovabio é uma política direcionada para o mercado de combustíveis brasileiro e se baseia em uma meta setorial de intensidade de emissões na matriz de combustíveis, com alocação de obrigatoriedade de compra de biocombustíveis pelas distribuidoras de combustíveis. Para atingir as metas, as distribuidoras devem comprar volumes especificados de biocombustíveis ou CBIOs.

Figura 1: Potencial teórico de produção de biogás em milhões de Nm³/ano.



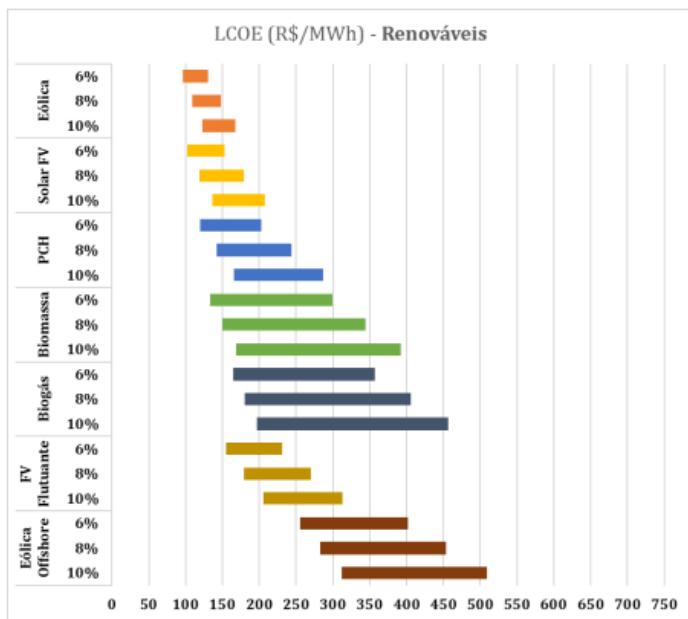
Fonte: Abiogás (2021)

Figura 2: Matriz elétrica brasileira



Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

Figura 3: LCOE das fontes renováveis.



Fonte: EPE (2021)

7. Ademais, destaca-se que o biogás é uma fonte de energia versátil, que pode integrar a matriz energética brasileira de várias formas e prestar diferentes serviços sistêmicos, trazendo diversificação, segurança e, sobretudo, nítidos benefícios para o meio ambiente, sociedade e a saúde pública.

8. Os substratos para a sua produção se originam, entre outros, dos resíduos agropastoris, industriais, lixo urbano e do esgotamento sanitário. Obtido a partir da biodigestão controlada de matéria orgânica, a produção do biogás reduz os impactos causados pela inadequada disposição dos resíduos, preservando os corpos d'água, prevenindo a contaminação dos solos e evitando a emissão desordenada de metano na atmosfera.

Objetivo

9. O presente relatório tem por objetivo avaliar e propor instrumentos e alternativas regulatórias para valorização dos benefícios ambientais e energéticos relacionados à geração de energia elétrica com baixa emissão de gases de efeito estufa, em sintonia com a Lei nº 14.120/2021, que podem envolver:

- Propostas de metodologia para consideração de atributos ambientais e energéticos em leilões regulados;

- b. Propostas de ajustes nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e no Contratos de Energia de Reserva (CER), considerando tanto o modelo de contratação por fonte quanto o de contratação por produto; e
- c. Consideração de *virtual power plants* e agregadores na oferta de energia em leilões regulados e na operação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Abordagem metodológica

10. A avaliação de instrumentos e alternativas regulatórias para consideração dos benefícios ambientais será 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 dispõe 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. Sendo assim, serão 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, considerada 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.
11. Para a comparação das alternativas optou-se pela análise qualitativa e comparativa da efetividade das diferentes alternativas na representação dos atributos energéticos e ambientais das diferentes fontes de geração e na viabilização do modelo de negócios do aproveitamento de biogás para geração de energia elétrica em comparação com o modelo de geração a partir do gás natural.
12. Para descrição dos modelos de negócios, será adotada a metodologia desenvolvida por Osterwalder & Pigneur (Osterwalder & Pigneur, 2010) que se baseia nos seguintes elementos:
- a. **Nicho de mercado:** define os diferentes grupos de agentes potenciais que podem explorar recursos de armazenamento de energia e representa o núcleo do modelo de negócios.
 - b. **Propostas de valor:** descreve o conjunto de aplicações e serviços dos recursos de armazenamento que agregam valor para os agentes e para o sistema e representam a razão pela qual o sistema de armazenamento é implantado. A proposta de valor pode:
 - i. gerar receitas;
 - ii. reduzir custos;
 - iii. assegurar qualidade;
 - iv. reduzir riscos e agregar confiabilidade;
 - v. resolver problemas e simplificar processos;
 - vi. suprir demanda por insumos ou satisfazer necessidades; e
 - vii. prover acesso a novos mercados.
 - c. **Canais de serviços:** forma e meios pelos quais ocorre o acesso aos potenciais clientes para comunicação da Proposta de Valor.
 - d. **Relacionamento com clientes:** forma e meios pelos quais ocorre a interação com os clientes durante e após a transação comercial.

- e. **Fontes de receitas (ou de custo evitado):** representam as aplicações e serviços que podem ter a proposta de valor monetizada. As fontes de receitas podem ser recorrentes ou eventuais.
 - f. **Recursos estratégicos:** ativos e insumos necessários para a concretização do Modelo de Negócios e entrega da Proposta de Valor. Os Recursos Estratégicos podem ser físicos, financeiros, intelectual ou humanos. A organização pode ser proprietária dos Recursos Estratégicos, ou obtê-los por meio de contratos de trabalho, de prestação de serviços ou de aluguel, arrendamento e leasing.
 - g. **Atividades estratégicas:** ações necessárias para a execução de seu modelo de negócios e entrega de sua proposta de valor.
 - h. **Parceiros estratégicos:** rede de parceiros e fornecedores necessária para a execução do Modelo de Negócio e entrega da Proposta de Valor. Eles podem ser segregados em quatro grupos:
 - i. Alianças Estratégicas com não competidores;
 - ii. Alianças Estratégicas com competidores;
 - iii. Joint ventures para desenvolvimento de novos modelos de negócios; e
 - iv. Relacionamento de compra e venda com fornecedores e prestadores de serviços.
 - i. **Estrutura de custos:** engloba todos os custos incorridos na execução do modelo de negócios e na entrega da proposta de valor, os quais podem ser classificados em custos fixos e custos variáveis.
13. A análise de risco, por sua vez, se faz necessária para auxiliar no gerenciamento da incerteza inerente ao desenvolvimento ou aprimoramentos de mercados, cujos efeitos podem ocorrer no curto, médio ou longo prazo. Assim, os riscos com efeitos negativos (sinistro) da implantação das alternativas de intervenção regulatória apresentadas são aqui classificados qualitativamente a partir de critérios de probabilidade e impacto, conforme especificados nas Tabelas 1 e 2.

Tabela 1: Escala de probabilidade do risco

Probabilidade	Descrição da probabilidade, desconsiderando os controles	Peso
Improvável	Em situações excepcionais, o evento poderá até ocorrer, mas nada nas circunstâncias atuais 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

Fonte: CGU (2018)

Tabela 2: Escala de impacto do risco

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	5
Alto	Significativo, de difícil recuperação ou reversão	8
Extremo	Catastrófico e irreversível	10

Fonte: CGU (2018)

14. 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 da sua ocorrência ou do 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

15. A partir do resultado do cálculo, o risco pode ser classificado dentro das seguintes faixas:

Tabela 3: Classificação do Nível de Risco

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

Fonte: CGU (2018)

Conceitos-chaves

16. Para a correta compreensão do presente Relatório utiliza-se as seguintes definições:

Aproveitamento energético de resíduos: aproveitamento de resíduos para geração de energia elétrica, de energia térmica (frio ou calor) ou de combustível para uso veicular ou injeção na rede de gás natural;

Biodigestão anaeróbica: processo de decomposição de matéria orgânica na ausência de oxigênio, por meio da alteração de suas propriedades físicas, químicas e biológicas;

Biogás: gás bruto obtido da biodigestão anaeróbica, composto primariamente de metano e dióxido de carbono;

Biodigestor: estrutura física que facilita a biodigestão anaeróbica, fornecendo em seu interior um ambiente propício para os microrganismos responsáveis pela biodigestão, contemplando, entre outros, o biodigestor de lagoa coberta, o biodigestor de fluxo ascendente (*Upflow Anaerobic Sludge Blanket* – UASB); biodigestor de fluxo semi-contínuo (*Continuous Stirred-Tank Reactor* - CSTR) e biodigestor em fase sólida (*Dry digestion*);

Biometano: biocombustível gasoso constituído essencialmente de metano, derivado da purificação (remoção de CO₂) do biogás;

Destinação final ambientalmente adequada: destinação de resíduos que inclui a reutilização, a reciclagem, a compostagem, a recuperação e o aproveitamento energético ou outras destinações admitidas pelos órgãos competentes, entre elas a disposição final;

Digestato: efluente de biodigestores resultante da decomposição da biomassa pelo processo de biodigestão anaeróbica;

Disposição final ambientalmente adequada: distribuição ordenada de rejeitos em aterros sanitários, observando normas operacionais específicas de modo a evitar danos ou riscos à saúde pública e à segurança e a minimizar os impactos ambientais adversos;

Efluentes: despejos líquidos provenientes de estabelecimentos industriais (efluente industrial), das atividades humanas (efluente ou esgoto doméstico), das atividades agropecuárias e das redes pluviais;

Impacto ambiental: qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetam: (i) a saúde, a segurança e o bem-estar da população; (ii) as atividades sociais e econômicas; (iii) a biota; (iv) as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente; (v) a qualidade dos recursos ambientais. Os impactos podem ser positivos ou negativos;

Resíduos sólidos: material, substância, objeto ou bem descartado resultante de atividade humanas nos estados sólido e semissólido; e

Risco ambiental: probabilidade de ocorrência de impacto ambiental negativo em decorrência de eventos fortuitos ou estocásticos.

Problema Regulatório

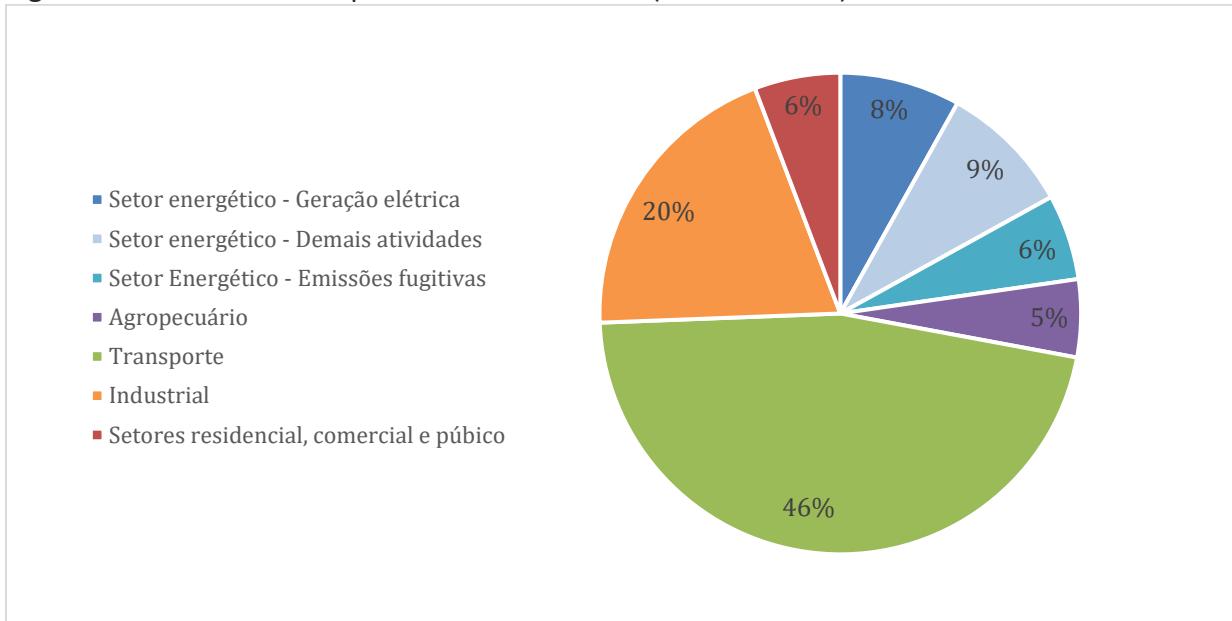
17. A partir de uma perspectiva global, o principal interesse no desenvolvimento dos mercados de biogás e biometano é a redução da emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) para a redução do processo de aquecimento global.

18. Nesse sentido, 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 – 13%, especialmente por meio da:

- a. substituição de combustíveis fósseis no transporte e na produção de calor, de frio e de eletricidade;
- b. aproveitamento de resíduos agropecuários e urbanos que liberariam metano na atmosfera;
- c. utilização de digestato como biofertilizantes em substituição de produtos químicos e minerais com elevada pegada de carbono;

- d. aproveitamento comercial e industrial do CO₂ concentrado, obtido por meio da purificação do biogás para biometano, que pode ser utilizado inclusive para produção de metano sintético por meio de sua combinação com hidrogênio.
19. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030) a participação do setor energético no total de emissões brasileiras foi de apenas 22,7% em 2021, como reflexo de uma oferta de eletricidade majoritariamente de fontes renováveis (EPE, 2021).

Figura 4: Emissões de GEE por atividade em 2021 (% de MtCO₂e)



Fonte: Adaptado do PDE 2030 (EPE, 2021)

20. Por outro lado, como também apontado pelo PDE 2030, o processo de desenvolvimento socioeconômico brasileiro implicará o aumento do consumo de energia per capita e de emissões de GEE até o horizonte de 2030.

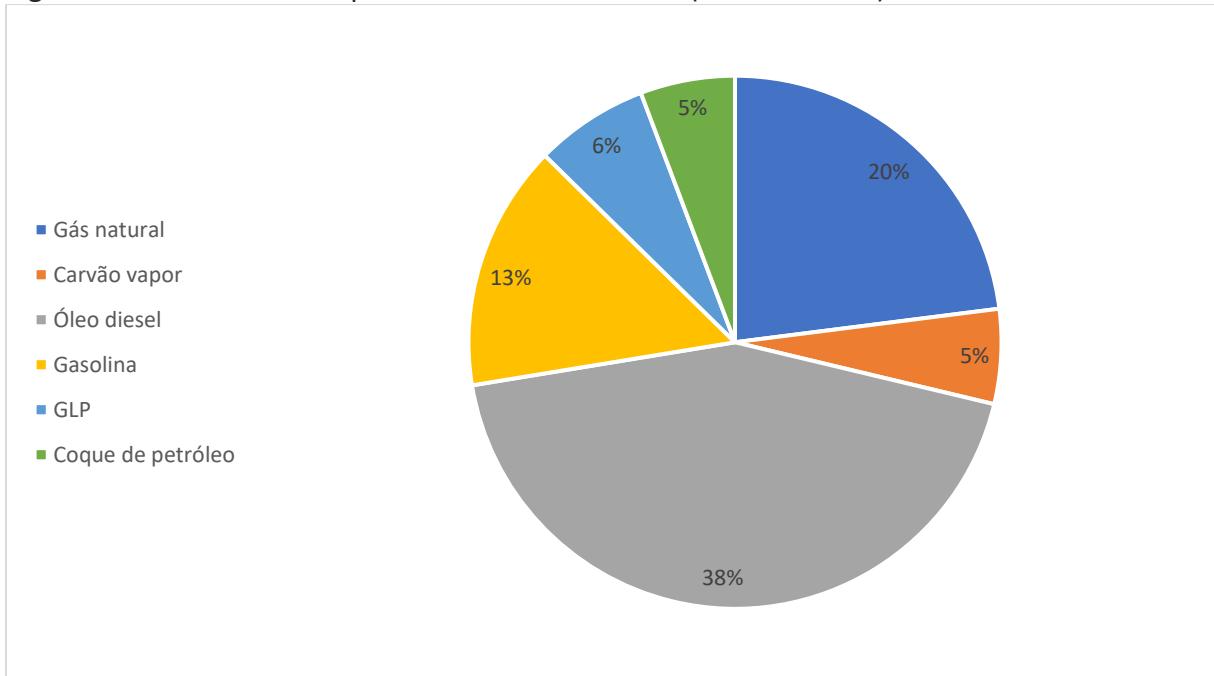
Tabela 4: Emissões de GEE no horizonte 2030

Setor	2021		2030	
	MtCO2e	%	MtCO2e	%
Setor energético - Geração elétrica	31	8%	41	9%
Setor energético - Demais atividades	34	9%	47	10%
Setor Energético - Emissões fugitivas	22	6%	31	6%
Agropecuário	20	5%	22	5%
Transporte	178	46%	224	46%
Industrial	76	20%	93	19%
Setores residencial, comercial e público	22	6%	25	5%
Total	383	100%	483	100%

Fonte: Adaptado do PDE 2030 (EPE, 2021)

21. Nesse sentido, as fontes energéticas mais representativas em termos de emissões de GEE no final do horizonte serão o óleo diesel (38%), o gás natural (20%) e a gasolina (13%). Assim, pode-se concluir que as maiores oportunidades de redução de emissões no consumo de energia continuarão na substituição de combustíveis fósseis por eletricidade e combustíveis renováveis.

Figura 5: Emissões de GEE por combustível em 2030 (% de MtCO2e)



Fonte: Adaptado do PDE 2030 (EPE, 2021)

22. No entanto, como apontado pela EPE na Nota Técnica EPE/DEA/GAB/014/2020, o nível de emissões de GEE a partir do uso de combustíveis fósseis em detrimento de fontes

renováveis é impactado pelo fato de não haver uma sinalização correta do custo das emissões que são externalidades do uso desses combustíveis (EPE, 2020).

23. De acordo com a teoria econômica, externalidades são falhas de mercado derivadas de direitos sobre a propriedade mal definidos, que fazem com que uma transação econômica gere efeitos sobre o bem-estar de terceiros não envolvidos na transação. Com isso, o preço praticado não conduziria ao nível adequado de consumo, sendo bens com externalidades negativas (como os combustíveis fósseis) consumidos em volume acima do equilíbrio ótimo social e bens com externalidades positivas (como o biogás e o biometano) consumidos em volume inferior.

24. Em outras palavras, para que o sistema de preços de mercado aloque corretamente os recursos econômicos e as decisões de consumo, é preciso que todos os atributos energéticos e ambientais relevantes sejam incorporados ao preço, de modo que deixem de ser externalidade e seus custos sejam assumidos pelos agentes envolvidos na transação.

25. Sendo assim, o problema regulatório objeto do presente parecer pode ser resumido pela necessidade de assegurar a incorporação dos atributos energéticos e ambientais das diferentes fontes energéticas utilizadas na geração de energia elétrica no Brasil, de modo a gerar sinais adequados para a expansão da matriz elétrica e para a operação do sistema.

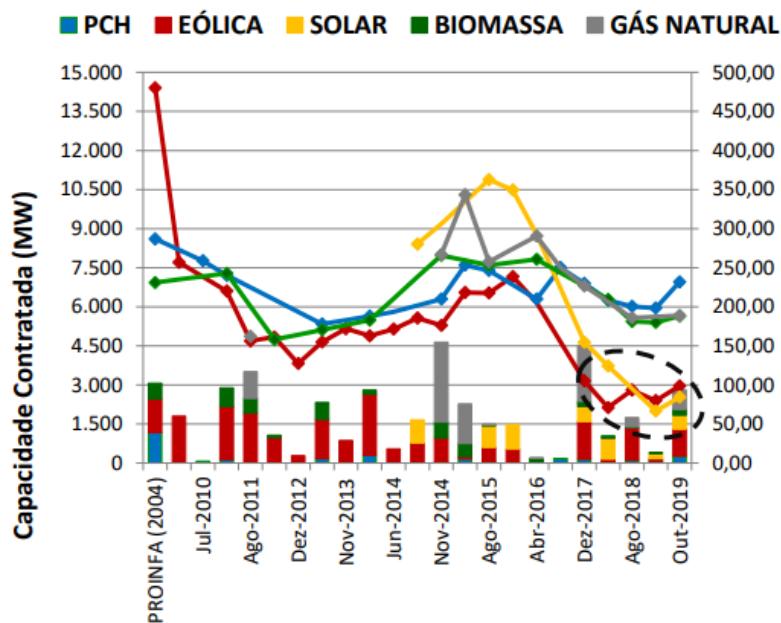
Necessidade de intervenção

26. A necessidade de intervenção decorre diretamente de determinação expressa dos §§ 1º-G, 1º-H e 1º-I do art. 26 da Lei nº 9.427/1996, com redação da Lei nº 14.120/2021.

27. Todavia, como destacado, pela própria EPE no 1º Workshop de Considerações de Benefícios Ambientais no Setor Elétrico, a motivação de substituição do modelo de subsídios às fontes renováveis por meio de descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição por um novo esquema de valoração de benefícios ambientais incluiu a constatação de que as fontes eólica e fotovoltaica alcançaram grande competitividade e que as pequenas centrais hidrelétricas e a fonte biomassa possuíam preços semelhantes aos verificados para usinas a gás natural, conforme ilustrado pela Figura 6 (EPE, 2021).

28. Assim, o biogás seria a principal fonte energética, com grande potencial disponível no Brasil, que ainda não teria alcançado grau de maturidade e de competitividade perante alternativas fósseis, e que permaneceria dependendo da correta consideração de externalidades energéticas e ambientais para poder ter viabilidade econômica e financeira em regime de mercado.

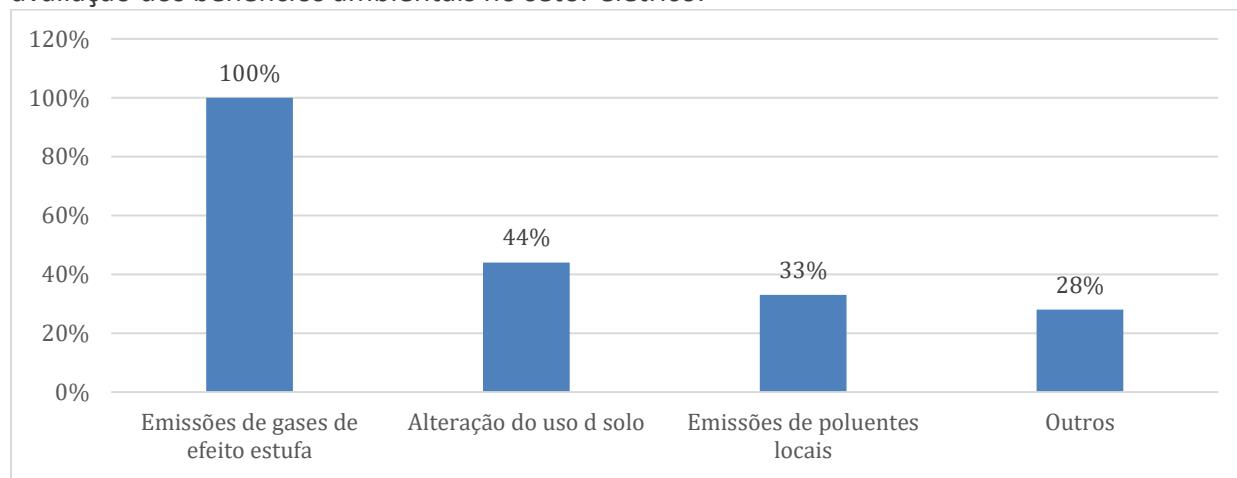
Figura 6: Capacidade e preço contratados por leilões regulados



Fonte: EPE (2021)

29. Ademais, como apontado pelo resultado da pesquisa realizada pela EPE e apresentada no 2º Workshop de Considerações de Benefícios Ambientais no Setor Elétrico, as principais externalidades a serem consideradas na valoração dos impactos ambientais das diversas fontes energéticas devem ser i) a emissão de gases de efeito estufa; ii) a alteração do uso do solo; e iii) emissões de poluentes locais. Aspectos em que a exploração do biogás possui impacto positivos.

Figura 7: Resultado de pesquisa sobre quais externalidades devem ser consideradas na avaliação dos benefícios ambientais no setor elétrico.



Fonte: EPE (2021)

30. Sendo assim, para que a nova política pública de consideração dos benefícios ambientais no setor de energia elétrica tenha efetividade e eficácia, é preciso que ela seja compatível com os modelos de negócio de exploração do biogás.

Base legal

31. A Lei nº 9.427/1996 determina a implementação, no setor elétrico, de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade, até 1º de março de 2022

“Art. 26.....

§ 1º-G. O Poder Executivo federal definirá diretrizes para a implementação, no setor elétrico, de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade, no prazo de 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste parágrafo.

§ 1º-H. As diretrizes de que trata o § 1º-G deste artigo não disporão sobre os empreendimentos de que tratam os §§ 1º, 1º-A, 1º-B e 1º-C deste artigo

§ 1º-I. As diretrizes de que trata o § 1º-G deste artigo deverão prever a possibilidade futura de integração dos mecanismos nele referidos a outros setores, observada a articulação dos Ministérios envolvidos”.

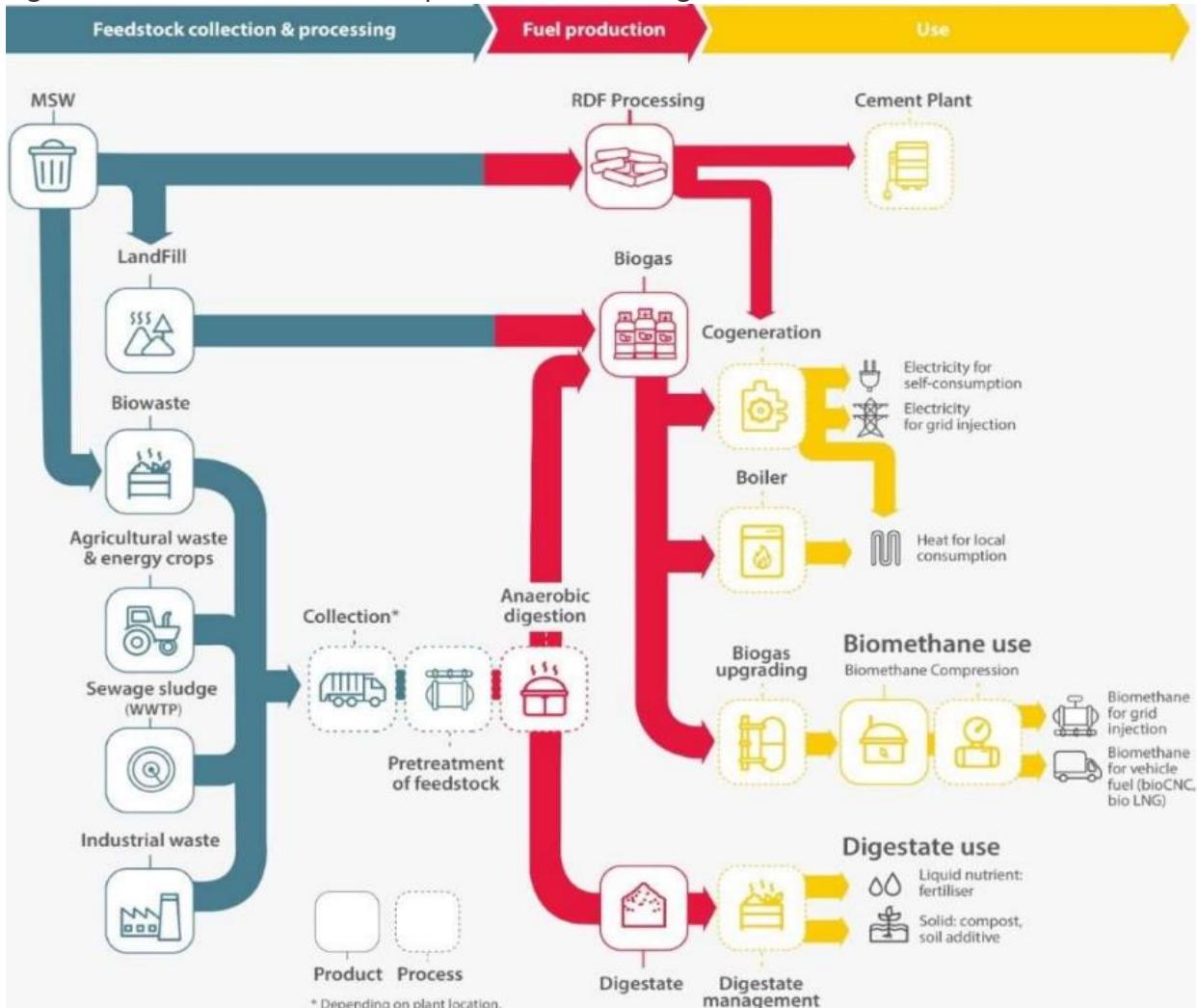
Atributos sociais e ambientais do biogás

32. A biodigestão anaeróbica pode ser utilizada para o aproveitamento energético de resíduos e efluentes derivados de atividades industriais, comerciais e agrosilvopastoris, bem como domésticas (resíduo sólido urbano e efluente doméstico). Em aterros sanitários, também pode ser realizado o aproveitamento do biogás a partir da captação do chamado “gás de aterro”. Dada a sua diversidade de escalas, a biodigestão pode ser realizada localmente, no mesmo local e empreendimento que produz os rejeitos e efluentes, ou centralizada em plantas de maior escala. Além de biogás, a rota de biodigestão pode produzir dois subprodutos que podem possuir valor comercial: o digestato, que pode ser utilizado como biofertilizante (geralmente rico em nutrientes, nitrogênio e fósforo) e o Dióxido de Carbono (CO₂), obtido da purificação do biogás para biometano, que pode ser utilizado no abate de animais ou empregado em processos industriais (indústrias química e de bebidas).

33. A rota de separação e produção de CDR é mais apropriada ao aproveitamento de resíduos sólidos urbanos não biodegradáveis e, para ter viabilidade técnica e econômica,

demanda escalas maiores. O CDR pode ser aproveitado para produção de energia térmica (calor) com cogeração de energia elétrica ou utilizado na produção de cimento, por exemplo.

Figura 8: Rotas de tratamento e aproveitamento energético de resíduos e efluentes



Fonte: Carlu, Truong, & Kundevski (2019).

34. Com base na rota tecnológica de produção do biogás e do biometano, os principais impactos ambientais dos projetos devem decorrer:

- da redução de emissões de GEE;
- da redução do volume de resíduos e efluentes destinados a aterros sanitários ou despejados no solo ou em corpos hídricos;

- c. do aumento da eutrofização de corpo hídrico e depleção do ozônio estratosférico pela aplicação não apropriada do digestato no solo;
- d. da substituição de combustíveis fósseis (diesel gás natural, GLP e óleo combustível por biometano ou biogás);
- e. da substituição de fertilizantes químicos por fertilizantes orgânicos originados do digestato, no caso da rota de biodigestão;
- f. da alteração do uso do solo, por meio do incentivo da produção intensiva de gado e aves ou da expansão da fronteira agrícola;
- g. da 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;
- h. da piora das condições estéticas e sanitárias na localidade e vizinhança de empreendimentos com aproveitamento de resíduos e efluentes de terceiros;
- i. da geração local de emprego e renda;
- j. da disponibilização de excedente energético que pode ser comercializado ou utilizado localmente para aumento da produtividade e eficiência; e
- k. do aumento do risco de acidentes com a movimentação de resíduos e efluentes, no caso de aproveitamento em empreendimento distinto daquele que produz os rejeitos.

35. A Tabela 5 apresenta os impactos sociais e ambientais, positivos e negativos, para a produção de biogás e biometano.

Tabela 5: Impactos sociais e ambientais esperados – Rota de biodigestão anaeróbica

Parâmetro	Impacto	Probabilidade	Intensidade
Sociedade e Economia			
Redução de emissões de GEE	positivo	elevada	elevada
Geração local de emprego e renda	positivo	elevada	média
Geração de energia elétrica renovável	positivo	elevada	média
Condições estéticas e sanitárias			

Condições estética e sanitária local	positivo	elevada	elevada
Saúde, segurança e bem-estar			
Redução do risco de destinação inadequada	positivo	elevada	elevada
Aumento do risco de acidentes com movimentação de resíduos	negativo	pequena	pequena
Qualidade dos recursos ambientais			
Alteração do uso do solo – criação intensiva de gado e aves	positivo	pequena	pequena
Alteração do uso do solo – ampliação da fronteira agrícola	negativo	pequena	pequena
Redução do volume de resíduos e efluentes descartados	positivo	elevada	elevada
Aplicação não apropriada do digestato no solo	negativo	média	pequena
Substituição de fertilizantes químicos	positivo	elevada	elevada

Fonte: Elaboração própria.

36. Pelo exposto, o saldo de impacto social e ambiental da produção de biogás e biometano é amplamente positivo, com alguns pontos de atenção para o risco de acidentes na movimentação de rejeitos e de aplicação não apropriada de digestato no solo. No primeiro caso, o impacto negativo pode ser mitigado por meio de condicionantes ambientais, que podem ser específicas, no caso de projetos grandes e excepcionais, e genéricas nos demais casos. No segundo caso, há necessidade de fiscalização periódica dos órgãos de controle ambiental, destacando-se que o impacto da aplicação inadequada do digestato é inferior ao da aplicação direta do efluente.

Atributos energéticos do biogás na geração elétrica

37. O biogás é composto principalmente por metano e dióxido de carbono, podendo conter nitrogênio, hidrogênio, oxigênio e alguns outros gases em menores quantidades⁴ e sua utilização para produção de energia elétrica, requer tratamento para remoção de contaminantes, como o enxofre, nos casos de resíduos da proteína animal, e da sílica, no caso do biogás proveniente dos aterros sanitários (ABILOGÁS, 2021).

38. A produção de energia elétrica a partir do biogás ocorre prioritariamente através de grupos motogeradores de combustão interna inicialmente desenvolvidos para a utilização de gás natural. Considerando que a concentração de metano do biogás é menor que a do gás natural, foram realizadas adaptações nas instalações dos equipamentos, tais como alterações nos diâmetros das tubulações de admissão, na parametrização da pressão de entrada, bem como do módulo controlador dos equipamentos, de modo que os motores já são construídos para uso com o biogás com a mesma eficiência daqueles movidos a gás natural.

⁴ As concentrações de metano do biogás variam na faixa de 45% a 70%, a depender da matéria orgânica originária e da tecnologia de digestão.

39. Considerando as concentrações típicas e os rendimentos usuais nos grupos motogeradores a biogás, a relação entre a energia elétrica produzida e o biogás utilizado situa-se na faixa de 2,14 kWh/Nm³ a 2,47 kWh/Nm³. Neste estudo utilizou-se o valor médio de 2,31 kWh/Nm³ como parâmetro para as estimativas e projeções (ABILOGÁS, 2021).

40. A partida e a tomada de carga nos motogeradores ajustados para a operação com biogás são bastante rápidas, inferiores a um minuto. Visando a evitar um desgaste acelerado dos equipamentos, esses grupos não devem ser submetidos a regimes de liga e desliga de muito curta duração. Ciclos de operação superiores a três horas são adequados.

41. Uma importante característica da operação das usinas a biogás é a possibilidade de armazenamento do combustível primário. No caso dos reatores, esse armazenamento é obtido através de pulmões ou, no caso das lagoas cobertas, pela própria lona de cobertura. Nos aterros, o gás é preexistente e pode ser disponibilizado através da operação das válvulas. Equipamentos como gasômetros também podem ser usados para fins de armazenamento do biogás.

42. A vida útil média dos grupos motogeradores depende de seu nível de geração e da política operativa (como o tempo mínimo de permanência nas condições de ligado e de desligado, por exemplo), estando sujeitos a ciclos de *major overhaul* entre 20.000 horas e 80.000 horas de operação, a depender do fabricante e modelo. Os reatores, todavia, apresentam vida útil média na ordem de dez anos.

43. Em relação à escala, a maioria dos empreendimentos de aproveitamento do biogás para geração de energia elétrica em operação no Brasil pode ser classificado como micro, mini ou pequenos geradores elétricos, conforme ilustrado pela Tabela 6. Nesse ponto, destaca-se que a principal condição para o porte da geração é a disponibilidade de biogás.

Tabela 6: Porte dos empreendimentos de geração a biogás no Brasil

Porte reator de biogás	Unidades existente	Produção biogás (MM Nm ³ /ano)	Produção energia elétrica (TWh/ano)	Potência media (kW)	Porte geração de energia elétrica

Pequeno	406	91	2010	74	Micro
Pequeno	90	60	139	220	Mini
Médio	78	136	314	575	Mini
Médio	26	104	240	1.320	Mini
Grande	25	312	721	4.115	Mini
Grande	10	689	1.592	22.710	Pequeno
Grande	3	438	1.012	48.125	Pequeno

Fonte: Adaptado de Abiogás (ABILOGÁS, 2021)

44. Em decorrência do porte reduzido das usinas elétricas à biogás, esses empreendimentos conectam-se ao sistema elétrico por meio das redes de distribuição e, para efeitos operativos, são usualmente classificados pelo Procedimentos de Rede como usinas do Tipo III.

- a. **Usinas Tipo I:** usinas conectadas na Rede Básica de Transmissão que afetam a operação eletroenergética ou conectadas em Demais Instalações de Transmissão e na rede de distribuição, desde que a potência líquida injetada contribua para minimizar problemas operativos e proporcione maior segurança para a rede de operação. As usinas classificadas na modalidade de operação Tipo I possuem programação centralizada e despacho centralizado, e atendem aos processos estabelecidos nos Procedimentos de Rede relacionados a programação da operação, normatização, pré-operação, operação em tempo real e pós-operação.
- b. **Usinas Tipo II:** usinas conectadas, ou não, na Rede Básica, que não causam impactos na segurança elétrica da Rede de Operação, mas que afetam os processos relativos ao planejamento e operação eletroenergética do SIN.
 - i. **Usinas Tipo II-A:** Usinas térmicas com Custo Variável Unitário (CVU) declarado ou usinas hidráulicas com potência maior que 30 MW e que não causam impactos na rede de operação. Possuem programação e despacho centralizados.
 - ii. **Usinas Tipo II-B:** usinas que em função das características da fonte primária de geração, apresentam limitações que impedem o atendimento ao despacho centralizado de forma sistemática, tais como: PCH, biomassa, cogeração, eólica e fotovoltaica. Possuem regras espaciais para programação e despacho centralizados.
 - iii. **Usinas Tipo II-C:** Usinas que constituírem um conjunto de usinas, que embora individualmente não impactam a operação do SIN, mas quando analisadas em conjunto com outras usinas que compartilham o mesmo ponto de conexão, totalizam uma injeção de potência significativa em uma

determinada subestação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Elegem um representante para relacionamento com o ONS e possuem regras espaciais para programação e despacho centralizados.

- c. **Usinas Tipo III:** Usinas conectadas fora da Rede Básica que não causam impactos na operação eletroenergética do SIN. As usinas classificadas na modalidade de operação Tipo III não possuem programação nem despacho centralizados e, por este motivo, não possuem relacionamento operacional com o ONS.
45. Dessa forma, apesar de terem atributos energéticos que permitam a modulação horária da geração, as usinas a biogás, por uma questão de porte, não mantêm relacionamento operacional com o ONS e não são consideradas na otimização do despacho centralizado.
46. Sendo assim, os atributos energéticos da geração a partir do biogás podem ser resumidos a seguir:

- a. O biogás pode ser despachado continuamente ao longo do ano, com pequena variação de sazonalidade, que é presente no caso de aproveitamento de resíduos agrícolas, mas pode ser mitigada pelo estoque de resíduos ou *swap* de biometano com a rede de gás natural⁵;
- b. O biogás pode ser despachado com modulação horária, de modo a fazer o seguimento da carga e a complementação de geração renovável variável, especialmente solar fotovoltaica;
- c. O biogás apresenta alta velocidade de resposta ao acionamento para despacho e pode prover serviços anciliares para a rede de distribuição;
- d. Projetos de energia elétrica a partir do biogás se viabilizam em pequena escala e de maneira distribuída;
- e. A estrutura de custos é previsível, e os preços transacionados em moeda nacional (reais), que podem ser corrigidas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), sem exposição aos mercados internacionais de commodities e ao câmbio;
- f. Possui potencialidade elevada de mitigação de impactos ambientais, uma vez que transforma passivos ambientais em ativos energéticos.

⁵ O biogás excedente, no período da safra, é purificado para biometano, injetado na rede de gás natural e consumido por outros usuários, posteriormente, no período de entre-safra, a usina consome gás natural da rede, assegurando-se que no balanço anual a energia elétrica gerada corresponde ao volume de biogás ou biometano produzido.

Mercados de energia elétrica e potência no Brasil

47. De acordo com o disposto na regulamentação do setor elétrico brasileiro, a geração de energia elétrica pode ser destinada a seis mercados específicos:

- a. o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) para autoconsumo de mini e microgeração distribuída;
- b. o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), exclusivo para as distribuidoras de energia elétrica;
- c. o Ambiente de Contratação Livre (ACL), destinado aos consumidores livres e comercializadores;
- d. o mercado de reserva de capacidade de potência a ser contratada por indicação do Ministério de Minas e Energia (MME) para garantia da continuidade do fornecimento de energia elétrica;
- e. o Mercado de Curto Prazo (MCP), destinado à liquidação das diferenças contratuais decorrentes de desvios de consumo e de geração; e
- f. o mercado de serviços aniliares.

Sistema de compensação de energia elétrica para autoconsumo

48. O Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), regulamentado pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, é um esquema de *net metering* que permite que unidades consumidoras com micro⁶ e minigeração⁷ a partir de fontes renováveis ou co-geração que permite a injeção de energia ativa, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e sua compensação com o consumo de energia elétrica ativa em outro momento ou em outra unidade consumidora, com base nas seguintes modalidades:

- a. **Autoconsumo local:** caracterizado pela instalação da micro ou minigeração junto a carga, de modo que a compensação da energia ocorra na mesma unidade em que foi injetada;
- b. **Autoconsumo remoto:** caracterizado pela instalação da micro ou minigeração em local diferente, mas de mesma titularidade, da unidade consumidora onde ocorrerá a compensação da energia consumida, observado que a compensação

⁶ Geração com capacidade instalada menor ou igual a 75 kW

⁷ Geração com capacidade instalada superior a 75kW e menor ou igual a 5.000 kW.

deve ocorrer na mesma área de concessão ou permissão em que a energia foi injetada;

- c. **Autoconsumo compartilhado:** caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada; e
- d. **Autoconsumo de múltiplas unidades consumidoras:** caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

49. A Tabela 7 apresenta a capacidade instalada de micro e minigeração distribuída, participante do SCEE, a biogás em janeiro de 2021:

Tabela 7: Mini e microgeração a partir de biogás – Janeiro 2021

Resíduo	Unidades		Capacidade Instalada (kW)		
Florestal	21	7,32%	18.220,20		20,32%
Agrícola	39	13,59%	15.295,42		17,06%
Animal	167	58,19%	32.595,11		36,35%
Urbano	60	20,91%	23.559,41		26,27%
Total	287	100%	89.670,14		100%

Fonte: ANEEL (2021)

50. Recentemente, foi aprovado pela Câmara dos Deputados o Projeto de Lei nº 5.829/2019, que altera o SCEE, de modo que o sistema deixará de ser baseado no conceito de *net metering* (no qual a energia injetada tem o mesmo valor que a energia consumida) e passará a adotar o modelo de *net billing* (em que a energia injetada tem valor inferior ao da energia consumida).

51. Nesse sentido, caso aprovada, a redação atual do Projeto de Lei estabelece que as unidades autoconsumidoras existentes e aquelas que solicitarem acesso ao sistema de

distribuição em até doze meses após a publicação da nova legislação podem permanecer no regime atual de *net metering* até 31 de dezembro de 2045.

52. Para os demais autoconsumidores, será aplicada a nova metodologia de *net billing*, a ser definida pela ANEEL em até dezoito meses após a aprovação da lei, com um período de transição até 31 de dezembro 2028⁸, que prevê o pagamento (via não compensação) de componentes da TUSD, conforme segue:

- a. Para autoconsumo remoto de fontes não despacháveis com potência instalada acima de 500 kW e autoconsumo compartilhado de fontes não despacháveis com potência instalada acima de 500 kW ou com titular que disponha de 25% ou mais de participação:
 - i. pagamento de 100% da TUSD fio B, de 40% da TUSD fio A e de 100% dos encargos de pesquisa e Desenvolvimento (P&D) de Eficiência Energética (EE) e da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE);
- b. Demais casos:
 - i. pagamento escalonado da TUSD fio B, sendo 15% em 2023; 30% em 2024; 45% em 2025; 60% em 2026; 75% em 2027; e 90% em 2028

Ambiente de contratação regulada

53. Os contratos no ACR são negociados majoritariamente por meio de leilões e possuem longo prazo, conforme detalhado a seguir:

- a. Com antecedência mínima de 3, 4, 5, 6 e 7 anos (“A-3”, “A-4”, “A-5”, “A-6” e “A-7”), para energia elétrica proveniente de novo empreendimento de geração, sendo a duração dos contratos de no mínimo 15 e no máximo 30 anos, contados do início do suprimento de energia elétrica⁹;
- b. Nos anos “A”, “A-1”, “A-2”, “A-3”, “A-4” e “A-5”, para energia elétrica proveniente de empreendimento de geração existente, sendo a duração dos contratos de no mínimo 1 e no máximo 15 anos, contados do início do suprimento de energia elétrica;

⁸ Para os autoconsumidores que protocolizarem solicitação de acesso a distribuidora entre o 13º e o 18º mês da publicação da Lei, a nova regra a ser estabelecida pela ANEEL será aplicada apenas em 2031.

⁹ O Leilão A-7 é exclusivo para a contratação de empreendimentos estruturantes indicados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

- c. Nos anos “A-1”, “A-2”, “A-3”, “A-4” e “A-5” e “A-6”, para energia elétrica proveniente de leilões de compra exclusiva de fontes alternativas sendo a duração dos contratos de no mínimo 10 e no máximo 30 anos, contados do início do suprimento de energia elétrica.

Ambiente de contratação livre

54. Os contratos negociados com consumidores finais no ACL são firmados usualmente por meio de transações bilaterais, na modalidade por quantidade de energia. Os contratos no ACL são geralmente de curto e médio prazo. A Tabela 8 a seguir, extraída do InfoMercado da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), indica a duração e montante dos contratos de compra do ACL vigentes em maio de 2021 (CCEE, 2021).

Tabela 8: Duração dos contratos do ACL

Duração dos contratos celebrados no ACL	mai/20	mai/21
Acima de 12 anos	10,2%	9,8%
Acima de 10 anos até 12 anos	2,5%	2,7%
Acima de 8 anos até 10 anos	2,0%	2,4%
Acima de 6 anos até 8 anos	4,9%	3,9%
Acima de 4 anos até 6 anos	19,2%	22,1%
Acima de 2 anos até 4 anos	27,2%	29,0%
Acima de 1 anos até 2 anos	10,6%	12,5%
6 meses a 1 ano	17,5%	13,1%
Até 6 meses	6,0%	4,6%

Fonte: CCEE (CCEE, 2021).

Mercado de reserva de capacidade de energia e potência

55. A contratação de reserva de capacidade de potência foi regulamentada pelo Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021, que estabelece sua contratação, a partir de empreendimentos novos e existentes, por meio de leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), observadas as diretrizes estabelecidas pelo MME, não havendo restrição em relação à antecedência mínima do Leilão em relação à data de início das obrigações comerciais.

56. Para tanto, o MME definirá o montante total de reserva de capacidade a ser contratada, com base em estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), respeitados os critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Os estudos elaborados para subsidiar a definição do montante total de reserva de capacidade de que trata o caput serão submetidos à consulta pública.

57. Ademais, a contratação de reserva de capacidade de potência será formalizada por meio da celebração de Contratos de Potência de Reserva de Capacidade (CRCAP) entre os agentes vendedores e a CCEE, como representante dos agentes de consumo. Os CRCAP serão estabelecidos na modalidade de entrega de disponibilidade de potência, medida em megawatts, e terão vigência máxima de quinze anos. A energia associada ao empreendimento que comercializar potência para reserva de capacidade, todavia, permanecerá como recurso do vendedor e poderá ser livremente negociada nos termos previstos nas regras de comercialização.

58. Todos os custos decorrentes da contratação da reserva de capacidade de potência, incluídos os custos administrativos, financeiros e tributários, serão rateados entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP).

59. Para realização do primeiro leilão de reserva de capacidade, o MME publicou a Portaria Normativa nº 20/GM/MME, de 16 de agosto de 2021, que restringiu a participação de proponentes vendedores à empreendimentos de geração termelétrica¹⁰. Ainda assim, não há impedimento para a inclusão de outros empreendimentos, incluindo as de armazenamento de energia, em certames futuros.

Mercado de curto prazo e de diferenças

60. A energia elétrica não comprometida em contratos de energia do ACL e do ACR, mesmo que associada a empreendimentos comprometidos com reserva de capacidade de potência, inclusive a energia produzida acima da garantia física outorgada pelo MME, será liquidada no MCP ao PLD vigente no momento da geração.

Mercado de serviços aniliares

61. Finalmente, além das possibilidades de comercialização de energia e de reserva de capacidade de potência, os empreendimentos termelétricos podem ser remunerados pela prestação dos seguintes serviços aniliares, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 697, de 16 de dezembro de 2015:

- a. **autorrestabelecimento integral (*black start*)**: capacidade de uma central geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição de

¹⁰ Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os empreendimentos termelétricos cujo Custo Variável de Unitário - CVU seja igual a zero; cujo CVU, calculado nos termos do art. 5º da Portaria nº 46/GM/MME, de 9 de março de 2007, seja superior a R\$ 600,00/MWh; com CVU não nulo e inflexibilidade, cujo valor da inflexibilidade de geração anual seja superior a 30%; cujos empreendimentos existentes tenham Contratos de Venda de Energia, registrados na CCEE, vigentes após a data de início de suprimento previsto para os contratos; e empreendimentos termelétricos com despacho antecipado.

operação, independentemente de fonte externa para alimentar seus serviços auxiliares, contribuindo para o processo de recomposição do sistema elétrico, partindo o número de unidades geradoras definido pelo ONS;

- b. **autorrestabelecimento parcial:** capacidade de uma central geradora de alimentar seus serviços auxiliares a partir da tensão no terminal de seus próprios geradores, com a permanência do giro mecânico e excitada, contribuindo para o processo de recomposição do sistema elétrico;
- c. **controle primário de frequência:** controle realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, para limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a carga e a geração;
- d. **controle secundário de frequência:** controle realizado por unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração (CAG), destinado a restabelecer ao valor programado a frequência de um sistema e/ou o montante de intercâmbio de potência ativa entre subsistemas;
- e. **despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa:** despacho de unidades geradoras de usinas termelétricas despachadas centralizadamente, com vistas a preservar a reserva de potência operativa nas unidades geradoras hidráulicas participantes do CAG em qualquer subsistema.
- f. **sistema especial de proteção (SEP):** abrange os Esquemas de Controle de Emergência (ECE) e Esquemas de Controle de Segurança (ECS), que a partir da detecção de condição de risco para o sistema elétrico, realiza ações automáticas para preservar a integridade do SIN ou dos seus equipamentos; e
- g. **suporte de reativos:** é o fornecimento ou a absorção de energia reativa por unidade geradora, destinados ao controle de tensão da rede de operação, mantendo-a dentro dos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), mediante o uso de: i) unidades geradoras enquanto fornecem potência ativa; ou ii) unidades geradoras enquanto operam como compensadores síncronos, as quais propiciam benefícios sistêmicos tais como suporte de reativos em regime dinâmico, agregação de inércia, elevação dos níveis de curto-circuito, eliminação de riscos de autoexcitação e sobretensões/subtensões transitórias, além do controle de tensão em regime permanente.

62. Ainda de acordo com a regulação setorial, os serviços auxiliares podem ser prestados compulsoriamente ou por meio da celebração de Contratos de Prestação de Serviços Auxiliares

(CPSA) com o ONS, que deve indicar quais centrais geradoras estão aptas à prestação de cada tipo de serviço.

Tabela 9: Modalidades de serviços anciliares

Serviço ancilar	Forma de prestação	Forma de remuneração
Controle primário de frequência	Compulsória	Não remunerado
Supporte de reativo por unidades geradoras enquanto fornecem potência ativa	Compulsória	Não remunerado
Supporte de reativo por unidades geradoras que operem como compensador síncrono	CPSA	Tarifa de Serviços Anciliares (TSA): R\$ 7,40/Mvar-h
Controle secundário de frequência	CPSA	Preço regulado: R\$ 59.277,97/ano
Despacho complementar para manutenção de reserva de potência operativa	CPSA	Compensação pelos custos fixos e variáveis
Auto estabelecimento	CPSA	Preço regulado: R\$ 35.109,04/ano
Sistema Especial de Proteção	CPSA	Preço regulado: R\$ 59.277,97/ano

Fonte: Compilado pelos autores a partir de dados disponibilizados pela ANEEL (ANEEL, 2021)

63. A compensação pelos custos fixos e variáveis associados ao serviço de despacho complementar para manutenção de reserva de potência operativa ocorre nos termos do art. 8º-B da Resolução Normativa nº 697, que estabelece que as usinas termelétricas devem receber mensalmente receita para despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa de acordo com oferta de preço para a semana operativa seguinte, limitado a 130% do valor mais recente de Custo Variável Unitário (CVU) da usina.

“Art. 8º-B. As usinas termelétricas receberão mensalmente receita para despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa de acordo com os seguintes critérios.

.....

IV - o agente de geração deverá informar ao ONS, na semana operativa que antecede o despacho, a oferta de preço e as restrições operativas válidas para a semana seguinte.

V - os preços ofertados deverão estar limitados a 130% do valor mais recente de Custo Variável Unitário – CVU:

a) contabilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE no caso de usinas termelétricas objeto de contratação do Ambiente de Contratação Regulada; ou

b) publicado pela ANEEL no caso de usinas termelétricas que não sejam objeto de contratação do Ambiente de Contratação Regulada.”

Modalidades de contratação de energia e de potência

Empreendimento Merchant

64. Um empreendimento *merchant* não possui contrato de venda de energia elétrica ou potência e toda a receita é decorrente da liquidação de energia elétrica no MCP. Por outro lado, por não possuir obrigação de entrega de energia elétrica, o empreendimento *merchant* pode ter apenas exposição zero ou *long*¹¹ no MCP. Sendo assim, a receita esperada de um empreendimento *merchant* pode ser representada pelas equações 2 e 3:

$$\text{Se } CMO_m \geq CVU_m \rightarrow R_m = \max(CVU_m, PLD_m) \times GT_m \quad (2)$$

$$\text{Se } CMO_m < CVU_m \rightarrow R_m = 0 \quad (3)$$

Onde:

CMO_m = Custo Marginal de Operação no mês “m”, em R\$/MWh;

CVU_m = Custo Variável Unitário da usina no mês “m”, em R\$/MWh;

R_m = Receita da usina no mês “m”, em R\$;

PLD_m = Preço de Liquidação de Diferenças no mês “m”, em R\$/MWh; e

GT_m = Geração Total da usina no mês “m”, em MWh.

65. Como resultado, o modelo de negócio de usinas *merchant* é fortemente impactado pelas variações no preço do combustível, que estabelece a possibilidade de despacho e a margem de ganho (diferença entre PLD e CVU). Assim, na adoção dessa modalidade contratual, a usina deve estar atenta para opções de contratação de gás natural no mercado *spot* e de aquisição de cargas de gás desviadas, buscando a declaração de inflexibilidade sempre que o CVU real for inferior ao CVU homologado pela ANEEL e igual ou inferior ao Custo Marginal de Operação (CMO), de modo a assegurar a apropriação de ganhos de arbitragem entre os mercados de gás natural e eletricidade.

Contrato de quantidade de energia elétrica

66. Um empreendimento com contrato de quantidade tem a obrigação de entregar um determinado montante de energia elétrica ao consumidor e deve liquidar a diferença entre a

¹¹ Geração acima da obrigação contratual, o gerador é credor no MCP.

geração total e a obrigação de entrega no MCP, de modo que sua exposição pode ser zero, *short*¹² ou *long*. Sendo assim, a receita esperada de um empreendimento com contrato de quantidade pode ser representada pelas equações 4 e 5:

$$\text{Se } CMO_m \geq CVU_m \rightarrow R_m = EV_m \times PV_m + \max(CVU_m, PLD_m) \times (GT_m - EV_m) \quad (4)$$

$$\text{Se } CMO_m < CVU_m \rightarrow R_m = EV_m \times PV_m - (EV_m - Inf_m) \times PLD_m - Inf_m \times CVU_m \quad (5)$$

Onde:

EV_m = Obrigação de entrega de energia elétrica vendida no mês “m”, em MWh;

PV_m = Preço de venda da energia elétrica contratada no mês “m”, em R\$/MWh; e

Inf_m = Inflexibilidade operativa da usina no mês “m”, em MWh.

Contrato de disponibilidade de energia elétrica

67. Na modalidade contratual de disponibilidade, o empreendimento recebe uma receita fixa pela disponibilização de seus ativos e uma receita variável associada ao seu Custo Variável Unitário (CVU) de geração que deve cobrir o custo do combustível e os demais custos variáveis de operação e manutenção. Entretanto, é possível haver algum descasamento entre o CVU efetivo e o CVU contratado, especialmente em decorrência da aplicação dos índices de reajuste contratuais e da possibilidade de negociação de cargas de combustíveis com preços de ocasião. Assim, o resultado da exposição no MCP é do contratante, mas a usina pode se apropriar de parte do resultado operativo, conforme indicado nas equações 6 e 7:

$$\text{Se } CMO_m \geq CVU_m \rightarrow R_m = RF_m + CVU_m \times GT_m - (Comb_m + O\&M_m) \times GT_m \quad (6)$$

$$\text{Se } CMO_m < CVU_m \rightarrow R_m = RF_m \quad (7)$$

Onde:

$Comb_m$ = Custo real do combustível no mês “m”, em R\$/MWh; e

$O\&M_m$ = Custo real de operação e manutenção no mês “m”, em R\$/MWh.

Contrato de reserva de capacidade de potência

68. Da mesma forma que na modalidade contratual de disponibilidade, o contrato de reserva de capacidade de potência confere ao empreendimento uma receita fixa pela disponibilização de seus ativos. Todavia, nesse caso, não há obrigação de entrega de energia, que permanece como recurso disponível do vendedor para comercialização (na modalidade de

¹² Geração abaixo da obrigação contratual, o gerador é devedor no MCP.

quantidade) ou para liquidação no MCP ao PLD. Desse modo, no caso de a energia ser exclusivamente liquidada no MCP, a receita da usina pode ser representada pelas equações 8 e 9:

$$\text{Se } CMO_m \geq CVU_m \rightarrow R_m = RF_m + PLD_m \times GT_m - (Comb_m + O\&M_m) \times GT_m \quad (8)$$

$$\text{Se } CMO_m < CVU_m \rightarrow R_m = RF_m \quad (9)$$

Onde:

PLD_m = Preço de Liquidação de Diferenças no mês “m”, em R\$/MWh.

Alternativas de intervenção

69. Existem diversas alternativas de consideração de benefícios ambientais e de precificação de externalidades, de modo que o escopo de análise precisa ser reduzido com base em algumas premissas em relação à abrangência da política pública e ao ponto de regulação a ser adotado. O *trade-off* relacionado com a escolha das premissas é resumido pela Tabela 10.

Tabela 10: Trade-off das premissas de abrangência e ponto de regulação

Abrangência	Ampla (economy-wide)	Restrita	Específica
Possibilidade de obtenção de reduções de emissões com baixo custo (<i>low hanging fruits</i>).	Elevado	Boa	Média

Risco de efeitos cruzados não previstos entre setores econômicos (<i>leakage effect</i> ¹³).	Mínimo	Baixo	Médio
Risco de gerar custos de transações desnecessários em setores com baixo potencial de contribuição para emissões de GEE.	Elevado	Baixo	Mínimo
Ponto de Regulação	Agente emissor de GEE	Agente intermediário ¹⁴	Agente consumidor
Complexidade regulatória	Média	Média	Elevada
Custo de fiscalização	Médio	Baixo	Elevado
Ganhos adicionais com mudanças comportamentais	Elevado	Mínimo	Elevado

Fonte: Elaboração própria

70. No caso concreto, a Lei nº 9.427/1996 descarta a hipótese de aplicação de um imposto pigouviano e estabelece expressamente que o mecanismo de considerações dos benefícios ambientais a ser desenvolvido até 1º de março de 2022 deve ser específico para o setor elétrico, mas que, também, será flexível o suficiente para possibilitar sua integração com mecanismos desenvolvidos para outros setores, observada a articulação dos Ministérios envolvidos. Na prática, pode-se assumir que a adoção de uma mecanismos de certificados ou ETS deverá ser compatível e intercambiável com o CBIOs, instituído no âmbito do RenovaBio e que é gerido pelo próprio MME, especialmente considerando que o setor de transportes é o principal emissor de GEE no Brasil.

71. Todavia, é possível que o MME adote um mecanismo de consideração dos benefícios ambientais não baseado no conceito de ETS ou de certificados de energia limpa ou ainda que permaneça adotando múltiplas estratégias para atingimento de metas de redução de GEE e para aumentar a participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira. Lembrando que o subsídio sobre as tarifas de usos das redes de transmissão e de distribuição não era a única ferramenta utilizada pelo governo para esse fim, sendo a de maior eficácia a simples contratação direta de energia de fontes renováveis por meio de produtos e contratos específicos nos leilões para atendimento ao ACR e de contratação de energia de reserva.

72. Sendo assim, no presente parecer avaliaremos as seguintes alternativas de intervenção regulatória:

Alternativa 1: manutenção da política de contração de energia proveniente de fontes renováveis por meio de leilões, produtos e contratos específicos, com ajuste do foco

¹³ O *leakage effect* é caracterizado quando a redução de emissões em um setor econômico é resultado do aumento de emissões em outros setor.

¹⁴ Pode ser um distribuidor ou comercializador atacadista de combustível ou de energia elétrica, por exemplo.

para o desenvolvimento do mercado de biogás, a exemplo do que ocorreu com as fontes biomassa, eólica, solar-fotovoltaica e, mais recentemente, resíduos sólidos urbanos¹⁵;

Alternativa 2: ajuste da fórmula de cálculo do Índice de Custo-Benefício (ICB) para consideração do custo ambiental das fontes fósseis e do benefício ambiental das fontes renováveis na seleção dos vencedores dos leilões;

Alternativa 3: ajuste nos contratos regulados de energia elétrica para inclusão de preço diferenciado para horários de ponta e fora de ponta, de modo a considerar o benefício energético associado à modulação horária da geração;

Alternativa 4: ajuste na forma de contratação e de habilitação técnica de empreendimentos em leilões regulados e de contratação de energia de reserva e reserva de capacidade para permitir a participação de diversos empreendimentos a biogás representados por um agente agregador na forma de uma usina virtual (*Virtual Power Plant – VPP*);

Alternativa 5: regulamentação da possibilidade de realização de *swap* de biometano com a rede de gás natural;

Alternativa 6: adoção de um mecanismo de ETS com limitação de emissões de GEE sobre os geradores de energia;

Alternativa 7: adoção de um mecanismo de certificados de energia limpa com obrigação e contratação mínima de energia elétrica renovável para os consumidores e autoprodutores de energia elétrica; e

Alternativa 8: inclusão de geradores de energia elétrica a partir de fontes renováveis entre os agentes certificados para emissão primária de CBIOs.

73. A Tabela 11 apresenta o enquadramento das diferentes alternativas em relação aos aspectos de abrangência (Ampla, Restrita, Específica) e ponto de regulação (agente emissor de GEE, intermediário ou consumidor).

Tabela 11: Classificação das alternativas quanto à abrangência e ponto de regulação

	Ampla	Restrita	Específica
Agente emissor de GEE		Alternativa 8	Alternativa 5 Alternativa 6
Agente intermediário			Alternativa 1

¹⁵ A fonte de resíduos sólidos urbanos foi contemplada por um produto específico, pela primeira vez, no Leilão A-5 de 2021, tendo sido o preço inicial fixado em R\$ 639,00/MWh.

Agente consumidor			Alternativa 2
			Alternativa 3
			Alternativa 4
			Alternativa 7

Fonte: Elaboração própria

Análise das alternativas de intervenção

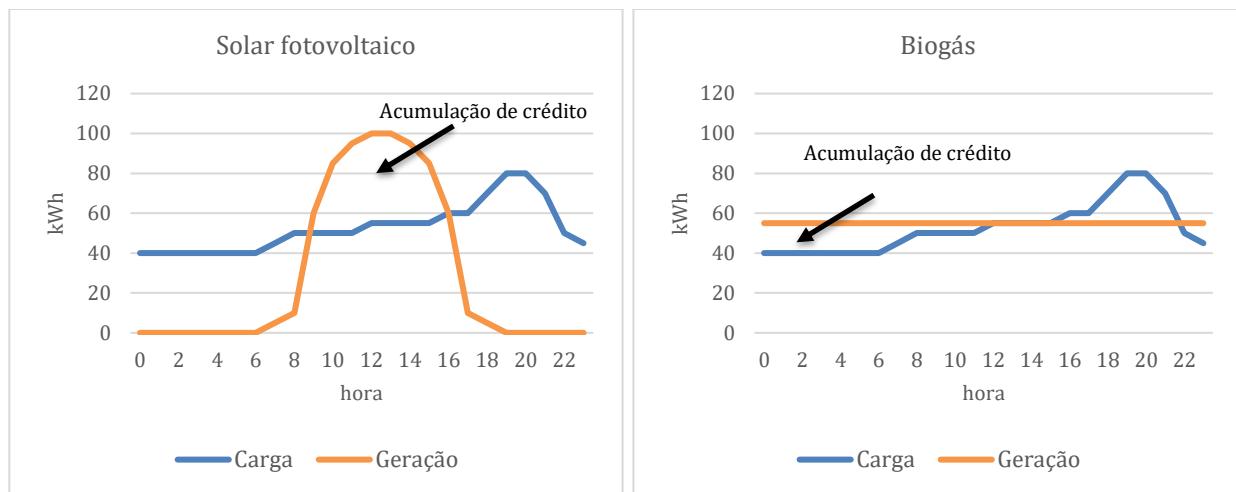
Modelo de negócio de SCEE com autoconsumo local

74. Como indicado acima, o SCEE possibilita que consumidor regulado detenha instalação de geração própria para abatimento de despesas de energia elétrica por meio da compensação da energia consumida pela energia injetada. No caso do modelo de negócios de SCEE com autoconsumo local, o arranjo predominante é o de uso de geração solar fotovoltaica que permitiria o uso do excedente de geração acumulado durante as horas de maior insolação para compensação do consumo verificado nos demais horários.

75. No caso da geração a partir do biogás, todavia, embora a geração possa ser mantida constante durante todo o tempo¹⁶, ainda há possibilidade de utilização de créditos de energia acumulados em horários de menor carga para compensação do consumo de ponta.

Figura 9: Acumulação de crédito de energia com geração solar fotovoltaica e biogás

¹⁶ Também seria possível fazer o seguimento da carga própria, mas nesse caso haveria a necessidade de investimento em capacidade de geração ociosa.



Fonte: Elaboração própria

76. Sendo assim, o modelo de negócios SCEE com autoconsumo local a partir do biogás possui as seguintes características:

Nicho de mercado: consumidores com produção local de resíduos ou com acesso a biogás ou biometano.

Proposta de valor: redução de despesas com energia elétrica e com a destinação adequada de resíduos, obtenção de valor econômico de subprodutos como digestato. A proposta de valor também inclui a melhoria da qualidade e da continuidade do suprimento de energia, visto que haveria redundância de fontes de energia (a rede elétrica e geração própria), o que pode implicar redução de prejuízos decorrentes do impacto da falta de energia ou de variações de tensão e frequência no processo produtivo da unidade consumidora. Finalmente, a proposta de valor inclui o serviço ambiental de redução das emissões de GEE.

Relacionamento com clientes: não se aplica, o projeto é dedicado a produção de energia elétrica para autoconsumo

Fontes de receitas: a proposta de valor é remunerada prioritariamente por meio da redução do custo com energia elétrica e subsidiariamente por meio obtenção de valor econômico de subprodutos. Não há, todavia, até o momento, instrumento de remuneração pelo serviço ambiental de redução das emissões de GEE, que, portanto, se constitui em uma externalidade positiva.

Recursos estratégicos: para entrega da proposta de valor há necessidade de i) disponibilidade de resíduos com potencial de produção de biogás em quantidade suficiente; ii) ativos de geração de energia elétrica; iii) ativos de produção de biogás; iv) contratos de conexão e de uso dos

sistemas de distribuição, v) contratos de manutenção, vi) fornecedores de peças e sobressalentes, e vii) know-how.

Atividades estratégicas: para entrega da proposta de valor e garantia das fontes de receitas é fundamental que o empreendimento tenha elevado grau de disponibilidade e que opere sem restrições operativas. Sendo assim, as principais atividades estratégicas associadas à receita principal são a produção adequada de biogás e a operação e manutenção dos ativos geração. Subsidiariamente, é preciso viabilizar a destinação econômica para os subprodutos gerados, seja para uso interno ou venda a terceiros ou para destinação final ambientalmente adequada.

Parceiros estratégicos: Distribuidora de energia elétrica, fornecedores de serviços de manutenção, peças e sobressalentes, e consumidores de subprodutos.

Estrutura de custos: custos fixos predominantes, mas com custos variáveis relevantes.

77. Sendo assim, a Tabela 12 apresenta os principais impactos das diferentes alternativas de intervenção regulatória sobre o modelo de negócio de SCEE com autoconsumo remoto.

Tabela 12: Impactos das alternativas de intervenção no SCEE com autoconsumo local

Alternativa	Descrição	Impacto na Demanda	Impacto nos Custos	Impacto na Receita	Impacto na competitividade
-------------	-----------	--------------------	--------------------	--------------------	----------------------------

Alternativa 1	Produtos e contratos específicos para o biogás no ACR	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Alternativa 2	Ajuste da fórmula de ICB	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Alternativa 3	Preço de ponta e fora de ponta em CCEARs	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Alternativa 4	Regulamentação de VPP	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Alternativa 5	Regulamentação de swap de biometano	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Alternativa 6	ETS com limitação de emissões de GEE sobre geradores	Positivo (direto)	Neutro	Positivo (direto)	Positivo (direto)
Alternativa 7	ETS com limitação de emissões de GEE sobre consumidores e autoprodutores	Positivo (direto)	Neutro	Positivo (direto)	Positivo (direto)
Alternativa 8	Inclusão de geradores entre os agentes certificados para emissão primária de CBIOs	Positivo (direto)	Neutro	Positivo (direto)	Positivo (direto)

Fonte: Elaboração própria.

78. Pelo exposto, verifica-se que as Alternativas de 1 a 3, por serem específicas para o ACR, não geram impactos no modelo de negócio de SCEE com autoconsumo local. Do mesmo modo, as Alternativas 4 e 5 não são aplicáveis, por se destinarem a modelos de negócio orientados à venda de energia e serviços anciares.

79. Por outro lado, o modelo de negócio de SCEE com autoconsumo local seria impactado positivamente pela possibilidade de monetização de créditos de emissões de GEE evitados, independentemente de onde o ponto de regulação seja estabelecido, gerando efeito direto sobre a receita e sobre a competitividade dos empreendimentos e a demanda por essa modalidade de energia.

80. Ademais, ressalta-se que, por se tratar de um modelo de negócio baseado em empreendimentos de baixa escala, é importante que os custos de transação sejam mitigados, o que pode ser alcançado com a conjunção do ETS de energia elétrica com o do RenovaBio e a utilização de CBIOs nos dois setores. Nesse caso, para não haver a simples redução do preço dos CBIOs negociados, é preciso que o aumento da oferta potencial de créditos seja acompanhado de aumento de demanda equivalente, idealmente por meio da inclusão de limitação de emissões para agentes do setor elétrico.

81. Nesse sentido, a definição do ponto de regulação sobre os consumidores e autoprodutores de energia elétrica seria preferível por prover uma demanda por CBIOs mais estável e previsível, visto que a definição de limites sobre os geradores implicaria em uma demanda extremamente volátil e dependente do despacho de termelétricas a combustível fóssil.

82. Para verificar o impacto econômico e financeiro das alternativas sobre o modelo de negócio, realizou-se uma análise comparativa do custo nivelado da energia (*Levelized Cost of Energy* – LCOE) obtido por meio da análise do fluxo de caixa descontado de projetos de micro e minigeração distribuída a biogás com as tarifas de distribuição de energia elétrica. Os parâmetros utilizados na análise de fluxo de caixa são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13: Parâmetros técnicos da análise de viabilidade SCEE com autoconsumo local

Parâmetro	Minigeração
Capacidade instalada	1 MW
Custo médio ponderado de capital	8% real ao ano
Fator de capacidade máximo	80%
Custo do capital de terceiros	4,43% real ao ano
Relação Equity/Debit	40%
Prazo de amortização da dívida	8 anos
CAPEX mínimo	R\$ 8.500/kW instalado
CAPEX máximo	R\$ 13.500/kW instalado
Vida útil do Projeto	10 anos
Emissões evitadas de GEE	1.300 tCO ₂ e/ano
Custo variável	R\$ 13,15/MWh
Custo fixo	R\$ 1.000/kW/ano
TUSD	Não se aplica
ICMS/PIS/COFINS	Não se aplica
Encargos setoriais	Não se aplica

Fonte: Elaboração própria

83. O Resultado da simulação do fluxo de caixa descontado indica o valor de LCOE de R\$ 376,10/MWh e R\$ 495,91/MWh, para os patamares de CAPEX máximo e mínimo respectivamente.

84. Destaca-se ainda que o modelo de negócios de SCEE não são afetados pela perda do desconto de 50% sobre as tarifas de distribuição, mas seria beneficiado pela adoção de políticas públicas de ETS ou de certificados ambientais. Assim, considerando o valor médio dos CBIOs negociados na B3 entre 15 de junho de 2020 e 09 de setembro de 2021 de R\$ 31,86/ tCO₂e, os LCOEs seriam alterados para R\$ 369,70/MWh e R\$ 486,51MWh. Materializando, portanto, um benefício de apenas R\$ 6,40/MWh.

85. A Tabela 14 apresenta as tarifas de distribuição convencional para as diferentes regiões do Brasil.

Tabela 14: Tarifa convencional de distribuição no Brasil (R\$/MWh)

Região	Máxima	Média ponderada pelo mercado	Mínima
Sul	765	571	366
Sudeste	1.107	615	525
Centro-oeste	639	599	515
Nordeste	761	607	517
Norte	765	672	505
Brasil	1.107	609	366

Fonte: ANEEL (ANEEL, 2021)

86. Pelo exposto, verifica-se que existem arranjos possíveis de projetos de minigeração a partir de biogás, no modelo de SCEE de autoconsumo local, com LCOE inferior às tarifas de distribuição e, portanto, com viabilidade econômica e financeira.

87. Todavia, como mencionado anteriormente, foi aprovado na Câmara dos Deputados o Projeto de Lei nº 5.829/2019, que agora segue para aprovação do Senado e posterior sanção presidencial, que altera o SCEE, de modo que o sistema deixará de ser baseado no conceito de *net metering* e passará a adotar o modelo de *net billing*.

88. Nesse sentido, a redação atual do Projeto de Lei estabelece que as unidades autoconsumidoras existentes e aquelas que solicitarem acesso ao sistema de distribuição em até doze meses após a publicação da nova legislação poderão permanecer no regime atual de *net metering* até 31 de dezembro de 2045. Para os demais autoconsumidores, será aplicada a nova metodologia de *net billing* com um período de transição até 2029. No caso específico da modalidade de autoconsumo local, a regra de transição prevê um pagamento (na forma de não compensação) escalonado da TUSD fio B¹⁷, conforme Tabela 15, até que a nova metodologia comece a ser aplicada.

Tabela 15: Custo adicionado ao modelo de negócio de SCEE com autoconsumo local

Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
% de pagamento da TUSD fio B	15%	30%	45%	60%	75%	90%	Nova regra
R\$/MWh	25,58	51,16	76,73	102,31	127,89	153,47	Nova regra

Fonte: ANEEL (ANEEL, 2021)

Obs: Considerando a tarifa convencional média do Brasil de R\$ 609/MWh

89. Sendo assim, projetos situados mais proximamente do patamar máximo de CAPEX considerado, teriam sua competitividade comprometida pela adoção do sistema tarifário proposto pelo Projeto de Lei nº 5.829/2019. Ademais, para que o custo adicionado de

¹⁷ A componente fio B da corresponde a cerca de 28% da tarifa convencional de energia, considerando o somatório da Tarifa de Energia (TE) e da TUSD.

R\$ 153,47/MWh, previsto para 2028 possa ser compensado por ETS ou certificado ambiental, o valor da tCO₂e teria que alcançar o patamar inexequível de R\$ 764.

Modelo de Negócio de SCEE de geração compartilhada

90. Assim como no modelo de negócios anterior, o SCEE de geração compartilhada tem por objetivo possibilitar o abatimento de despesas de energia elétrica por meio da compensação da energia consumida pela energia injetada por empreendimento próprio e, mais uma vez, o arranjo predominante é o de uso de geração solar fotovoltaica que permitiria o uso do excedente de geração acumulado durante as horas de maior insolação para compensação do consumo verificado nos demais horários.

91. As principais diferenças consistem no fato de o modelo de SCEE de geração compartilhada:

- a. ser detido por várias unidades consumidoras não localizadas no local de geração;
- b. possuir escala maior, podendo atingir o tamanho máximo de 5.000 kW para se apropriar de alguma economia de escala

92. Ademais, no caso da geração compartilhada o Projeto de Lei nº 5.829/2019 amplia e simplifica os instrumentos jurídicos de constituição, permitindo qualquer arranjo de associação civil, e estabelece como regra de transição até 2029, para empreendimentos com capacidade acima de 500 kW e nos casos em que um único titular detenha participação igual ou superior a 25%, a imediata cobrança (por meio da não compensação) de 100% da componente fio B e de 40% da componente fio A (alta tensão) da TUSD, e de 100% dos encargos de P&D, de EE e da TFSEE¹⁸.

93. Sendo assim, o modelo de negócios de SCEE com geração compartilhada a partir do biogás possui as seguintes características:

Nicho de mercado: unidades produtivas com excesso de resíduos com potencial de aproveitamento energético superior a suas necessidades próprias, de modo que o excedente possa ser destinado a unidades consumidoras de energia elétrica.

Proposta de valor para a unidade produtiva que possui resíduos: redução de despesas com energia elétrica e com a destinação adequada de resíduos, obtenção de valor econômico com a exportação de energia elétrica e com subprodutos como digestato. A proposta de valor também inclui a melhoria da qualidade e da continuidade de seu suprimento de energia, visto que haveria redundância de fontes de energia (a rede elétrica e geração própria), o que pode implicar redução de

¹⁸ Valor equivalente a cerca de 32% da tarifa convencional total, considerando o somatório da TE e da TUSD.

prejuízos decorrentes do impacto da falta de energia ou de variações de tensão e frequência no processo produtivo da unidade consumidora. Finalmente, a proposta de valor inclui o serviço ambiental de redução das emissões de GEE.

Proposta de valor para unidades consumidoras de energia elétrica participantes: redução de despesas com energia elétrica.

Relacionamento com clientes: celebração de contratos de associação civil com outras unidades consumidoras de energia, assumindo responsabilidades sobre a implantação, operação e manutenção do ativo de geração, sobre o atingimento de níveis mínimos de performance, sobre a medição e comunicação com a distribuidora local de distribuição.

Fontes de receitas: a proposta de valor é remunerada principalmente por meio da cobrança de contrapartida financeira de unidades consumidoras participantes¹⁹ e pela redução do próprio custo com energia elétrica. Subsidiariamente pode ser obtida receita a partir da obtenção de valor econômico de subprodutos. Não há, todavia, até o momento, instrumento de remuneração pelo serviço ambiental de redução das emissões de GEE, que, portanto, se constitui em uma externalidade positiva.

Recursos estratégicos: para entrega da proposta de valor há necessidade de i) disponibilidade de resíduos com potencial de produção de biogás em quantidade suficiente; ii) ativos de geração de energia elétrica; iii) ativos de produção de biogás, iv) ativos pré-tratamento do biogás; v) contratos de conexão e de uso dos sistemas de distribuição; vi) contratos de associação civil com outras unidades consumidoras; vii) contratos de manutenção, viii) fornecedores de peças e sobressalentes, e ix) know-how.

Atividades estratégicas: para entrega da proposta de valor e garantia das fontes de receitas é fundamental que o empreendimento tenha elevado grau de disponibilidade e que opere sem restrições operativas. Sendo assim, as principais atividades estratégicas associadas à receita principal são a produção adequada de biogás e a operação e manutenção dos ativos geração. Subsidiariamente, é preciso viabilizar a destinação econômica para os subprodutos gerados, seja para uso interno ou venda a terceiros ou para destinação final ambientalmente adequada.

Parceiros estratégicos: Distribuidora de energia elétrica, fornecedores de serviços de manutenção, peças e sobressalentes, e consumidores de subprodutos.

¹⁹ Nos termos da regulação atual, a contrapartida financeira não pode ser estabelecida na forma de pagamento por volume de energia.

Estrutura de custos: custos fixos predominantes, mas com custos variáveis relevantes.

94. A Tabela 16 apresenta os principais impactos das diferentes alternativas de intervenção regulatória sobre o modelo de negócio de SCEE de geração compartilhada.

Tabela 16: Impactos das alternativas de intervenção no SCEE de geração compartilhada

Alternativa	Descrição	Impacto na Demanda	Impacto nos Custos	Impacto na Receita	Impacto na competitividade
Alternativa 1	Produtos e contratos específicos para o biogás no ACR	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Alternativa 2	Ajuste da fórmula de ICB	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Alternativa 3	Preço de ponta e fora de ponta em CCEARs	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Alternativa 4	Regulamentação de VPP	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Alternativa 5	Regulamentação de swap de biometano	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Alternativa 6	ETS com limitação de emissões de GEE sobre geradores	Positivo (direto)	Neutro	Positivo (direto)	Positivo (direto)
Alternativa 7	ETS com limitação de emissões de GEE sobre consumidores e autoprodutores	Positivo (direto)	Neutro	Positivo (direto)	Positivo (direto)
Alternativa 8	Inclusão de geradores entre os agentes certificados para emissão primária de CBOs	Positivo (direto)	Neutro	Positivo (direto)	Positivo (direto)

Fonte: Elaboração própria.

95. Pelo exposto, verifica-se que os impactos das diferentes Alternativas sobre o modelo de negócio de SCEE de geração compartilhada possuem sinais idênticos aos identificados para o modelo de negócio de SCEE com autoconsumo local, aplicando-se, portanto, as mesmas observações de ordem qualitativa. Para mensurar o impacto econômico e financeiro sobre o modelo de negócio, realizou-se uma análise comparativa do LCOE de projetos de minigeração distribuída a biogás com o de empreendimentos de minigeração solar fotovoltaica, visto que nesse modelo de negócios a competição real não é contra a tarifa regulada das distribuidoras, mas contra outros projetos de minigeração compartilhada. Os parâmetros utilizados na análise de fluxo de caixa são apresentados na Tabela 17.

Tabela 17: Parâmetros técnicos da análise de viabilidade SCEE de geração compartilhada

Parâmetro	Minigeração Biogás	Minigeração Solar fotovoltaica
-----------	--------------------	--------------------------------

Capacidade instalada	5 MW	5 MW
Custo médio ponderado de capital	8% real ao ano	8% real ao ano
Custo do capital de terceiros	4,43% real ao ano	4,43% real ao ano
Relação Equity/Debit	40%	40%
Prazo de amortização da dívida	8 anos	8 anos
Fator de capacidade máximo	80%	30%
CAPEX mínimo	R\$ 8.500/kW instalado	R\$ 3.500/kW instalado
CAPEX máximo	R\$ 13.500/kW instalado	R\$ 5.500/kW instalado
Vida útil do projeto	10 anos	20 anos
Emissões evitadas de GEE	6.499 tCO ₂ e/ano	2.437 tCO ₂ e/ano
Custo variável	R\$ 13,15/MWh	0
Custo fixo	R\$ 500/kW/ano	R\$ 50/kW/ano
TUSD	R\$ 7,50/kW/ano	R\$ 7,50/kW/ano
ICMS	18%	18%
PIS/COFINS	9,25%	9,25%
Tributos sobre a renda	Lucro presumido	Lucro presumido
Encargos setoriais	Não se aplica	Não se aplica

Fonte: Elaboração própria

96. A Tabela 18 apresenta o resultado da simulação de fluxo de caixa descontado, apontando o ganho de R\$ 6,40/MWh proporcionado pela remuneração das emissões de GEE evitadas pelo valor médio do CBIO.

Tabela 18: LCOE de SCEE de geração compartilhada (R\$/MWh)

Parâmetro	Minigeração Biogás	Minigeração Solar fotovoltaica
CAPEX mínimo	423,97	322,44
CAPEX máximo	593,98	484,39
CAPEX mínimo e remuneração por emissões evitadas	417,57	316,03
CAPEX máximo e remuneração por emissões evitadas	587,58	477,98

Fonte: Elaboração própria

97. Ademais, considerando o novo regime tarifário proposto pelo Projeto de Lei nº 5.829/2019, haveria um custo adicionado de cerca de R\$ 210/MWh, o que seria suficiente para erodir a viabilidade do modelo de negócios para ambas as fontes.

Modelo de negócio de venda de energia para o ACR

98. Como visto acima, a venda de energia elétrica para o ACR ocorre prioritariamente pelo meio de leilões regulados, nos quais as condições contratuais são estabelecidas pela ANEEL, observadas diretrizes do MME.

99. Como regra geral, as diretrizes do MME envolvem a contratação em separado de produtos específicos para as diferentes fontes energéticas, que contam com preços, prazos e condições de sazonalização e modulação da obrigação de entrega de energia desenhadas para maximizar os atributos energéticos de cada fonte e mitigar os riscos a elas inerentes.

100. Todavia, no caso do biogás, não houve, até o momento, a adoção de um produto ou contrato específico, de modo que a fonte tem competido diretamente com o produto biomassa, onde o arranjo mais usual é a queima de bagaço e de palha de cana-de-açúcar em caldeiras de ciclo rankine.

101. Sendo assim, o modelo de negócios de venda de energia elétrica ACR possui as seguintes características:

Nicho de mercado: unidades produtivas com excesso de resíduos com potencial de aproveitamento energético superior a suas necessidades próprias, de modo que o excedente possa ser destinado ao atendimento do ACR.

Proposta de valor para a unidade produtiva que possui resíduos: obtenção de receita com a venda de excedente de energia elétrica, e com a destinação adequada de resíduos, obtenção de valor econômico com a exportação de energia elétrica e com subprodutos como digestato. Finalmente, a proposta de valor inclui o serviço ambiental de redução das emissões de GEE.

Relacionamento com clientes: celebração de contratos regulados com distribuidoras de energia elétrica ou com a CCEE, no caso de energia de reserva ou de reserva de capacidade. Há ainda a necessidade de adesão à CCEE e da implantação de Sistema de Medição e Faturamento SMF para efeitos das liquidações do MCP.

Fontes de receitas: a proposta de valor é remunerada essencialmente por meio da venda de energia elétrica. Não há, até o momento, instrumento de remuneração pelo serviço ambiental de redução das emissões de GEE, que, portanto, se constitui em uma externalidade positiva.

Recursos estratégicos: para entrega da proposta de valor há necessidade de i) disponibilidade de resíduos com potencial de produção de biogás em quantidade suficiente; ii) ativos de geração de energia elétrica; iii) ativos de produção de biogás, iv) ativos pré-tratamento do biogás; v) contratos de conexão e de uso dos sistemas de distribuição; vi) contratos regulados de energia elétrica, energia de reserva ou de reserva de capacidade; vii) contratos de manutenção, viii) fornecedores de peças e sobressalentes, e ix) know-how.

Atividades estratégicas: para entrega da proposta de valor e garantia das fontes de receitas é fundamental que o empreendimento tenha elevado grau de disponibilidade e que opere sem restrições operativas. Sendo assim, as principais atividades estratégicas associadas à receita principal são a produção adequada de biogás e a operação e manutenção dos ativos geração. Subsidiariamente, é preciso viabilizar a destinação econômica para os subprodutos gerados, seja para uso interno ou venda a terceiros ou para destinação final ambientalmente adequada.

Parceiros estratégicos: Distribuidora de energia elétrica, fornecedores de serviços de manutenção, peças e sobressalentes, e consumidores de subprodutos.

Estrutura de custos: custos fixos predominantes, mas com custos variáveis relevantes.

102. A Tabela 19 apresenta os principais impactos das diferentes alternativas de intervenção regulatória sobre o modelo de venda de energia para o ACR.

Tabela 19: Impactos das alternativas de intervenção no ACR

Alternativa	Descrição	Impacto na Demanda	Impacto nos Custos	Impacto na Receita	Impacto na competitividade
Alternativa 1	Produtos e contratos específicos para o biogás no ACR	Positivo (direto)	Positivo (indireto e de médio prazo)	Neutro	Positivo (indireto e de médio prazo)

Alternativa 2	Ajuste da fórmula de ICB	Positivo (indireto)	Positivo (indireto e de médio prazo)	Neutro	Positivo (direto)
Alternativa 3	Preço de ponta e fora de ponta em CCEARs	Positivo (indireto)	Não se aplica	Positivo (direto)	Positivo (direto)
Alternativa 4	Regulamentação de VPP	Positivo (indireto)	Positivo (direto)	Positivo (direto)	Positivo (direto)
Alternativa 5	Regulamentação de swap de biometano	Positivo (indireto)	Positivo (direto)	Neutro	Positivo (indireto)
Alternativa 6	ETS com limitação de emissões de GEE sobre geradores	Positivo (direto)	Neutro	Positivo (direto)	Positivo (direto)
Alternativa 7	ETS com limitação de emissões de GEE sobre consumidores e autoprodutores	Positivo (direto)	Neutro	Positivo (direto)	Positivo (direto)
Alternativa 8	Inclusão de geradores entre os agentes certificados para emissão primária de CBOs	Positivo (direto)	Neutro	Positivo (direto)	Positivo (direto)

Fonte: Elaboração própria.

103. Pelo exposto, verifica-se que a Alternativa 1, embora não cause impacto direto na receita dos projetos tem o condão de estabelecer uma demanda mínima e de viabilizar, no médio prazo, o acúmulo de ganhos econômicos com o adensamento da cadeia produtiva que culminam na redução do custo de investimentos e no ganho de competitividade da fonte. Efeito claramente percebido no desenvolvimento das fontes eólica e solar fotovoltaica.

104. A Alternativa 2, por sua vez, busca o mesmo objetivo de acúmulo de ganhos econômicos com o adensamento da cadeia produtiva por rota diversa, alterando por meio de metodologia de *scoring bid*, a escolha do comprador, de modo que a competitividade do produto biogás seria elevada, possibilitando uma apropriação de maior parcela da demanda por energia elétrica.

105. A Alternativa 3 tem por objetivo representar corretamente o valor econômico do atributo energético do biogás associado à capacidade de modulação horária da geração de energia elétrica e, dessa forma elevar a receita percebida e a competitividade relativa da fonte, o que, indiretamente, permite a apropriação de maior parcela da demanda por energia elétrica.

106. A aplicação da Alternativa 4 possibilita o exercício de ganhos de escala e a possibilidade de prestação de serviços aniliares, gerando efeitos positivos diretos na estrutura de custos, nas fontes de receitas e na competitividade, o que, mais uma vez, pode levar a uma maior participação do biogás no atendimento da demanda por energia elétrica.

107. A Alternativa 5, por sua vez, tem uma aplicação mais restrita ao uso de resíduos agrícolas sazonais, como o caso da cana-de-açúcar e tem por objetivo possibilitar o

aproveitamento integral dos recursos energéticos por meio da substituição de investimentos em estocagem de resíduos ou em capacidade de geração ociosa, por investimentos em purificação do biogás para biometano para injeção na rede de gás natural. Com isso, haveria ganhos diretos com redução de custos e benefícios indiretos sobre a competitividade e demanda. Nesse caso, todavia, não haveria ganhos com fonte de receita adicional, visto que haveria uma despesa adicional equivalente com o consumo de gás natural nos momentos de entressafra.

108. As alternativas 6, 7 e 8 possuem impactos com sinais idênticos aos identificados para o modelo de negócio de SCEE com autoconsumo local e de geração compartilhada, aplicando-se, portanto, as mesmas observações de ordem qualitativa.

109. Para mensurar o impacto econômico e financeiro sobre o modelo de negócio de venda de energia ao ACR, realizou-se uma análise comparativa do LCOE de projetos de usinas a biogás com o de empreendimentos biomassa. Os parâmetros utilizados na análise de fluxo de caixa são apresentados na Tabela 20.

Tabela 20: Parâmetros técnicos da análise de viabilidade geração para o ACR

Parâmetro	Usina Biogás	Usina Gás natural ciclo combinado
-----------	--------------	-----------------------------------

Capacidade instalada	30 MW	500 MW
Custo médio ponderado de capital	8% real ao ano	8% real ao ano
Custo do capital de terceiros	4,43% real ao ano	4,43% real ao ano
Relação Equity/Debit	40%	40%
Prazo de amortização da dívida	16 anos	16 anos
Fator de capacidade máximo	80%	95%
CAPEX mínimo	R\$ 7.500/kW instalado	R\$ 2.900/kW instalado
CAPEX máximo	R\$ 12.500/kW instalado	R\$ 4.700/kW instalado
Prazo do contrato	20 anos	20 anos
Emissões evitadas de GEE	38.997 tCO ₂ e/ano	Não se aplica
Custo variável	R\$ 13,15/MWh	R\$ 275,00/MWh
Custo fixo	R\$ 500/kW/ano	R\$ 160/kW/ano
TUSD	R\$ 7,50/kW/ano	R\$ 7,50/kW/ano
ICMS	0%	0%
PIS/COFINS	9,25%	9,25%
Tributos sobre a renda	Lucro presumido	Lucro real
Encargos setoriais	Aplicados	Aplicados

Fonte: Elaboração própria

110. A Tabela 21 apresenta o resultado da simulação de fluxo de caixa descontado, considerando a incidência ou não dos descontos na tarifa de distribuição, a possibilidade de remunerar as emissões de GEE evitadas pelo preço médio dos CBIOs e a inclusão do custo de emissões na geração a gás natural.

Tabela 21: LCOE das fontes biogás e gás natural no ACR (R\$/MWh)

Parâmetro	Usina Biogás	Usina Gás natural ciclo combinado
CAPEX mínimo	293,61	358,41
CAPEX máximo	410,25	383,14
CAPEX mínimo e consideração das emissões de GEE	287,26	366,19
CAPEX máximo e consideração das emissões de GEE	403,84	390,91

Fonte: Elaboração própria

111. Pelo exposto, verifica-se que a consideração dos custos de emissões de GEE com base no preço do CBIO permite a absorção de um ganho de R\$ 6,35/MWh para a fonte biogás e a necessidade de alocação de um custo de R\$ 7,78/MWh sobre a geração a gás natural em ciclo combinado. Tal consideração poderia ocorrer apenas pela inclusão desses valores como *scoring bids* nos lances das fontes de modo a influenciar a seleção dos projetos vencedores nos leilões sem atribuir benefícios e custos reais aos projetos (Alternativa 2) ou por meio da implantação de ETS com limitação de emissão de GEE para geradores (Alternativa 6). Em ambos os casos haveria

formação de um ganho de competitividade comparativa de R\$ 14,13/MWh para a fonte biomassa. Valor, todavia, insuficiente para assegurar maior atratividade para os projetos a biogás na faixa superior de CAPEX.

112. Ademais, no caso de adoção da alternativa de Inclusão de geradores a biogás entre os agentes certificados para emissão primária de CBIOs (alternativa 8) o ganho comparativo seria de apenas R\$ 6,35/MWh.

113. Assim, para que empreendimentos a biogás alcancem a mesma competitividade de usinas a gás natural em ciclo combinado, seria preciso que o valor das emissões de GEE evitadas no setor elétrico fosse da ordem de R\$ 65,00/tCO₂e evitado. Entre 15 de junho de 2020 e 9 de setembro de 2021 o preço médio diário do CBIO negociado na B3 nunca alcançou esse patamar, sendo que o preço máximo diário superou o valor de R\$ 65,00 em apenas 8 ocasiões (2,7% das amostras).

114. As simulações realizadas com a alternativa de utilização de um preço diferenciado para geração de ponta (Alternativa 3) indicam que, dada o baixo patamar do PLD máximo regulatório (estabelecido em R\$ 583,88/MWh para o ano de 2021), não haveria apropriação de ganho econômico suficiente para viabilizar a disponibilização de excesso de capacidade de geração com esse propósito.

115. Não foi possível simular os impactos das Alternativas 4 e 5 no LCOE do biogás, dada a incipienteza dos dados sobre ganhos de escala e custos operacionais de VPP e do mercado atual de biometano. Ainda assim, são alternativas de baixo custo e risco regulatório.

116. A Alternativa 1, por sua vez, não causa impacto direto no LCOE das fontes, mas possui grande simplicidade e eficácia, tendo sido utilizada com sucesso no desenvolvimento dos mercados das fontes eólica e solar fotovoltaica.

117. Sendo assim, por todo o exposto, a combinação das Alternativas 1, 2, 4, 5, 6 e 9 seria a melhor opção para assegurar o desenvolvimento e o adensamento da cadeia produtiva do biogás no ACR.

Modelo de negócio de venda de energia para o ACL

118. O modelo de negócio de comercialização de energia elétrica no ACL é bastante semelhante ao do ACR, com a diferença de que os prazos contratuais geralmente são inferiores a 10 anos e que não há a interferência do MME na composição do portfólio de fontes energéticas a ser contratado.

119. Sendo assim, o modelo de negócios de venda de energia elétrica ACR possui as seguintes características:

Nicho de mercado: unidades produtivas com excesso de resíduos com potencial de aproveitamento energético superior a suas necessidades próprias, de modo que o excedente possa ser destinado ao atendimento do ACL.

Proposta de valor para a unidade produtiva que possui resíduos: obtenção de receita com a venda de excedente de energia elétrica, redução de despesas com energia elétrica e com a destinação adequada de resíduos, obtenção de valor econômico com a exportação de energia elétrica e com subprodutos como digestato. Finalmente, a proposta de valor inclui o serviço ambiental de redução das emissões de GEE.

Relacionamento com clientes: celebração de contratos regulados com distribuidoras de energia elétrica ou com a CCEE, no caso de energia de reserva ou de reserva de capacidade. Há ainda a necessidade de adesão à CCEE e da implantação de Sistema de Medição e Faturamento SMF para eleitos das liquidações do MCP.

Fontes de receitas: a proposta de valor é remunerada essencialmente por meio da venda de energia elétrica. Não há, até o momento, instrumento de remuneração pelo serviço ambiental de redução das emissões de GEE, que, portanto, se constitui em uma externalidade positiva.

Recursos estratégicos: para entrega da proposta de valor há necessidade de i) disponibilidade de resíduos com potencial de produção de biogás em quantidade suficiente; ii) ativos de geração de energia elétrica; ii) ativos de produção de biogás, iii) ativos pré-tratamento do biogás; iv) contratos de conexão e de uso dos sistemas de distribuição; v) contratos livres de venda de energia elétrica; vi) contratos de manutenção, vi) fornecedores de peças e sobressalentes, e vii) know-how.

Atividades estratégicas: para entrega da proposta de valor e garantia das fontes de receitas é fundamental que o empreendimento tenha elevado grau de disponibilidade e que opere sem restrições operativas. Sendo assim, as principais atividades estratégicas associadas à receita principal são a produção adequada de biogás e a operação e manutenção dos ativos geração. Subsidiariamente, é preciso viabilizar a destinação econômica para os subprodutos gerados, seja para uso interno ou venda a terceiros ou para destinação final ambientalmente adequada.

Parceiros estratégicos: **consumidores livres**, fornecedores de serviços de manutenção, peças e sobressalentes, e consumidores de subprodutos.

Estrutura de custos: custos fixos predominantes, mas com custos variáveis relevantes.

120. A Tabela 20 apresenta os principais impactos das diferentes alternativas de intervenção regulatória sobre o modelo de negócio de venda de energia para o ACR.

Tabela 22: Impactos das alternativas de intervenção no ACL

Alternativa	Descrição	Impacto na Demanda	Impacto nos Custos	Impacto na Receita	Impacto na competitividade
Alternativa 1	Produtos e contratos específicos para o biogás no ACR	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Alternativa 2	Ajuste da fórmula de ICB	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Alternativa 3	Preço de ponta e fora de ponta em CCEARs	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica
Alternativa 4	Regulamentação de VPP	Positivo (indireto)	Positivo (direto)	Positivo (direto)	Positivo (direto)
Alternativa 5	Regulamentação de swap de biometano	Positivo (indireto)	Positivo (direto)	Neutro	Positivo (indireto)
Alternativa 6	ETS com limitação de emissões de GEE sobre geradores	Positivo (direto)	Neutro	Positivo (direto)	Positivo (direto)
Alternativa 7	ETS com limitação de emissões de GEE sobre consumidores e autoprodutores	Positivo (direto)	Neutro	Positivo (direto)	Positivo (direto)
Alternativa 8	Inclusão de geradores entre os agentes certificados para emissão primária de CBIOs	Positivo (direto)	Neutro	Positivo (direto)	Positivo (direto)

Fonte: Elaboração própria.

121. As alternativas 1, 2 e 3 não se aplicam ao modelo de negócio de venda de energia ao ACL. As demais alternativas 8 possuem impactos com sinais idênticos aos identificados para o modelo de negócio do ACR, aplicando-se, portanto, as mesmas observações de ordem qualitativa.

122. Para mensurar o impacto econômico e financeiro sobre o modelo de negócio de venda de energia ao ACL, realizou-se uma análise comparativa do LCOE de projetos de usinas a biogás com o de empreendimentos eólicos, visto que essas são atualmente as fontes mais competitivas e que o ACL se guia principalmente pelo preço na contratação de seu suprimento. Os parâmetros utilizados na análise de fluxo de caixa são apresentados na Tabela 21.

Tabela 23: Parâmetros técnicos da análise de viabilidade geração para o ACL

Parâmetro	Usina Biogás	Usina Eólica
Capacidade instalada	30 MW	30 MW
Custo médio ponderado de capital	8% real ao ano	8% real ao ano

Custo do capital de terceiros	4,43% real ao ano	4,43% real ao ano
Relação Equity/Debit	40%	40%
Prazo de amortização da dívida	8 anos	8 anos
Fator de capacidade máximo	80%	50%
CAPEX mínimo	R\$ 7.500/kW instalado	R\$ 3.800/kW instalado
CAPEX máximo	R\$ 12.500/kW instalado	R\$ 5.500/kW instalado
Prazo do contrato	10 anos	10 anos
Emissões evitadas de GEE	38.997 tCO ₂ e/ano	2.437 tCO ₂ e/ano
Custo variável	R\$ 13,15/MWh	0
Custo fixo	R\$ 500/kW/ano	R\$ 50/kW/ano
TUSD	R\$ 7,50/kW/ano	R\$ 7,50/kW/ano
ICMS	18%	18%
PIS/COFINS	9,25%	9,25%
Tributos sobre a renda	Lucro presumido	Lucro presumido
Encargos setoriais	Aplicados	Aplicados

Fonte: Elaboração própria

123. A Tabela 24 apresenta o resultado da simulação de fluxo de caixa descontado, considerando a incidência ou não dos descontos na tarifa de distribuição, a possibilidade de remunerar as emissões de GEE evitadas pelo preço médio dos CBIOs.

Tabela 24: LCOE das fontes biogás e eólica no ACL (R\$/MWh)

Parâmetro	Usina Biogás	Usina Eólica
CAPEX mínimo com desconto de 50% no fio	403,90	230,80
CAPEX máximo com desconto de 50% no fio	576,11	317,05
CAPEX mínimo sem desconto de 50% no fio	405,80	232,50
CAPEX máximo sem desconto de 50% no fio	578,00	318,79
CAPEX mínimo e remuneração por emissões evitadas	399,39	226,15
CAPEX máximo e remuneração por emissões evitadas	571,60	312,86

Fonte: Elaboração própria

124. Pelo exposto, verifica-se que a aplicação de políticas públicas de ETS ou de certificados ambientais é capaz de mais do que compensar a perda do subsídio de desconto nas tarifas de uso do sistema de distribuição. Todavia o ganho obtido é bastante reduzido, resultando em um ganho líquido de R\$ 4,51/MWh para biogás e de R\$ 4,65/MWh para eólica.

125. Assim, para que o LCOE do biogás seja competitivo com o da fonte eólica seria preciso que a diferença entre a remuneração das emissões evitadas entre as duas fontes fosse da ordem de R\$ 1750,85/ tCO₂e.

126. Com isso, a grande diferença entre os LCOEs das duas fontes e a existência de limite relativamente baixo para o PLD máximo de R\$ 583,88/MWh inviabiliza o modelo de negócio de geração a biogás para venda de energia elétrica ao ACL, em todas as alternativas avaliadas.

Conclusões

127. Atualmente o mercado de aproveitamento de resíduos para produção de biogás e geração de energia elétrica possuem viabilidade econômica, para todas as faixas de CAPEX, somente no modelo de negócios de SCEE para autoconsumo local. O modelo de negócio de SCEE para geração compartilhada também possui viabilidade, especialmente na faixa de menor CAPEX e na ausência de concorrência da fonte solar fotovoltaica.

128. Ambos os nichos, todavia, são muito restritos para sustentar o desenvolvimento do mercado e adensamento da cadeia produtiva do biogás, de modo a possibilitar a curva de redução de custos verificadas com as fontes eólicas e solar fotovoltaica.

129. Ademais, a aprovação do Projeto de Lei 5.829/2019 deverá erodir grande parte da competitividade da fonte biogás no âmbito do SCEE, tornando urgente o debate sobre a conveniência de adoção de medidas compensatórias que podem se dar por meio da viabilização dos modelos de negócios no ACL e ACR.

130. Entretanto, pelo que se extrai das simulações de LCOE, a fonte a biogás não possui capacidade de competição no ACL, pelo menos não até alcançar um grau maior de maturidade no País. Assim, as alternativas de intervenção regulatória estudadas com aplicação no ACL se mostram insuficientes para assegurar protagonismo do biogás nesse mercado.

131. Sendo assim, conclui-se que a melhor estratégia para assegurar o propósito de desenvolvimento do mercado de biogás seria a combinação das Alternativas 1, 2, 4, 5, 6 e 8 com foco no ACR.

Referências

- ABIOGÁS. (2021). *Valorização dos Atributos do Biogás para o Sistema Elétrico Brasileiro*.
Associação Brasileira do Biogás.
- ANEEL. (2021). *Agência Nacional de Energia Elétrica*. Acesso em 25 de Janeiro de 2021,
disponível em www.aneel.gov.br
- Carlu, E., Truong, T., & Kundevski, M. (2019). *Biogas Opportunities for Australia*.
- CCEE. (2021). *infoMercado nº 167*. Câmara de Comercialização de Energia.
- CGU. (2018). *Metodologia de Gestão de Riscos: Manual*. Ministério da Transparência e
Controladoria-Geral da União.
- EBA. (2020). *Renewable gas success stories*. European Biogas Association.
- EPE. (2020). *Precificação de Carbono: Riscos e oportunidades para o Brasil*. Empresa de
Pesquisa Energética.
- EPE. (2021). *Caderno de Preços da Geração*. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE. (2021). *Outlook Lei nº 14.120/2021 - Considerações de benefícios ambientais no setor
elétrico*. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE. (2021). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2030*. Empresa de Pesquisa Energética.
- Osterwalder, A., & Pigneur, Y. (2010). *Business Model Generation*. John Wiley & Sons, Inc.