



CENTRO DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

ADRIANA DI PUGLIA DE MAGALHÃES CARVALHO

**POTENCIAL TERRITORIAL DA BIOENERGIA COM CAPTURA E
ARMAZENAMENTO DE CARBONO EM PROCESSOS FERMENTATIVOS DA
INDÚSTRIA BRASILEIRA DE ETANOL**

**BRASÍLIA
2026**

ADRIANA DI PUGLIA DE MAGALHÃES CARVALHO

**POTENCIAL TERRITORIAL DA BIOENERGIA COM CAPTURA E
ARMAZENAMENTO DE CARBONO EM PROCESSOS FERMENTATIVOS DA
INDÚSTRIA BRASILEIRA DE ETANOL**

Dissertação apresentada ao Centro de Desenvolvimento Sustentável da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Desenvolvimento Sustentável.

Área de concentração: Política e Gestão Ambiental.

Linha de pesquisa: Tecnologia, Consumo e Sustentabilidade

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Strapasson

**BRASÍLIA
2026**

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta Dissertação somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta Dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

Adriana Di Puglia de Magalhães Carvalho

Universidade de Brasília
Biblioteca Central

DC331p

DI PUGLIA DE MAGALHÃES CARVALHO, ADRIANA
POTENCIAL TERRITORIAL DA BIOENERGIA COM CAPTURA E
ARMAZENAMENTO DE CARBONO EM PROCESSOS FERMENTATIVOS DA
INDÚSTRIA BRASILEIRA DE ETANOL / ADRIANA DI PUGLIA DE
MAGALHÃES CARVALHO; orientador Alexandre Betinardi
Strapasson . Brasília, 2026.
187 p.

Tese (Mestrado Acadêmico em Desenvolvimento Sustentável)
Universidade de Brasília, 2026.

1. BIOENERGIA COM CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CARBONO. 2.
BIOETANOL. 3. CARBONO BIOGÊNICO. 4. TECNOLOGIA DE EMISSÕES
NEGATIVAS. 5. MITIGAÇÃO E METAS CLIMÁTICAS. I. Betinardi
Strapasson , Alexandre, orient. II. Título.

ADRIANA DI PUGLIA DE MAGALHÃES CARVALHO

**POTENCIAL TERRITORIAL DA BIOENERGIA COM CAPTURA E
ARMAZENAMENTO DE CARBONO EM PROCESSOS FERMENTATIVOS DA
INDÚSTRIA BRASILEIRA DE ETANOL**

Dissertação apresentada ao Centro de Desenvolvimento Sustentável da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Desenvolvimento Sustentável.

Aprovada pela seguinte Banca Examinadora:

Prof. Dr. Alexandre Betinardi Strapasson – Orientador
Centro de Desenvolvimento Sustentável (CDS/UnB)

Prof. Dr. Diego Pereira Lindoso – Examinador interno
Centro de Desenvolvimento Sustentável (CDS/UnB)

Profa. Dra. Hirdan Katarina de Medeiros Costa – Examinadora externa
Faculdade Autônoma de Direito (FADISP) e Universidade de São Paulo (USP)

Brasília, 11 de fevereiro de 2026.

A todos que acreditam que enfrentar as mudanças climáticas é um ato coletivo de responsabilidade, esperança e amor. Que este trabalho contribua para o avanço de soluções de remoção de carbono da atmosfera e para a redução dos impactos dos gases de efeito estufa, em benefício do Brasil, do mundo e das gerações futuras.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho é fruto de muitos encontros, afetos e apoios ao longo do caminho. Nada aqui foi construído sozinho.

À minha companheira de vida, Sandra Kalmus, pelo incentivo, pelo apoio incondicional, pela paciência e pelo colo nos momentos em que tudo parecia complexo.

Ao meu filho querido e amado, Lucas Di Puglia, com quem tive o privilégio de cursar o mestrado simultaneamente – ele em História – e que nunca duvidou de que eu conseguiria chegar até aqui. Seu orgulho e sua fé em mim são meu combustível diário.

Aos meus pais, Carmelita e Roberto, obrigada pelo amor e pela presença em cada etapa da vida e por todas as orações, tanto para ingressar quanto para concluir o mestrado. E aos meus irmãos, Bela e Beto, e aos sobrinhos queridos Mazola, Gabi, Mateus e Davi, obrigada pela torcida sempre.

Ao meu querido orientador, Alexandre Betinardi Strapasson, cientista brilhante, professor inspirador e ser humano incrível, a quem me refiro carinhosamente como “cabeçudo”, meu muito obrigada pela confiança, paciência e pela rara capacidade de enxergar o potencial individual de cada um. Caminhar sob sua orientação foi um estímulo e uma inspiração constantes.

À Professora Cristiane Barreto pela luz, pelo carinho, pelo apoio administrativo e pessoal e pela gentileza sempre a postos. Ainda, um agradecimento especial pela generosidade em ter aceitado participar como membro suplente da banca de defesa desta dissertação.

Aos membros da banca, Professor Diego Pereira Lindoso, de quem tive o prazer de ser aluna no mestrado, e Professora Hirdan Katarina de Medeiros Costa, que gentilmente me apoiaram sobremaneira. Agradeço verdadeiramente a participação em meu exame de qualificação, marcado pelo entusiasmo, pelas sugestões e contribuições que possibilitaram o enriquecimento desta dissertação, bem como por terem aceitado o convite para integrar a minha banca, uma honra!

Ao estagiário de Geologia e especialista em geoprocessamento, Reuel Ebenezer de Almeida Filho, pelo apoio técnico, pela disponibilidade e pela paciência ao longo do processo de confecções dos mapas.

A todos os professores do Centro de Desenvolvimento Sustentável da Universidade de Brasília, onde tive o prazer de tê-los como mestres, pela formação crítica, humana e interdisciplinar que carregarei comigo pelo resto da vida.

À CAPES, pela concessão da bolsa de mestrado, essencial para a realização desta pesquisa.

A toda a equipe da *FS Fuel Sustainability*, pela incrível receptividade e pela oportunidade de realizar uma visita técnica à sua usina de etanol em Lucas do Rio Verde, em Mato Grosso, pioneira em BECCS no Brasil, contribuindo sobremaneira para o desenvolvimento desta pesquisa. Estendo meu agradecimento à diretoria e às equipes técnica e operacional, pela atenção, generosidade, disponibilidade e troca de informações, em especial a Daniel Lopes, Quemuel Silva, Matheus Santana, Luis Piasco e Luana Vivan.

Aos meus companheiros Rodrigo Dias e José Carranca, do grupo Dislub Equador, com quem convivo há alguns bons anos, agradeço pelo apoio e pela torcida!

Aos meus queridos colegas do “Bonde do Mestrado”, que foram parceiros de caminhada. Obrigada pelas trocas, pelas ideias compartilhadas, pelo apoio e, sobretudo, pelo carinho e afeto que nos uniram, em especial Annie, Edna, Fábio, Gabi, João, Kelly, Laura, Maiara, Mari e Mariana, que me trouxeram muita vida.

Aos amigos de vida que, de forma direta ou indireta, estiveram presentes com apoio, torcida, escuta e carinho, em especial Dilma Lucia Rezende, Luciana Albuquerque e Carla Monclar, amigas de todas as horas.

À equipe de apoio do Centro de Desenvolvimento Sustentável pelo cuidado cotidiano com a vida acadêmica.

E, por fim, mas não menos importante, ao Laboratório de Futuros da Terra da Universidade de Brasília e ao grupo do projeto Pesquisa e Desenvolvimento de Soluções para a Transição Sociotécnica e Socioambiental – Eixo 4, da Caixa Econômica Federal, apoiado pela FINATEC e capitaneados pelo professor Alexandre Strapasson, dos quais faço parte, pelo suporte pessoal, institucional, financeiro e logístico e pelo ambiente fértil para reflexões e construções coletivas.

A todas e todos que, de alguma forma, caminharam comigo: meu muito obrigada! Valeu!!

*A crise climática é uma corrida que estamos perdendo,
mas é uma corrida que ainda podemos vencer.*

António Guterres

RESUMO

As mudanças climáticas necessitam de respostas urgentes e efetivas, baseadas em uma transição gradual para uma economia de baixo carbono. As ações de mitigação de emissões de gases de efeito estufa (GEE) requerem não apenas a redução emissões, mas também a adoção de tecnologias capazes de remover dióxido de carbono (CO₂) da atmosfera, inclusive provendo emissões líquidas negativas, em análise de ciclo de vida. A tecnologia de captura e armazenamento de carbono aplicada à bioenergia (*Bioenergy with Carbon Capture and Storage* – BECCS) pode ser uma alternativa estratégica para a descarbonização e fortalecimento da transição energética. Esta pesquisa investiga o potencial, desafios e oportunidades para a aplicação de BECCS pela indústria sucroenergética brasileira, com foco na quantificação do potencial de captura do CO₂ emitido no processo de fermentação das usinas de etanol, considerando sua origem biogênica, alto teor de pureza (cerca de 99%), facilidade de captura, existência de aquíferos salinos profundos e outros reservatórios potenciais, bem como uma matriz energética nacional com elevada participação de bioenergia. Essas características podem conferir condições favoráveis à adoção de BECCS, com possibilidade de ampliação de receitas a partir do potencial mercado de carbono. A metodologia compreendeu revisão da literatura científica e técnica, análise documental de bases institucionais e governamentais e levantamento de dados sobre produção e localização das usinas, malha de gasodutos e áreas potenciais para armazenamento geológico de CO₂. Como ilustração, foi realizada visita de campo a uma biorrefinaria de etanol de milho da FS, em Lucas do Rio Verde (MT), com projeto pioneiro de BECCS em implantação. Foram elaborados mapas temáticos em formato *shapefile* para subsidiar análises espaciais integradas e a identificação de áreas potenciais para implantação de *clusters* de BECCS. Os resultados mostram potencial elevado em algumas regiões do país. A pesquisa também traz sugestões de aprimoramento de políticas públicas voltadas à implementação dessa tecnologia, em prol da descarbonização de setores de difícil mitigação e do posicionamento do Brasil na liderança de soluções alinhadas às metas climáticas nacionais e internacionais.

Palavras-chave: Captura e armazenamento de carbono; BECCS; CCS; Bioetanol; Carbono biogênico; tecnologia de emissões negativas.

ABSTRACT

Climate change requires urgent and effective responses, grounded in a gradual transition toward a low-carbon economy. Mitigation actions for greenhouse gas (GHG) emissions require not only emission reductions but also the adoption of technologies capable of removing carbon dioxide (CO₂) from the atmosphere, including the provision of net negative emissions under a life-cycle assessment approach. Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS) may represent a strategic alternative for decarbonization and for strengthening the energy transition.

This research investigates the potential, challenges, and opportunities for applying BECCS in the Brazilian sugarcane and bioenergy industry, with a focus on quantifying the capture potential of CO₂ emitted during the fermentation process in ethanol plants. It considers its biogenic origin, high purity level (around 99%), ease of capture, the existence of deep saline aquifers and other potential reservoirs, as well as a national energy matrix with a high share of bioenergy. These characteristics may provide favorable conditions for the adoption of BECCS, with the possibility of increasing revenues through the emerging carbon market.

The methodology included a review of scientific and technical literature, documentary analysis of institutional and governmental databases, and data collection on plant production and location, pipeline networks, and potential areas for geological CO₂ storage. As an illustration, a field visit was conducted to an FS corn ethanol biorefinery in Lucas do Rio Verde (MT), where a pioneering BECCS project is being implemented. Thematic maps in *shapefile* format were developed to support integrated spatial analyses and the identification of potential areas for the establishment of BECCS clusters.

The results indicate high potential in certain regions of the country. The research also provides recommendations for improving public policies aimed at implementing this technology, supporting the decarbonization of hard-to-abate sectors and positioning Brazil as a leader in solutions aligned with national and international climate targets.

Keywords: carbon capture and storage; BECCS; CCS; bioethanol; biogenic carbon; negative emissions technology.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Participação percentual de emissões de CO ₂ (em Gt CO ₂ eq e porcentagem do total global).....	27
Figura 2. Evolução das Emissões de CO ₂ das seis maiores economias entre 2015 a 2023 (em MtCO ₂ eq/ano)	27
Figura 3. Participação percentual das emissões mundiais de GEE por diferentes setores.....	28
Figura 4. Participação percentual das emissões nacionais de GEE por diferentes setores.....	29
Figura 5. Participação das Emissões de CO ₂ por Combustível em Transporte no Brasil	31
Figura 6. Mapa ilustrativo dos países com mandados de misturas de biocombustíveis	39
Figura 7. Distribuição no Brasil de Projetos por Certificadoras.....	44
Figura 8. Fluxo do processo de produção de etanol de cana-de açúcar	48
Figura 9. Fluxo do processo de produção de etanol de milho	49
Figura 10. Produção de etanol no Brasil (2020 a 2025)	51
Figura 11. Produção de Etanol – Região Centro Sul.....	53
Figura 12. Produção de Etanol – Região Norte-Nordeste	53
Figura 13. Rotas Tecnológicas da Cadeia de Valor de CCS	57
Figura 14. Produção de etanol com utilização de BECCS.....	59
Figura 15. Mapeamento de Áreas Relevantes para Armazenamento de Carbono ..	63
Figura 16. Caroduto previsto para o projeto da Summit Carbon, nos EUA	69
Figura 17. Localização da Usina da FS em Lucas do Rio Verde – MT	96
Figura 18. Síntese metodológica da pesquisa.....	100
Figura 19. Mapa de Distribuição Espacial das Usinas de Etanol no Brasil.....	106
Figura 20. Distribuição Espacial das Usinas de Etanol no Brasil por Tipo de Matéria-Prima	108
Figura 21. Potencial de Emissões de CO ₂ Associado às Usinas	111
Figura 22. Distribuição Espacial da Malha de Gasodutos de Transporte no Brasil	114
Figura 23. Distância de Faixas de Gasodutos de Transporte das Usinas de etanol.....	117
Figura 24. Mapa de áreas relevantes para armazenamento geológico de carbono no Brasil	119

Figura 25. Usinas de Etanol e Mapeamento de Áreas Relevantes para Armazenamento de Carbono	121
Figura 26. Cluster Potencial – Região Centro-Sul do Brasil	124
Figura 27. Emissões individuais das usinas do cluster Mato Grosso	125
Figura 28. Cluster Potencial – Estado do Mato Grosso	127
Figura 29. Emissões individuais das usinas do cluster Nordeste	129
Figura 30. Emissões individuais das usinas do cluster Nordeste	130
Figura 31. Usinas “Âncoras” em potencial	132
Figura 31. Distribuição das emissões – Usinas Âncoras (médio potencial)	134
Figura 33. Distribuição das emissões – Usinas Âncoras (baixo potencial)	135
Figura 34. Usina de etanol de milho da FS em Lucas do Rio Verde (MT)	136
Figura 35. Arranjo esquemático do processo de captura, compressão, desidratação e injeção do CO ₂ da FS	138
Figura 36. Passo a passo para fins de licenciamento e implantação do projeto	154
Figura 37. Infraestrutura industrial e integração das etapas produtivas	155
Figura 38. Sistema de lavagem de gases (scrubber)	156
Figura 39. Escada de acesso à parte superior das dornas de fermentação e as dornas de fermentação	157
Figura 40. Tanques de armazenamento de etanol	158
Figura 41. Vista do armazém de milho e sistema de despoeiramento	158
Figura 42. Área de tratamento de águas e efluentes	159
Figura 43. Tanques de óleo de milho e tanques de processo	159
Figura 44. Secadores de milho para processo de produto de nutrição animal	160
Figura 45. Galpão de cinzas da usina termelétrica a biomassa	160
Figura 46. Vista de uma das caldeiras da Usina Termelétrica a biomassa	161
Figura 47. Canteiro de obras destinado à área de instalação do sistema BECCS	161
Figura 48. Local de implantação do futuro poço de armazenamento geológico de CO ₂	162
Figura 49. Tubulação da sonda de perfuração aguardando montagem	163
Figura 50. Equipamento de desidratação do gás, que faz parte do sistema BECCS em implantação	163

LISTA DE QUADROS

Quadro 1. Detalhamento dos mandados de mistura de combustível no mundo	40
Quadro 2. Resumo do padrão de metodologia para certificação de projetos de CCS/BECCS	43
Quadro 3. Quadro Comparativo entre Transportes possíveis para CO ₂ em BECCS	67
Quadro 4. Iniciativas que incorporam soluções para o transporte de CO ₂ até locais de armazenamento	68
Quadro 5. Categorias de potencial de armazenamento geológico de CO ₂	88
Quadro 6. Categorias de estimativas potenciais nominais de emissões das usinas	90
Quadro 7. Categorias por distância de faixa de gasodutos de transporte	92
Quadro 8. Categorias de potenciais e dimensões agrupadas	94
Quadro 9. Resumo dos principais requisitos dos utilitários do sistema proposto ...	140
Quadro 10. Critérios empregados pela FS para proposição do local previsto para o armazenamento de CO ₂	144

LISTA DE ACRÔNIMOS E SIGLAS

ACV – Avaliação de Ciclo de Vida

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BECCS – *Bioenergy with Carbon Capture and Storage* (Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono)

BEN – Balanço Energético Nacional

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CAPEX – *Capital Expenditure* (Despesas de Capital)

CBIOs – Créditos de Descarbonização

CCS – *Carbon Capture and Storage* (Captura e Armazenamento de Carbono)

CCUS – Carbon Capture, Utilization and Storage (Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono)

CDR – *Carbon Dioxide Removal* (Remoção de Dióxido de Carbono)

CERs – *Certified Emission Reductions* (Reduções Certificadas de Emissões)

CH₄ – Metano

CNI – Confederação Nacional da Indústria

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CNUMAD – Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento

CNUMAH – Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente Humano

CO₂ – Dióxido de Carbono

COP – *Conference of the Parties* (Conferência das Partes)

CRVEs – Certificados de Redução ou Remoção Verificada de Emissões

DAC – *Direct Air Capture* (Captura Direta do Ar)

DACCS – *Direct Air Capture and Storage* (Captura Direta do Ar com Armazenamento)

EDGAR – Emissions Database for Global Atmospheric Research (Banco de Dados de Emissões para Pesquisa Atmosférica Global)

EIA – Estudo de Impacto Ambiental

EOR – *Enhanced Oil Recovery* (Recuperação Melhorada de Petróleo)

EPA – Environmental Protection Agency (Agência de Proteção Ambiental dos EUA)

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ESG – *Environmental, Social and Governance* (Ambiental, Social e Governança)

FS – FS Fueling Sustainability

GEE – Gases de Efeito Estufa

GHG Protocol – *Greenhouse Gas Protocol* (Protocolo de Gases de Efeito Estufa)

GNV – Gás Natural Veicular

GST – *Global Stocktake* (Balanço Global)

IEA – International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)

INEVAR – Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas)

IRA – *Inflation Reduction Act* (Lei de Redução da Inflação)

IRS – *Internal Revenue Service* (Serviço de Receita Interna (dos Estados Unidos))

ISI – Instituto SENAI de Inovação

ITMOs – *Internationally Transferred Mitigation Outcomes* (Resultados de Mitigação Transferidos Internacionalmente)

LCFS – *Low Carbon Fuel Standard* (Padrão de Combustíveis de Baixo Carbono (da Califórnia))

LULUCF – *Land Use, Land-Use Change and Forestry* (Uso da Terra, Mudança do Uso da Terra e Florestas)

MCTI – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação

MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

MEA – Monoetanolamina

MMA – Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima

MME - Ministério de Minas e Energia

MOFs – *Metal-Organic Frameworks* (Estruturas Metalorgânicas)

MRV – Monitoramento, Relato e Verificação

N₂O – Óxido Nitroso

NDC – *Nationally Determined Contributions* (Contribuições Nacionalmente Determinadas)

NEEA - Nota de Eficiência Energético-Ambiental

NET – *Negative Emissions Technology* (Tecnologia de Emissões Negativas)

NETL – National Energy Technology Laboratory

ONU – Organização das Nações Unidas

OPEX – *Operational Expenditure* (Despesas Operacionais)

PBEV – Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular

PNDV – Programa Nacional de Diesel Verde

PNUMA – Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente

ProBioQAV – Programa Nacional de Bioquerosene de Aviação

PROCONVE – Programa de Controle de Emissões Veiculares

RENOVABIO – Política Nacional de Biocombustíveis

RFS – *Renewable Fuel Standard* (Padrão de Combustíveis Renováveis (dos Estados Unidos))

RTE – Red Trail Energy

SATC – Associação Beneficente da Indústria de Carvão de Santa Catarina

SBCE – Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa

SEEG – Sistema de Estimativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa

SEMA-MT – Secretaria de Estado de Meio Ambiente de Mato Grosso

SIN – Sistema Interligado Nacional

SIRENE – Sistema de Registro Nacional de Emissões

UNCED – *United Nations Conference on Environment and Development*
(Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento)

UNFCCC – *United Nations Framework Convention on Climate Change* (Convenção-
Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima)

UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar e Bioenergia

USEA – United States Energy Association (Associação de Energia dos Estados Unidos)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	18
1.1 QUESTÕES DA PESQUISA	21
1.2 OBJETIVOS.....	21
1.3 JUSTIFICATIVA	22
1.4 ESTRUTURA DA PESQUISA	24
2 CONTEXTO DE PESQUISA	25
2.1 GASES DE EFEITO ESTUFA E COMPROMISSOS CLIMÁTICOS	25
2.1.1 Gases de Efeito Estufa (GEEs).....	25
2.2 COMPARATIVO ENTRE AS EMISSÕES DE CO ₂ ASSOCIADAS AOS COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS E AO ETANOL	30
2.3 COMPROMISSOS CLIMÁTICOS	32
2.3.1 Marco regulatório aplicado ao CCS brasileiro	36
2.3.2 Mercado voluntário de carbono	41
2.4 A INDÚSTRIA DO ETANOL	46
2.4.1 Indústria do etanol no Brasil.....	49
2.5 CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CARBONO	54
2.5.1 Tecnologias de CCS.....	54
2.5.2 Tecnologia BECCS.....	57
2.5.3 Principais desafios para aplicação de BECCS na indústria do etanol.....	60
2.6 RESERVATÓRIOS PARA ARMAZENAMENTO DE CO ₂	61
2.7 TRANSPORTE DE CO ₂	65
2.7.1 Gasodutos de transporte no Brasil	70
2.8 POTENCIAL USO PARA O CO ₂ CAPTURADO.....	72
2.9 FORNECEDORES DE EQUIPAMENTOS PARA BECCS NA INDÚSTRIA DO ETANOL.....	74
2.10 REFERÊNCIAS DE PROJETOS DE BECCS EXISTENTES	75
2.10.1 Experiências internacionais.....	75
2.10.2 Experiências nacionais.....	77
3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	79
3.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REGULATÓRIA	80
3.1.1 Revisão narrativa de literatura e levantamento de dados	80
3.1.2 Levantamento do arcabouço legal e regulatório.....	81

3.2 QUANTIFICAÇÃO DO POTENCIAL DE CAPTURA DE CARBONO	82
3.3 ANÁLISE ESPACIAL QUANTITATIVA.....	85
3.3.1 Elegibilidade territorial: potencial de armazenamento geológico.....	87
3.3.2 Potencial anual de captura e armazenamento de CO ₂ pelo setor sucroenergético brasileiro	88
3.3.3 Proximidade a faixas de gasodutos como proxy de corredor de infraestrutura	90
3.3.4 Identificação de <i>clusters</i> potenciais de BECCS.....	92
3.3.5 Identificação de usinas “âncoras”	93
3.4 PROJETOS DE BECCS NA INDÚSTRIA DO ETANOL	95
3.4.1 Caso de estudo: projeto BECCS da FS <i>Fueling Sustainability</i> no Mato Grosso.....	95
3.5 SÍNTESE INTEGRADA.....	99
3.6 RESUMO DOS PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	100
3.7 INCERTEZAS	101
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	102
4.1 EMISSÕES DE CO ₂ DO PROCESSO DE FERMENTAÇÃO ALCOÓLICA PELA INDÚSTRIA SUCROENERGÉTICA BRASILEIRA.....	102
4.2 SUGESTÃO DE <i>CLUSTERS</i> DE BECCS PARA COMPARTILHAMENTO DE ESTRUTURA DE ARMAZENAMENTO DE CO ₂ CAPTURADO PELA INDÚSTRIA SUCROENERGÉTICA BRASILEIRA.....	104
4.2.1 Usinas de etanol no Brasil.....	105
4.2.2 Distribuição espacial das usinas de etanol no Brasil por tipo de matéria- prima	107
4.2.3 Potencial de emissões de CO ₂ associadas às usinas.....	109
4.2.4 Distribuição espacial da malha de gasodutos de transporte no Brasil	112
4.2.5 Distância de faixas de gasodutos de transporte das usinas de etanol	115
4.2.6 Áreas relevantes para armazenamento geológico de carbono no Brasil	118
4.2.7 Usinas de etanol e mapeamento de áreas relevantes para armazenamento de carbono	120
4.2.8 Indicação de <i>Clusters</i> potenciais.....	122
4.2.9 <i>Cluster</i> potencial – região Centro-Sul.....	122
4.2.10 <i>Cluster</i> potencial – Mato Grosso	125
4.2.11 <i>Cluster</i> potencial – região Nordeste	128
4.2.12 Usinas potenciais como “âncoras” para BECCS	131

4.2.13 Usinas Âncoras de Alto Potencial.....	133
4.2.14 Usinas Âncoras de Médio Potencial.....	133
4.2.15 Usinas âncoras de Baixo Potencial	134
4.3 CASO DE ESTUDO – PROJETO DE SISTEMA BECCS DA FS FUELING SUSTAINABILITY	135
4.3.1 Caracterização do empreendimento e geração de CO ₂ biogênico	136
4.3.2 Sistema de captura, condicionamento e compressão do CO ₂	137
4.3.3 Armazenamento geológico	142
4.3.4 Dimensionamento do sistema BECCS e justificativa do superdimensionamento técnico.....	146
4.3.5 Quantificação das emissões de CO ₂ , potencial de captura e volume passível de armazenamento geológico	147
4.3.6 Potencial técnico de captura de CO ₂	147
4.3.7 Custo para implantação	149
4.3.8 Eficiência energética	149
4.3.9 Financiamento da tecnologia BECCS	151
4.3.10 Síntese quantitativa.....	151
4.3.11 Articulação entre CCS, BECCS, RenovaBio e políticas públicas	152
4.3.12 Licenciamento Ambiental	152
4.3.13 Visita técnica à indústria de etanol de milho da FS	154
4.3.14 Considerações finais sobre o projeto da FS.....	164
5 CONCLUSÃO	166
5.1 POSSIBILIDADES DE PESQUISAS FUTURAS.....	168
REFERÊNCIAS.....	171

1 INTRODUÇÃO

Os desafios climáticos globais associados ao aumento contínuo das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) e à necessidade de redução das concentrações atmosféricas de dióxido de carbono (CO_2) têm se traduzido em impactos econômicos, ambientais e sociais de grande magnitude. Mesmo na ausência de novas emissões, projeções indicam que a economia mundial poderá sofrer uma redução média de renda da ordem de 19% nas próximas décadas, em função dos danos climáticos, valor superior aos custos associados à mitigação necessária para limitar o aquecimento global a 2 °C (Kotz *et al.*, 2024) até o final deste século, em relação ao período pré-industrial (1850). Esse cenário reforça a urgência de estratégias capazes de acelerar a mitigação das emissões e, simultaneamente, promover a remoção de CO_2 da atmosfera.

Desde o início da Revolução Industrial, vem sendo observado um aumento progressivo das concentrações atmosféricas de GEE, com destaque para o dióxido de carbono (CO_2), o metano (CH_4) e o óxido nitroso (N_2O), resultantes principalmente de atividades antrópicas (Filonchyk *et al.*, 2024). Esse processo tem motivado a intensificação de acordos e negociações internacionais voltados à mitigação das mudanças climáticas, diante dos impactos já observados sobre ecossistemas, saúde humana e setores socioeconômicos em escala global (IPCC, 2022). Paralelamente, o crescimento recente da demanda energética mundial, impulsionado por fatores como a eletrificação de transportes, a expansão industrial, o maior uso de sistemas de refrigeração e o aumento do número de data centers, tem elevado o consumo de diferentes fontes de energia, incluindo combustíveis fósseis, energias renováveis e nuclear (IEA, 2024). Diante dessa problemática, políticas regulatórias incentivando tecnologias de Captura e Armazenamento de Carbono (CCS, do inglês, *Carbon Capture and Storage*)¹ vêm ganhando destaque internacional, especialmente após o Acordo de Paris (UNFCCC, 2015), como instrumentos complementares às estratégias tradicionais de descarbonização. No entanto, sua adoção em larga escala ainda enfrenta barreiras relevantes, como elevados custos de implantação, limitações de

¹ Além dos sistemas de captura e estocagem, há tecnologias de uso do CO_2 , tais como a de “Captura e Utilização do Carbono” (CCU, do inglês, *Carbon Capture and Utilization*) e a de uso e armazenamento, “Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono” (CCUS, do inglês, *Carbon Capture, Utilization and Storage*).

infraestrutura logística e ausência de sinais econômicos robustos para valorização da captura de CO₂ (IEA, 2025).

Nesse contexto, insere-se a Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono (BECCS, do inglês, *Bioenergy with Carbon Capture and Storage*). Esse processo é reconhecido pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) como uma tecnologia com potencial para limitar o aquecimento global, ao possibilitar a remoção líquida de CO₂ da atmosfera por meio da combinação entre a produção de energia a partir de biomassa e o armazenamento geológico do carbono capturado (IPCC, 2018). Contudo, o próprio IPCC ressalta limitações relevantes à sua aplicação, incluindo questões relacionadas ao uso da terra, à segurança alimentar e à necessidade de arcabouços institucionais adequados para sua viabilização.

O setor sucroenergético brasileiro apresenta características singulares nesse debate. Com produção anual superior a 37 bilhões de litros de etanol (MAPA, 2026) e uma infraestrutura composta por mais de 367 biorrefinarias em operação, 43 em ampliação e 22 em construção, distribuídas pelo território nacional (EPE, 2024), o Brasil reúne condições favoráveis para a aplicação de tecnologias de captura e armazenamento de carbono de origem biogênica. Durante o processo fermentativo de produção do etanol, ocorre a liberação de CO₂ de elevada pureza, frequentemente superior a 99% (fermentação aeróbica), o que confere vantagens técnicas relevantes em relação a outras fontes industriais (Dees *et al.*, 2023). O carbono biogênico, definido como aquele capturado da atmosfera por meio da fotossíntese e posteriormente liberado por processos como fermentação, respiração ou combustão de biomassa, apresenta potencial estratégico para medidas de mitigação climática quando associado à captura e ao armazenamento geológico (Harris, 2017).

Estudos técnicos do *U.S. Department of Energy* (DOE; NETL, 2018) demonstram que a aplicação de BECCS em usinas de etanol – por meio da captura do CO₂ biogênico gerado na fermentação, que apresenta alta pureza – constitui uma das rotas mais econômicas e eficientes de remoção de carbono atualmente analisadas, quando comparadas a outras fontes industriais (DOE/NETL, 2022). De acordo com o National Energy Technology Laboratory (NETL, 2022), o BECCS permite a captura de mais de 95% do CO₂ gerado na fermentação, com custos significativamente inferiores aos de outras rotas industriais de CCS. Avaliações de ciclo de vida (ACV) de tecnologias de remoção de dióxido de carbono em escala industrial indicam que operações de captura e armazenamento podem atingir taxas

de remoção de carbono líquido na faixa de 65 % a 95 %, dependendo das condições operacionais e da tecnologia considerada (USEA, 2022).

A aplicação de BECCS pelo setor sucroenergético tem potencial de reduzir significativamente as emissões do ciclo de vida do etanol, tornando o biocombustível ainda mais sustentável (em termos de balanço de emissões), podendo inclusive tornar suas emissões negativas, como previsto no projeto de BECCS em implantação pela empresa *FS Fueling Sustainability* (FS), que pretende alcançar uma pegada de carbono negativa para a sua unidade localizada em Lucas do Rio Verde, Mato Grosso (Green Agroflorestal, 2023). Portanto, o setor de biocombustíveis apresenta elevado potencial para atuar como setor piloto no desenvolvimento de BECCS no Brasil, configurando uma estratégia assertiva (Silveira, 2023).

No contexto internacional, um caso emblemático é o da *Red Trail Energy* (RTE), localizada na Dakota do Norte (EUA), que implementou o BECCS em uma usina de etanol, capturando e armazenando aproximadamente 180.000 toneladas de CO₂ por ano em reservatórios geológicos profundos (Richards *et al.*, 2022). No Brasil, entretanto, ainda não existem plantas de etanol em operação comercial com BECCS. O que existe é o projeto pioneiro da FS Fueling Sustainability, em andamento na usina de etanol de milho em Lucas do Rio Verde (MT), em fase de implantação, com o objetivo de promover uma pegada de carbono negativa para a unidade (Green Agroflorestal, 2023).

Apesar do elevado potencial técnico, a aplicação de BECCS permanece pouco explorada no Brasil, tanto sob a perspectiva econômica quanto territorial, configurando uma lacuna de conhecimento relevante (Silveira; Costa; Santos, 2023). É fundamental compreender não apenas o potencial da indústria do etanol para captura de armazenamento de carbono, mas também as condições territoriais que podem favorecer sua implantação em escala no Brasil.

A análise espacial do território, associada à identificação de áreas com maior concentração de fontes emissoras, proximidade com formações geológicas favoráveis ao armazenamento e faixas marginais de infraestrutura de linhas de gasodutos terrestres de transporte, surge como uma ferramenta estratégica para orientar a sugestão de arranjos territoriais capazes de viabilizar o compartilhamento de infraestrutura e reduzir custos de implantação e operação. A literatura técnica e institucional aponta que abordagens baseadas em agrupamentos territoriais e integração entre fontes emissoras e áreas de armazenamento geológico podem

desempenhar papel relevante na ampliação da viabilidade técnica e econômica de projetos de captura e armazenamento de carbono, especialmente quando associadas a fontes concentradas de CO₂ biogênico, como as usinas de etanol (IEA Bioenergy, 2020).

1.1 QUESTÕES DA PESQUISA

Diante do exposto, colocam-se as seguintes questões de pesquisa:

- Qual o potencial de remoção de carbono associado ao CO₂ biogênico gerado nas dornas de fermentação das usinas de etanol no Brasil?
- Quais os principais potenciais desafios e oportunidades que podem influenciar na viabilidade de implantação de sistema de BECCS, a partir do CO₂ biogênico capturado em dornas de fermentação da indústria de etanol?
- Quais áreas territoriais brasileiras são mais propícias para a promoção de captura e armazenamento de carbono biogênico pela indústria brasileira de etanol?

1.2 OBJETIVOS

O objetivo da pesquisa é investigar o potencial territorial da bioenergia com captura e armazenamento geológico de carbono nos processos fermentativos da indústria brasileira de etanol.

Para atingir o objetivo principal, apresentam-se os seguintes objetivos específicos:

- i. Avaliar o potencial teórico de captura e remoção de carbono associado ao CO₂ biogênico gerado nas dornas de fermentação da indústria de etanol no Brasil.
- ii. Analisar a distribuição espacial das usinas de etanol no Brasil e sua proximidade com áreas potenciais para armazenamento geológico de CO₂, visando identificar oportunidades para a formação de *clusters* regionais de BECCS.
- iii. Identificar condicionantes logísticos relacionados ao transporte do CO₂ capturado nas usinas de etanol.

- iv. Discutir as implicações desses desafios para a viabilidade de adoção do BECCS no setor sucroenergético brasileiro.

1.3 JUSTIFICATIVA

Embora alguns esforços venham sendo realizados mundialmente, eles ainda não têm se mostrado suficientes para construção de caminhos eficazes em direção à meta de 2°C (com esforços para não se ultrapassar 1,5°C), exigindo ações de descarbonização mais amplas, com emissões líquidas zero (*net zero emissions*) nas próximas décadas, conforme destacado em IPCC (2022), Strapasson *et al.* (2020) e Vallejo *et al.* (2021). Nesse contexto, a capacidade do BECCS de promover emissões negativas tem sido apontada como estratégica para o cumprimento das metas do Acordo de Paris, especialmente em cenários de neutralidade de emissões (Silveira; Costa; Santos, 2023). Uma transição bem-sucedida para um futuro sistema atmosférico menos concentrado em GEE dependerá de um aumento da oferta de eletricidade barata e livre de emissões, por meio da reciclagem e remoção do carbono da atmosfera (Davis *et al.*, 2018).

Uma combinação de tecnologias poderia eliminar emissões relacionadas a processos energéticos essenciais, mas os custos podem representar uma barreira à aderência das soluções (Davis *et al.*, 2018). Nesse contexto, existe um potencial a ser explorado no BECCS, embora exista uma carência de estudos mais aprofundados que analisem, de forma abrangente essa capacidade, com ênfase em fontes de carbono biogênico. Adicionalmente, há urgência em encontrar fontes renováveis de energia que não apenas reduzam emissões de GEE (como eólica, solar, biomassa e hidráulica), quando comparadas às opções fósseis (como gás natural, diesel, gasolina e carvão mineral), mas que também promovam a remoção de carbono da atmosfera, como é o caso do BECCS.

A abordagem proposta nesta pesquisa pretende contribuir para o avanço do conhecimento científico e gerar um impacto positivo frente à transição energética brasileira, em alinhamento com os compromissos climáticos globais de redução das emissões de GEE. O CCS tem se revelado uma opção de mitigação essencial em difícil redução (do inglês, *hard-to-abate sectors*), como os de cimento, ferro, aço e produtos químicos. Entretanto, projetos de CCS nesses setores exigem tecnologias mais avançadas e custosas; já o BECCS, aplicado à indústria do etanol, pode auxiliar

no abatimento de carbono em âmbito nacional (Paltsev *et al.*, 2021), como uma tecnologia mais prontamente acessível, a despeito dos desafios relacionados à sua viabilidade econômica.

Compreender as oportunidades da captura e armazenamento de carbono na indústria de etanol no Brasil permitirá analisar como essa tecnologia pode contribuir para a redução das emissões de GEE e para o fortalecimento de uma economia de baixo carbono. Embora o setor sucroenergético brasileiro apresente reconhecido potencial técnico para a aplicação de BECCS, a tecnologia ainda se encontra em estágio incipiente no país, não havendo, até o momento, evidências de operação comercial consolidada de usinas de etanol com captura e armazenamento geológico de CO₂. Experiências internacionais indicam a viabilidade tecnológica do BECCS em determinados contextos, enquanto, no Brasil, observam-se iniciativas em fase de implantação, como o projeto da FS *Fuel Sustainability*, em sua unidade de Lucas do Rio Verde. Nesse sentido, a análise da indústria do etanol sob uma perspectiva territorial permite discutir a possibilidade de formação de *clusters*, capazes de concentrar volumes relevantes de CO₂ biogênico em regiões com condições geológicas favoráveis ao armazenamento. A identificação dessas convergências espaciais contribui para o entendimento das oportunidades associadas à captura e ao armazenamento de carbono no setor.

A análise espacial do território, associada à identificação de áreas com maior concentração de fontes emissoras, à proximidade de formações geológicas favoráveis ao armazenamento de carbono e à presença de faixas marginais de infraestrutura de gasodutos terrestres, configura-se como ferramenta estratégica para orientar a proposição de arranjos territoriais capazes de favorecer o compartilhamento de infraestrutura e contribuir para a redução dos custos de implantação e operação.

Apesar do elevado potencial técnico do setor sucroenergético brasileiro, ainda existem lacunas de estudos integrados que avaliem o potencial de remoção de carbono associado ao CO₂ biogênico da fermentação, bem como os desafios logísticos relacionados à infraestrutura de transporte e ao armazenamento geológico de CO₂ no território nacional (Silveira, 2023; Kimura, 2024).

1.4 ESTRUTURA DA PESQUISA

Esta dissertação está estruturada em capítulos que conduzem o leitor desde a contextualização do tema até a análise dos resultados obtidos, conforme descrição abaixo:

- O Capítulo 2 (Contexto da Pesquisa): desenvolve o referencial conceitual e analítico que fundamenta a pesquisa, abordando os principais conceitos relacionados à captura e ao armazenamento de carbono, ao carbono biogênico e às experiências nacionais e internacionais associadas à indústria do etanol e a sistemas de captura de CO₂. Discute, ainda, os fundamentos técnicos e territoriais que embasam a análise de concentração espacial de usinas e de áreas potenciais para armazenamento geológico, fornecendo suporte teórico à abordagem adotada ao longo da dissertação.
- O Capítulo 3 (Metodologia): descreve os procedimentos metodológicos empregados, apresentando os métodos de levantamento e organização de dados, a construção das bases georreferenciadas, os critérios utilizados para a quantificação do potencial de emissões capturáveis nas usinas de etanol e a análise espacial aplicada à identificação de áreas com maior convergência entre fontes emissoras e potencial de armazenamento geológico de CO₂. Explicita o caráter exploratório e territorial da abordagem, bem como suas limitações e pressupostos analíticos.
- O Capítulo 4 (Resultados e Discussão): apresenta os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia proposta. Inclui os mapas temáticos elaborados, a distribuição espacial das usinas de etanol segundo diferentes critérios analíticos e as indicações de áreas com maior potencial para a formação de agrupamentos territoriais voltados à captura e ao armazenamento de carbono biogênico. Apresenta, ainda, o caso de estudo aplicado à unidade da *FS Fueling Sustainability*, analisada como experiência empírica e pioneira, representativa do setor.

Por fim, são apresentadas as considerações finais da pesquisa e as referências utilizadas.

2 CONTEXTO DE PESQUISA

A seguir, são apresentados os principais contextos e dados obtidos, com o objetivo de fornecer um panorama geral das seguintes temáticas interrelacionadas aos desafios da captura e do armazenamento de carbono pela indústria brasileira de etanol como: gases de efeito estufa e compromissos climáticos; marco regulatório aplicado ao CCS brasileiro; mercado voluntário de carbono; indústria de etanol no mundo e no Brasil; captura e armazenamento de carbono; tecnologias de CCS; tecnologia BECCS; principais desafios para aplicação de BECCS na indústria do etanol; reservatórios para armazenamento, transporte e uso de CO₂, fornecedores de equipamentos BECCS para a indústria do etanol; e projetos de BECCS conhecidos, incluindo experiências nacionais e internacionais.

2.1 GASES DE EFEITO ESTUFA E COMPROMISSOS CLIMÁTICOS

2.1.1 Gases de Efeito Estufa (GEEs)

Os GEEs são substâncias originalmente presentes na atmosfera, que absorvem, vibram e reemitem radiação infravermelha, em um processo físico conhecido como espalhamento de radiação, contribuindo para o aquecimento do planeta por meio do chamado efeito estufa. Os principais GEEs incluem dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), vapor d'água (H₂O) e alguns gases halógenos (ex.: SF₆, CFC, HFC, entre outros), sendo que CO₂, CH₄ e N₂O são especialmente relevantes quando se observa o aumento de suas concentrações, sobretudo em decorrência de atividades humanas (queima de combustíveis fósseis, agricultura e processos industriais) desde a Revolução Industrial (Filonchyk *et al.*, 2024). Os gases de efeito estufa permitem que a radiação solar atravesse a atmosfera e aqueça a superfície terrestre. Contudo, parte do calor irradiado de volta ao espaço é retida por esses gases, dificultando sua dissipação. Esse processo mantém a temperatura média do planeta em níveis compatíveis com a manutenção da vida.

A temperatura média da superfície terrestre é de aproximadamente 15 °C; porém, sem os GEE, seria cerca de 33 °C mais fria, ou seja, em torno de -18 °C. Contudo, o aumento dos GEE intensifica o efeito estufa, contribuindo para as mudanças climáticas, o aquecimento global, a elevação do nível médio dos oceanos

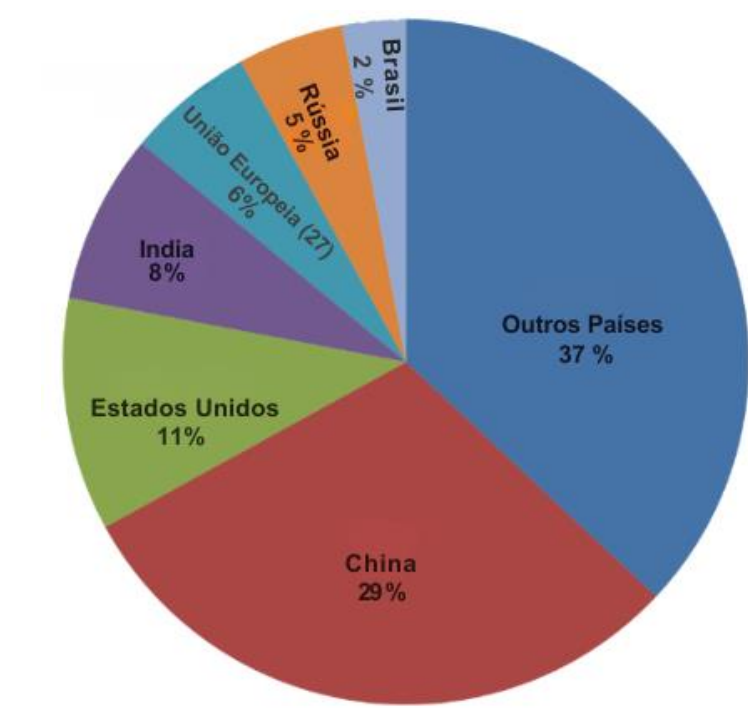
e maior frequência de eventos climáticos extremos, além de impactos negativos na saúde humana e nos ecossistemas (Filonchyk *et al.*, 2024). Portanto, trata-se não apenas de um processo de aquecimento global, mas de mudanças climáticas em um contexto mais amplo, que envolve múltiplos impactos e consequências.

Pesquisas recentes indicam que o aquecimento global já está próximo de ultrapassar o limite de 1,5 °C (esperado entre 1850 e 2100), ainda que possa haver uma redução significativa nas emissões de GEE nos próximos anos. Dados do Copernicus, da Comissão Europeia (2024), mostram que esse aumento de temperatura já atingiu 1,6 °C em 2024, embora ainda não represente uma média dos últimos anos que caracterize um padrão climático. Há uma possibilidade real de que o objetivo de manter o aquecimento abaixo de 2 °C também não seja alcançado, caso as tendências atuais persistam. Esses resultados reforçam a urgência de ações globais mais ambiciosas para limitar o aumento da temperatura e evitar impactos climáticos mais severos (Diffenbaugh, 2023).

Análises recentes mostram que o mundo caminha para um aumento de temperatura entre 2,4 °C e 2,8 °C até o final do século, indicando que os esforços estabelecidos globalmente (metas) ainda não são suficientes para evitar efeitos climáticos severos (Maslin *et al.*, 2023), entre outros cenários possíveis, alguns dos quais com temperaturas entre 3 °C e 4 °C superiores. Na realidade, as metas globais são arrojadas, como será visto mais à frente; entretanto, as ações efetivas de implementação têm se mostrado aquém das metas traçadas.

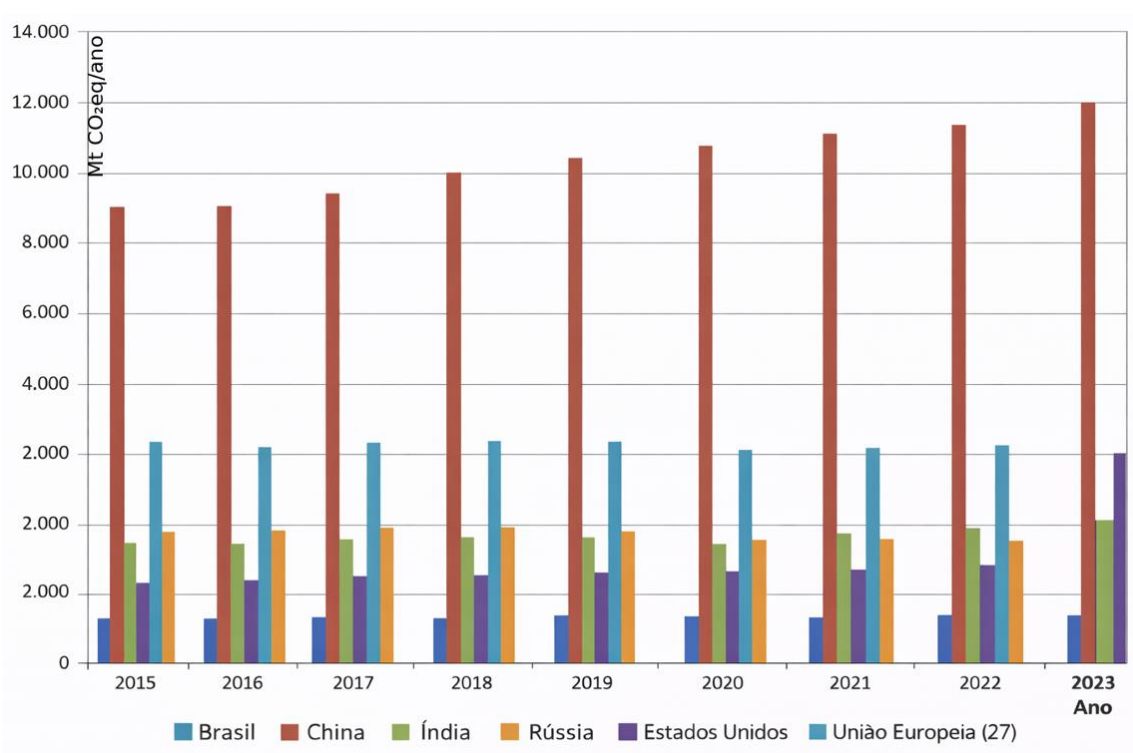
China, Estados Unidos, Índia, União Europeia (EU-27), Rússia e Brasil foram os maiores emissores de GEE do mundo em 2023 e, juntos, respondem por 63% das emissões globais (Crippa *et al.*, 2024). Em 2023, China, Índia, Rússia e Brasil aumentaram suas emissões em comparação com 2022, com a Índia apresentando a maior elevação em termos relativos (+6,1%) e a China o maior aumento absoluto em 784 MtCO₂eq. As emissões globais de GEE têm crescido de forma constante desde o início do século XXI, devido ao aumento das emissões de CO₂ fóssil pela China, Índia e outras economias emergentes. Com base nas estimativas de emissões para 2023 fornecidas pela EDGAR (2024), as emissões globais de GEE aumentaram 1,9% em comparação a 2022, atingindo 53,0 GtCO₂eq.

Figura 1. Participação percentual de emissões de CO₂ (em Gt CO₂eq e porcentagem do total global)



Fonte: Elaborado pela autora, a partir dos dados do EDGAR (2025)

Figura 2. Evolução das Emissões de CO₂ das seis maiores economias entre 2015 a 2023 (em MtCO₂eq/ano)

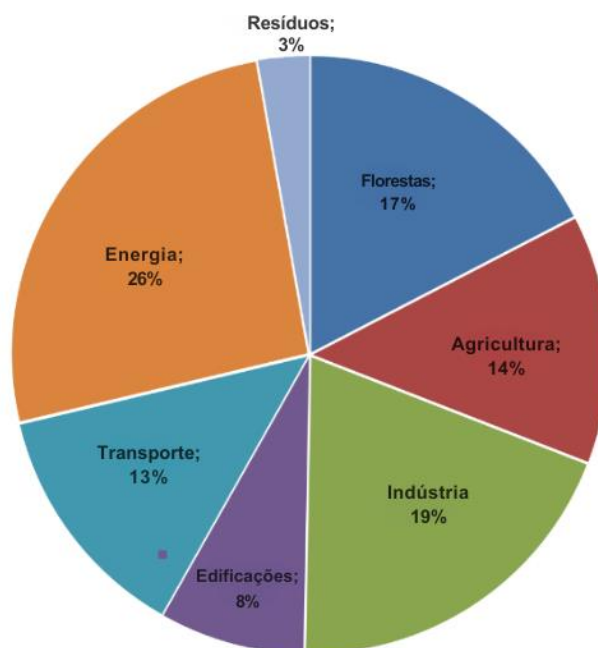


Fonte: elaborado pela autora, com os dados do Copernicus Climate Change Service (2024).

As Figuras 1 e 2 demonstram o contraste das trajetórias de emissões de CO₂ dos principais emissores mundiais entre 2015 e 2023. Enquanto as emissões globais mantiveram uma tendência de crescimento, observa-se o contraste entre os países ditos “desenvolvidos” e os “em desenvolvimento” (em termos econômicos). De acordo com Comissão Europeia (2024), os Estados Unidos e a União Europeia vêm reduzindo suas emissões, em contraste com a China, atualmente o maior emissor mundial (15,94 GtCO₂eq (Crippa, 2024), e com a Índia, que manteve um aumento moderado.

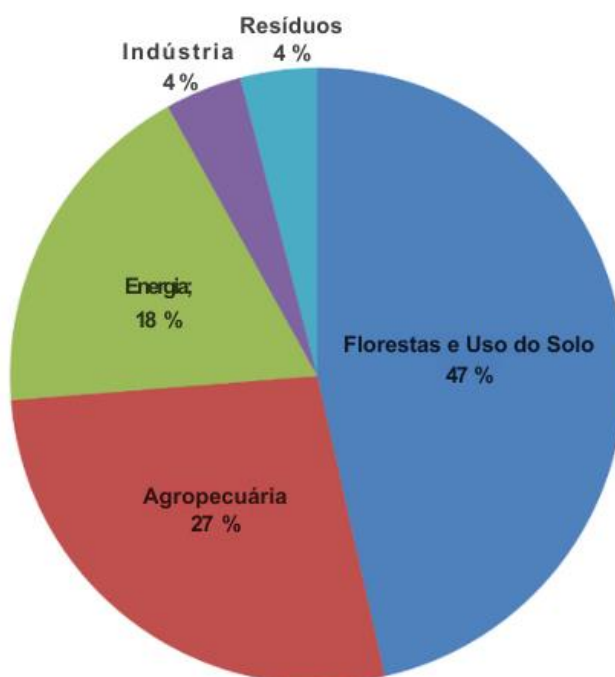
Esses dados sugerem que as pressões de crescimento econômico nos países emergentes impactam suas emissões, enquanto nos países desenvolvidos, que já cresceram economicamente e, portanto, já contribuíram de forma relevante para o panorama problemático das atuais concentrações de GEE na atmosfera, têm decrescido suas emissões anuais de carbono, embora em taxas ainda inferiores às exigidas pela emergência climática. Em relação às emissões de GEE por setores, o panorama mundial e o brasileiro é relevantemente diferente, conforme pode ser observado nas Figuras 3 e 4.

Figura 3. Participação percentual das emissões mundiais de GEE por diferentes setores



Fonte: Adaptado pela autora, com dados do MMA (2025).

Figura 4. Participação percentual das emissões nacionais de GEE por diferentes setores



Fonte: Elaborado pela autora, a partir de dados do Sistema de Registro Nacional de Emissões – SIRENE) (MCTI, 2023).

A análise dos perfis de emissões de GEE mundiais e brasileiras aponta diferenças estruturais significativas. Enquanto o perfil mundial apresenta o setor energético como principal fonte emissora de GEE (25,9%), seguido pela indústria (19,4%) e pelas florestas (17,4%), o Brasil apresenta um padrão distinto, no qual o setor de uso do solo responde por 46% das emissões nacionais. Essa diferença evidencia que o desmatamento e as mudanças no uso da terra constituem o principal desafio climático brasileiro, embora outros setores mereçam importância. O setor agropecuário representa 27% das emissões nacionais, superando a média mundial (13,5%), demonstrando o alto impacto desse setor no Brasil, apesar de sua relevância para a economia nacional e para a oferta mundial de alimentos. A menor participação do setor energético brasileiro (18% vs. 25,9% mundial) e industrial (4% vs. 19,4% mundial) sugere características estruturais positivas, significando uma matriz energética mais limpa, com maior participação de fontes renováveis, como hidrelétricas, eólicas, solares e biocombustíveis, em contraste com a dependência global dos combustíveis fósseis.

As estratégias brasileiras de mitigação climática, nesse momento, devem priorizar o controle do desmatamento como principal medida de redução de emissões,

acompanhado da modernização sustentável da agropecuária e da utilização de CCS, sobretudo via biomassa, de modo a auxiliar nos esforços de redução de emissões de setores de difícil mitigação plena. A adoção, pela indústria do etanol, de CCS (especialmente BECCS) em suas operações pode ser promissora para o Brasil, visto que a disponibilidade de resíduos agrícolas e industriais de base biogênica é elevada, a infraestrutura do setor sucroenergético encontra-se consolidada e o potencial de armazenamento geológico em bacias sedimentares nacionais pode ser favorável. Essas condições podem tornam o Brasil um candidato natural a potencializar o uso dessas tecnologias nas estratégias de neutralidade de carbono.

2.2 COMPARATIVO ENTRE AS EMISSÕES DE CO₂ ASSOCIADAS AOS COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS E AO ETANOL

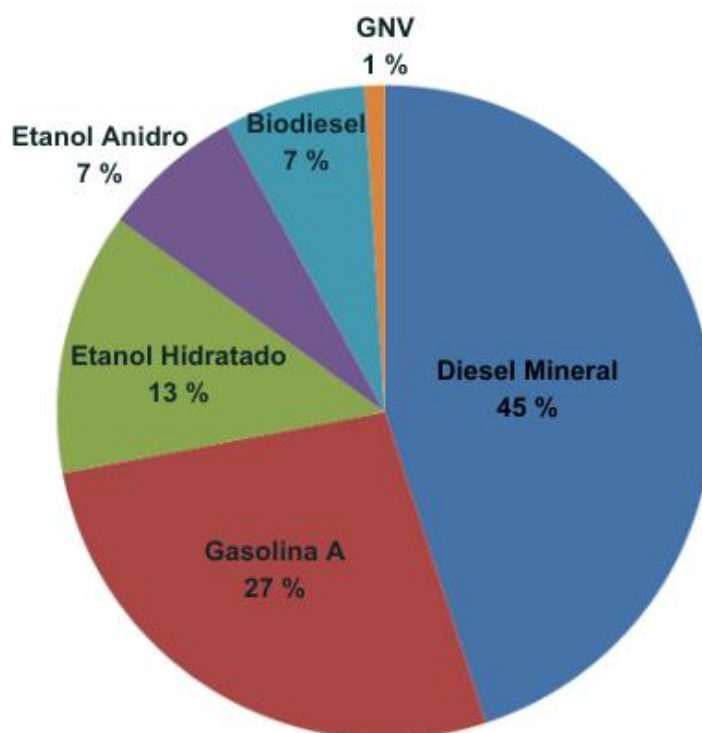
Para a realização de uma comparação entre as emissões de CO₂ associadas aos combustíveis fósseis e ao etanol, deve ser considerada, de forma integrada, a fase de uso final (combustão) e o conjunto de processos agrícolas, industriais e energéticos envolvidos para a produção do combustível.

A principal base oficial para a contabilização das emissões na etapa de queima veicular no Brasil é o Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários (INEVAR), elaborado pelo Ministério dos Transportes (2025), que apresenta os fatores de emissão de CO₂ em termos de massa por volume de combustível queimado (kgCO₂/L). De acordo com o Inventário, os fatores médios de emissão no escapamento, ou seja, sem considerar outras emissões e remoções envolvidas na cadeia de combustível, calculados a partir de fatores energéticos reportados pelo Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC/UNFCCC) e convertidos com parâmetros do Balanço Energético Nacional (BEN), indicam valores da ordem de 2,23 kgCO₂/L para a gasolina automotiva; 2,63 kgCO₂/L para o diesel mineral; e aproximadamente 2,46 kgCO₂/L para o etanol hidratado, no período de 2004 a 2024.

Esses valores representam as emissões diretas associadas à combustão dos combustíveis nos veículos e constituem a referência oficial utilizada pelo país em seus inventários nacionais de emissões (Ministério dos Transportes, 2025). Os resultados da participação dos combustíveis nas emissões de CO₂, apresentados na Figura 5, evidenciam a predominância do uso de diesel fóssil, que, em 2024, contribuiu com

45% das emissões de CO₂ seguido pela contribuições da gasolina (27%), pelo etanol hidratado (13%), pelo etanol anidro e biodiesel (7%) e pelo GNV (1%).

Figura 5. Participação das Emissões de CO₂ por Combustível em Transporte no Brasil



Fonte: Elaborado pela autora com base no INEVAR (2025).

O etanol apresenta uma particularidade do ponto de vista climático, uma vez que o CO₂ emitido durante a combustão é classificado como carbono biogênico, isto é, corresponde ao carbono previamente absorvido da atmosfera durante o crescimento da biomassa utilizada como matéria-prima (cana-de-açúcar, milho ou outra cultura e resíduo). O ciclo de vida dos biocombustíveis considera que o CO₂ liberado na fase de uso final foi previamente fixado pela planta no processo de fotossíntese, o que confere ao etanol um balanço de carbono substancialmente distinto daquele observado nos combustíveis de origem fóssil (EPE, 2017).

Além disso, a matriz industrial do setor sucroenergético brasileiro é caracterizada por uma elevada participação de fontes renováveis, com uso intensivo da biomassa residual do próprio processo produtivo – notadamente bagaço, palha e outros resíduos agrícolas – para a cogeração de vapor e eletricidade. Segundo o Balanço Energético Nacional elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE),

o setor sucroenergético é responsável por parcela expressiva da geração renovável conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), contribuindo significativamente para reduzir a dependência de combustíveis fósseis no processo industrial de produção do etanol (EPE, 2024).

Embora a combustão do etanol apresente emissões diretas de CO₂ em termos estequiométricos por litro de combustível, ele deve ser analisado sob a ótica do ciclo de vida, no qual se observa que é produzido no Brasil a partir de uma cadeia energética predominantemente renovável e baseada em bioenergia. Já a cadeia dos combustíveis fósseis incorpora emissões adicionais nas etapas de extração, refino, transporte e distribuição, além daquelas decorrentes da queima final.

Desse modo, o etanol brasileiro apresenta intensidade de carbono significativamente inferior à dos combustíveis fósseis utilizados, por exemplo, no setor de transportes, configurando-se como vetor relevante para a transição energética nacional, à luz de avaliações de ciclo de vida, que evidenciam menores emissões de GEE associadas (Macedo; Seabra; Silva, 2008).

2.3 COMPROMISSOS CLIMÁTICOS

A Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente Humano (CNUMAH), realizada em Estocolmo (Suécia), em 1972, foi um marco importante para as negociações internacionais sobre meio ambiente, pois inseriu o tema na agenda política global. A CNUMAH resultou na Declaração de Estocolmo, composta por 26 princípios que destacam a necessidade de proteger o meio ambiente em consonância com o desenvolvimento econômico e social, enfatizando a responsabilidade compartilhada entre cidadãos, governos e a comunidade internacional. A criação do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) foi uma das conquistas institucionais da referida conferência, impulsionando a cooperação internacional e a formulação de políticas ambientais globais (ONU, 1972).

Passados 20 anos da Conferência de Estocolmo, surge um marco fundamental para as negociações climáticas, com a criação da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (*United Nations Framework Convention on Climate Change* – UNFCCC), estabelecida em 1992 durante a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (CNUMAD), também conhecida como RIO-92 ou ECO-92. Na ECO-92, foi instituído um plenário para que

os países pudessem discutir e negociar questões relacionadas às mudanças climáticas (Maslin *et al.*, 2023).

A UNFCCC entrou em vigor em 1994 e, em 2022, contava com 198 Partes (países-membro), operando atualmente por meio de “acordo por consenso”, o que permite que qualquer país bloqueie decisões. Um princípio essencial do processo da UNFCCC é o das “responsabilidades comuns, porém diferenciadas”, segundo o qual se reconhece que os países historicamente emitiram distintas quantidades de GEE e, portanto, devem assumir esforços proporcionais na redução de suas emissões (Maslin *et al.*, 2023).

O primeiro grande acordo específico sobre o clima foi o Protocolo de Quioto, assinado em 1997 durante a COP3 da UNFCCC, voltado para a redução das emissões de GEE. Esse acordo estabeleceu metas obrigatórias para países desenvolvidos, reconhecendo o papel da queima de combustíveis fósseis, da agricultura e de processos industriais no aumento das concentrações desses gases na atmosfera.

A eficácia do Protocolo de Quioto foi limitada, pois muitos países não cumpriram suas metas e o então maior emissor, os Estados Unidos, sequer o ratificaram (Filonchyk *et al.*, 2024). Por outro lado, trouxe avanços importantes, entre eles a criação do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), que permitiu a países desenvolvidos investir em projetos de redução de GEE em países em desenvolvimento, em troca do recebimento de emissões certificadas (CERs, do inglês *Certified Emission Reductions*), que poderiam ser utilizadas para cumprir parte de suas próprias metas (Xu *et al.*, 2024).

Após o estabelecimento do Protocolo de Quioto, as negociações climáticas globais avançaram por intermédio de marcos complementares, como o Acordo de Copenhague (UNFCCC, 2009), que reconheceu a necessidade de limitar o aumento da temperatura global a menos de 2 °C, e a Emenda de Doha (2012), que instituiu um segundo período de compromissos. Com isso, o protocolo teve sua vigência estendida até o final de 2019.

Em seguida, o Acordo de Paris, adotado em 2015 (UNFCCC, 2012) em vigor desde 2020, consolidou o objetivo de manter o aumento da temperatura média global abaixo de 2 °C em relação aos níveis pré-industriais, com esforços para limitar esse aumento a 1,5 °C, tornando-se o principal marco internacional da ação climática (Maslin *et al.*, 2023).

O Acordo de Paris prevê que cada país (Parte) apresente suas Contribuições Nacionalmente Determinadas (*Nationally Determined Contribution* – NDCs) – documento no qual estão definidos os compromissos climáticos que cada país assume, de modo a contribuir para redução de suas próprias emissões de GEE. As NDCs são fundamentais para avançar no controle das emissões e monitorar o progresso global, mas há incertezas nas projeções decorrentes de fatores como a medição das emissões históricas, os cenários socioeconômicos e a implementação efetiva das políticas propostas. Mesmo com as NDCs atuais, as emissões globais em 2030 podem variar entre 46 e 60 GtCO₂eq, indicando que as decisões políticas e a precisão dos dados são cruciais para o sucesso do acordo (Den Elzen *et al.*, 2023).

Após o Acordo de Paris, as COPs seguintes estabeleceram um sistema de monitoramento e atualização das NDCs, no qual cada país se compromete a apresentar metas climáticas no mínimo iguais ou mais ambiciosas a cada cinco anos (UNFCCC, 2024). Muitas partes na UNFCCC apoiam o princípio de “contração e convergência”, segundo o qual cada país membro deve reduzir suas emissões até que todos os países converjam para emissões líquidas zero. A importância dessa meta foi reafirmada no Acordo de Paris de 2015, sendo que o Relatório Especial do IPCC sobre o Aquecimento Global de 1,5 °C, publicado em 2018, demonstrou que, para atingir 1,5 °C, seria necessário haver zero emissões de CO₂ até cerca de 2050 e, posteriormente, emissões negativas de CO₂ ao longo do século (Maslin *et al.*, 2023).

Na COP26, realizada em Glasgow (Escócia) em 2021, foram aprovadas as regras do Artigo 6 do Acordo de Paris sobre mercados de carbono e reforçada a necessidade de um financiamento climático. O acordo também previu a possibilidade de transferência voluntária de Resultados de Mitigação Transferidos Internacionalmente (*Internationally Transferred Mitigation Outcomes* – ITMOs) entre países, bem como a criação de um mecanismo centralizado para geração de créditos de carbono com foco em integridade ambiental e no desenvolvimento sustentável, buscando alinhar mercados voluntários e de compliance e ampliar a participação do setor privado (MME, 2023).

A COP28, realizada em Dubai, nos Emirados Árabes Unidos, em 2023, implementou o primeiro Balanço Global (*Global Stocktake* – GST) do Acordo de Paris para medir o progresso coletivo. O GST avalia avanços em três áreas principais: mitigação das emissões, adaptação às mudanças climáticas e meios de implementação, incluindo financiamento e apoio técnico, com objetivo de fornecer um

“check-up”, identificando lacunas entre as ações atuais e as ambições para limitar o aquecimento global, além de orientar os países na atualização de suas Contribuições Nacionalmente Determinadas (QI, 2024). Ou seja, o balanço é fundamental para avaliar a efetividades da ações de mitigação no combate às mudanças climáticas.

A última NDC apresentada pelo Brasil (Brasil, 2024), alinhada ao Acordo de Paris, foi submetida à UNFCCC em 2024, durante a COP29, realizada em Baku (Azerbaijão), reforçando o compromisso do país com a mitigação das emissões de GEE e incorporando uma visão estratégica para o horizonte de 2035 (UNFCCC, 2024). A NDC estabeleceu como meta a redução das emissões líquidas de GEE entre 59% e 67% abaixo dos níveis de 2005 até 2035, o que corresponde, em termos absolutos, a uma redução estimada entre 0,85 e 1,05 GtCO₂eq por ano, conforme os dados mais recentes do Inventário Nacional de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (UNFCCC, 2024; MCTI, 2024)). A NDC evidencia a importância da participação dos setores de Uso da Terra, Mudança do Uso da Terra e Florestas (*Land Use, Land-Use Change and Forestry – LULUCF*) para o cumprimento das metas climáticas nacionais e reafirma o compromisso brasileiro com a neutralidade climática até 2050, indicando a necessidade de ampliação de soluções de mitigação que envolvam não apenas a redução de emissões de GEE, como também a remoção direta de CO₂ da atmosfera. As metas climáticas da NDC de 2024 ampliam a relevância de soluções capazes de combinar redução de emissões e remoção de carbono em escala.

Nesse contexto da emergência climática e do avanço das negociações internacionais, no qual se insere a nova NDC brasileira, a indústria de etanol, que concentra emissões biogênicas relativamente puras durante a etapa de fermentação, pode apresentar condições favoráveis para a adoção de tecnologias de BECCS, com potencial de contribuição direta para o cumprimento das metas de mitigação estabelecidas para 2035. Entretanto, a incorporação do BECCS ao esforço climático nacional depende, entre outros fatores, da superação de gargalos logísticos associados ao transporte e ao armazenamento geológico do CO₂, incluindo a disponibilidade de infraestrutura adequada, próxima às fontes emissoras e formações geológicas favoráveis, bem como da articulação com o arcabouço regulatório existente.

2.3.1 Marco regulatório aplicado ao CCS brasileiro

Do ponto de vista regulatório, recentemente começaram a surgir iniciativas legislativas para regular a captura e o armazenamento de carbono no Brasil. A Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017, instituiu a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) como parte integrante da política energética. A política tem o objetivo de contribuir para o atendimento aos compromissos do Brasil no âmbito do Acordo de Paris, por meio da redução de emissões de gases causadores do efeito estufa na fabricação e uso de biocombustíveis, promover expansão da produção e do uso de biocombustíveis na matriz energética nacional, entre outros (Brasil, 2017). O RenovaBio é um marco regulatório importante para o setor de biocombustíveis no Brasil, no qual estão estabelecidas metas nacionais de redução de emissões e um mercado de créditos de carbono específico para o setor. A Lei nº 15.082/2024 (Brasil, 2024), que alterou a Política Nacional de Biocombustíveis, promoveu avanços no marco regulatório do RenovaBio, incluindo a participação dos produtores de cana-de-açúcar na repartição dos Créditos de Descarbonização (CBIOs) e penalidades mais contundentes para as distribuidoras que descumprirem suas metas, configurando o descumprimento como crime ambiental, aliado à aplicação de multas (Visão Agro, 2025).

O RenovaBio prevê a utilização do instrumento CBIOs, como título que podem ser comercializado de forma regulada por produtores de biocombustíveis, distribuidoras de combustíveis e outros atores na bolsa de valores (B3), sendo que um CBIO equivale a uma tonelada de carbono evitada na atmosfera (em relação ao combustível fóssil de referência, por exemplo, a gasolina). O preço médio dos CBIOs negociados no mercado brasileiro em 2024 foi de aproximadamente R\$ 88,00 por tonelada de CO₂ evitada, com um volume financeiro de cerca de R\$ 3,9 bilhões e mais de 70,8 milhões de créditos disponíveis registrados na B3, o que reflete a dinâmica de oferta e demanda no programa de descarbonização obrigatório (MME, 2025). A criação desses créditos busca promover o uso em maior escala de combustíveis renováveis no país, remunerando e incentivando os produtores e estimulando a redução das emissões de poluentes na atmosfera, em consonância com o compromisso assumido pelo Brasil no Acordo de Paris (UNFCCC, 2015). No contexto brasileiro, Silveira (2023) destaca que os biocombustíveis, especialmente o etanol, representam o principal vetor para a implementação de BECCS, como observado em

arranjo institucional semelhante ao dos Estados Unidos, onde o instrumento dos certificados de combustíveis renováveis impulsionou a viabilidade econômica dessas plantas.

A recente Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024, conhecida como a “Lei do Combustível do Futuro”, institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano; altera os limites máximo e mínimo do teor de mistura de etanol anidro à gasolina C e de biodiesel ao diesel, comercializados ao consumidor final, dispõe sobre a regulamentação e a fiscalização das atividades de captura e estocagem geológica de dióxido de carbono e da produção e comercialização dos combustíveis sintéticos; e integra iniciativas e medidas adotadas no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis, do Programa Mobilidade Verde e Inovação (Programa Mover), do Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV) e do Programa de Controle de Emissões Veiculares (Proconve).

A Lei do Combustível do Futuro constitui um marco relevante na política energética e climática brasileira, conferindo maior flexibilidade ao regime de mistura obrigatória de biocombustíveis aos combustíveis fósseis. No caso específico da gasolina, a norma redefine os limites mínimo e máximo do teor de etanol anidro, estabelecendo uma faixa entre 22% e 35% em volume, cuja aplicação depende de diretrizes técnicas e econômicas definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e operacionalizadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) (Brasil, 2024; CNPE, 2025). A referida lei propõe uma transição de um modelo regulatório rígido para um modelo mais dinâmico, buscando responder a variáveis como oferta de biocombustíveis, preços relativos, segurança energética e compromissos climáticos, reduzindo incertezas regulatórias e criando condições mais previsíveis para o planejamento de investimentos ao longo da cadeia produtiva do etanol, desde a produção agrícola até a indústria e a distribuição de combustíveis. Entretanto, a lei não especifica forma de pagamento, incentivos econômicos ou monetização específica das atividades de captura de carbono, não estabelecendo mecanismo de pagamento direto, como os CBIOS, por exemplo (Brasil, 2024).

A Lei do Combustível do Futuro criou um ambiente institucional favorável à adoção de soluções complementares de descarbonização, como o BECCS, e, embora

não trate explicitamente da captura e do armazenamento de carbono, seus efeitos indiretos são relevantes para sua viabilidade. Ao assegurar demanda crescente e previsível por etanol, a política contribui para estimular investimentos adicionais em infraestrutura de captura, transporte e armazenamento geológico de CO₂, podendo ser compreendida como um instrumento estratégico para mitigação e remoção de carbono.

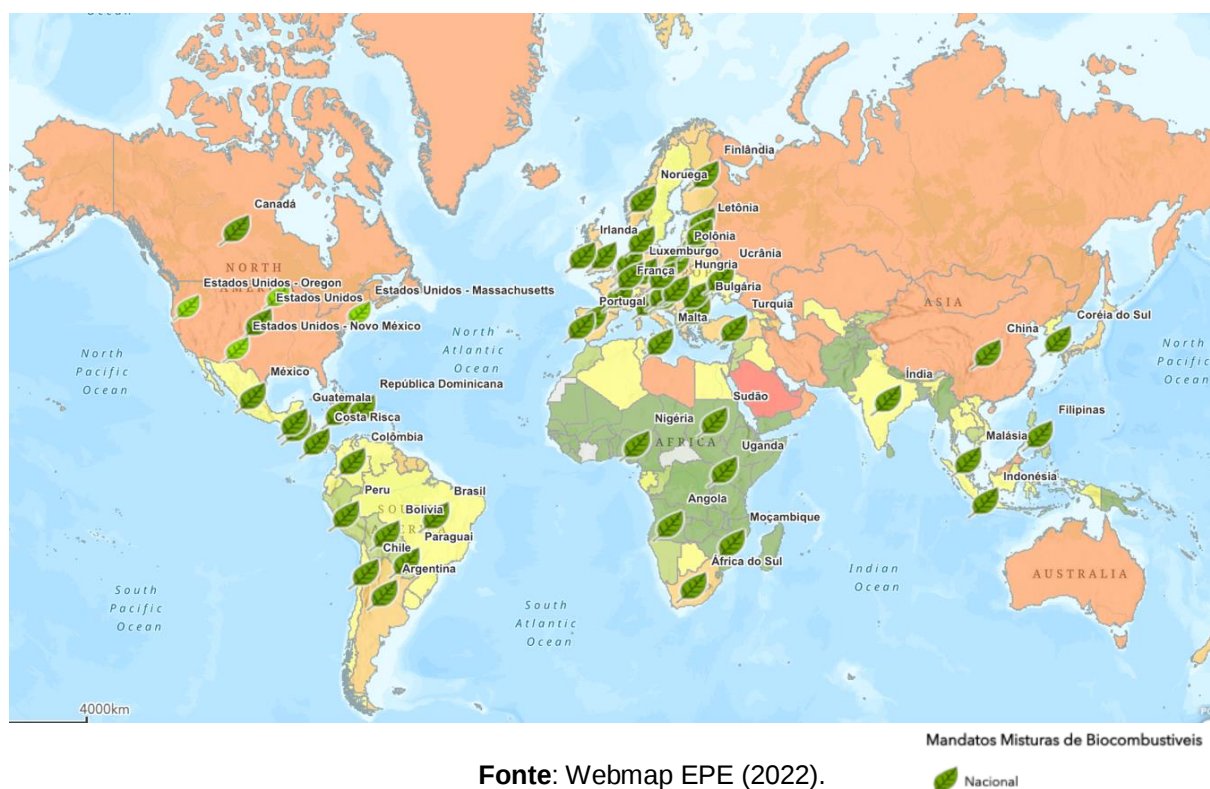
Do ponto de vista climático, a ampliação promovida do potencial do teor de etanol na gasolina reforça o papel dos biocombustíveis como instrumento de mitigação de emissões de GEE no setor de transportes, historicamente um dos segmentos mais desafiadores em termos de descarbonização no mundo, contribuindo para a redução da intensidade de carbono do combustível final consumido em consonância com as metas estabelecidas na NDC do Brasil para 2035 (BRASIL, 2024). A Lei do Combustível do Futuro fortalece, ainda, a integração entre política energética e política industrial, sinalizando com aumento da demanda por etanol no mercado brasileiro, o que é particularmente relevante para a indústria sucroenergética, pois favorece decisões de investimento em modernização tecnológica, eficiência operacional e inovação. Entretanto, a formação de mercados comerciais específicos para o CO₂ biogênico em escala ainda depende de uma valorização mais concreta de ganho ambiental decorrente de atividades de uso ou de armazenamento geológico desse carbono, sendo necessários instrumentos que garantam uma demanda efetiva pelo serviço ou produto, a fim de estimular seu desenvolvimento (EPE, 2025).

Recentemente, em junho de 2025, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou, com fundamento na Lei nº 14.993/2024 (Brasil, 2024), o aumento do teor obrigatório de etanol anidro na gasolina de 27% para 30% (E30) e do biodiesel no diesel de 14% para 15% (B15), com vigência a partir de 1º de agosto de 2025 (CNPE, 2025). A ampliação da participação de misturas de biocombustíveis (incluindo o etanol) no setor de transportes no mundo, predominantemente oriundo do petróleo, pode ser observada na Figura 6 e no Quadro 1. Países da América Latina, América do Norte, Europa, Ásia e África apresentam percentuais obrigatórios de mistura que variam desde valores pequenos até níveis elevados, superiores a 10% v/v (EPE, 2022). No Canadá, por exemplo, a adoção de mandatos ocorre também em nível subnacional, o que sinaliza a adaptação das políticas às realidades regionais. O Brasil se destaca nesse contexto ao apresentar um dos maiores mandatos de etanol do

mundo, com mistura obrigatória de 27% em volume, consolidando-se como referência internacional na utilização de biocombustíveis no transporte rodoviário, refletindo a disponibilidade de matéria-prima e a maturidade tecnológica do setor sucroenergético, bem como a consolidação de um arcabouço regulatório que integra objetivos energéticos, ambientais e econômicos (EPE, 2022).

A mistura de etanol e outros biocombustíveis aos combustíveis fósseis vem se consolidando como prática em diversos países no mundo, apoiada por políticas públicas adotadas em diferentes níveis de governança, reforçando a importância dos biocombustíveis nas agendas climáticas e criando um contexto favorável para o aprofundamento de soluções como o BECCS, pelo setor de etanol

Figura 6. Mapa ilustrativo dos países com mandados de misturas de biocombustíveis



Fonte: Webmap EPE (2022).

Quadro 1. Detalhamento dos mandados de mistura de combustível no mundo

Nível	País / Estado	Mandato em etanol (%)	Nível	País / Estado	Mandato em etanol (%)
Nacional	África do Sul	2% v/v	Nacional	França	9,2% teor energético
Nacional	Argentina	12% v/v	Nacional	Hungria	6,1% teor energético
Nacional	Áustria	3,4% teor energético	Nacional	Índia	2% v/v
Nacional	Bélgica	6,5% teor energético	Nacional	Indonésia	5% v/v
Nacional	Brasil	27% v/v	Nacional	Irlanda	15% v/v
Nacional	Bulgária	9% v/v	Nacional	Itália	2% teor energético
Nacional	Canadá	5% v/v	Nacional	Lituânia	10% teor energético
Infranacional	Canadá – Manitoba	10% v/v	Nacional	Malta	10% teor energético
Infranacional	Canadá – Ontario	15% v/v	Nacional	Países Baixos	1,8% teor energético
Infranacional	Canadá – Saskatchewan	7,5% v/v	Nacional	Peru	10% v/v
Nacional	Chéquia	4,1% v/v	Nacional	Polônia	3,2% teor energético
Nacional	China	10% v/v	Nacional	Portugal	0,5% teor energético
Nacional	Colômbia	6% v/v	Nacional	Reino Unido	0,9% v/v
Nacional	Equador	10% v/v	Nacional	Romênia	8% v/v
Nacional	Eslováquia	9% v/v	Nacional	Uruguai	5% v/v

Fonte: Adaptado pela autora a partir de dados da EPE (2022).

A Câmara dos Deputados aprovou, em 2022, um Projeto de Lei que estabelece o marco legal das atividades de CCS em reservatórios geológicos (PL nº 1425, de 31 de maio de 2022), visando “disciplinar a exploração da atividade de armazenamento permanente de dióxido de carbono de interesse público, em reservatórios geológicos ou temporários, e seu posterior reaproveitamento” (Brasil, 2022, s/p.). Esse instrumento representa um avanço no objetivo de se conferir segurança jurídica às atividades de BECCS no Brasil, criando oportunidades para o desenvolvimento de projetos em escala comercial.

Outro marco regulatório importante no contexto da política climática brasileira é o relacionado ao mercado de créditos de carbono. A Lei nº 15.042, de 11 de dezembro de 2024, que institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), representa um marco histórico para a política ambiental brasileira. O SBCE permite que empresas e instituições compensem suas emissões poluentes por meio da aquisição de créditos oriundos de iniciativas de redução ou remoção de emissões, estruturando o mercado de carbono em dois setores principais: o regulado, voltado às instituições públicas (com regras mais rígidas), e o voluntário, que adota mecanismos mais flexíveis para a iniciativa privada (Brasil, 2024). O sistema permite a negociação de Cotas Brasileiras de Emissão (CBEs) e certificados de redução ou remoção verificada de emissões (CRVEs), sendo que cada título representa uma tonelada de dióxido de carbono equivalente, com a implementação prevista para ocorrer de forma gradativa ao longo de seis anos.

A existência de um regulatório robusto, associado a instrumentos de mercado e políticas de incentivo, é essencial para o desenvolvimento do setor do BECCS e para a criação de mecanismos de remuneração por serviços de redução e remoção de carbono, promovendo mudanças positivas no contexto climático.

2.3.2 Mercado voluntário de carbono

O mercado voluntário de carbono é um mecanismo estruturado a partir de padrões internacionais, que estabelecem regras, metodologias e procedimentos para o desenvolvimento, validação, verificação e registro de projetos de redução ou remoção de emissões de GEE, definindo critérios para quantificação de emissões, requisitos de monitoramento e processos de auditoria por entidades independentes, sendo amplamente utilizado por proponentes de projetos que buscam a emissão de

créditos de carbono no mercado voluntário (Verra, 2023; Gold Standard, 2023; American Carbon Registry, 2022). Esse mercado opera de forma descentralizada, por meio de plataformas e certificadoras internacionais, que estabeleceram metodologias e padrões específicos próprios para certificação de projetos (MNZ, 2025), atestando a quantificação, verificação e certificação de reduções ou remoções de emissões de gases de efeito estufa.

O mercado voluntário de carbono é, na maioria dos casos, um mecanismo internacional estruturado e descentralizado, cujo objetivo é permitir que entidades privadas financiem projetos que promovam a redução ou a remoção de GEE da atmosfera (Ecosystem Marketplace, 2024). Por ser tratar de um mercado não regulado por instrumentos governamentais obrigatórios, sua governança é exercida sobretudo por certificadoras e organismos independentes, que estabelecem padrões, metodologias e procedimentos próprios para o desenvolvimento, validação, verificação e registro de projetos de carbono (Albuquerque, 2024).

Nesse contexto, destacam-se como principais certificadoras internacionais a Verra, por meio do programa Verified Carbon Standard (VCS), a American Carbon Registry (ACR) e a Gold Standard, sendo que cada uma delas possui documentos próprios que descrevem suas regras gerais, bem como metodologias específicas aplicáveis a diferentes tipos de projetos (Verra, 2023; American Carbon Registry, 2022; Gold Standard, 2023). As certificações envolvem processos formais de quantificação de emissões, monitoramento, relato e verificação (MRV), resultando na emissão de créditos de carbono comercializáveis. O Quadro 2 apresenta uma síntese das principais diretrizes metodológicas para certificação de projetos de captura e armazenamento geológico de CO₂ (CCS), demonstrando que as principais certificadoras internacionais já dispõem de metodologias aplicáveis a projetos de CCS e BECCS.

Quadro 2. Resumo do padrão de metodologia para certificação de projetos de CCS/BECCS

Certificadora	Padrão / Metodologia	Escopo de aplicação	Abrangência para etanol / biomassa	Observações principais
Gold Standard	Methodology for CO ₂ capture from biomass fermentation with transport and geological storage	Captura de CO ₂ da fermentação de biomassa, transporte e armazenamento geológico	Inclui bioetanol e outras rotas de biomassa	Metodologia específica voltada a BECCS, com foco em remoções de carbono e integridade ambiental
Verra (VCS)	VM0049 – Carbon Capture and Storage + módulos de CO ₂ from bioproducts	Captura, transporte e armazenamento geológico de CO ₂	Abrange CO ₂ de origem biogênica (o que pode incluir processos industriais baseados em biomassa)	Arcabouço metodológico permite CCS/BECCS, condicionado ao atendimento dos requisitos de MRV
American Carbon Registry (ACR)	Carbon Capture and Storage (CCS) Projects – Methodology	Projetos de captura e armazenamento geológico de CO ₂	Elegível para fontes industriais e biogênicas, desde que cumpridos critérios do protocolo	Protocolo define critérios de elegibilidade, monitoramento, reporte e verificação (MRV)

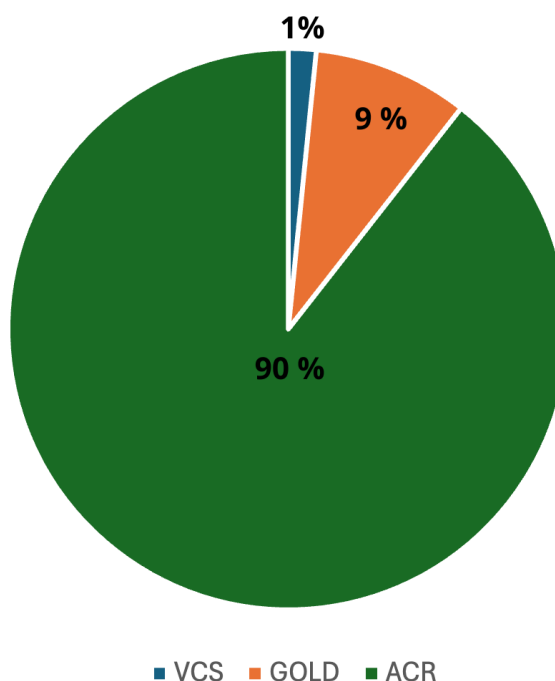
Fonte: Elaborado pela autora, com base em Gold Standard (2026), Verra (2026) e American Carbon Registry (ACR) (2026).

De acordo com dados públicos dos registros internacionais de padrões de certificação, o mercado voluntário de carbono no Brasil é fortemente concentrado no padrão Verified Carbon Standard, operado pela Verra. A própria Verra indica que existem mais de 120 projetos REDD+ certificados globalmente sob o VCS, sendo que aproximadamente 20% desses projetos estão localizados no Brasil, o que corresponde a cerca de 24 projetos apenas nessa categoria (VERRA, 2025). Em contraste, os padrões Gold Standard Foundation e American Carbon Registry apresentam participação significativamente menor no Brasil, não havendo, até o momento, estatísticas consolidadas por país publicadas de forma agregada por essas certificadoras, assim, faz-se necessária a consulta direta aos respectivos registros públicos para levantamento pontual de projetos (GOLD STANDARD, 2025; ACR, 2025).

A Figura 7 apresenta a distribuição, no Brasil, até setembro de 2024, de projetos por certificadora, onde se percebe a predominância do padrão VCS, que concentrava a maior parcela dos empreendimentos, com 279 projetos, correspondendo a cerca de 90% do total. A certificadora GOLD apresenta participação significativamente menor, somando 28 projetos, enquanto a ACR representa apenas uma fração residual, com

5 projetos. Esses resultados indicam a forte consolidação do VCS como principal referência internacional para certificação de projetos de carbono (Albuquerque, 2024).

Figura 7. Distribuição no Brasil de Projetos por Certificadoras



Fonte: Adaptada pela autora a partir de Albuquerque (2024).

Embora as metodologias internacionais permitam a certificação de projetos de CCS/BECCS, não foram encontrados registros públicos de projetos certificados envolvendo a captura e o armazenamento geológico de CO₂ a partir da indústria do etanol nas três certificadoras apresentadas acima, no mercado voluntário de carbono. Inclusive, não foram encontradas evidências públicas de que os projetos de BECCS das empresas *Illinois Industrial Carbon Capture and Storage* (IL-CCS) e POET (em parceria com a *Summit Carbon Solutions*) tenham sido certificados como projetos de carbono com emissão de créditos registrados no Verra/VCS, ACR ou Gold Standard.

Albuquerque (2024) fez uma análise da literatura científica sobre o mercado voluntário de carbono no Brasil e destacou um caráter instável desse mercado, devido à imaturidade de regulamentações, falta de clareza sobre a integração entre os mercados voluntários e as metas de redução de emissão previstas no âmbito do Acordo de Paris e das Contribuições Nacionalmente Determinadas, e a ausência de um sistema unificado e rigoroso de monitoramento, relato e verificação para as diversas certificadoras de créditos de carbono, gerando incertezas sobre a real

contribuição dos projetos para a redução das emissões. Ele identificou ainda a existência de incompatibilidade entre as metodologias desenvolvidas por certificadoras baseadas no Norte Global e potenciais projetos a serem implementados no Sul Global. Em termos de créditos emitidos e aposentados até setembro de 2024, o Brasil emitiu quase 130 milhões de créditos e aposentou quase 67 milhões.

A existência de um mercado de carbono forte, transparente e auditável é condição essencial para a viabilização econômica e a expansão de projetos de BECCS, uma vez que pode proporcionar remuneração pelos serviços ambientais associados à remoção líquida de CO₂ da atmosfera. Esse mecanismo fortalecido tem condições de oferecer sinais econômicos claros para o setor privado, reduzindo incertezas regulatórias e estimulando investimentos de longo prazo em tecnologias de BECCS. No contexto brasileiro, políticas públicas recentes têm buscado estruturar esse ambiente institucional, reconhecendo o papel estratégico dos biocombustíveis e das tecnologias de descarbonização na transição energética. A Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024 (Lei do Combustível do Futuro), estabelece diretrizes para a expansão de combustíveis sustentáveis e para o fortalecimento de instrumentos de descarbonização.

De acordo com análise de preços publicada pela plataforma de dados de carbono Sylvera (2025), os valores de créditos de carbono variam de acordo com o tipo de projeto e atributos, com faixas que, em 2025 variaram entre US\$ 7 e US\$ 24/tCO₂e (com valor ilustrativo e conservador, adotaremos US\$ 15/tCO₂e para algumas simulações nesta dissertação) para créditos baseados na natureza. Já os créditos CDR (Carbon Dioxide Removals, em português, remoção de dióxido de carbono) baseados em tecnologia flutuaram entre US\$ 170 a US\$ 500/tCO₂e(),. A plataforma indica ainda que, no caso da bioenergia com captura e armazenamento de carbono, o preço médio dos créditos BECCS foi de US\$ 389.

Além disso, os projetos de BECCS via captura de emissões fermentativas em biorrefinarias, como os aqui analisados, possivelmente atenderiam ao requisito de “adicionalidade” para a maioria dos mercados de carbono, uma vez que a captura não tem ocorrido em cenários *business as usual* ou por determinação regulatória.

Dessa forma, a construção de um ambiente institucional sólido, ancorado em políticas públicas consistentes e alinhado às boas práticas internacionais de governança, poderá desempenhar um papel fundamental na atração de

investimentos, na redução de riscos regulatórios e na aceleração da implementação do BECCS pelo setor sucroenergético brasileiro.

2.4 A INDÚSTRIA DO ETANOL

A indústria global de etanol vem crescendo nas últimas décadas, impulsionada pela busca de alternativas aos combustíveis fósseis e pela necessidade de reduzir as emissões de carbono (Hoang & Nghiem, 2021). O bioetanol (produzido a partir de fontes de base biológica) destaca-se pelo seu potencial de redução de GEE e consequente redução da dependência mundial de combustíveis fósseis. A produção mundial de etanol aumentou mais de seis vezes, passando de 18 bilhões de litros no início dos anos 2000 para aproximadamente 110 bilhões de litros em 2019 (caindo para 98,6 bilhões de litros em 2020 devido à pandemia), com Estados Unidos e Brasil respondendo juntos por cerca de 85% desse total (Hoang & Nghiem, 2021).

Nos Estados Unidos, o etanol é produzido principalmente a partir do milho, enquanto no Brasil a principal matéria-prima é a cana-de-açúcar, embora o uso de milho tenha crescido nos últimos anos. Outros países produtores importantes incluem China, Índia e países da União Europeia, porém em menor escala (Hoang & Nghiem, 2021). O mercado global do etanol é influenciado por políticas públicas, econômicas e ambientais, além de oscilações nos preços das commodities agrícolas (Madson & Monceaux, 1999).

O setor tem explorando novas matérias-primas, com cepas de *Saccharomyces cerevisiae* utilizadas industrialmente para produção de bioetanol (Jacobus *et al.*, 2021), além de leveduras e bactérias. Investiga-se também a biomassa lignocelulósica como potencial matéria-prima de maior escala, no processo chamado “etanol de segunda geração”. Materiais lignocelulósicos provenientes de resíduos vegetais ou de biomassa produzida em áreas degradadas possuem a vantagem de não competir com a produção alimentar pelo uso do solo (Hoang & Nghiem, 2021). O Brasil se destaca não só pelo volume, mas também pela eficiência e sustentabilidade do seu modelo produtivo (Madson & Monceaux, 1999).

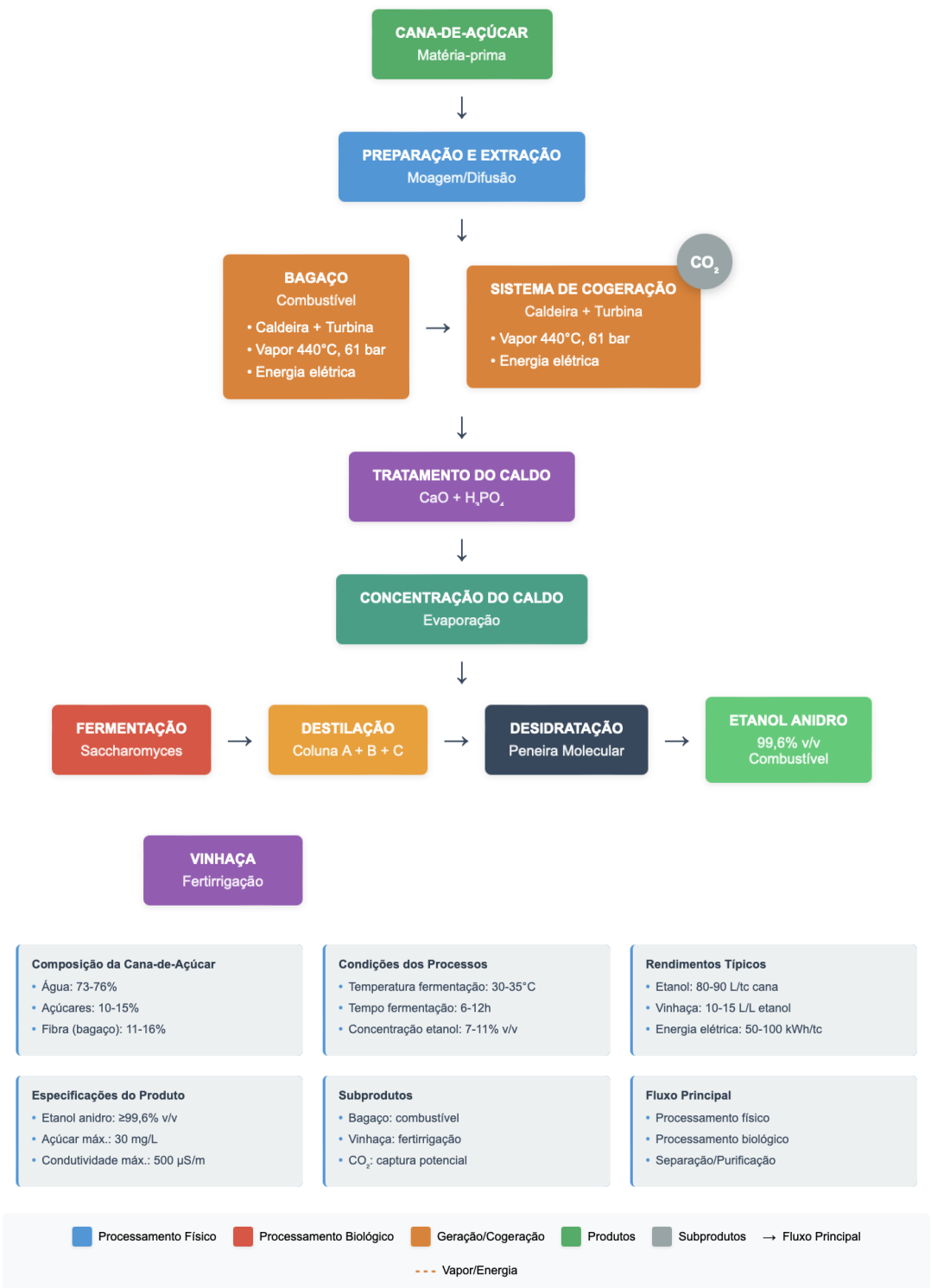
Existem usinas que produzem somente etanol como produto principal (além de resíduos e coprodutos, com a palha, bagaço, torta de filtro e vinhaça), conhecidas como destilarias; usinas que produzem apenas açúcar (ainda chamadas comumente de engenhos de açúcar); e usinas mistas, em que parte do caldo extraído da cana-de-

açúcar é destinada à fabricação de açúcar e parte à produção de etanol. Atualmente, as usinas são frequentemente chamadas de biorrefinarias, devido à maior integração e sofisticação dos processos envolvidos. A extração do caldo pode ocorrer por dois métodos principais: britagem por moinhos de rolo ou difusão (difusor), ambos amplamente utilizados na indústria sucroenergética (Formann *et al.*, 2020).

As usinas tomam decisões individuais sobre a proporção açúcar/etanol a ser produzida, considerando as condições de mercado e os preços das commodities, embora alterações significativas durante a safra sejam limitadas devido às configurações industriais estabelecidas. O bagaço da cana, resíduo resultante da extração do caldo, é tradicionalmente queimado para cogeração de energia elétrica (utilizando caldeiras a vapor) e calor (principalmente para evaporação do caldo e cristalização do açúcar), mas também apresenta considerável potencial como matéria-prima lignocelulósica para produção de etanol de segunda geração. O melaço, subproduto da produção de açúcar, com alto valor energético, constitui uma fonte adicional de açúcares (não cristalizados) que pode ser direcionada para a produção de etanol, contribuindo para a maximização da eficiência de biorrefinarias (Formann *et al.*, 2020).

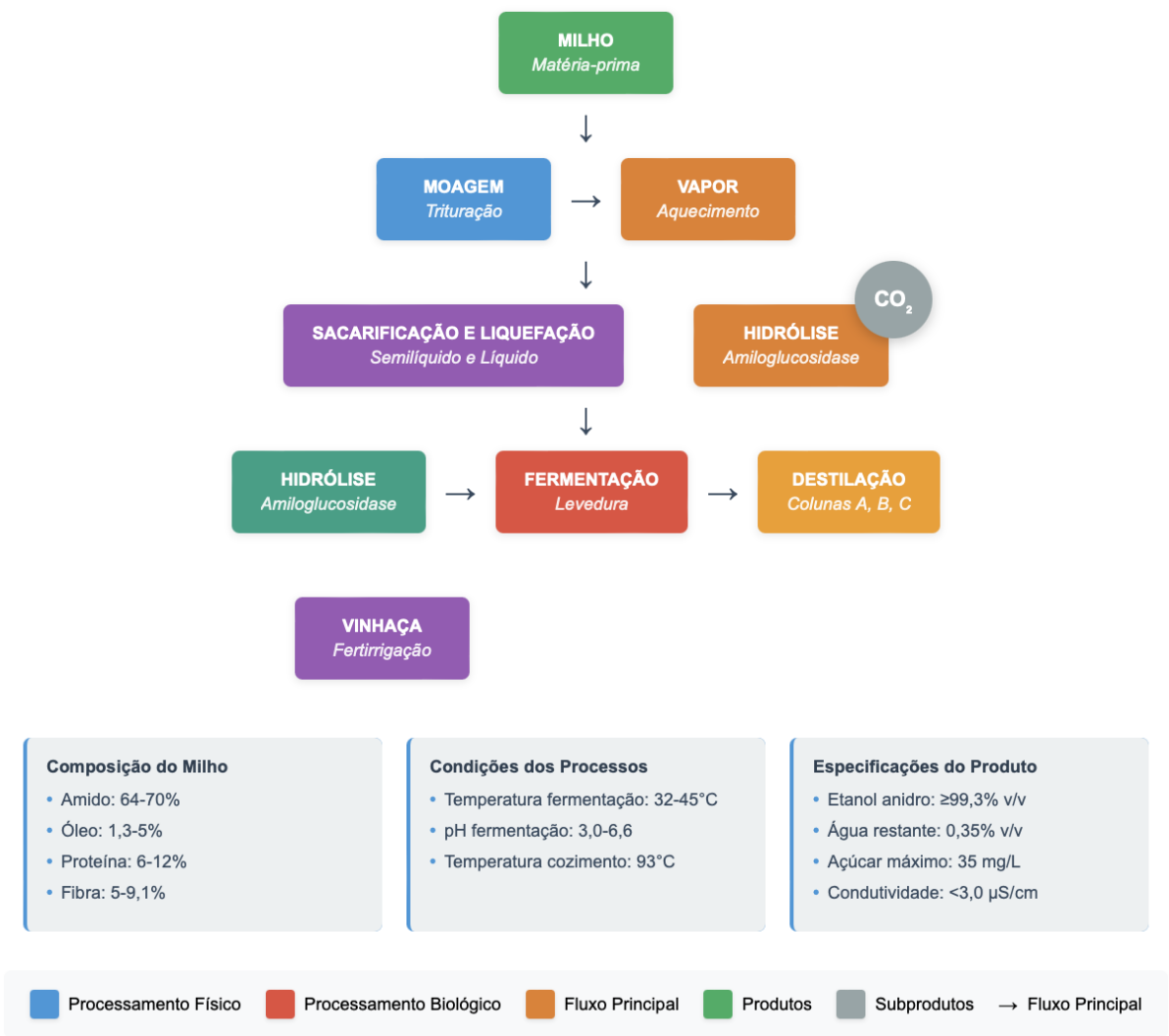
Os fluxos dos processos produtivos do etanol de cana-de-açúcar e de milho são apresentados nas Figuras 8 e 9, com base, respectivamente, em Silva *et al.* (2019) e Zhou & Yan (2024).

Figura 8. Fluxo do processo de produção de etanol de cana-de-açúcar



Fonte: Adaptado pela autora, utilizando dados de Silva *et al.* (2019), com apoio de ferramenta de IA generativa Claude (Anthropic, 2025).

Figura 9. Fluxo do processo de produção de etanol de milho



Fonte: Adaptado pela autora, com dados de Zhou & Yan (2024), com apoio de ferramenta de IA generativa Claude (Anthropic, 2025).

2.4.1 Indústria do etanol no Brasil

O Brasil consolidou-se como líder mundial na produção e uso de biocombustíveis, contribuindo significativamente para a matriz energética nacional e para a redução das emissões de GEE (ANP, 2024a). Em termos de oferta, a produção nacional de biocombustíveis atingiu um marco histórico em 2023, quando etanol e biodiesel somaram quase 43 bilhões de litros produzidos, configurando um recorde nacional (ANP, 2024a).

A produção nacional de biocombustíveis atingiu um marco histórico em 2023, com etanol e biodiesel somando quase 43 bilhões de litros, sendo que o etanol responsável por 35,4 bilhões de litros, 15% superior a 2022 (ANP, 2024a). O etanol é

produzidos em os dois tipos principais: i) o etanol hidratado, utilizado diretamente como combustível veicular, sobretudo em veículos bicomcombustíveis (*flex fuel*); e ii) o etanol anidro, atualmente misturado compulsoriamente à gasolina comum, a uma taxa de 30%, em todo território nacional. Em 2023, dados da ANP indicaram que o volume total de etanol vendido no Brasil (hidratado e anidro) foi de pouco mais de 28 milhões de metros cúbicos (m³), correspondendo a quase 22% do total de combustíveis líquidos comercializados no país. Esses números destacam a importância desse biocombustível no Brasil.

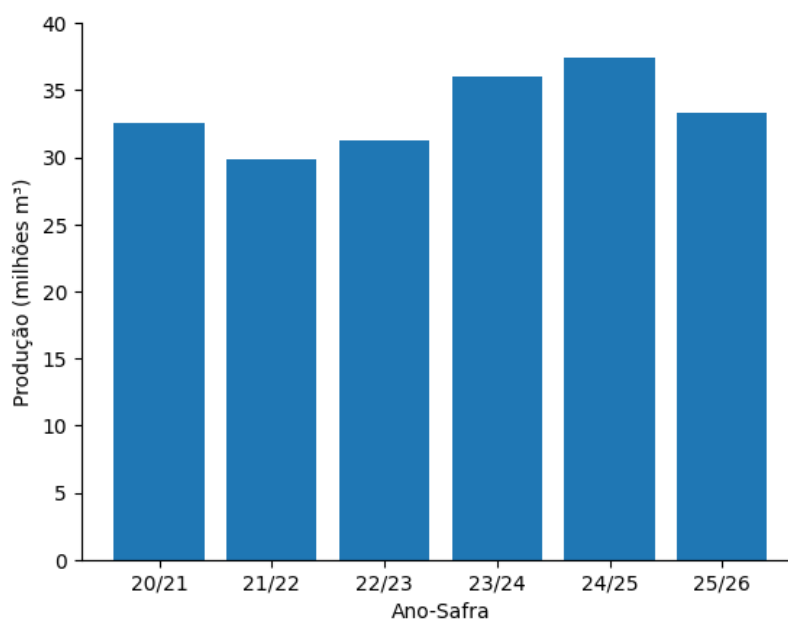
O uso do etanol, seja como aditivo para combustíveis ou diretamente como fonte de energia, tem crescido significativamente no Brasil, impulsionado por regulamentações governamentais e incentivos econômicos à transição energética, visando a redução da dependência do petróleo. Esse crescimento resulta da melhoria de processos e da eficiência produtiva agroindustrial, assim como da consolidação de políticas públicas de incentivo aos biocombustíveis. Destacam-se, nesse contexto, o Programa Nacional do Álcool (Proálcool), de 1975 e a Política Nacional de Biocombustíveis, Lei nº 13.576/2017 (Brasil, 2017), que estabeleceram as bases para o desenvolvimento sustentável da cadeia produtiva do etanol, bem como a Lei do Combustível do Futuro referenciada no item 2.3.1.

Uma importante informação sobre a produção de etanol de cana-de-açúcar no Brasil é que ela possui um caráter sazonal e está diretamente condicionada ao calendário agrícola da colheita da cana, o que implica diferentes janelas de operação em função da região produtora. Na região Centro-Sul, responsável por mais de 90% da produção nacional, a Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB, 2025) aponta que o calendário das operações de produção ocorre predominantemente entre os meses de abril e dezembro, correspondendo a aproximadamente cerca de 270 a 280 dias de operação por ano. Já na região Nordeste, o ciclo de colheita apresenta uma diferença temporal em função das condições climáticas regionais, ocorrendo entre os meses de setembro de um ano e abril do ano seguinte, correspondendo a cerca de oito meses, ou aproximadamente 240 dias por ano (CONAB 2025). O mesmo se aplica à região Norte, que também apresenta uma sazonalidade específica, concentrando-se no período seco e podendo registrar um período de produção mais curto.

A análise dos dados de produção de etanol no Brasil entre 2015 a 2025 revela um crescimento consistente da matriz produtiva. Um elemento transformador nesse

período foi a expansão do etanol de milho, que saiu de 520 milhões de litros na safra 2017/2018 para 6 bilhões de litros na safra 2023/2024, representando um crescimento de 800% nos últimos cinco anos. Esse cenário, consolidado em 2024, demonstra uma tendência ascendente, com recorde na oferta de etanol no Brasil, que atingiu 36,83 bilhões de litros, 4,4% acima do registrado em 2023 (Neves, 2021). Isso demonstra que o setor manteve sua capacidade de expansão mesmo após sucessivos recordes, refletindo não apenas o aumento da demanda interna e das exportações, mas também a efetividade das políticas de incentivo implementadas, como o RenovaBio e as mudanças nos percentuais de mistura obrigatória. Na Figura 10, pode ser observada a produção de etanol brasileiro nos últimos anos, conforme registros do Ministério da Agricultura (MAPA, 2026).

Figura 10. Produção de etanol no Brasil (2020 a 2025)



Fonte: Elaborado pela autora com base em MAPA (2026).

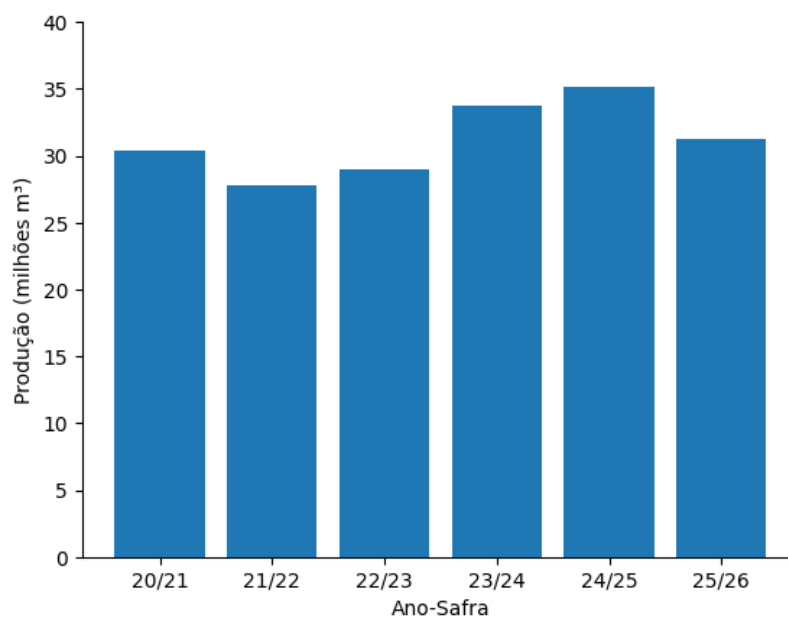
A Figura 10 traz dados consolidados por safra, permitindo visualizar a evolução e a magnitude da produção nacional, bem como o desempenho efetivo do setor sucroenergético brasileiro ao longo de 2020 a 2025.

As principais usinas de etanol brasileiras se localizam predominantemente nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, sendo São Paulo o estado de maior destaque, liderando tanto a produção quanto o consumo de etanol, com o maior número de usinas em operação do Brasil, seguido por Goiás e Minas Gerais (Kimura, 2024).

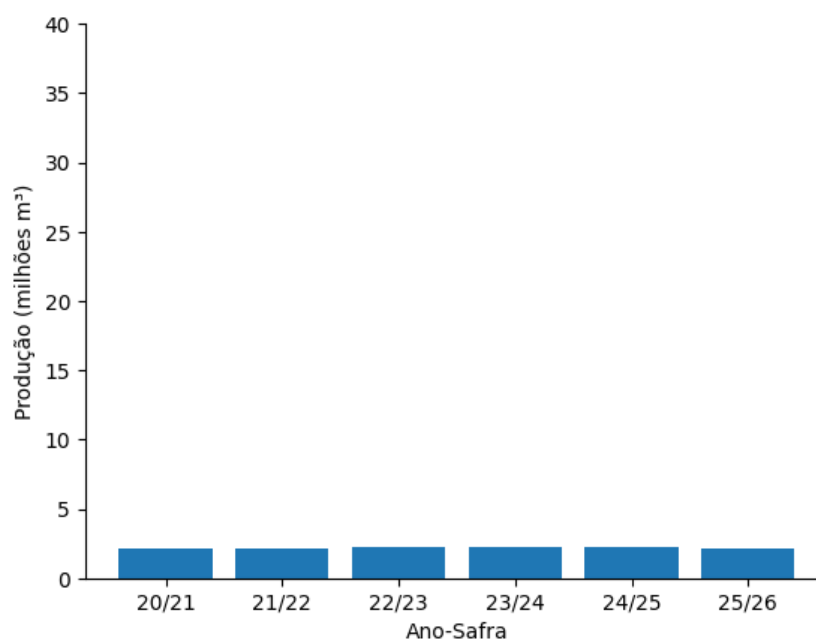
O Centro-Oeste apresenta uma peculiaridade, com crescimento recente na produção de etanol a partir do milho, especialmente por meio do sistema de segunda safra (safrinha), integrando a produção de grãos e biocombustíveis, com destaque para o estado do Mato Grosso. Essa produção, em terras que antes destinavam-se apenas à soja, é o exemplo do rápido crescimento da estratégia de matéria-prima para bioenergia de dupla safra no mundo atualmente, e provavelmente será a primeira aplicação de bioenergia com captura e armazenamento de carbono (BECCS) no Brasil (Neves, 2021).

É importante observar que apenas seis estados respondem por aproximadamente 90% da produção brasileira de etanol: São Paulo (SP), Goiás (GO), Minas Gerais (MG), Mato Grosso (MT), Mato Grosso do Sul (MS) e Paraná (PR) (Mello; Carvalho; Ogasawara, 2024).

A Figura 11 apresenta um resumo da produção percentual de etanol por região, evidenciando a elevada concentração da produção no Centro-Sul, que reúne a maior parte das usinas em operação, bem como as maiores capacidades industriais do setor. A Figura 12 apresenta a produção real de etanol nas Regiões Norte e Nordeste, que, embora representem uma parcela menor da produção nacional quando comparadas ao Centro-Sul, refletem limitações agroclimáticas e/ou estruturais. Ainda assim, assim, a presença de polos regionais de produção de etanol nessas regiões pode configurar fontes pontuais de CO₂ biogênico a serem consideradas em análises de viabilidade técnica para projetos de BECCS

Figura 11. Produção de Etanol - Região Centro Sul

Fonte: Elaborado pela autora com base no MAPA (2026).

Figura 12. Produção de Etanol – Região Norte-Nordeste

Fonte: Elaborado pela autora com base em MAPA (2026).

A infraestrutura consolidada de armazenamento e tancagem de etanol no Brasil, especialmente devido à concentração de destilarias nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, representa um caminho facilitado para implementação de BECCS, uma vez que essas instalações já dispõem, ao menos, da infraestrutura logística necessária para a integração de sistemas de captura de carbono (Santos *et al.*, 2023).

O desafio logístico surge da sazonalidade da produção e da necessidade de transportar o etanol dos locais de produção para as redes de distribuição e revenda (Mello; Carvalho; Ogasawara, 2024).

2.5 CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CARBONO

2.5.1 Tecnologias de CCS

As tecnologias CCS compreendem processos que permitem capturar, transportar e armazenar o CO₂ emitido por atividades industriais e de geração de energia. Aplicada em diferentes setores, essas tecnologias podem oferecer soluções viáveis para reduzir as emissões de CO₂, contribuindo para a mitigação das mudanças climáticas e permitindo a transição para uma economia de baixo carbono. A cadeia de valor do CCS começa com a captura de carbono em fontes fixas de emissões, diretamente da atmosfera, ou por meio da bioenergia com captura e armazenamento de carbono, que combina a utilização de biomassa para geração de energia (etanol, biogás e bioeletricidade), com a captura de CO₂, permitindo a remoção líquida de carbono da atmosfera, a depender do ciclo de vida do processo analisado (CNI, 2024).

O termo CCS é geralmente utilizado para designar um conjunto de tecnologias voltadas à captura e ao armazenamento geológico do CO₂, enquanto CCUS refere-se às abordagens que incluem o uso do carbono capturado. No caso da bioenergia, o BECCS constitui uma subcategoria do CCS, caracterizada pela captura de CO₂ de origem biogênica, com potencial de gerar emissões líquidas negativas quando avaliada ao longo de todo o ciclo de vida do sistema, embora o CO₂ capturado possa ser utilizado para outras finalidades, como indústrias de refrigerantes, produção de biocombustíveis de algas (etanol de terceira geração), fármacos, combustíveis sintéticos (*e-fuels*) e produção agrícola em estufas (IPCC, 2022).

O CCS via captura direta do ar via é conhecido como DACCS (*Direct Air Capture and Storage*) ou DAC (*Direct Air Capture*), tecnologia recente, ainda de alto custo e elevada demanda energética, que consiste em aspirar o ar em ambientes abertos e separar o CO₂ dos demais componentes por processos químicos, normalmente com uso de solventes. Apesar de sua importância e potencial, este trabalho foca especificamente na tecnologia BECCS (IPCC, 2022).

O carbono pode ser estocado de diversas formas. Uma delas é por meio da Recuperação Avançada de Petróleo (EOR, do inglês *Enhanced Oil Recovery*). Na maioria dos reservatórios de petróleo localizados em áreas subterrâneas profundas, a água, gases ou solventes são injetados com a finalidade de deslocar o petróleo, processo no qual pelo menos 50% do óleo não é retirado do reservatório. Uma recuperação adicional pode ser obtida através da injeção de CO₂, que desloca e dissolve o óleo remanescente (*Blunt et al., 1993*). A combinação de CCS e EOR permite a redução de emissões por meio do sequestro geológico, ao mesmo tempo que gera receitas adicionais devido ao aumento da produção de petróleo como resultado de reinjeção via EOR (*Guo et al., 2020*).

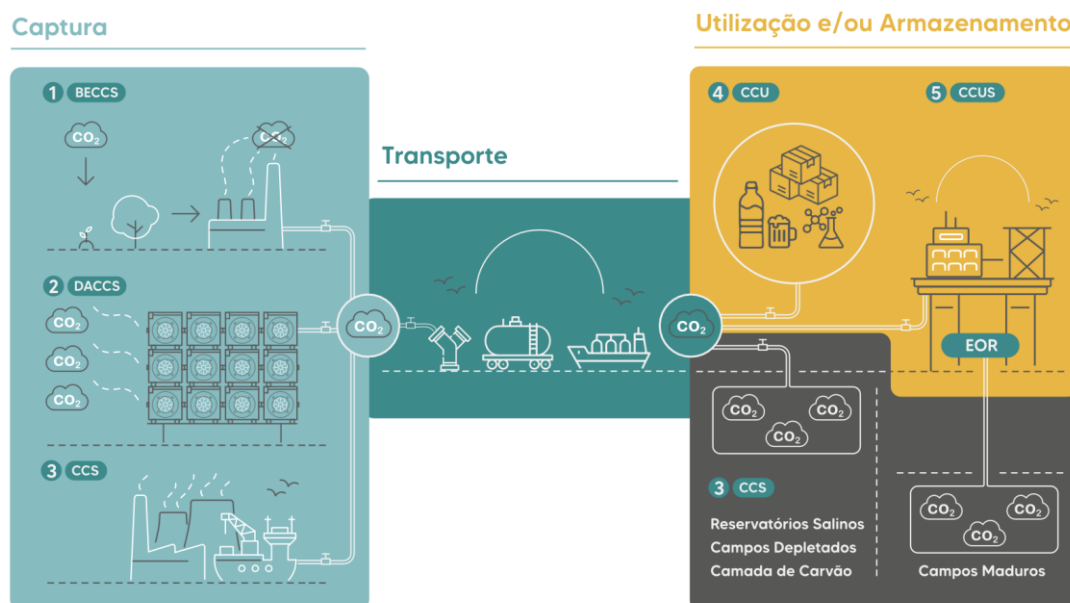
No entanto, *Gasos et al. (2025)* demonstram que essa tecnologia não viabilizaria a produção de petróleo carbono-neutro, observando que apenas 30% dos projetos produziram petróleo carbono-neutro com o uso de EOR, e alertam que seu emprego pode, de uma certa forma, perpetuar a produção de combustíveis fósseis, comprometendo metas climáticas em curso. Embora o EOR possa contribuir para o sequestro geológico de CO₂ em termos físicos, sua contribuição climática líquida é considerada controversa, pois inclui a expansão da produção de petróleo induzida pelo processo, evidenciando a necessidade de critérios rigorosos de contabilização de emissões e avaliação do ciclo de vida

A escolha e adequação de uma tecnologia de captura depende de diversos fatores, incluindo a composição de CO₂, os gases de combustão de alimentação, tipo de captura, desempenho e custo. A absorção é a tecnologia mais madura para captura de CO₂ pós-combustão de usinas de energia, baseada no solvente monoetanolamina (MEA) (*Hasan et al., 2015*). A captura de CO₂ por adsorção é uma tecnologia promissora, sendo os principais adsorventes para separação de CO₂ sílica ou zeólitas microporosas, materiais carbonáceos ativados e estruturas metalorgânicas (MOFs). Um desafio fundamental na adsorção é que nem todos os adsorventes apresentam desempenho semelhante (*Hasan et al., 2015*). Membranas constituem outra opção, menos popular, para captura de CO₂ pós-combustão, principalmente devido aos custos associados à compressão do gás de alimentação para separação eficiente de CO₂ (*Hasan et al., 2015*).

As principais rotas de captura de CO₂, aplicadas sobretudo a processos industriais, são:

- a) Captura pós-combustão: nesse método, o CO_2 é removido dos gases de combustão após a queima de combustíveis fósseis em usinas de energia ou processos industriais, sendo separado por meio de solventes químicos, como aminas (CNI, 2024);
- b) Captura pré-combustão: utilizada principalmente em processos de gaseificação e em plantas de produção de hidrogênio a partir de fontes fósseis, onde o combustível é convertido em gás de síntese (H_2 e CO) antes da combustão, e o CO_2 é removido antes da queima (CNI, 2024);
- c) Captura oxicomustão: nesse processo, o combustível é queimado em uma mistura de oxigênio puro em vez de ar, resultando em uma corrente de gases de combustão rica em CO_2 e água, facilitando a captura. Apesar da eficiência relativamente alta na separação do CO_2 , os custos de separação e compressão do oxigênio são desafiadores (CNI, 2024). Com a melhoria dos processos de produção de hidrogênio via eletrólise, em tese, poderá haver a oferta significativa de oxigênio puro para esse processo.
- d) Captura de processos fermentativos: nesse processo, o CO_2 é gerado em correntes gasosas praticamente puras durante a fermentação aeróbica de substâncias orgânicas. Essa pureza reduz os custos de separação química, tornando mais viável comercialmente a captura via CCS (U.S. Department of Energy *et al.*, 2018). Estudos indicam que a captura do CO_2 da fermentação pode resultar em remoções da ordem de $30 \text{ gCO}_2/\text{MJ}$ de etanol produzido, sendo suficiente, em determinados arranjos produtivos, para converter o etanol de cana-de-açúcar em um combustível de intensidade de carbono negativa, desde que as emissões residuais do ciclo produtivo sejam controladas corretamente por meio de Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) (Kimura, 2024).

O BECCS tem se mostrado, portanto, como uma das oportunidades tecnológicas promissoras para mitigação das mudanças climáticas, com potencial para remoção líquida de CO_2 da atmosfera, e encontra-se representado para fins de ilustração na Figura 13, juntamente com as demais rotas tecnológicas de valor do CCS.

Figura 13. Rotas Tecnológicas da Cadeia de Valor de CCS

Fonte: Associação CCS Brasil (2023).

2.5.2 Tecnologia BECCS

A literatura científica reconhece o BECCS como uma das poucas tecnologias capazes de promover remoção líquida de CO₂ da atmosfera, ao integrar a absorção de CO₂ durante o crescimento da biomassa com a captura e o armazenamento geológico do carbono liberado em processos industriais ou energéticos (IPCC, 2022). Por esse motivo, o BECCS tem se diferenciado de estratégias voltadas exclusivamente à mitigação de emissões, demandando, consequentemente, arcabouços regulatórios e mecanismos de remuneração específicos (IPCC, 2022).

Uma das mais relevantes fontes de emissão de carbono ocorre durante a fermentação de açúcares para a produção de etanol. A fermentação do açúcar produz como produto principal o etanol de primeira geração, e havendo também a produção de gás carbônico de alta pureza e qualidade, como produto secundário, segundo a reação em que a Glicose é quebrada e transformada em 2 moléculas de Etanol e 2 de CO₂. Ressalta-se que essa fonte de CO₂ se classifica como biogênica, isto é, não é proveniente de combustíveis fósseis, mas sim da absorção de CO₂ da atmosfera durante o crescimento de biomassa (Amadio *et al.*, 2023).

Na fase de fermentação são geradas correntes de CO₂ de alta pureza, tornando o setor atrativo para a implementação de tecnologias BECCS, com custos inferiores

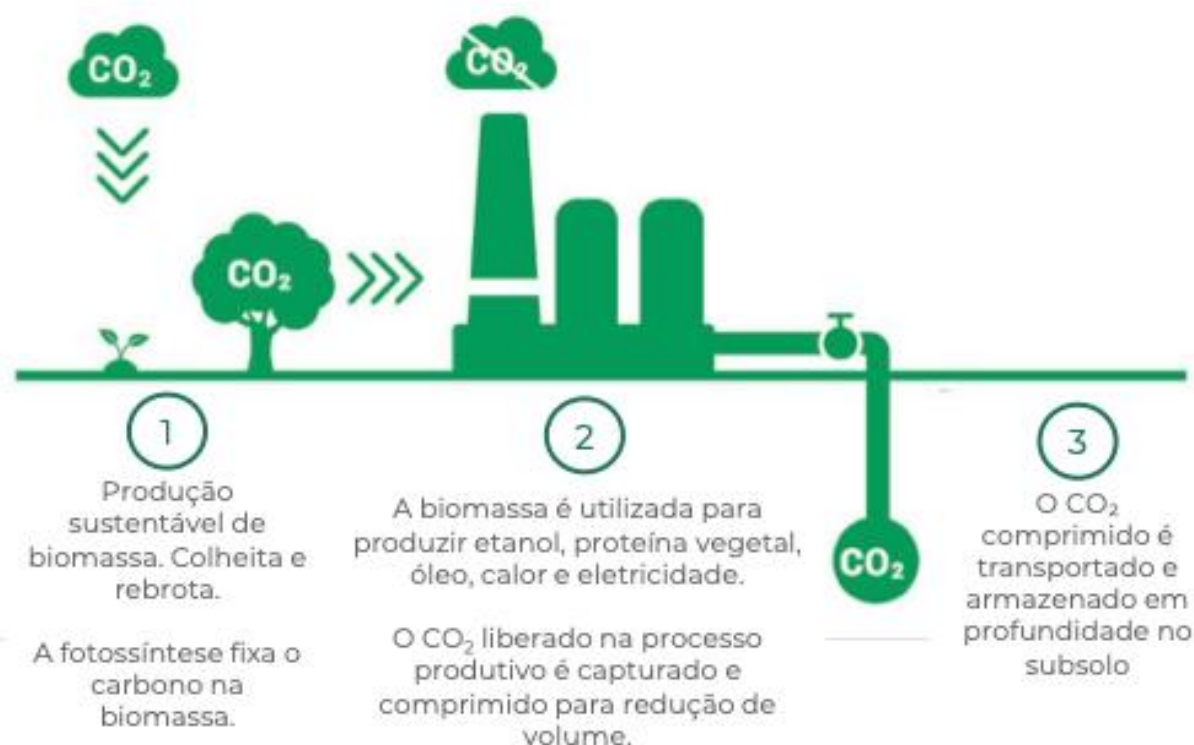
aos de outras fontes industriais, cujo processo de captura é mais complexo, podendo envolver apenas desidratação e compressão (Michaels *et al.*, 2023), de modo que sua captura e armazenamento podem resultar na remoção líquida de CO₂ atmosférico.

Uma vez capturado e purificado, o CO₂ pode ser comprimido e transportado por diferentes modais, como gasodutos, navios ou transporte rodoviário, até locais adequados para injeção e armazenamento geológico, incluindo aquíferos salinos profundos e campos de petróleo e gás depletados, ou ainda direcionado a usos industriais específicos (CNI, 2024). No entanto, conforme destacado por Silveira, Costa e Santos (2023), a viabilidade dessas rotas depende da logística territorial, da proximidade entre fontes emissoras e sítios de armazenamento e da maturidade do arcabouço regulatório. Assim, embora o BECCS se destaque como uma opção relevante para estratégias de mitigação e remoção de carbono, especialmente em países com elevada participação da bioenergia em sua matriz energética, seu potencial efetivo está diretamente associado à superação de desafios logísticos, regulatórios e institucionais (Silveira, 2023; CNI, 2024).

As tecnologias de captura de CO₂ são necessárias e potencialmente importantes para fazer enfrentar o crescente aumento dos GEE e suas consequências prejudiciais para o planeta. Alguns autores brasileiros destacam que o potencial do BECCS depende de um conjunto de condicionantes técnicos, econômicos e institucionais, incluindo a disponibilidade de biomassa de baixo carbono, a capacidade de integração com cadeias produtivas existentes e, sobretudo, a existência de infraestrutura adequada para transporte e armazenamento seguro do CO₂. De forma complementar, ressaltam que o BECCS deve ser compreendido como uma solução tecnológica, parte de um arranjo sistêmico de políticas públicas, no qual instrumentos regulatórios, mecanismos de precificação de carbono e incentivos econômicos desempenham papel central na viabilização de projetos (Silveira; Costa; Santos, 2023; Silveira, 2023).

A Figura 14 ilustra como a utilização do BECCS pelo setor sucroenergético pode transformar a bioenergia em uma tecnologia de emissões negativas, ressaltando que, para ser efetivamente classificado como negativo em carbono, o sistema deve capturar e armazenar mais CO₂ do que o emitido ao longo de toda a cadeia de produção, o que deve ser verificado por meio de Avaliação de Ciclo de Vida.

Figura 14. Produção de etanol com utilização de BECCS



Fonte: FS(2025)

A Figura 14 representa a cadeia simplificada de produção de etanol de milho integrada a um sistema BECCS, destacando o papel do processo fermentativo como fonte concentrada de CO₂ biogênico passível de captura.

No cenário sem captura, o CO₂ liberado na fermentação retorna integralmente à atmosfera, resultando em um balanço próximo à neutralidade biogênica, desde que consideradas apenas as emissões diretas do processo. Contudo, quando integrado ao sistema BECCS, esse CO₂ pode ser permanentemente removido da atmosfera. Segundo o IPCC (2022), o BECCS pode resultar em emissões líquidas negativas, desde que o armazenamento seja efetivo e que as emissões associadas ao cultivo, transporte, compressão e infraestrutura sejam devidamente contabilizadas.

Na indústria do etanol, essa abordagem não apenas contribui para metas de descarbonização, mas também pode fortalecer a posição do setor como parte da solução para a crise climática, especialmente no contexto brasileiro, que possui, além de forte base produtiva de etanol, potencial geológico favorável ao armazenamento de carbono.

2.5.3 Principais desafios para aplicação de BECCS na indústria do etanol

A aplicação de BECCS na indústria do etanol apresenta potencial de contribuição para a mitigação das mudanças climáticas, sobretudo por possibilitar a remoção líquida de CO₂ da atmosfera a partir de fontes biogênicas. No entanto, a implementação dessa tecnologia em escala comercial deve considerar desafios técnicos, econômicos, logísticos e institucionais. Segundo a EPE (2023), a viabilização do BECCS no setor sucroenergético brasileiro depende de superar alguns fatores, tais como:

- Demanda energética na compressão e na captura;
- Contabilização das emissões das cadeias da biomassa e do BECCS para efetivar emissões negativas;
- Assegurar que eventuais incentivos não pressionem a expansão da produção de biomassa, evitando impactos negativos, inclusive em termos de emissões;
- Desenvolvimento coordenado e compartilhamento da infraestrutura entre agentes;
- Escala e custo de projetos individuais;
- Sazonalidade na produção de biomassa e potencial ociosidade da infraestrutura;
- Garantia de remuneração direta via mercados de carbono ou programas direcionados.”

Do ponto de vista técnico-operacional, destacam-se a demanda energética adicional associada às etapas de captura e compressão do CO₂, bem como a necessidade de contabilização adequada das emissões ao longo de toda a cadeia produtiva da biomassa, condição indispensável à efetiva caracterização de emissões líquidas negativas (EPE, 2023).

A sazonalidade inerente à produção de biomassa no setor sucroenergético, também resulta em períodos de ociosidade da infraestrutura de BECCS, especialmente nas usinas de cana-de-açúcar, afetando a eficiência econômica dos investimentos realizados, embora essa sazonalidade não se aplique para o etanol de milho (EPE, 2023).

Do ponto de vista logístico e territorial, a viabilização do BECCS demanda o desenvolvimento coordenado e compartilhamento de infraestrutura entre diferentes agentes, sobretudo no que se refere ao transporte e ao armazenamento geológico do CO₂. A dispersão espacial das unidades produtoras de etanol e a distância em relação a formações geológicas adequadas impõem desafios adicionais, reforçando a importância de arranjos cooperativos e planejamento integrado para a redução de custos e riscos (EPE, 2024).

Sob a perspectiva econômica e institucional, a literatura nacional evidencia que, apesar do elevado potencial técnico do BECCS no setor sucroenergético, sua implementação em larga escala permanece limitada pela ausência de sinais econômicos claros para a valorização das remoções líquidas de carbono. Estudos de viabilidade indicam que, nas condições atuais de mercado e de políticas públicas, projetos de BECCS na fermentação do etanol apresentam retorno econômico negativo, tornando necessária a criação de mecanismos específicos de remuneração, como preços diferenciados para carbono negativo, subsídios governamentais ou a integração com mercados regulados e setoriais (Kimura, 2024).

Adicionalmente, a natureza econômica do BECCS como um serviço ambiental de caráter coletivo constitui uma barreira à sua difusão via mecanismos de mercado tradicionais. Nesse contexto, a atuação do Estado por meio de instrumentos de política ambiental – incluindo incentivos econômicos, licenças negociáveis e políticas de comando e controle – é fundamental para viabilizar a instalação de projetos e garantir sua eficácia ambiental e econômica ao longo do tempo (Silveira, 2023; Kimura, 2024).

Por fim, a literatura alerta para a necessidade de assegurar que eventuais incentivos à expansão do BECCS não resultem em pressões indesejadas sobre o uso da terra e a produção de biomassa, com impactos ambientais e sociais adversos, reforçando a importância de critérios de sustentabilidade e governança robustos no desenho das políticas públicas associadas a essa tecnologia (EPE, 2023).

2.6 RESERVATÓRIOS PARA ARMAZENAMENTO DE CO₂

O armazenamento geológico de CO₂ constitui uma estratégia fundamental para a mitigação das emissões de GEE e integra o conjunto de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS, CCUS e BECCS). As primeiras pesquisas e testes

de armazenamento em pequena escala remontam à década de 1970, e a aplicação industrial do armazenamento geológico de CO₂ ganhou força a partir da década de 1990, com a implantação de projetos pioneiros, entre os quais se destaca o campo de Sleipner, no Mar do Norte (EPE, 2024).

O projeto Sleipner envolve a separação do CO₂ do gás natural produzido *offshore* (em mar) e sua reinjeção em um aquífero salino profundo, associado à indústria de petróleo e gás. É amplamente reconhecido como a primeira experiência industrial dedicada ao armazenamento geológico permanente de CO₂, tendo capturado e armazenado aproximadamente 17 milhões de toneladas de CO₂ em uma formação de arenito desde o início de sua operação, demonstrando a viabilidade técnica e a segurança do armazenamento a longo prazo (OECD/IEA, 2015).

A seleção de sítios geológicos adequados para o armazenamento permanente de CO₂ constitui uma etapa crítica na avaliação técnica, econômica e ambiental de projetos de BECCS. Segundo a EPE (2024), os principais tipos de reservatórios geológicos investigados incluem: reservatórios de óleo e gás (ativos e depletados), aquíferos salinos profundos, jazidas de carvão não mineráveis, folhelhos ricos em matéria orgânica e rochas vulcânicas básicas. No contexto do setor sucroenergético brasileiro, os aquíferos salinos profundos destacam-se como os sítios de maior relevância técnica e potencial de armazenamento.

Os reservatórios salinos são formações geológicas capazes de armazenar fluidos em seus poros devido a características como tamanho dos grãos minerais, grau de seleção sedimentar e presença de fraturas, que conferem porosidade, refletindo o espaço disponível para o acúmulo de fluidos, e permeabilidade, que permite a facilidade de escoamento dos fluidos no meio poroso. Essas formações são compostas predominantemente por rochas sedimentares, como arenitos e carbonatos, embora rochas vulcânicas ou metamórficas fraturadas, com porosidade secundária, também possam apresentar potencial de armazenamento (EPE, 2024).

Os aquíferos salinos aptos ao armazenamento de CO₂ localizam-se a profundidades superiores às dos aquíferos com águas potáveis e contêm águas com elevado teor de salinidade, o que inviabiliza técnica e economicamente seu uso para abastecimento humano. Essa característica explica, em parte, o menor interesse histórico no mapeamento detalhado dessas formações, que passam a assumir relevância estratégica no contexto das tecnologias de armazenamento geológico de carbono (EPE, 2024).

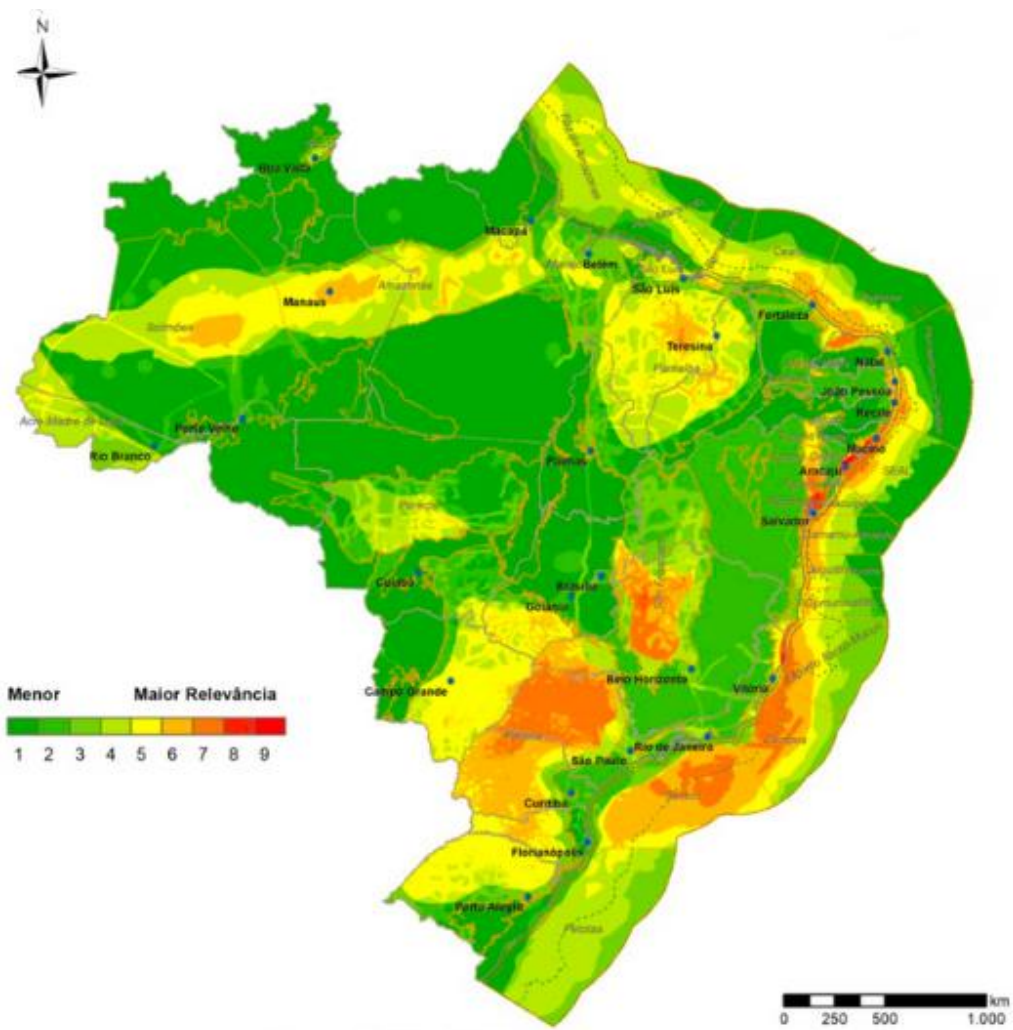
De acordo com a EPE (2024), os requisitos mínimos que um reservatório geológico deve atender para o armazenamento permanente de CO₂ incluem:

- Dimensão adequada – permitindo comportar o armazenamento dos volumes planejados sem comprometer a integridade do sistema;
- Porosidade e permeabilidade – que permitem a injeção do CO₂ em taxas compatíveis com os objetivos de remoção de carbono; e
- Profundidade – são usualmente considerados apenas reservatórios situados a mais de 800 metros, profundidade a partir da qual o CO₂ se encontra em estado supercrítico, combinando elevada densidade com baixa viscosidade, favorecendo sua injeção e armazenamento.

A caracterização do sistema geológico deve abranger, ainda, a análise da pressão *in situ*, temperatura, salinidade, pressão capilar e propriedades mecânicas das rochas. Um elemento essencial para a segurança do armazenamento é a presença de pelo menos uma camada de rocha selante de baixa permeabilidade, usualmente representada por folhelhos ou evaporitos, capaz de impedir a migração do CO₂ para camadas superiores.

A EPE (2024) destaca ainda que a afinidade do CO₂ com a matéria orgânica favorece sua adsorção em camadas de folhelhos e carvão, contribuindo para a estabilidade do armazenamento. A escolha criteriosa dos sítios de armazenamento geológico é determinante para a viabilidade técnica, econômica e ambiental de projetos de BECCS, e na Figura 16 pode-se observar o mapeamento das principais áreas de interesse para armazenamento geológico de carbono no Brasil, conforme ranqueamento elaborado pela EPE (2024), constituindo referência fundamental para análises espaciais e estratégicas voltadas à implantação dessa tecnologia no país.

Figura 15. Mapeamento de Áreas Relevantes para Armazenamento de Carbono



Fonte: EPE (2024).

2.7 TRANSPORTE DE CO₂

À medida que as tecnologias de CCS e BECCS passaram a ser consideradas opções relevantes para a descarbonização de setores industriais e energéticos, o desenvolvimento de infraestrutura integrada e compartilhada de transporte e armazenamento de CO₂ tornou-se um elemento central para desenvolvedores de projetos e formuladores de políticas públicas (Global CCS Institute, 2022).

Em escala comercial, o transporte de CO₂ é realizado predominantemente por carbodutos (dutos *onshore* e *offshore*), transporte marítimo especializado ou combinações desses modais (MCTI, 2017). Existe ainda a alternativa do transporte rodoviário, que apresenta custos operacionais elevados, além de emissões associadas relevantes, especialmente em longas distâncias. No entanto, pode representar um papel importante em fases iniciais de projetos, por meio de arranjos de curta distância ou como solução transitória, ao reduzir investimentos iniciais e prazos de implementação quando comparados à construção de infraestruturas dedicadas de dutos (EPE, 2025).

Para grandes volumes e horizontes de longo prazo, os carbodutos são amplamente reconhecidos como alternativas robustas e economicamente eficientes para o escoamento de CO₂ comprimido, embora modais alternativos, como o transporte rodoviário, ferroviário ou marítimo, possam ser adequados em situações específicas. Esses sistemas apresentam limitações técnicas, econômicas e regulatórias quando comparados à implantação de dutos dedicados, especialmente no que se refere à segurança operacional, à previsibilidade de custos e à viabilidade em larga escala (Global CCS Institute, 2022). Além da eficiência operacional, a existência de uma malha de dutos permite a integração de múltiplas fontes emissoras, conectando usinas de etanol a diferentes locais de armazenamento geológico. Essa integração pode ocorrer tanto por meio do reaproveitamento de faixas de servidão de gasodutos existentes, mediante avaliação técnica prévia, quanto pela implantação de carbodutos de fins específicos. Nesse contexto, a literatura destaca a importância do desenvolvimento de *clusters* regionais de BECCS, que concentrem captura, transporte e armazenamento de CO₂ em uma cadeia integrada, potencializando economias de escala, reduzindo custos unitários e compartilhando riscos entre diferentes agentes (Schippers; Massol, 2022; Pereira *et al.*, 2025).

No caso brasileiro, a infraestrutura de dutos e rodovias encontra-se concentrada sobretudo na faixa litorânea, especialmente nas regiões Sudeste, Sul e Nordeste. A reutilização de gasodutos existentes para o transporte de CO₂ exige avaliações específicas quanto à compatibilidade dos materiais, em função do comportamento termodinâmico do CO₂ e de seu potencial corrosivo, o que pode demandar adaptações tecnológicas ou a construção de novas infraestruturas dedicadas (EPE, 2024).

A ausência de um arcabouço normativo específico para o transporte de CO₂, que considere suas particularidades técnicas, jurídicas e ambientais, constitui uma das principais barreiras à expansão do BECCS no país, apesar do elevado potencial geológico e industrial disponível (Pereira *et al.*, 2025).

Um mesmo carboduto pode coletar CO₂ proveniente de múltiplas fontes, sejam elas biogênicas ou fósseis, reforçando a relevância de sistemas de certificação compatíveis com essa lógica de compartilhamento de infraestrutura. Para fins de mercado de carbono e verificação, sistemas de certificação baseados em volume permitem tratar o CO₂ como um insumo fungível do ponto de vista econômico. Esse princípio é semelhante ao adotado em mercados de gás natural, nos quais a injeção e a retirada do produto são contabilizadas volumetricamente, independentemente da origem física das moléculas.

Segundo Levihn *et al.* (2019), esse modelo, conhecido como *book and claim*, possibilita a rastreabilidade e a comercialização desacopladas do fluxo físico, oferecendo flexibilidade operacional e redução de custos de transação. Essa adoção de mecanismos de certificação volumétrica é particularmente relevante para projetos de BECCS estruturados em *clusters*, pois viabiliza o compartilhamento de infraestrutura de transporte e armazenamento entre múltiplos emissores, favorecendo economias de escala e ampliando a viabilidade econômica de projetos de remoção de carbono em larga escala (Levihn *et al.*, 2019).

O Quadro 3 apresenta um resumo dos principais modais de transporte de CO₂ e, de forma genérica, suas principais características técnicas e econômicas, elaborado a partir das seguintes referências: Global CCS Institute (2022), MCTI (2017), EPE (2024; 2025) e Pereira *et al.* (2025).

Quadro 3. Quadro Comparativo entre Transportes possíveis para CO₂ em BECCS

Modal de Transporte	Escala Viável	CAPEX (relativo)	OPEX (relativo)	Horizonte Temporal	Flexibilidade Operacional	Emissões Associadas	Adequação ao BECCS	Observações Técnicas / Nota Metodológica
Carbodutos (onshore offshore)	Grande escala ($\geq$ MtCO ₂ /ano)	Alto	Baixo	Longo prazo	Baixa	Muito baixas	Alta	Modal dominante para grandes volumes de CO ₂ ; alto CAPEX inicial compensado por baixo custo unitário no longo prazo; essencial para clusters de CCS/BECCS.
Navios	Média a grande escala	Médio	Médio	Médio a longo prazo	Média	Baixas	Média	Adequado para rotas marítimas e armazenamento offshore ou transfronteiriço; maior flexibilidade que dutos, porém com menor previsibilidade econômica.
Rodoviário	Pequena escala	Baixo	Alto	Curto prazo	Alta	Altas	Baixa	Aplicável em curta distância ou fase inicial de projetos; não viável estruturalmente para BECCS em larga escala devido a custos e emissões associadas.
Ferroviário	Pequena a média escala	Médio	Médio	Curto a médio prazo	Média	Médias	Baixa a média	Modal pouco explorado para CO ₂ ; dependente da malha existente; não priorizado na literatura para CCS/BECCS.

Fonte: Elaborado pela autora, a partir de Global CCS Institute (2022); MCTI (2017); EPE (2024; 2025); Schippers e Massol (2022); Pereira *et al.* (2025).

Experiências internacionais reforçam a importância da infraestrutura de transporte integrada para o avanço do BECCS. Conforme observado por Schippers e Massol (2022), a ausência de infraestrutura compartilhada de transporte de CO₂ pode resultar no bloqueio de projetos industriais, comprometendo o atingimento de metas climáticas.

No caso da Suécia, destacam-se iniciativas que já incorporam soluções para o transporte de CO₂ até os locais de armazenamento, como os projetos em Helsingborg, Lysekil e Södertälje, que adotam arranjos baseados em dutos e infraestrutura compartilhada, evidenciando o papel central dos *clusters* para a descarbonização industrial em escala regional, que se encontram resumidamente apresentados para fins ilustrativos no Quadro 4 (Carbon Capture Journal, 2025; PREEM, 2025; Offshore Energy, 2025).

Quadro 4. Iniciativas que incorporam soluções para o transporte de CO₂ até locais de armazenamento

Projeto / Localização	Instalação / Setor	Capacidade de Captura (tCO ₂ /ano)	Modal de Transporte de CO ₂	Destino do CO ₂	Arranjo de Infraestrutura
Helsingborg (Suécia)	Planta Filbörnaverket (tratamento de resíduos/energia)	≈ 200.000	Gasoduto	Armazenamento geológico subterrâneo	Infraestrutura dedicada regional
Lysekil (Suécia)	Refinaria PREEM	≈ 500.000	Gasoduto	Armazenamento geológico offshore (fundo do mar)	Integração refinaria–armazenamento offshore
Södertälje / Região de Mälardalen (Suécia)	Porto e múltiplas fontes industriais	Não informado	Gasodutos	Armazenamento geológico subterrâneo	Infraestrutura aberta e compartilhada (cluster)

Fonte: Elaborado pela autora a partir de Carbon Capture Journal (2025), PREEM (2025) e Offshore-Energy.biz (2025)

Além desses projetos, destaca-se o empreendimento da Summit Carbon Solutions para a estruturação de infraestrutura integrada de transporte e armazenamento de CO₂ biogênico nos Estados Unidos. Conforme apresentado pela EPE (2024), o empreendimento prevê a construção de mais de 4.000 km de carbidutos para coleta e transporte de CO₂, a ser capturado em 57 usinas de etanol (majoritariamente de milho) distribuídas em cinco estados norte-americanos (Iowa, Minnesota, South Dakota, North Dakota e Nebraska), com distância máxima entre a usina e o carbiduto principal de aproximadamente 300 km. O CO₂ será injetado em reservatórios geológicos localizados no estado da Dakota do Norte, em um sistema projetado para operar com capacidade de até 18,5 MtCO₂/ano, com previsão de conclusão das obras em 2027.

O modelo de negócios adotado é baseado em hubs de captura, com operador central responsável pela coleta do CO₂ em diferentes pontos, permitindo ganhos significativos de escala e compartilhamento de riscos e sendo frequentemente citado como referência para a aplicação de BECCS em regiões com elevada concentração geográfica de fontes biogênicas de CO₂ (EPE, 2024).

Figura 16. Carboduto previsto para o projeto da Summit Carbon, nos EUA



Fonte: EPE (2024).

A Figura 16 ilustra a lógica territorial e logística do Projeto da Summit Carbon Solutions, evidenciando um sistema integrado de carodutos em arranjo do tipo *hub-and-spoke*, no qual múltiplos pontos de captura de CO₂ biogênico, majoritariamente associados a usinas de etanol de milho, convergem para um eixo principal de transporte com destino ao reservatório geológico localizado no estado de North Dakota. É perceptível a elevada densidade de pontos de captura nos estados de Iowa, Minnesota, South Dakota e Nebraska, regiões caracterizadas por forte concentração da indústria de etanol, o que reforça a racionalidade locacional do projeto. A configuração espacial proposta demonstra como a proximidade geográfica entre fontes emissoras homogêneas permite o compartilhamento de infraestrutura de transporte, reduzindo custos unitários e viabilizando economias de escala na implementação do CCS/BECCS. A Figura 16 evidencia ainda que a infraestrutura foi

concebida para operar em escala regional e interestadual, superando limitações típicas de projetos isolados e reforçando o papel dos carbodutos como elemento estruturante para o BECCS, demonstrando que a viabilidade técnica e econômica da captura de CO₂ biogênico em larga escala está diretamente associada à existência de infraestrutura compartilhada de transporte e armazenamento, especialmente em contextos territoriais com elevada concentração de fontes emissoras, como ocorre no cinturão do etanol do Meio-Oeste norte-americano (EPE, 2024). Vale ainda observar que a Summit Carbon é sócia majoritária da usina de etanol da FS, que está instalando o primeiro projeto de BECCS no Brasil.

2.7.1 Gasodutos de transporte no Brasil

A infraestrutura de gasodutos no Brasil é composta por uma malha de gasodutos de transporte e de transferência, conectando as principais áreas produtoras, unidades de processamento, terminais de importação e centros consumidores.

A malha brasileira de transporte de gás natural é composta por 265 gasodutos de escoamento da produção, com extensão total de 4.564 km, e 146 gasodutos de transferência, que somam 1.765 km, perfazendo um total aproximado de 6.329 km de gasodutos de transporte em operação no país, desempenhando papel estratégico na integração energética regional, no suprimento industrial e termelétrico e na segurança energética brasileira (ANP, 2024).

A malha de gasodutos é um elemento estruturante do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN) e desempenha papel estratégico na integração entre oferta e demanda regional de gás. De acordo com o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG) 2024, elaborado pela EPE (2024), a malha nacional compreende gasodutos em operação, empreendimentos em construção e alternativas indicativas de expansão resultantes de estudos prospectivos de mercado. O relatório distingue claramente três categorias de infraestrutura: (i) gasodutos em operação, que compõem a malha efetivamente integrada ao STGN; (ii) projetos em fase de desenvolvimento ou construção, já autorizados e em diferentes estágios de maturidade; e (iii) alternativas indicativas de expansão, definidas a partir de cenários de oferta e demanda de gás natural e biometano, mas que ainda dependem de consolidação econômica e decisões empresariais (EPE, 2024). Essa distinção é

fundamental para análises territoriais, pois a simples representação cartográfica da malha não implica equivalência entre infraestrutura consolidada e corredores ainda prospectivos.

Segundo a EPE (2024), a metodologia do PIG parte da identificação de polos potenciais de crescimento da oferta, incluindo novas fronteiras de produção, terminais de GNL e biometano, e de centros de demanda industrial e termoeletrica. A partir dessa leitura territorial, são traçados corredores indicativos de interligação ao sistema existente, acompanhados de dimensionamento técnico e estimativas preliminares de investimento. Assim, o relatório não apenas descreve a malha atual, mas também sinaliza áreas com expectativa de desenvolvimento futuro da infraestrutura.

No que se refere à distribuição espacial, a malha operacional apresenta forte concentração nas regiões Sudeste e Nordeste, associada às principais bacias produtoras, polos industriais e terminais de regaseificação. Em contraste, extensas áreas do Centro-Oeste e do Norte apresentam baixa capilaridade ou ausência de gasodutos de transporte (EPE, 2024). O próprio PIG indica possibilidades de expansão voltadas à interiorização do gás natural, inclusive com integração de novas ofertas de biometano e conexões a sistemas isolados, sugerindo eixos potenciais de desenvolvimento em regiões atualmente menos atendidas. Essa configuração territorial, representada na Figura 22, evidencia que a infraestrutura de transporte de gás no Brasil é, ao mesmo tempo, consolidada em determinados eixos e prospectiva em outros.

A presença de corredores operacionais pode representar vantagem logística para empreendimentos que demandem infraestrutura linear paralela, como é o caso do transporte de CO₂. Por outro lado, a dependência de traçados ainda indicativos introduz incerteza adicional em análises de viabilidade territorial.

No contexto desta pesquisa, a proximidade a faixas marginais de gasodutos foi utilizada como *proxy* de corredor de infraestrutura, não como pressuposto de reaproveitamento direto da malha existente. A existência de servidões administrativas já consolidadas pode reduzir conflitos fundiários e conferir maior previsibilidade ao licenciamento ambiental de eventuais carbodutos paralelos. Contudo, a robustez dessa leitura depende do grau de maturidade da infraestrutura considerada, sendo distinta quando se trata de gasodutos operacionais ou de alternativas indicativas de expansão.

A alternativa dutoviária pode reduzir significativamente os custos de operação e as emissões associadas ao transporte de CO₂, especialmente em longas distâncias; entretanto, depende de uma infraestrutura atualmente inexistente no país, o que se traduz em um alto custo de investimento e maior tempo para implementação (EPE, 2025). Vale observar que o aproveitamento de faixas de gasoduto para instalação de novos dutos pode oferecer uma vantagem técnica e financeira para a proposição de carbodutos construídos em paralelo aos gasodutos convencionais pré-existentes, utilizados principalmente para o transporte de gás natural.

Conforme sinalizado pela EPE (2024), a rede brasileira de gasodutos de transporte não deve ser interpretada como estrutura estática, mas como um sistema em evolução, cuja expansão responde a dinâmicas de mercado, políticas públicas e decisões regulatórias. Para análises territoriais estratégicas, inclusive as relacionadas ao transporte de CO₂ no âmbito de projetos de BECCS, torna-se essencial distinguir entre infraestrutura existente, projetos autorizados e corredores apenas indicativos, evitando a superestimação da viabilidade logística em regiões onde a malha ainda não se encontra de fato consolidada.

2.8 POTENCIAL USO PARA O CO₂ CAPTURADO

Segundo Pereira *et al.* (2025), o principal uso econômico do CO₂ capturado no cenário atual permanece concentrado na recuperação avançada de petróleo (*Enhanced Oil Recovery* – EOR), na qual o CO₂ é injetado em reservatórios com o objetivo de aumentar a extração de hidrocarbonetos. Embora essa aplicação permita o armazenamento geológico de volumes relevantes de CO₂, seu enquadramento climático é questionável, uma vez que está associado à ampliação da produção de combustíveis fósseis.

Já as vendas diretas de CO₂ para outros usos industriais ocorrem, em geral, em escala limitada, e os mecanismos de precificação do carbono ainda se mostram insuficientes para viabilizar economicamente projetos de BECCS em larga escala, especialmente os voltados para a remoção líquida de carbono (Pereira *et al.*, 2025). Até 2020, a maior parte dos projetos de CCS em operação no mundo estava associada ao modelo de EOR, concentrando-se em regiões próximas a reservatórios de hidrocarbonetos, notadamente nos Estados Unidos, Canadá e Noruega (Global CCS Institute, 2020).

No contexto brasileiro, a CNI (2024) destaca que o país figura entre os líderes globais em operações de CCS em razão do projeto conduzido pela Petrobras no pré-sal, que constitui uma das maiores operações de CCS em escala global, baseada na reinjeção de CO₂ associada à própria produção de petróleo, com foco em EOR. Embora esse projeto demonstre capacidade técnica de captura e armazenamento geológico, sua contribuição para estratégias de BECCS e emissões líquidas negativas é limitada, uma vez que o CO₂ utilizado não é predominantemente de origem biogênica e a lógica do empreendimento permanece vinculada à expansão da produção de hidrocarbonetos (CNI, 2024).

A EPE (2025) aponta que rotas alternativas de utilização do CO₂, como a produção de combustíveis sintéticos, têm sido identificadas como promissoras, embora ainda se encontrem em estágio inicial de desenvolvimento. Esses processos envolvem reações químicas catalíticas entre CO₂ e hidrogênio e, quando o hidrogênio é produzido por eletrólise da água, resultam nos chamados e-combustíveis, como e-Metanol, e-SAF e e-Gasolina, cuja viabilidade depende de condições tecnológicas específicas e de elevados requisitos energéticos.

Além dos e-combustíveis, o CO₂ capturado pode ser utilizado em outros segmentos industriais, como a produção de ureia, a carbonatação de bebidas, a incorporação de carbonatos na produção de concreto e diferentes aplicações na indústria química, incluindo a produção de polímeros (EPE, 2025; Pereira *et al.*, 2025). Entretanto, essas aplicações, em geral, possuem escala limitada ou armazenamento temporário do carbono, restringindo sua contribuição efetiva para estratégias de remoção permanente de CO₂.

Assim, do ponto de vista climático, tais rotas se aproximam mais de abordagens de uso do carbono (CCU) do que de soluções estruturais de BECCS, reforçando a necessidade de direcionar políticas públicas e investimentos para aplicações que assegurem o armazenamento geológico permanente do CO₂ biogênico (Pereira *et al.*, 2025; EPE, 2025).

2.9 FORNECEDORES DE EQUIPAMENTOS PARA BECCS NA INDÚSTRIA DO ETANOL

O desenvolvimento e a implementação de projetos de BECCS na indústria do etanol dependem, de forma significativa, da disponibilidade de fornecedores capazes de oferecer tecnologias de captura de CO₂ maduras, escaláveis e adaptáveis a processos industriais existentes. Nesse contexto, o mercado internacional já dispõe de empresas com atuação relevante em tecnologias de captura aplicáveis a setores de difícil descarbonização (*hard-to-abate*), algumas das quais apresentam soluções potencialmente compatíveis com as características operacionais das usinas de etanol.

A seguir, destacam-se fornecedores identificados como relevantes, com base nas informações disponíveis:

a) SLB & Aker Carbon Capture (Joint Venture SLB-ACC JV) – Em 2024, a SLB (antiga Schlumberger) e a Aker Carbon Capture estabeleceram uma joint venture com o objetivo de acelerar a adoção de tecnologias de captura de carbono em setores industriais intensivos em emissões. A parceria combinou a experiência da SLB em engenharia de processos e execução de projetos industriais com o portfólio tecnológico da Aker Carbon Capture em captura de CO₂. Um exemplo concreto da atuação da joint venture é a contratação para a realização do FEED (Front End Engineering & Design) de uma planta de captura de carbono em uma fábrica de papel e celulose localizada na Costa do Golfo dos Estados Unidos, projetada para capturar aproximadamente 800 mil toneladas de CO₂ por ano (AKER, 2024). Embora o caso citado não esteja diretamente associado à indústria do etanol, ele evidencia a capacidade técnica do consórcio para projetos industriais de grande escala, potencialmente transferível a aplicações de etanol.

b) Honeywell UOP – Oferece soluções integradas para captura de carbono e é reconhecida como uma das líderes globais em tecnologias de captura de CO₂ em fontes pontuais. Seu portfólio tecnológico inclui o uso de solventes avançados, adsorventes sólidos, membranas e soluções criogênicas, que podem ser aplicadas tanto em *retrofits* de plantas existentes quanto em novas instalações industriais, tornando essas características potencialmente compatíveis com usinas de etanol que buscam incorporar sistemas de BECCS

sem alterações estruturais profundas em seus processos produtivos (HONEYWELL, 2023; 2024).

c) novoMOF – É uma *startup* suíça, *spin-off* do Paul Scherrer Institute (PSI), fundada em 2017, com foco no desenvolvimento, produção e comercialização de estruturas metal-orgânicas (MOFs – *Metal-Organic Frameworks*) para captura de CO₂, entre outras aplicações. Em 2025, a empresa captou cerca de CHF 4,4 milhões com o objetivo de escalar seus materiais de captura. Segundo informações divulgadas pela própria empresa, a meta é atingir a capacidade de captura de até 6 milhões de toneladas de CO₂ por ano até 2030, utilizando materiais baseados em MOFs (novoMOF, 2024). Apesar de ainda se tratar de uma tecnologia emergente, esse tipo de material tem sido apontado como promissor para aplicações em correntes gasosas de alta pureza, como aquelas provenientes da fermentação do etanol, característica central para os projetos de BECCS da indústria do etanol.

d) ICM – É uma empresa americana, especializada em tecnologias de biorrefino para produção de etanol e coprodutos, com atuação destacada no segmento de etanol de milho. A empresa foi identificada como potencial parceira tecnológica no projeto de CCS atualmente em desenvolvimento pela *FS Fuel Sustainability*, evidenciando sua inserção em iniciativas que buscam integrar a captura de CO₂ aos processos industriais existentes de produção de etanol. A experiência da ICM em engenharia de plantas sucroenergéticas e de etanol de milho representa um diferencial relevante para a adaptação de soluções de BECCS às especificidades operacionais desse setor (ICM, 2024).

2.10 REFERÊNCIAS DE PROJETOS DE BECCS EXISTENTES

2.10.1 Experiências internacionais

Existem alguns projetos de BECCS associados à indústria do etanol em operação ou em desenvolvimento no cenário internacional, que vêm sendo citados na literatura como referências para a captura e sequestro do carbono biogênico. Um dos exemplos mais relevantes é o projeto da *Summit Carbon Solutions*, nos Estados Unidos, já referenciado no item 2.7 desta dissertação. O gasoduto principal do empreendimento obteve licenciamento em 2024, representando um marco regulatório

relevante para a continuidade do projeto. Segundo informações disponíveis, a empresa já havia assegurado, em 2024, mais de 82% das servidões de passagem necessárias para a rota prevista até aquele momento (North Dakota Monitor, 2024). Ainda em 2024, a POET LLC, uma das maiores produtoras de bioetanol dos Estados Unidos, firmou parceria com a *Summit Carbon Solutions* com o objetivo de integrar suas unidades industriais ao sistema de captura, transporte e armazenamento de CO₂ proposto (POET, 2024). A POET informa institucionalmente que formalizou a parceria, integrando 17 de suas usinas ao projeto de BECCS, cujo conjunto poderá contribuir para a captura e armazenamento de cerca de 4,7 MtCO₂/ano, reforçando a escala e o potencial de ação climática do empreendimento (POET, 2024). Essa parceria sinaliza o interesse potencial que grandes produtores de etanol podem ter em soluções de descarbonização por meio de BECCS.

Embora não se trate de BECCS aplicado à indústria do etanol, o *Drax Bioenergy with Carbon Capture and Storage*, da empresa *Drax Power*, localizado no Reino Unido (Drax Group, 2018), é outro empreendimento comumente citado na literatura. Em 2024, o governo britânico autorizou a implantação de sistemas de captura pós-combustão em duas unidades geradoras movidas a biomassa, localizadas em Selby, North Yorkshire. A *Planning Inspectorate* descreve o projeto como capaz de capturar cerca de 95% das emissões de CO₂ dessas unidades, com potencial de captura de até 8 MtCO₂/ano, condicionado à efetiva implantação da infraestrutura associada de transporte e armazenamento geológico (Planning Inspectorate, 2023; United Kingdom, 2024). Consta que a referida empresa firmou acordos com 11 companhias para o desenvolvimento de projetos de remoção de CO₂ nos Estados Unidos, com investimento anunciado de US\$ 12,5 bilhões (Lynch, 2024; Majid, 2024).

Um exemplo internacional reconhecido pela aplicação de BECCS diretamente associada à indústria do etanol é o *Illinois Industrial Carbon Capture and Storage* (IL-CCS), vinculado à planta de etanol de milho da *Archer Daniels Midland* (ADM), localizada em Decatur, no estado de Illinois (EUA). O projeto foi concebido para capturar o CO₂ gerado durante o processo de fermentação do etanol, realizando sua compressão, desidratação e injeção em reservatórios salinos profundos, especificamente na formação geológica Mt. Simon Sandstone. Planejado para operar em escala industrial, o IL-CCS apresenta capacidade nominal da ordem de 1 MtCO₂/ano. De acordo com a ficha técnica elaborada pelo *Massachusetts Institute of Technology* (MIT), o empreendimento é considerado pioneiro em grande escala ao

integrar a captura de CO₂ biogênico proveniente da produção de etanol com seu armazenamento geológico permanente em aquíferos salinos profundos, configurando-se como uma referência internacional para projetos de BECCS no setor sucroenergético (MIT, 2016).

De modo geral, as experiências internacionais evidenciam que a viabilização do BECCS depende menos da maturidade isolada das tecnologias de captura e mais da articulação entre a escala industrial, questões territoriais, infraestrutura de transporte e arcabouço regulatório. Projetos como o da *Summit Carbon Solutions* demonstram o potencial de soluções em larga escala baseadas em *clusters* e redes integradas de captura e transporte de CO₂ associadas à indústria do etanol, ainda que enfrentem desafios significativos relacionados a licenciamento e, sobretudo, a servidões de passagem e aceitação social, além de apresentarem boas perspectivas.

Em sentido complementar, o IL-CCS, ao concentrar captura e armazenamento em um mesmo território, evidencia vantagens operacionais e institucionais decorrentes da proximidade entre fonte emissora e sítio geológico, configurando-se como um caso emblemático de BECCS aplicado ao etanol em arranjo espacialmente concentrado. Já o projeto Drax BECCS, embora não vinculado à produção de etanol, pode ampliar a compreensão sobre os requisitos técnicos, regulatórios e financeiros associados à implantação de sistemas de BECCS em escala comercial, sobretudo no que se refere à dependência de infraestrutura dedicada de transporte de CO₂ e armazenamento.

2.10.2 Experiências nacionais

O relatório da Confederação Nacional da Indústria (CNI, 2024) apresenta um conjunto de projetos nacionais em CCS e BECCS, em estudo e/ou em execução no Brasil, evidenciando que essas tecnologias ainda se encontram em estágio inicial de desenvolvimento, embora apresentem avanços pontuais relevantes. Entre os casos destacados, sobressai o projeto da *FS Fueling Sustainability*, no estado de Mato Grosso, voltado à aplicação de CCS associado à produção de etanol de milho (CNI, 2024), cuja relevância técnica, territorial e institucional justificou sua escolha como caso de estudo desta dissertação. O mesmo relatório destaca outras iniciativas nacionais relacionadas à captura e ao armazenamento de carbono, ainda que não diretamente enquadradas como BECCS aplicado à indústria do etanol. Entre elas,

menção-se o projeto da Associação Benéfica da Indústria de Carvão de Santa Catarina (SATC), com apoio da Eneva, que opera um projeto piloto de captura de carbono em uma usina termelétrica, bem como a iniciativa da Repsol Sinopec, em parceria com a PUC-RS, voltada ao desenvolvimento de tecnologias de Captura Direta do Ar, com estudos para armazenamento de CO₂ em rochas basálticas da Bacia do Paraná (CNI, 2024). O documento também registra os projetos conduzidos pelo Instituto SENAI de Inovação em Biomassa (ISI Biomassa), incluindo parcerias com a Anglo American, direcionadas à captura de CO₂ no setor de mineração, e com a Galp, voltadas à utilização do CO₂ capturado em processos industriais (CNI, 2024).

Embora não se trate especificamente de BECCS, mas sim de CCS aplicado a processos industriais e energéticos, a CNI (2024) informa ainda que a Petrobras anunciou estudos para o desenvolvimento de *clusters* e projetos-piloto de CCUS no estado do Rio de Janeiro, com foco na otimização de suas operações. O relatório aponta, adicionalmente, a assinatura de um Memorando de Entendimento entre a Petrobrás e a ArcelorMittal para a avaliação de modelos de negócios associados à economia de baixo carbono, incluindo a possibilidade de implantação de um *cluster* de CCS no Espírito Santo, bem como a continuidade dos esforços de mapeamento de reservatórios geológicos potencialmente aptos ao armazenamento de carbono em território nacional (CNI, 2024).

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Após essa breve revisão de literatura, apresentada no Capítulo 2, a fim de contextualizar os principais aspectos contemplados na pesquisa, apresenta-se a metodologia para responder às perguntas de pesquisa e alcançar os objetivos propostos. Para isso, foi considerada uma abordagem metodológica mista e abrangente, combinando métodos de coleta e análise de dados qualitativos e quantitativos, para a compreensão dos aspectos técnicos e regulatórios da captura de carbono no processo de produção de etanol no Brasil.

Segundo Creswell (2014), a pesquisa de métodos mistos constitui uma abordagem investigativa, na qual o pesquisador coleta tanto dados quantitativos quanto qualitativos, integrando-os para desenvolver interpretações baseadas em conjuntos de dados para uma melhor compreensão dos problemas investigados. A pesquisa possui características exploratória, descritiva e explicativa. Exploratória, pois investiga um tema emergente e relativamente novo no contexto brasileiro, explorando potenciais desafios e oportunidades ainda pouco conhecidos, a partir da aplicação de tecnologia BECCS em usinas de etanol. De acordo com Gil (2019), as pesquisas exploratórias são desenvolvidas com o objetivo de proporcionar uma visão geral sobre um determinado fato, especialmente quando o tema é pouco explorado.

Descritiva, pois considera o setor sucroenergético, a distribuição geográfica das usinas e marcos regulatórios e a logística de transporte e armazenamento de carbono, por meio de levantamento sistemático de dados para correlações, sem compromisso de explicar os fenômenos que descreve, embora sirva de base para tal explicação, o que, de acordo com Vergara (2016), define uma pesquisa descritiva. E, por fim, explicativa, pois busca compreender por que a captura e o armazenamento de carbono ainda não é uma realidade na indústria do etanol brasileiro, de modo a identificar fatores logísticos que possam dificultar ou viabilizar a adoção de BECCS pelo setor, esclarecendo fatores que possam contribuir, de alguma forma, para a ocorrência de um determinado fenômeno (Vergara, 2016). A seguir, se encontram apresentadas as atividades metodológicas realizadas.

3.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REGULATÓRIA

3.1.1 Revisão narrativa de literatura e levantamento de dados

O levantamento e a organização de dados secundários foram realizados contemplando dados históricos recentes do setor, posteriores ao Acordo de Paris, o que permitiu análises de tendências e incluindo dados oficiais de fontes governamentais e/ou setoriais, com o objetivo de caracterizar o setor sucroenergético brasileiro e seu potencial para captura de carbono, bem como realizar uma revisão da literatura científica e técnica. De acordo com Rother (2007), a revisão de literatura narrativa, que esta dissertação se propôs a realizar, é um tipo de revisão que descreve o desenvolvimento de um tema sob o ponto de vista teórico ou contextual, sem o uso de critérios sistemáticos e explícitos de busca, seleção e análise das fontes, sendo, portanto, mais ampla e menos reproduzível do que a revisão sistemática. Já a pesquisa documental, conforme Vergara (2016), foi realizada com base em documentos, como relatórios técnicos, produzidos por órgãos privados ou públicos.

No âmbito da organização da literatura, da sistematização textual preliminar e da padronização de referências, foram utilizadas ferramentas digitais de apoio, como o gerenciador de referências Zotero e a ferramenta de inteligência artificial generativa ChatGPT, com finalidades delimitadas e sob controle integral da autora.

O Zotero foi empregado para:

- Armazenar e organizar as referências bibliográficas;
- Importar dados diretamente de bases científicas;
- Padronizar das referências conforme normas ABNT;

Toda referência incluída na dissertação foi analisada pela autora, sendo o Zotero utilizado exclusivamente como instrumento de organização e formatação, e não como ferramenta de seleção automática de literatura.

A ferramenta ChatGPT foi utilizada apenas como apoio auxiliar nas seguintes atividades:

- Reorganização de trechos previamente redigidos;
- Sugestão de sínteses preliminares de textos selecionados;
- Geração de sugestões textuais;

- Reescrita crítica e adaptação manual pela autora;

Não foram incorporadas informações factuais, dados, citações ou interpretações sem verificação direta nas fontes primárias. A análise crítica, a validação das informações, a construção metodológica, a interpretação dos resultados e a redação final são de responsabilidade exclusiva da autora.

As ferramentas digitais foram utilizadas apenas como instrumentos de apoio organizacional e redacional, não substituindo a leitura crítica, a análise técnica ou o julgamento científico da pesquisadora.

3.1.2 Levantamento do arcabouço legal e regulatório

Foi realizado um levantamento exploratório do arcabouço legal aplicado à implementação de projetos de BECCS no Brasil, contemplando a legislação federal relacionada às políticas de clima, energia e biocombustíveis, bem como portarias, resoluções e normativas dos ministérios competentes, e regulamentações específicas da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Ministério de Minas e Energia (MME) e Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), além de políticas estaduais de incentivo à descarbonização e documentos institucionais correlatos, de modo a permitir a identificação de lacunas regulatórias e oportunidades para a criação de políticas públicas que viabilizem projetos de captura e monetização de carbono pelo setor.

O levantamento teve caráter descritivo e qualitativo, com o objetivo de mapear os principais instrumentos normativos vigentes, identificar entraves regulatórios relevantes e apontar oportunidades para o aprimoramento de políticas públicas voltadas à viabilização de projetos de BECCS no setor sucroenergético.

O marco jurídico do CCS no Brasil ainda carece de normas específicas, da definição de autoridade reguladora e de mecanismos claros de responsabilidade de longo prazo (Silva, 2022). Foi realizado, ainda, um breve levantamento sobre o mercado de carbono e sobre os mecanismos de precificação nacionais aplicáveis ao setor, como, por exemplo, o Programa RenovaBio e seu respectivo mercado de Créditos de Descarbonização, o Mercado Regulado de Carbono Brasileiro (Lei 15.042/2024) (Brasil, 2024) e mecanismos emergentes previstos no Artigo 6 do Acordo de Paris (COP26, Glasgow, 2021) (Way Carbon, 2021).

Esse levantamento possui caráter transversal nesta dissertação, sendo utilizado como base de análise para a estruturação e interpretação de todos os capítulos da dissertação, influenciando a discussão sobre os desafios e oportunidades da aplicação do BECCS na indústria do etanol brasileira.

3.2 QUANTIFICAÇÃO DO POTENCIAL DE CAPTURA DE CARBONO

A abordagem quantitativa é essencial para a pesquisa, uma vez que o objetivo envolve quantificar o potencial de captura de carbono pela indústria do etanol brasileira, estabelecendo relações causais entre variáveis técnicas e de mercado. Richardson (2017) destaca que a pesquisa quantitativa é caracterizada pelo emprego da quantificação tanto na modalidade de coleta de informações quanto no tratamento delas por meio de técnicas estatísticas. Foram avaliados, a partir de dados secundários, os potenciais de captura de carbono na produção de etanol a partir de duas diferentes matérias-primas: cana-de-açúcar e milho, permitindo uma avaliação sobre o potencial de contribuição para a mitigação das mudanças climáticas de cada uma das fontes.

Para a realização do cálculo da estimativa das emissões de CO₂ biogênico associadas ao processo fermentativo das usinas do setor sucroenergéticos, foi necessária a compatibilização entre duas bases de dados com mensurações de produção:

- Base da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024), que apresenta a capacidade nominal diária individualizada por usina (em m³/dia); e
- Base do Ministério da Agricultura e Pecuária (MAPA, 2026), que divulga a produção física efetiva por safra, agregada por macrorregião (Centro-Sul e Norte/Nordeste).

A planilha da EPE (2024), disponibilizada por meio do WebMapEPE, apresenta a capacidade nominal de produção de etanol para cada usina, expressa em metros cúbicos por dia. Para fins de comparação com a produção anual divulgada pelo MAPA (2026), essas capacidades diárias foram anualizadas por meio da multiplicação por 365 dias, resultando na capacidade nominal anual teórica de cada usina e agregadas por macrorregiões.

O MAPA (2026) publicou a produção real observada na safra 2024/2025, apontando volumes totais de etanol produzidos por macrorregião, sem desagregação por unidade industrial, enquanto a EPE (2024) apresenta a estrutura produtiva instalada (e em construção ou ampliação) com a estimativa de seu potencial máximo nominal. As usinas classificadas pela EPE (2024) como “em construção”, cuja estimativa de capacidade nominal produtiva, foram excluídas desse procedimento, uma vez que não contribuíram para a produção efetiva da safra 2024/2025 reportada pelo MAPA (2026). Dessa forma, a capacidade nominal anualizada utilizada no cálculo corresponde exclusivamente às usinas operacionais até o ano de 2024. Esse procedimento é compatível com abordagens de normalização utilizadas em análises energéticas e industriais, nas quais dados de capacidade instalada são ajustados por taxas médias de utilização para a obtenção de estimativas de produção efetiva quando não há desagregação primária disponível (IEA, 2005).

Vale ressaltar que este procedimento constitui uma aproximação metodológica, visto que a produção efetiva de cada usina é condicionada por especificidades operacionais, tecnológicas, logísticas e comerciais próprias, incluindo ainda outros fatores, como sistema e regime de moagem, paradas programadas para manutenção, o mix produtivo de açúcar e etanol, condições climáticas locais, entre outros. Assim, as estimativas aqui apresentadas representam uma média regional compatível com análises de caráter estratégico, territorial e/ou prospectivo, não devendo ser interpretadas como reprodução fidedigna do desempenho individual de cada usina. No contexto desta pesquisa, tal compatibilização foi fundamental para permitir a integração entre as bases produtivas, territoriais e geológicas, viabilizando a análise espacial do potencial de indicação de *clusters* de BECCS para o setor sucroenergético.

Para a quantificação do “potencial de captura” de CO₂ foram analisadas a capacidade instalada de usinas de etanol, o volume produzido de etanol e coeficientes técnicos de emissão (quantificação de CO₂ gerado por tonelada de etanol produzido no processo fermentativo). A partir dos dados obtidos, foram aplicadas modelagens matemáticas para calcular o potencial teórico de captura (fórmulas estequiométricas) de carbono. A estimativa das emissões de CO₂ associadas à produção de etanol nacional considerou apenas as emissões decorrentes do processo de fermentação alcoólica, com foco no seu potencial de captura no âmbito do BECCS, que considera a origem biogênica das emissões de alta pureza e baixo custo de captura,

características que tornam esta opção uma das rotas mais maduras e economicamente viáveis para o atingimento de emissões negativas no setor energético (IEA, 2019; IEA, 2020; GCCSI, 2022).

A fermentação alcoólica pode ser representada, de forma simplificada, pela seguinte reação estequiométrica, que indica que, para cada mol de glicose convertido, são produzidos dois mols de etanol e dois mols de CO₂, estabelecendo uma relação direta e previsível entre a produção de etanol e a geração de CO₂ (Reação 1). No caso da fermentação de caldo de cana-de-açúcar, a principal levedura utilizada é *Saccharomyces cerevisiae*.



A estimativa do potencial de emissões de CO₂ biogênico emitido a partir da etapa de fermentação alcoólica pelas usinas foi realizada com base na produção de etanol expressa em metros cúbicos (m³), estimada pela EPE (2025), utilizando como referência a taxa média de geração de CO₂ por volume de etanol produzido, conforme reportada por Ricardo Energy & Environment (2022) no relatório *European CO₂ Availability from Point-Sources and Direct Air Capture*, o qual descreve que a produção de bioetanol por fermentação de culturas agrícolas libera entre 0,75 e 0,8 kg de CO₂ por litro de etanol produzido, em função da conversão bioquímica dos açúcares fermentescíveis em etanol e dióxido de carbono. Essa taxa corresponde diretamente a um intervalo de 0,75 a 0,8 tCO₂ por m³ de etanol produzido, considerando que 1 m³ equivale a 1.000 litros. O relatório considera a fermentação alcoólica como um processo estequiometricamente equivalente entre diferentes matérias-primas agrícolas e rotas tecnológicas de primeira geração, não estabelecendo distinções entre etanol de cana-de-açúcar, milho ou outras culturas alimentares.

A presente pesquisa aplicou um fator de conversão de forma conservadora, de 0,75 tCO₂/m³ de etanol, aplicado diretamente à produção volumétrica das usinas para a quantificação do potencial de emissões de CO₂ biogênico oriundo da fermentação. Vale observar que, embora os fatores médios utilizados sejam válidos para a estimativa potencial, a quantidade efetiva de CO₂ gerada na fermentação pode variar em função de alguns fatores como: eficiência real do processo fermentativo, teor de açúcares fermentescíveis da matéria-prima, perdas operacionais na cadeia produtiva

e/ou especificidades tecnológicas de cada usina. No caso das rotas de segunda geração, a variabilidade associada à composição da biomassa lignocelulósica e aos pré-tratamentos empregados pode resultar em diferenças significativas nos rendimentos fermentativos (Wang *et al.*, 2018; IEA, 2020).

A estimativa anual das emissões de CO₂ foi realizada multiplicando-se a capacidade anual de produção de etanol de cada unidade industrial (m³/ano) pelo fator de emissão correspondente à sua rota tecnológica. Esse cálculo foi implementado diretamente em uma planilha eletrônica (Excel). O CO₂ estimado representa o fluxo potencialmente capturável, uma vez que o gás é emitido em corrente concentrada, com pureza geralmente superior a 99%, sem exigência de separação de gases de combustão diluídos. A quantificação dessas emissões constitui uma etapa fundamental para a avaliação do potencial de geração de emissões líquidas negativas, desde que o CO₂ capturado seja efetivamente transportado e armazenado de forma permanente em reservatórios geológicos adequados (IEA, 2019; GCCSI, 2022).

A conversão entre volume e massa de etanol foi realizada de acordo com o *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Fatores de Conversão, Densidades e Poderes Caloríficos Inferiores* (ANP, 2020), considerando a condição padrão de 20 °C e 1 atm, onde a densidade média do etanol anidro é de 0,791 t/m³ e a densidade média do etanol hidratado é de 0,809 t/m³ (ANP, 2020). O resultado apresentado deve ser interpretada como uma estimativa de ordem de grandeza, adequada para fins de análises comparativas, planejamento e identificação de possíveis *clusters* para implantação de BECCS, porém não substitui medições específicas e detalhamentos de engenharia.

3.3 ANÁLISE ESPACIAL QUANTITATIVA

A análise espacial quantitativa desenvolvida nesta pesquisa foi estruturada a partir da integração de três dimensões analíticas, com o objetivo de avaliar a viabilidade territorial para a identificação de potenciais *clusters* de BECCS associados ao setor sucroenergético brasileiro. Essas dimensões foram definidas a partir de condicionantes técnicos e logísticos amplamente reconhecidos na literatura e em estudos institucionais nacionais, sendo elas:

- Identificação de reservatórios geológicos potenciais para armazenamento de CO₂;
- Quantificação da emissão anual de CO₂ passível de captura, a partir da capacidade nominal de produção das usinas de etanol;
- Condição logística, representada pela proximidade das fontes emissoras das faixas de corredores de gasodutos.

Para a elaboração das análises espaciais, foram utilizados dados vetoriais e temáticos disponibilizados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2021) e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024, 2025), incluindo *shapefiles* de plantas industriais de etanol, gasodutos de transporte e áreas potenciais para armazenamento geológico de CO₂, bem como as respectivas tabelas de atributos associadas. Essas bases contêm informações detalhadas sobre as características das usinas, tipos de matérias-primas utilizadas (cana-de-açúcar e milho), produção por tipo de produto (etanol anidro e hidratado), entre outros parâmetros relevantes.

A elaboração cartográfica foi realizada pela autora, com apoio técnico especializado em geoprocessamento, especialmente nas etapas de organização, tratamento e padronização das bases georreferenciadas. As decisões metodológicas, a definição dos critérios analíticos e a interpretação dos resultados são de responsabilidade exclusiva da autora.

Os dados alfanuméricos foram organizados e sistematizados em planilhas eletrônicas elaboradas no software *Microsoft Excel*, enquanto o processamento espacial, a análise geográfica e a elaboração dos mapas temáticos foram realizados por meio do software *ArcGIS 10.8*.

A metodologia foi estruturada em etapas sequenciais e integradas, descritas a seguir, de modo a permitir a identificação de potenciais *clusters* territoriais para o compartilhamento de infraestrutura de BECCS, que possam favorecer a viabilização dessa tecnologia no contexto brasileiro, em consonância com metas climáticas e estratégias de descarbonização (EPE, 2024; 2025).

3.3.1 Elegibilidade territorial: potencial de armazenamento geológico

A primeira etapa da análise consistiu na identificação das áreas territorialmente elegíveis para a formação de *clusters* de BECCS, tendo como critério estruturante a existência de potencial geológico para armazenamento permanente de CO₂. Foi adotado como referência o mapa nacional de Áreas Relevantes para Armazenamento de Carbono, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (2025), o qual classifica o território brasileiro segundo classes de relevância associadas ao potencial de armazenamento geológico, considerando principalmente bacias sedimentares com aquíferos salinos profundos, campos de petróleo e gás depletados e outras estruturas geológicas consideradas adequadas.

Conforme destacado pela EPE (2024; 2025), esse mapeamento representa uma primeira aproximação em escala nacional, construída a partir da consolidação de dados geológicos disponíveis, apresentando assimetrias regionais de informação e diferentes níveis de detalhamento entre as bacias sedimentares. Nesse sentido, o próprio estudo ressalta que os resultados devem ser compreendidos como uma base indicativa para planejamento estratégico, não substituindo análises geológicas detalhadas em escala local.

Para fins de hierarquização e simplificação analítica, as classes de relevância originalmente atribuídas pela EPE, variando de 1 a 9, foram reagrupadas em três categorias de potencial de armazenamento geológico: baixo, médio e alto. Essa conversão facilitou a integração do critério geológico com as demais dimensões da análise espacial, conforme apresentado no Quadro 5, sem prejuízo à interpretação qualitativa do potencial indicado pelo mapeamento institucional da EPE (2025).

Quadro 5. Categorias de potencial de armazenamento geológico de CO₂

POTENCIAL / DIMENSÃO	ÁREAS POTENCIAIS PARA ARMAZENAMENTO DE CARBONO (EQUIVALÊNCIA COM O MAPA BASE DA EPE (2024) - VIDE FIGURA 16
BAIXA	1 A 3 (DA EPE)
MÉDIA	4 A 6 (DA EPE)
ALTA	7 A 9 (DA EPE)

Fonte: Elaborado pela autora.

Considerando que a existência de um reservatório geológico potencial constitui uma condição estrutural mínima para a viabilização de projetos de BECCS, essa dimensão foi utilizada como filtro inicial de elegibilidade territorial. A partir desse critério, foram elaborados mapas de interface entre as áreas com potencial de armazenamento geológico e as fontes potenciais de captura de CO₂, visando identificar zonas de sobreposição espacial que indiquem possíveis sinergias territoriais para o desenvolvimento de *clusters*.

3.3.2 Potencial anual de captura e armazenamento de CO₂ pelo setor sucroenergético brasileiro

Na segunda etapa da análise espacial quantitativa, foi realizada a estimativa do potencial anual de captura de CO₂ associado às usinas do setor sucroenergético brasileiro, com base na extrapolação dos dados de produção diária disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (2025), combinados com os dados de produção real por safra 2024/2025 fornecidos pelo Ministério da Agricultura e Pecuária (2026). Considerando que os dados da EPE (2025) representam, em sua maioria, a capacidade nominal de produção, foi procedido um ajuste metodológico considerando a comparação entre essa capacidade e a produção efetivamente observada na referida safra. Os valores de produção anual ajustada resultantes desse procedimento foram então utilizados para estimar o potencial anual de emissão e captura de CO₂,

garantindo maior aderência da análise à realidade produtiva observada no setor sucroenergético brasileiro.

Com base nos dados de produção selecionados, foi estimado, por extrapolação, o potencial anual de CO₂ capturável por usina, a partir da conversão da produção diária em produção anual. Posteriormente, esses valores foram agregados por agrupamentos territoriais, permitindo a construção da variável de potencial anual de emissão e captura de CO₂, empregada nas análises de identificação de sinergias espaciais e potenciais *clusters* de BECCS. A definição das faixas de potencial de aplicação do BECCS, segundo o volume anual estimado de emissões de CO₂ teve como objetivo estabelecer um critério de triagem e priorização das usinas, alinhado à literatura internacional sobre escala mínima necessária para viabilidade técnico-econômica e para o desenvolvimento de infraestrutura compartilhada de captura, transporte e armazenamento de CO₂.

A *International Energy Agency* (IEA, 2025) adota, como critério para inclusão em sua base de dados, que projetos de CCUS associados a fontes pontuais industriais devem apresentar uma capacidade mínima de captura de 100.000 tCO₂/ano, patamar adotado nesta pesquisa como referência internacional de escala mínima para projetos de BECCS. Com base nesse referencial, a faixa compreendida entre 100.000 e 300.000 tCO₂/ano foi classificada como de “médio potencial”, por representar uma ordem de grandeza intermediária de emissões, situada acima do limiar internacionalmente reconhecido para projetos de CCUS. Já as usinas com potencial anual estimado superior a 300.000 tCO₂/ano foram classificadas como de “alto potencial”, por apresentarem um volume de emissões mais favorável à obtenção de economias de escala na implantação de sistemas de captura e armazenamento de carbono. As faixas adotadas permitiram distinguir, de forma sistemática, fontes com potencial baixo, médio e alto para a implantação do BECCS no contexto do setor sucroenergético brasileiro, conforme apresentado no Quadro 6 e servindo como referência para as análises subsequentes de identificação de *clusters* e avaliação da viabilidade territorial da tecnologia.

Quadro 6. Categorias de estimativas potenciais nominais de emissões das usinas

POTENCIAL / DIMENSÃO	EMISSIONES DE CO ₂ (t/ano)
BAIXA	0 a 100.000
MÉDIA	100.000 a 300.000
ALTA	acima de 300.000

Fonte: Elaborado pela autora.

3.3.3 Proximidade a faixas de gasodutos como proxy de corredor de infraestrutura

A terceira etapa de análise incorporada ao modelo foi a condição logística representada pela proximidade das plantas de etanol e dos *clusters* candidatos às faixas de gasodutos de transporte existentes, a partir do *shapefile* “gasodutos_de_transporte” (EPE, 2025). Os gasodutos de transporte são aqueles que movimentam o gás desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte, até instalações de estocagem ou pontos de entrega a concessionários de distribuição; em outros termos, movimentam o gás processado (EPE, 2025). O estudo considerou, para a sugestão de *clusters*, que as faixas marginais dos gasodutos apresentam potencial para implantação de gasodutos paralelos, considerando que seu uso em áreas já consolidadas pode reduzir conflitos de uso e ocupação do solo, facilitar a negociação fundiária de servidões e reduzir incertezas regulatórias e ambientais no licenciamento ambiental de um eventual caroduto a ser implantado em traçado paralelo a um gasoduto. Foram considerados nesse estudo os gasodutos existentes e os previstos, conforme base de dados da EPE (2025). A distância entre cada planta e a faixa de gasoduto mais próxima foi calculada e utilizada como variável espacial de referência.

A proximidade a gasodutos foi adotada como *proxy* territorial de corredor de infraestrutura e é importante ressaltar que a proximidade a gasodutos não implica em reaproveitamento direto da infraestrutura existente, inclusive a EPE (2024) destaca

que gasodutos desativados convencionais exigem avaliação técnica prévia para transporte de CO₂, considerando aspectos como integridade, vida útil, pressão de operação e corrosividade do fluido.

A literatura demonstra que a viabilidade do transporte de CO₂ por dutos depende da escala anual do produto transportado. McCoy e Rubin (2008) apresentam um estudo de caso de projeto com vazão de 5 MtCO₂/ano em um gasoduto de 100 km, com custo estimado de US\$ 1,16 por tonelada de CO₂ transportada. Em análise voltada a projetos de remoção de carbono por bioenergia, IEA (2020) concluem que, para projetos de grande porte (de 1 MtCO₂/ano ou superior), o transporte por dutos constitui a alternativa de menor custo.

É importante observar que Cupertino (2020) considera que, em cenários de grande escala (da ordem de 10 a 20 MtCO₂/ano), o transporte por gasodutos pode apresentar competitividade econômica mesmo em distâncias da ordem de 200 a 300 km. Essa avaliação é coerente com análises da Agência Internacional de Energia, segundo as quais projetos de CCUS em larga escala, envolvendo fluxos da ordem de milhões de toneladas de CO₂ por ano, tendem a adotar gasodutos dedicados como alternativa de menor custo para transporte em médias e longas distâncias (IEA, 2020). As usinas localizadas a distâncias superiores a 300 km das faixas marginais de gasodutos de transporte não foram consideradas elegíveis para fins de indicação para composição de *clusters*.

O potencial de localização das usinas em relação à proximidade de gasodutos de transporte atualmente existentes e/ou previstos pela EPE (2024) foi classificado em faixas de distância, conforme apresentado no Quadro 7. Ressalta-se que essas faixas não representam limites técnicos ou comerciais de viabilidade, sendo adotadas exclusivamente como critério indireto de atratividade territorial e logística para fins de análise comparativa.

Quadro 7. Categorias por distância de faixa de gasodutos de transporte

POTENCIAL / DIMENSÃO	DISTÂNCIA DE FAIXA DE GASODUTO DE TRANSPORTE
BAIXA	ENTRE 200 E 300 KM
MÉDIA	ENTRE 100 E 200 KM
ALTA	MENOS QUE 100 KM

Fonte: Elaborado pela autora.

3.3.4 Identificação de *clusters* potenciais de BECCS

A identificação dos potenciais *clusters* de BECCS foi conduzida de forma integrada, a partir da análise espacial das três dimensões consideradas elegíveis ao longo do estudo: o potencial de armazenamento geológico de CO₂, o potencial anual de emissões e captura de CO₂ associado às usinas de etanol e a condição logística, representada pela proximidade a corredores de infraestrutura linear de gasodutos de transporte. Inicialmente, as dimensões foram analisadas de maneira isolada e em combinações binárias, de modo a compreender a distribuição espacial e as restrições específicas associadas a cada condicionante. Nesse contexto, foram elaborados mapas temáticos que evidenciam:

- A relação entre usinas de etanol e áreas potenciais para armazenamento geológico de CO₂;
- A distribuição espacial das usinas em função de seus volumes estimados de emissões anuais de CO₂; e
- A proximidade das usinas e de seus agrupamentos territoriais em relação à malha de gasodutos de transporte existente, autorizada ou indicativa, mas considerando que essa proximidade não é condição “*sine qua non*”.

Essas análises direcionadas permitiram identificar convergências parciais relevantes, como usinas com elevado potencial de emissões localizadas em áreas

geologicamente favoráveis, ainda que distantes da infraestrutura de transporte, ou, alternativamente, usinas próximas a gasodutos, mas inseridas em regiões com menor potencial geológico.

A identificação dos *clusters* potenciais de BECCS não teve como critério obrigatório a proximidade imediata à infraestrutura existente de gasodutos de transporte. Embora a condição logística tenha sido considerada como um fator relevante para a viabilidade futura dos projetos, a formação dos *clusters* foi orientada sobretudo pela coincidência espacial entre a disponibilidade de CO₂ biogênico e condições geológicas favoráveis ao armazenamento, reconhecendo que a infraestrutura de transporte pode ser implantada, ampliada ou adaptada em etapas posteriores do desenvolvimento dos projetos. Nesse sentido, os *clusters* foram sugeridos de forma exploratória, não se configurando como resultado de um procedimento estatístico ou algorítmico formal de clusterização, tratando-se, portanto, de uma abordagem analítica voltada à identificação de padrões espaciais relevantes para a discussão da viabilidade do BECCS no setor sucroenergético brasileiro.

Essa estratégia metodológica permitiu representar, de forma espacialmente explícita, os diferentes níveis de atratividade territorial para a implantação de projetos de BECCS, distinguindo claramente entre o potencial associado às usinas individualmente consideradas e o potencial emergente de seus agrupamentos espaciais. Dessa forma, a análise permite fornecer subsídios técnicos para discussões posteriores sobre viabilidade econômica, regulatória e ambiental, em escala local ou regional, sem antecipar conclusões normativas sobre a implantação efetiva dos projetos.

3.3.5 Identificação de usinas “âncoras”

Na etapa subsequente, as três dimensões analíticas foram integradas de forma conjunta, considerando exclusivamente as informações já categorizadas em três níveis (baixo, médio e alto) para cada critério analisado. A identificação das chamadas “usinas âncoras” baseou-se na convergência simultânea das três dimensões no mesmo nível de classificação. Assim, foram consideradas como de potencial alto aquelas usinas que apresentaram, concomitantemente, alto potencial geológico, alto volume estimado de emissões de CO₂ e maior atratividade logística; de forma

análoga, foram classificadas como médias ou baixas aquelas cujas três dimensões coincidiam integralmente nesses respectivos níveis.

Não foram considerados, nesta etapa, cruzamentos entre diferentes níveis de potencial (por exemplo, alto potencial geológico combinado com médio potencial de emissões e baixa atratividade logística), tampouco foram aplicados pesos diferenciados entre as dimensões. A opção metodológica por essa classificação estrita buscou assegurar coerência analítica e simplicidade interpretativa para a construção do mapa de usinas âncoras, reconhecendo-se que combinações intermediárias ou ponderações diferenciadas poderiam constituir objeto de análises futuras mais detalhadas.

Para fins de sistematização, as usinas foram, portanto, classificadas individualmente em três categorias indicativas de potencial – baixo, médio ou alto – conforme os critérios apresentados no Quadro 8. Essa classificação possui caráter exploratório e não configura ranqueamento definitivo, destinando-se a refletir graus distintos de convergência entre as dimensões analisadas.

Quadro 8. Categorias de potenciais e dimensões agrupadas

POTENCIAL / DIMENSÃO	ÁREAS POTENCIAIS PARA ARMAZENAMENTO DE CARBONO (EQUIVALÊNCIA COM O MAPA BASE DA EPE (2024) - VIDE FIGURA 16	EMISSIONES DE CO ₂ (t/ano)	DISTÂNCIA DE FAIXA DE GASODUTO DE TRANSPORTE
BAIXA	1 A 3 (DA EPE)	0 a 100.000	ENTRE 200 E 300 KM
MÉDIA	4 A 6 (DA EPE)	100.000 a 300.000	ENTRE 100 E 200 KM
ALTA	7 A 9 (DA EPE)	acima de 300.000	MENOS QUE 100 KM

Fonte: Elaborado pela autora.

3.4 PROJETOS DE BECCS NA INDÚSTRIA DO ETANOL

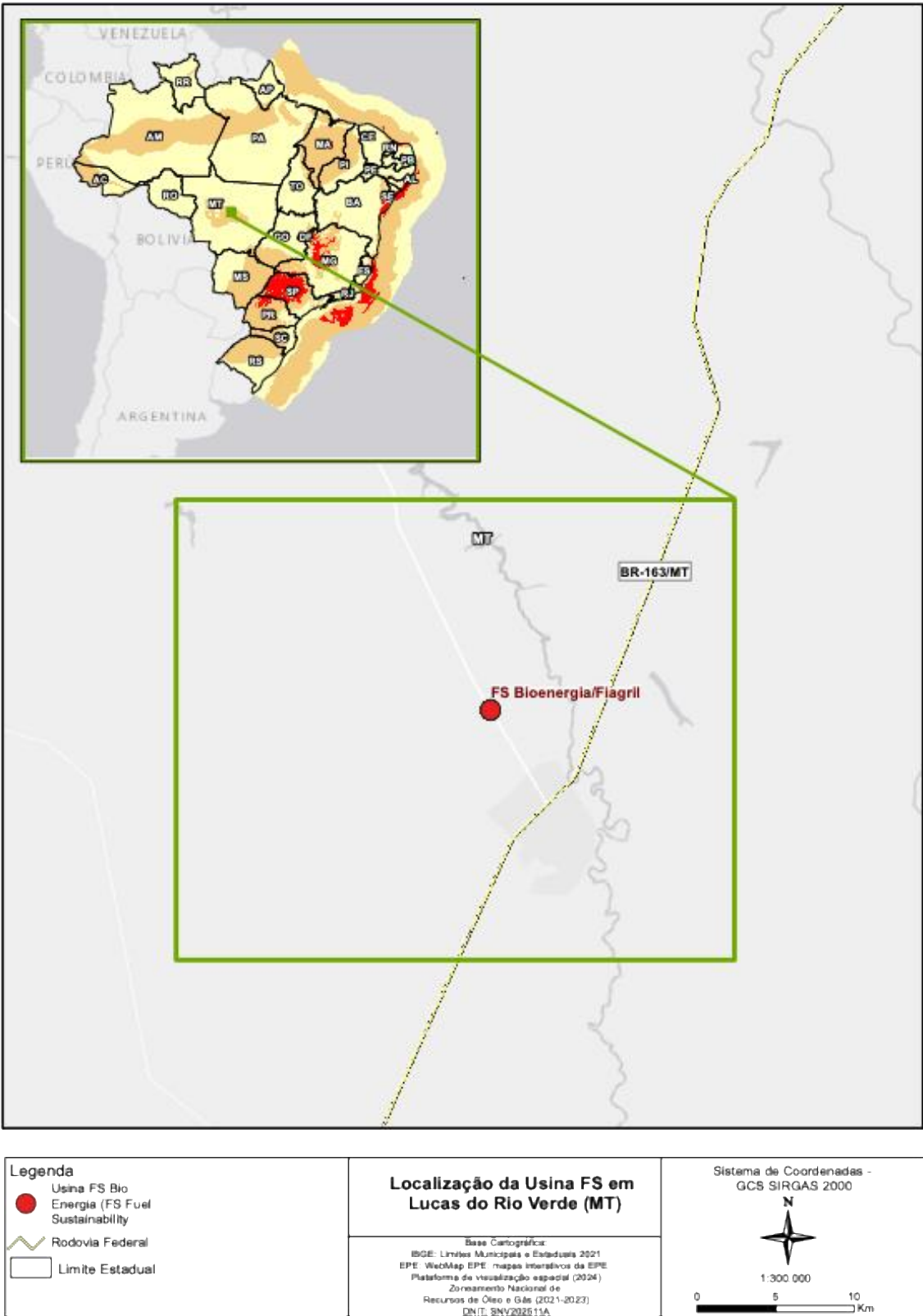
Conforme apresentado no Capítulo 2, de contexto da pesquisa, foi realizado um levantamento descritivo para identificação de projetos internacionais e de fornecedores de equipamentos para BECCS, considerados referências no setor de biocombustíveis, com foco em iniciativas de BECCS em usinas de etanol. Essa etapa teve um caráter exploratório e se baseou em análise documental de fontes técnicas e institucionais, objetivando mapear experiências internacionais relevantes, de modo a possibilitar sua apresentação de forma sintética, com os principais detalhes desses empreendimentos, priorizando aqueles com características similares ao contexto brasileiro ou que apresentassem elementos passíveis de adaptação e replicação.

Os projetos identificados possuem foco na captura de CO₂ por usinas de etanol, como: o *Illinois Industrial Carbon Capture & Storage* (IL-CCS) (MIT, 2016) e a *Poet LLC* (POET, 2024), ambas localizadas nos Estados Unidos. Além desses projetos, se destaca o Projeto de BECCS da *FS Fueling Sustainability*, que é um caso de estudo dessa dissertação.

3.4.1 Caso de estudo: projeto BECCS da *FS Fueling Sustainability* no Mato Grosso

Para ilustrar a relação potencial da aplicação de BECCS pela indústria sucroenergética, foi selecionado para análise um caso de estudo, o Projeto de Captura e Armazenamento Geológico de Dióxido de Carbono Aplicado ao Processo de Fermentação da Usina de Etanol, desenvolvido pela *FS Fueling Sustainability* (FS), em sua unidade industrial de produção de etanol de milho, localizada no município de Lucas do Rio Verde, no Mato Grosso. O caso de estudo foi feito com o objetivo de exemplificar, de forma aplicada, as condições técnicas, territoriais, institucionais e regulatórias associadas à implementação da tecnologia BECCS no setor sucroenergético brasileiro.

Figura 17. Localização da Usina da FS em Lucas do Rio Verde – MT



Fonte: Elaborado pela autora com base na base cartográfica WebMap EPE (2024) na base cartográfica do IBGE (Limites Municipais e Estaduais, 2021) e do DNIT (2024)

O emprego do termo caso de estudo não implica em generalização estatística ou a adoção de metodologia experimental, mas sim em uma análise técnica sobre uma experiência específica, ou seja, de um caso prático, selecionado por seu caráter pioneiro e relevância empírica. Trata-se de uma abordagem de pesquisa analítica e instrumental, onde um caso concreto é empregado como referência empírica para a compreensão de um fenômeno tecnológico-institucional inovador e pioneiro. Stake (1995) define que um caso instrumental é aquele onde o interesse principal reside num fenômeno investigado e não em um caso em si, servindo como suporte empírico para a análise aplicada. A escolha desse empreendimento como caso de estudo se justificou pelo seu pioneirismo, uma vez que se trata da primeira iniciativa de BECCS no Brasil, em escala industrial, voltada à estocagem geológica de CO₂ oriundo do processo de fermentação na produção de etanol de milho, licenciado ambientalmente, tendo obtido as Licenças Prévia e de Instalação emitidas pela Secretaria de Estado de Meio Ambiente de Mato Grosso (SEMA-MT). Conhecer melhor esse projeto *in loco* foi uma oportunidade especial para a compreensão dos aspectos técnicos, regulatórios e institucionais relacionados com a viabilidade de iniciativas de descarbonização no setor de biocombustíveis.

A análise do caso de estudo foi realizada com base em documentação oficial e técnica, em especial o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) do “Projeto de Captura e Armazenamento Geológico de Carbono” (CCS) da unidade da *FS Fueling Sustainability* em Lucas do Rio Verde (Green Agroflorestal, 2023), que contempla as etapas de captura, compressão, desidratação, transporte e injeção do CO₂ em reservatórios geológicos profundos da Bacia dos Parecis, contemplando as seguintes etapas metodológicas: sistematização documental, identificação dos desafios técnicos e regulatórios, avaliação normativa e institucional e síntese de proposições e diretrizes para a implementação de projetos de BECCS no contexto brasileiro (Green Agroflorestal, 2023).

Com o objetivo de compreender melhor o processo produtivo do etanol de milho, bem como, de forma direta, conhecer a infraestrutura operacional, os fluxos industriais e desafios já enfrentados e a enfrentar relacionados à viabilidade de implantação do projeto de BECCS, foi realizada, em 12 de janeiro de 2026, uma visita técnica à unidade industrial da FS, que possibilitou a observação direta das principais etapas do processo produtivo, desde o recebimento e preparo da matéria-prima até as fases de fermentação, destilação e geração de coprodutos, propiciando ainda

diálogos com profissionais da unidade sobre os desafios operacionais, tecnológicos, regulatórios e logísticos enfrentados pelo setor.

A realização da visita teve um caráter exploratório e qualitativo, sendo utilizada como subsídio para a análise dos gargalos existentes, das soluções já adotadas pela empresa e das perspectivas futuras para a integração de rotas de descarbonização no setor sucroenergético e de biocombustíveis. A visita teve caráter técnico e observacional, sem a realização de medições diretas ou intervenções operacionais, e buscou complementar as informações obtidas por meio da análise documental, em especial aquelas constantes no Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e nos documentos institucionais da empresa. Essa atividade permitiu uma verificação das etapas do processo produtivo e das soluções tecnológicas adotadas no projeto BECCS, contribuindo para a interpretação dos dados analisados ao longo da pesquisa, contribuindo para uma compreensão mais abrangente das oportunidades e limitações associadas à aplicação de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS/BECCS) na indústria de etanol brasileira, especialmente no contexto das usinas de grande porte baseadas na produção de etanol de milho.

Durante a visita, foram realizadas entrevistas informais de caráter exploratório com profissionais de diferentes áreas da unidade, com o objetivo de compreender a percepção da equipe acerca dos desafios técnicos, operacionais, regulatórios e logísticos relacionados à implantação do projeto de BECCS. A abordagem de caso de estudo ofereceu possibilidade de uma melhor compreensão das complexidades inerentes à implementação de projetos de BECCS no Brasil, fornecendo evidências relevantes tanto para o debate acadêmico quanto para apoiar formulação de políticas públicas mais eficazes e alinhadas com os compromissos climáticos internacionais. O caso de estudo se encontra apresentado em destaque no item 4.3. É importante notar que as discussões aqui apresentadas não necessariamente refletem a opinião da empresa, mas sim a interpretação da autora com base nas informações obtidas.

3.5 SÍNTESE INTEGRADA

A análise e a discussão sobre a possibilidade de adoção da tecnologia BECCS pelo setor sucroenergético brasileiro foram desenvolvidas a partir de uma síntese integrada das diferentes etapas metodológicas conduzidas ao longo da pesquisa. Essa síntese incorporou os resultados da revisão de literatura, da análise documental, do levantamento institucional e regulatório, das análises espaciais georreferenciadas, da avaliação de experiências internacionais e nacionais relevantes e da visita técnica à unidade da *FS Fueling Sustainability*, permitindo a construção de uma análise coerente com os objetivos da dissertação. As conclusões foram fundamentadas por meio de uma análise integrada e interpretativa dos dados, sem a aplicação de métodos estatísticos inferenciais formais, em consonância com o caráter exploratório, qualitativo e estratégico da pesquisa. Essa abordagem metodológica se mostra adequada para avaliar a oportunidade da aplicação do BECCS, mas levando em consideração a complexidade dos fatores envolvidos, a natureza heterogênea das bases de dados utilizadas e as limitações inerentes à disponibilidade de informações desagregadas em escala nacional.

A síntese integrada buscou identificar padrões espaciais, convergências e condicionantes críticos associados à implementação do BECCS no setor sucroenergético brasileiro, sem a pretensão de estabelecer previsões quantitativas definitivas ou hierarquizações rígidas entre alternativas territoriais. O enfoque adotado permitiu uma avaliação contextualizada sobre o potencial do BECCS como estratégia de mitigação das emissões de gases de efeito estufa no Brasil, destacando simultaneamente as oportunidades decorrentes da base produtiva de etanol e os principais desafios e oportunidades que agem diretamente sobre sua viabilização em escala comercial.

3.6 RESUMO DOS PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

A Figura 18 apresenta o encadeamento metodológico da pesquisa, estruturado em etapas sequenciais e integradas, desde o levantamento de dados oficiais e revisão da literatura até a identificação exploratória de *clusters* potenciais de BECCS e a síntese estratégica de oportunidades e gargalos. Questões regulatória e institucionais possuem caráter transversal, subsidiando as etapas do estudo. A identificação dos *clusters* não resulta de modelagem estatística formal, mas de uma abordagem espacial exploratória baseada na convergência entre potencial de CO₂ biogênico, condições geológicas favoráveis e fatores logísticos.

Figura 18. Síntese metodológica da pesquisa



Fonte: Elaborada pela autora com apoio de inteligência artificial generativa (ChatGpt)

3.7 INCERTEZAS

Esta pesquisa apresenta incertezas inerentes à natureza das bases de dados utilizadas e às escolhas metodológicas adotadas.

No que se refere ao potencial anual de emissões de CO₂, as estimativas foram realizadas a partir de dados de capacidade nominal das usinas, ajustados com base em informações agregadas de produção por safra. A ausência de dados públicos individualizados de produção efetiva por empreendimento impõe limitações à precisão das estimativas, embora não comprometa a análise comparativa em escala nacional.

Quanto ao potencial de armazenamento geológico, o mapeamento utilizado constitui base indicativa em escala nacional, construída a partir da consolidação de informações geológicas disponíveis (EPE, 2024), apresentando diferentes níveis de detalhamento entre bacias sedimentares. Não foram consideradas, nesta etapa, restrições locais específicas relacionadas a aspectos técnicos, ambientais ou socioeconômicos que poderiam influenciar a viabilidade de perfuração e injeção.

No que se refere à dimensão logística, a proximidade a faixas de gasodutos foi adotada como proxy territorial de atratividade para implantação de infraestrutura de transporte de CO₂. Tal aproximação não implica viabilidade automática de reaproveitamento da infraestrutura existente, nem substitui estudos específicos de engenharia, integridade de dutos, licenciamento ambiental ou análise econômico-financeira.

A identificação de *clusters* potenciais não decorre de modelagem estatística formal, mas de abordagem espacial exploratória baseada na análise de critérios técnicos e territoriais. Os agrupamentos indicados devem ser compreendidos como possibilidades analíticas de organização espacial, destinadas a subsidiar discussões estratégicas, e não como definição conclusiva de viabilidade de projetos.

Essas incertezas são compatíveis com o caráter exploratório e estratégico da pesquisa e indicam a necessidade de aprofundamentos, com maior detalhamento técnico, regulatório e econômico para eventual implementação de projetos específicos de BECCS.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 EMISSÕES DE CO₂ DO PROCESSO DE FERMENTAÇÃO ALCOÓLICA PELA INDÚSTRIA SUCROENERGÉTICA BRASILEIRA

A partir da consolidação da base de dados apresentada na Metodologia (Capítulo 3), foi estimado o potencial anual de emissões de CO₂ biogênico associado ao processo de fermentação alcoólica do setor sucroenergético. Os resultados indicam que o setor apresenta um potencial estimado de aproximadamente 28,3 MtCO₂/ano provenientes da etapa fermentativa. Esse volume evidencia a relevância do setor como fonte concentrada de CO₂ biogênico, particularmente estratégico para aplicações de BECCS. A magnitude estimada nesta pesquisa apresenta uma ordem de grandeza semelhante às projeções publicadas pela EPE (2024), que indicam que a oferta anual de CO₂ biogênico associada ao setor sucroenergético poderá alcançar aproximadamente 197 MtCO₂ em 2035, sendo cerca de 27 MtCO₂/ano diretamente vinculados ao processo fermentativo.

Eventuais diferenças entre estimativas decorrem de pressupostos metodológicos distintos e da disponibilidade limitada de dados públicos sobre a produção real individualizada das usinas, os quais, no contexto brasileiro, foram encontrados sistematizados de forma mais consistente nas bases da EPE (2024) para capacidades nominais. O objetivo desta análise não é estabelecer valores absolutos definitivos, mas sim oferecer um panorama setorial e identificar padrões espaciais e produtivos que auxiliem na compreensão do potencial de geração de CO₂ biogênico e que possam subsidiar a discussão sobre a formação de *clusters* territoriais de BECCS.

A título ilustrativo, e exclusivamente para fins de dimensionamento da ordem de grandeza econômica envolvida, foram levantados preços praticados no mercado voluntário de carbono. Considerando um valor conservador de aproximadamente US\$ 15/tCO₂e (Sylvera, 2025), aplicado ao potencial estimado de 28,3 MtCO₂/ano, obtém-se receita potencial oriunda do BECCS a partir de processos fermentativos no setor sucroenergético da ordem de US\$ 420 milhões por ano, em escala nacional. Entretanto, notícias recentes indicam que créditos de carbono associados a projetos de BECCS no setor de etanol vêm sendo negociados em patamares significativamente superiores. Reportagem especializada aponta transações em torno

de US\$ 150/tCO₂e para créditos certificados no padrão Gold Standard vendidos pela FS Fueling Sustainability, caso de estudo dessa dissertação, cujo BECCS se encontra em implantação (Eixos, 2025), valor esse compatível com a remuneração média pela S&P Global (2025). Nessas condições, o potencial de receita anual poderia alcançar patamar da ordem de **US\$ 4,2 bilhões**, evidenciando a sensibilidade do resultado econômico à dinâmica de preços do mercado voluntário.

Esses valores posicionam o BECCS como tecnologia intermediária em termos de custo dentro do espectro de soluções de remoção de carbono, apresentando preços superiores às soluções baseadas na natureza, porém inferiores à captura direta do ar (DAC). Considerando a escala potencial de captura anual nas usinas brasileiras, tais faixas de preço indicam uma oportunidade econômica relevante no âmbito do mercado voluntário de carbono.

Vale destacar que tais estimativas não consideram custos de capital (Capex), custos operacionais (Opex), penalidades energéticas associadas aos processos de captura e compressão, assim como eventuais investimentos em infraestrutura de transporte e armazenamento geológico. Esses valores são fundamentais para a determinação da taxa interna de retorno (TIR) e valor presente líquido (VPL) dos projetos, a fim de se analisar a viabilidade ou não de suas execuções. A análise econômica detalhada e particular de cada projeto é essencial para orientar tomadores de decisão, porém, esse tema não foi objeto desta dissertação. Além disso, os valores de crédito de carbono utilizados devem ser compreendidos como aproximações sujeitas a variações significativas em função da evolução do mercado voluntário, dos padrões de certificação e da consolidação de mercados regulados. Por outro lado, a ordem de magnitude ilustrada para esse mercado sinaliza caminhos a serem mais bem explorados.

Sob a perspectiva ambiental e macroeconômica, a captura dessas emissões apresenta benefícios inequívocos. Os custos da transição para uma economia de baixo carbono tendem a ser inferiores aos custos econômicos, sociais e financeiros associados à inação climática. A Declaração do Network for Greening the Financial System (NGFS, 2025) ressalta que atrasos na implementação de políticas climáticas podem resultar em perdas expressivas de PIB regional, ampliando riscos macroeconômicos e financeiros, enquanto a ação antecipada reduz custos de transição e mitiga impactos sistêmicos.

Adicionalmente, é esperado que, a médio e longo prazo, mecanismos regulados de mercado de carbono venham a reconhecer e remunerar remoções de carbono associadas ao BECCS, seja por meio de instrumentos já existentes, como o RenovaBio, seja no âmbito do Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE). Contudo, a análise detalhada desses instrumentos e de seus critérios de elegibilidade extrapola o escopo desta pesquisa.

4.2 SUGESTÃO DE *CLUSTERS* DE BECCS PARA COMPARTILHAMENTO DE ESTRUTURA DE ARMAZENAMENTO DE CO₂ CAPTURADO PELA INDÚSTRIA SUCROENERGÉTICA BRASILEIRA

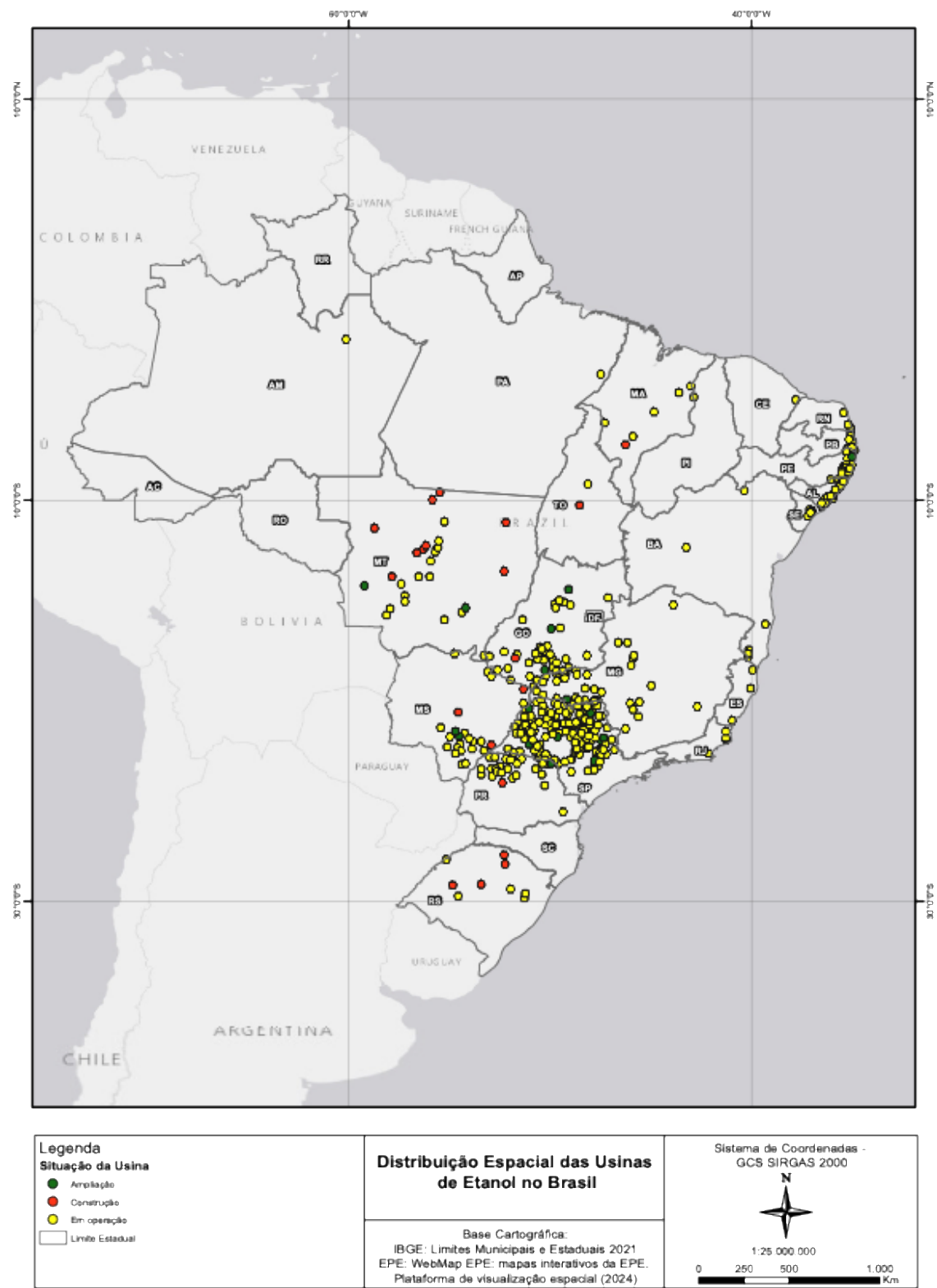
Os mapas elaborados nesta dissertação integram a etapa de análise espacial e têm como objetivo apoiar a identificação de padrões territoriais, concentrações produtivas e possíveis arranjos espaciais favoráveis à implantação de soluções de Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono (BECCS) no setor sucroenergético brasileiro. A partir de bases oficiais, os produtos cartográficos permitem visualizar a distribuição geográfica das usinas de etanol no Brasil considerando diferentes recortes analíticos, possibilitando a leitura integrada entre a concentração de usinas e elementos territoriais relevantes para a logística de BECCS, como faixas de gasodutos de transporte e potencial geológico para armazenamento de carbono biogênico.

A análise conjunta dos mapas possui caráter exploratório e orientado ao planejamento territorial, sendo utilizada como instrumento para identificação preliminar de *clusters* produtivos e de potenciais usinas-âncora para a implementação de BECCS, não estabelecendo delimitações definitivas, mas identificando padrões espaciais de concentração produtiva, proximidade a áreas com potencial de armazenamento geológico e conexão com infraestrutura de faixas de gasodutos existentes ou previstas. Dessa forma, os mapas funcionam como base analítica para a discussão sobre oportunidades, limitações e condicionantes territoriais associados à implantação de sistemas BECCS.

4.2.1 Usinas de etanol no Brasil

A Figura 19 apresenta um mapa de distribuição espacial das usinas de etanol no território brasileiro, a partir de dados georreferenciados disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com base cartográfica do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). As unidades produtivas estão classificadas de acordo com sua situação operacional, distinguindo-se empreendimentos em operação, em construção e em processo de ampliação, conforme indicado na legenda. A representação espacial permite visualizar a concentração territorial das usinas de etanol, evidenciando padrões regionais de localização da infraestrutura produtiva, elemento fundamental para as análises subsequentes desenvolvidas nesta pesquisa. Ressalta-se que este mapa possui caráter estritamente descritivo e locacional, não incorporando informações quantitativas sobre produção, capacidade instalada ou volumes de emissões, as quais são tratadas em etapas posteriores.

Figura 19. Mapa de Distribuição Espacial das Usinas de Etanol no Brasil



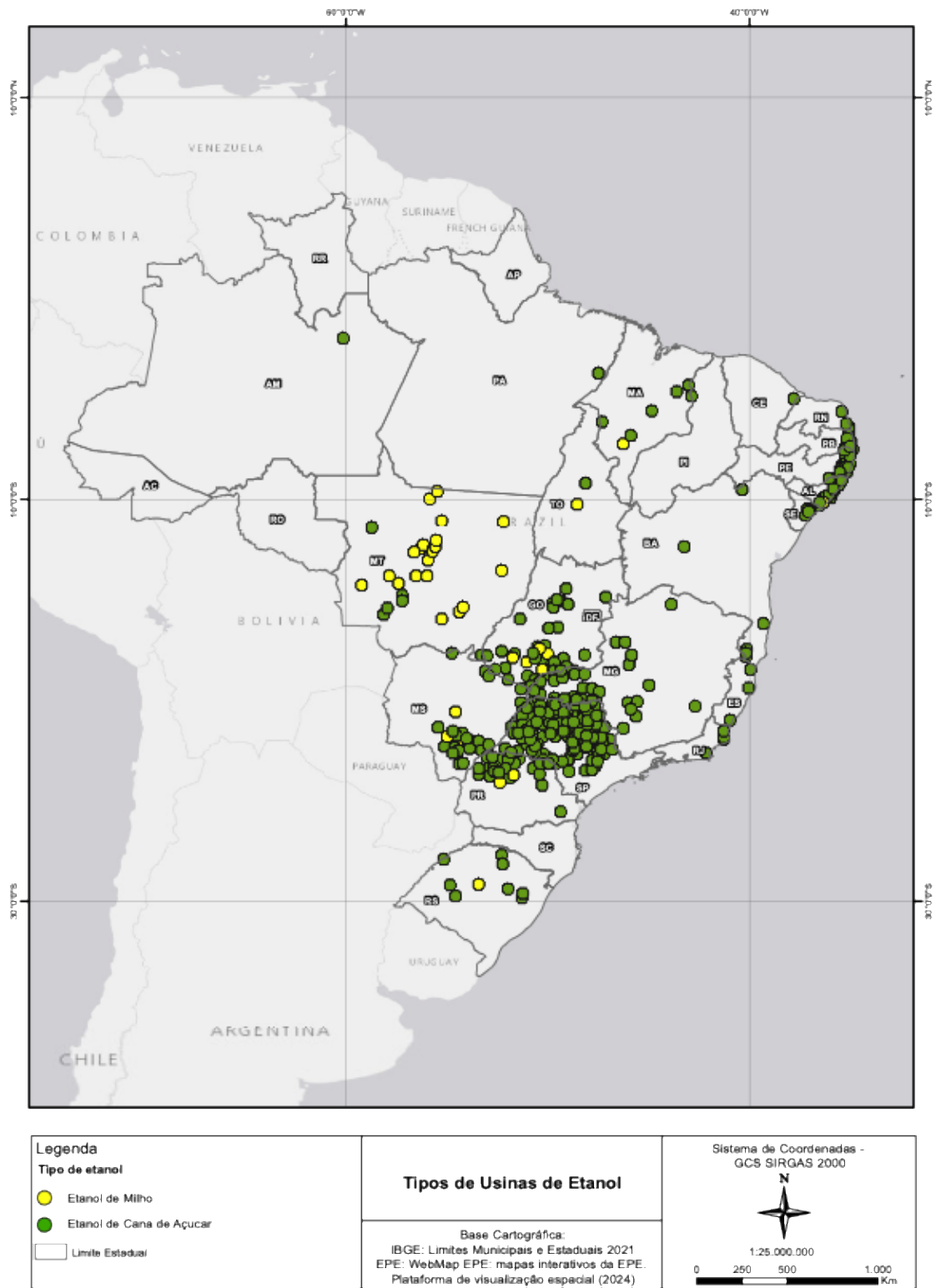
Fonte: Elaborado pela autora com base na base cartográfica WebMap EPE (2024) e da base cartográfica do IBGE (Limites Municipais e Estaduais, 2021).

A Figura 19 constitui uma camada base da análise espacial, para subsidiar a identificação das fontes potenciais de CO₂ biogênico associadas à produção de etanol e servindo de suporte para a integração com dados produtivos, logísticos e geológicos, conforme o encadeamento metodológico adotado na dissertação.

4.2.2 Distribuição espacial das usinas de etanol no Brasil por tipo de matéria-prima

O mapa “Distribuição Espacial das Usinas de Etanol no Brasil por Tipo de Matéria-Prima” apresentado na Figura 38, apresenta a distribuição espacial das unidades produtoras de etanol no Brasil segundo o tipo de matéria-prima processada, distinguindo usinas de etanol de cana-de-açúcar e usinas de etanol de milho. O objetivo principal deste mapa é evidenciar padrões regionais de especialização produtiva e subsidiar a análise territorial voltada à identificação de áreas com maior concentração de fontes potenciais de CO₂ biogênico passíveis de integração em arranjos de BECCS.

Figura 20. Distribuição Espacial das Usinas de Etanol no Brasil por Tipo de Matéria-Prima



Fonte: Elaborado pela autora com base na base cartográfica WebMap EPE (2024) e da base cartográfica do IBGE (Limites Municipais e Estaduais, 2021).

O mapa evidencia uma diferenciação regional entre os tipos de usinas de etanol no território brasileiro. As usinas de cana-de-açúcar apresentam elevada concentração na região Centro-Sul, com destaque para os estados de São Paulo, Minas Gerais, Goiás, Mato Grosso do Sul e Paraná, refletindo a consolidação histórica da cadeia sucroenergética nessas regiões. Já as usinas de etanol de milho se concentram sobretudo na região Centro-Oeste, com forte presença nos estados de Mato Grosso e Goiás, indicando um padrão produtivo associado à disponibilidade regional de grãos e à integração com cadeias agroindustriais existentes.

A coexistência espacial, ainda que parcial, entre usinas de diferentes matérias-primas em determinadas regiões sugere a formação de áreas com elevada concentração industrial bioenergética, aspecto relevante para análises de possíveis sinergias com foco BECCS.

4.2.3 Potencial de emissões de CO₂ associadas às usinas

A representação espacial do potencial de emissões de CO₂ associado às usinas de etanol é um elemento central para a análise de viabilidade territorial de projetos de BECCS. O mapeamento dos volumes anuais estimados de emissões permite identificar áreas onde há concentração territorial significativa de CO₂ capturável, condição fundamental para a aplicações de economias de escala e consequente redução dos custos unitários do BECCS.

A predominância das 367 usinas em operação, cerca de 85% do total de unidades, indica que a maior parcela do potencial nacional já está associada a ativos industriais consolidados. Isso significa que, sob a ótica do BECCS, o Brasil dispõe de uma base imediatamente mobilizável de CO₂ biogênico concentrado, diferentemente de setores que demandariam criação de novas fontes emissoras dedicadas. A média de emissões por usina nesse subconjunto tende a refletir a heterogeneidade histórica da produção sucroenergética, combinando grandes biorrefinarias com unidades de menor escala.

As 43 usinas em ampliação configuram uma camada estratégica intermediária e oferecem oportunidade relevante de integração incremental de tecnologias de BECCS. A incorporação de BECCS durante a construção pode reduzir custos futuros de *retrofit* e melhorar a racionalidade econômica de eventuais complexos regionais de BECCS. Do ponto de vista estatístico, esse grupo tende a apresentar médias de

emissões superiores às unidades de menor porte, já que ampliações geralmente ocorrem em plantas com estrutura produtiva robusta.

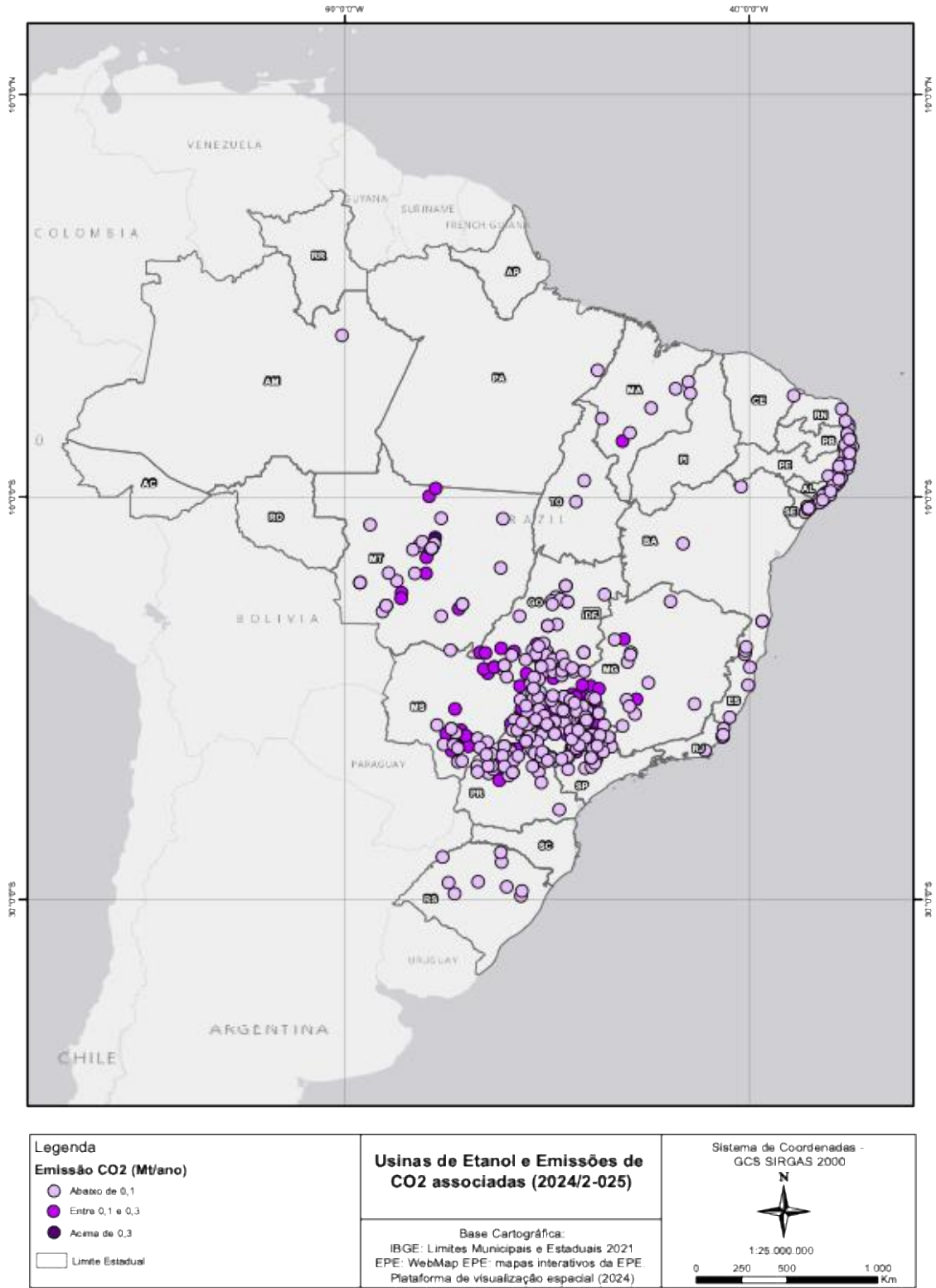
As 22 usinas em construção representam o vetor prospectivo mais sensível para planejamento de longo prazo. A possibilidade de incorporar infraestrutura de captura desde a fase de projeto pode alterar significativamente a curva de custo marginal da tecnologia no país. Ainda que numericamente reduzido, esse grupo pode exercer papel relevante na formação de futuros polos âncora de BECCS, especialmente se localizado em áreas com coincidência geológica favorável.

Os dados reforçam que o debate sobre BECCS no Brasil não deve ser limitado à identificação de polos isolados de alta emissão. O potencial nacional decorre da combinação entre número expressivo de unidades, dispersão territorial e concentração regional em áreas geologicamente promissoras. O potencial total não é apenas uma soma de emissões individuais, mas um ativo territorial estruturado, cuja viabilidade dependerá da capacidade de coordenar infraestrutura compartilhada, modelagens econômicas adequadas e instrumentos regulatórios estáveis.

Na Figura 21, está apresentado um mapa com base quantitativa de potencial de captura de CO₂ pelas usinas, para a integração posterior com as demais dimensões analisadas na dissertação, que são: o potencial de armazenamento geológico e facilitadores logísticos, permitindo distinguir desde usinas com volumes marginais de emissão até aquelas que, isoladamente ou em conjunto, podem sustentar arranjos territoriais mais robustos para BECCS.

Do ponto de vista do potencial de emissões capturáveis, o total agregado da base analisada atinge aproximadamente 28,3 MtCO₂/ano, confirmando a magnitude nacional já discutida ao longo da dissertação.

Figura 21. Potencial de Emissões de CO₂ Associado às Usinas



Fonte: Elaborado pela autora com base na base cartográfica WebMap EPE (2024) e da base cartográfica do IBGE (Limites Municipais e Estaduais, 2021).

Além de evidenciar a distribuição espacial do setor sucroenergético sob a ótica das emissões, o mapa do potencial de emissões orienta a identificação preliminar de áreas com maior capacidade de contribuição para remoções líquidas de CO₂, de modo a reforçar o papel estratégico como insumo-chave na identificação dos *clusters* potenciais de BECCS propostos neste estudo.

4.2.4 Distribuição espacial da malha de gasodutos de transporte no Brasil

A Figura 22 apresenta a distribuição espacial da infraestrutura linear existente de gasoduto de transporte, autorizada e indicativa no território brasileiro, se tratando de um elemento de apoio à análise logística desenvolvida nesta dissertação e evidencia uma forte concentração da infraestrutura nas regiões Sudeste e Nordeste, com destaque para os corredores associados às bacias produtoras de gás natural e aos principais centros consumidores e industriais do país, enquanto grandes áreas do Centro-Oeste e do Norte permanecem com baixa ou inexistente cobertura por gasodutos.

Os gasodutos de transporte não implantados podem ser classificados segundo diferentes estágios de maturidade regulatória e decisória, os quais implicam distintos graus de probabilidade de materialização. À luz da Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), a construção e operação de gasodutos de transporte dependem de autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), precedida de comprovação de viabilidade técnica e econômica e do cumprimento das exigências de licenciamento ambiental, compreendendo três categorias principais de projetos não operacionais:

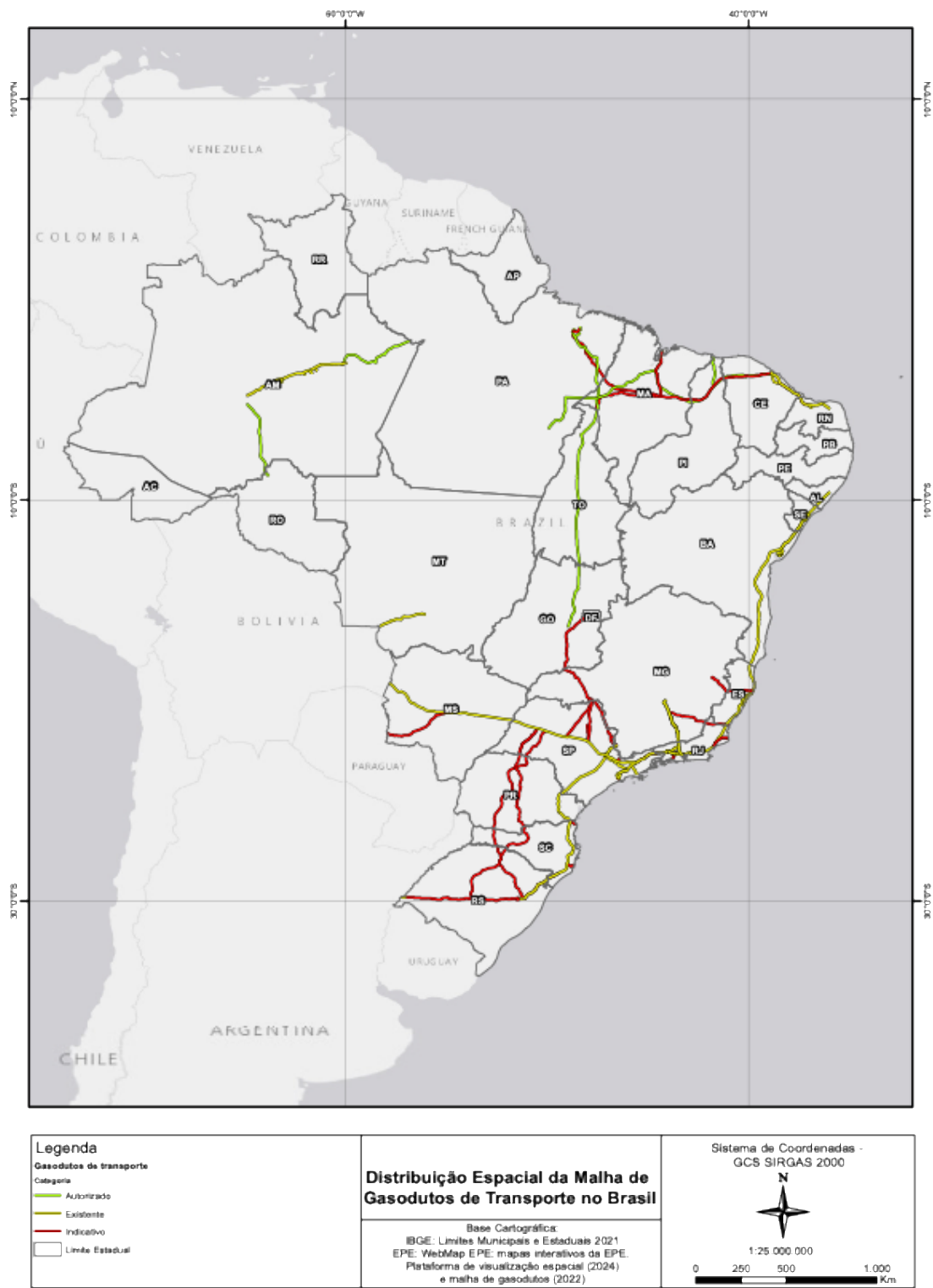
- **Gasodutos em construção:** Correspondem a empreendimentos que já obtiveram autorização regulatória da ANP, concluíram as etapas de licenciamento ambiental e tiveram sua decisão final de investimento formalizada. Encontram-se em fase de implantação física das obras e apresentam elevada probabilidade de entrada em operação, salvo intercorrências técnicas, financeiras ou judiciais.
- **Gasodutos em avaliação:** Incluem projetos que se encontram em fase preliminar de estruturação técnica e econômica, podendo já ter protocolado solicitações de autorização junto à ANP ou iniciado etapas de licenciamento ambiental. Todavia, ainda não possuem decisão final de investimento (FID).

Sua viabilização depende da consolidação de demanda firme, celebração de contratos de transporte e comprovação de sustentabilidade econômico-financeira, nos termos do regime autorizativo estabelecido pela Lei nº 14.134/2021.

- Gasodutos estudados no âmbito do PEMAT: O Plano de Expansão da Malha de Transporte de Gás Natural (PEMAT), elaborado pelo Ministério de Minas e Energia com apoio técnico da EPE, identifica corredores potenciais de expansão com base em cenários de oferta e demanda de gás natural. Os traçados classificados como “estudados no PEMAT” possuem caráter indicativo de planejamento energético e não configuram autorização regulatória nem obrigação de implantação. Não implicam, portanto, compromisso contratual, licenciamento ambiental iniciado ou decisão de investimento assegurada, sendo sua concretização condicionada a gatilhos de mercado e decisões empresariais futuras.

Entretanto a base de dados utilizada (EPE, 2024) apresenta os gasodutos e de transporte, sem as devidas categorizações, considerando em suas bases, a apresentação como gasodutos existentes, autorizados ou indicativos. Portanto, análises futuras precisam considerar o detalhamento dessas legendas. Dessa forma, para fins de análises futuras, a proximidade das usinas de etanol a gasodutos não implantados deve ser interpretada segundo o grau de maturidade regulatória da infraestrutura considerada, de modo a serem evitadas superestimações da viabilidade logística de *clusters* identificados, reconhecendo que esta infraestrutura de transporte específica constitui variável dinâmica e dependente de fatores regulatórios, econômicos e contratuais.

Figura 22. Distribuição Espacial da Malha de Gasodutos de Transporte no Brasil



Fonte: Elaborado pela autora, com base na base cartográfica WebMap EPE (2024) e da base cartográfica do IBGE (Limites Municipais e Estaduais, 2021).

No contexto da análise de viabilidade territorial para fins de identificação de *clusters* potenciais de BECCS, a malha de gasodutos pode ser considerada como um condicionante logístico complementar, capaz de reduzir custos e complexidade na etapa de transporte do CO₂ capturado, mas não como um requisito determinante para a formação dos agrupamentos analisados. A principal vantagem associada à existência dessa infraestrutura reside no potencial de utilização de suas faixas marginais como corredores para implantação de carbodutos paralelos. O aproveitamento de áreas já consolidadas para servidões lineares tende a reduzir conflitos de uso e ocupação do solo, simplificar tratativas fundiárias e conferir maior previsibilidade ao processo de licenciamento ambiental, em comparação à abertura de novos traçados.

4.2.5 Distância de faixas de gasodutos de transporte das usinas de etanol

O mapa apresentado na Figura 23 relaciona a localização das usinas de etanol às faixas de gasodutos de transporte, permitindo avaliar a condição logística para a implantação de BECCS a partir da proximidade entre as fontes emissoras de CO₂ e a infraestrutura linear existente ou projetada, com respectiva faixa marginal como elemento facilitador para questões de licenciamento e fundiárias.

Para fins desta análise, foram consideradas três categorias de infraestrutura: (i) gasodutos de transporte em operação; (ii) gasodutos autorizados ou licenciados, ainda não implantados; e (iii) traçados previstos em instrumentos de planejamento energético ou mencionados em documentos estratégicos setoriais, sem licenciamento formal concluído. Essa última categoria é aqui denominada “indicativa”, representando corredores potenciais cuja materialização depende de decisões futuras de investimento, aprovação regulatória e viabilidade econômica.

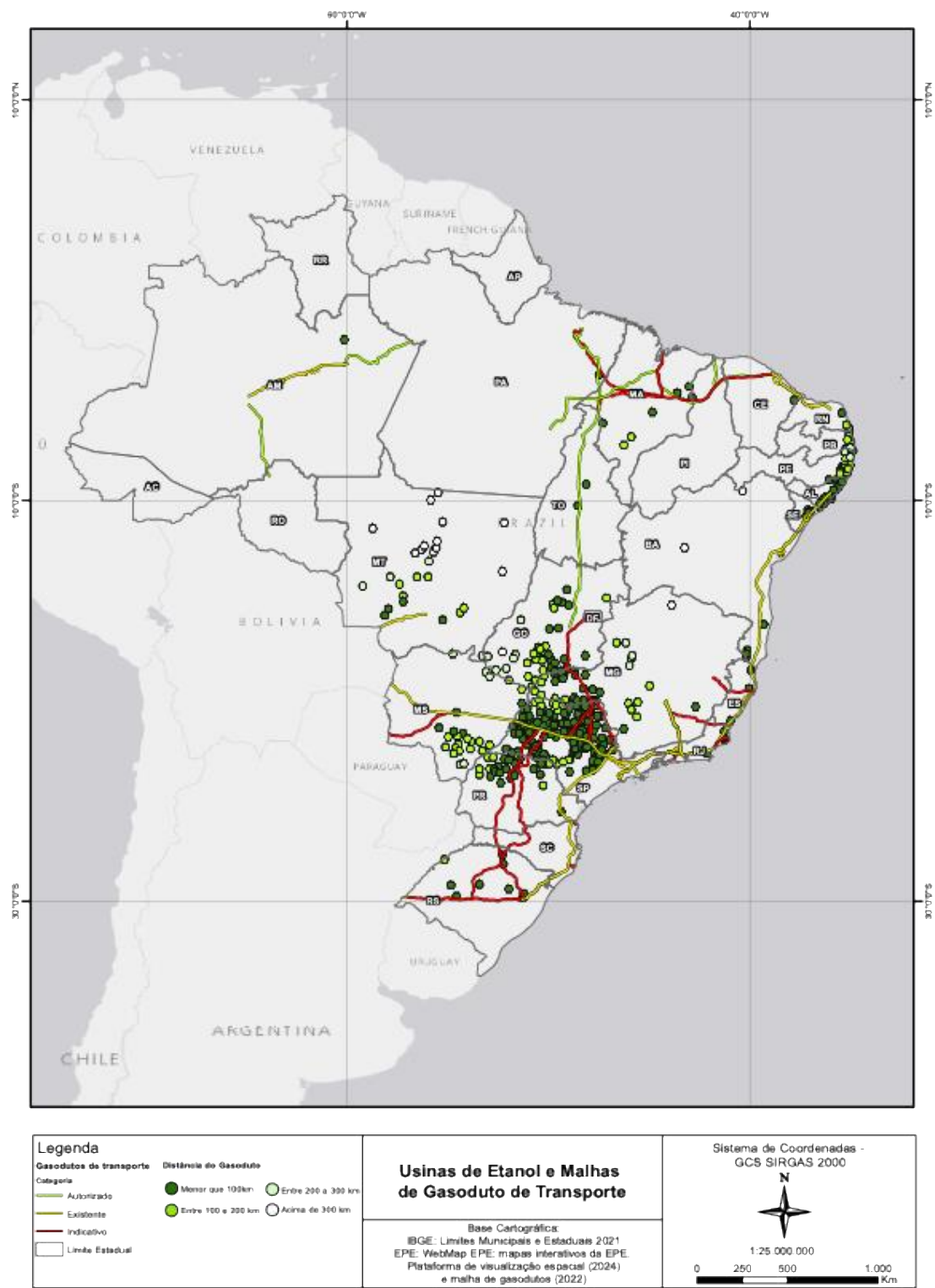
Quanto menor o afastamento entre as usinas e essas faixas lineares, maior tende a ser a atratividade logística, em função da redução potencial de custos e complexidades associadas ao transporte do CO₂. Foi adotado o limite máximo de 300 km como referência superior de interesse, considerando que não foram identificadas na literatura revisada experiências consolidadas de BECCS com transporte dutoviário acima desse patamar.

Nesse sentido, as usinas localizadas até 100 km, entre 100 e 200 km e entre 200 e 300 km da malha de gasodutos se destacam como casos mais favoráveis sob

a ótica logística. Por outro lado, aquelas situadas além de 300 km apresentam restrições relevantes para integração a um sistema dutoviário compartilhado, podendo demandar soluções alternativas de transporte ou maior proximidade a sítios de armazenamento geológico.

Além da proximidade das usinas em relação à malha de gasodutos de transporte propriamente dita, outros eixos marginais de infraestrutura, como faixas marginais ao longo de rodovias federais, estaduais ou corredores multimodais, podem ser considerados em análises exploratórias futuras de logística para BECCS. Essa condição pode ser interpretada como um elemento facilitador, para implantação de infraestrutura complementar compartilhada de transporte de CO₂, como dutos dedicados.

Figura 23 Distância de Faixas de Gasodutos de Transporte das Usinas de etanol

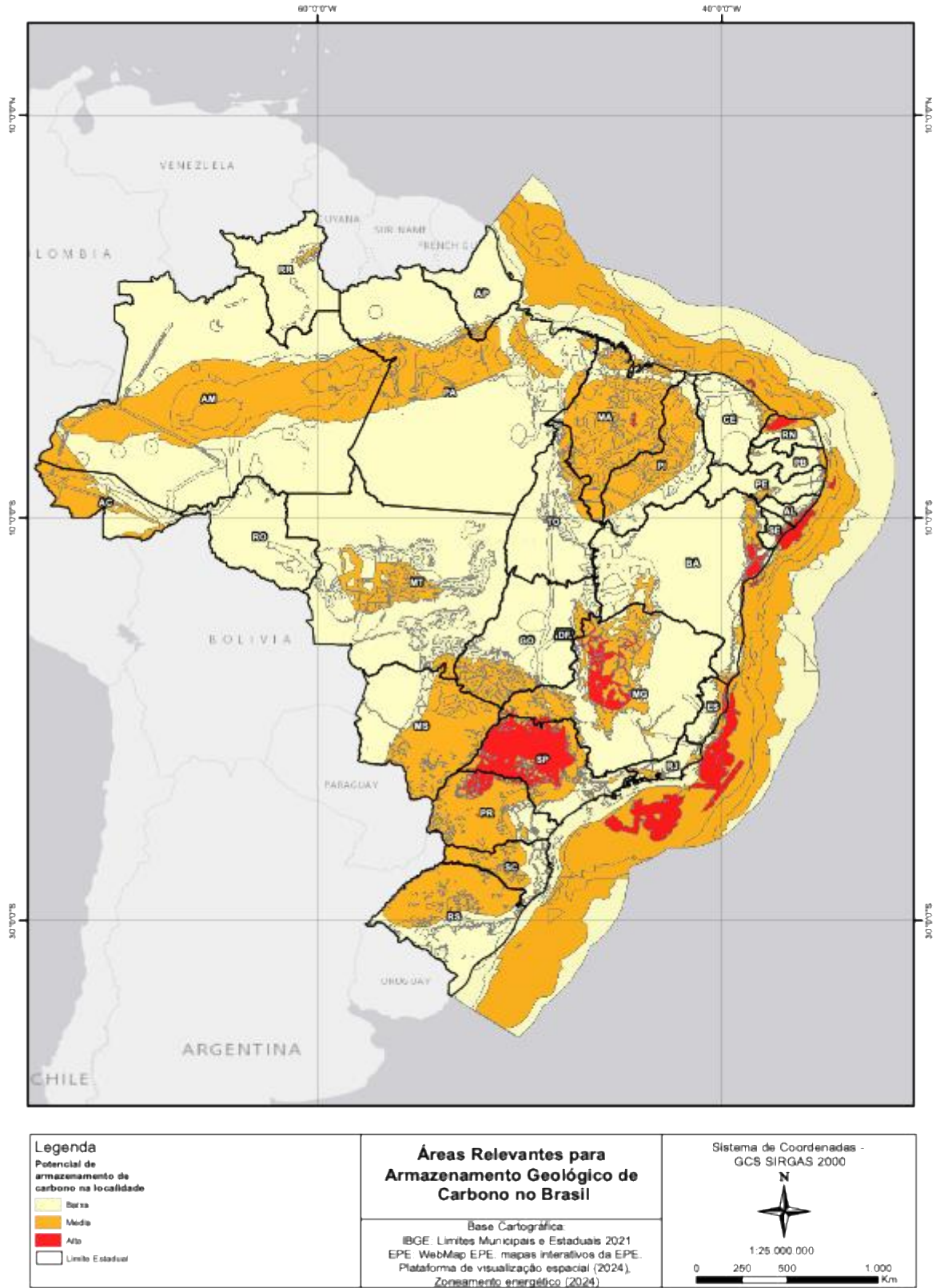


Fonte: Elaborado pela autora com base na base cartográfica WebMap EPE (2024) e da base cartográfica do IBGE (Limites Municipais e Estaduais, 2021).

4.2.6 Áreas relevantes para armazenamento geológico de carbono no Brasil

A identificação de Áreas relevantes para armazenamento de carbono apresenta uma visão integrada do potencial geológico para armazenamento de CO₂ no território brasileiro, classificando as áreas segundo níveis baixo, médio e alto potencial, com base em dados oficiais disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pela base cartográfica do IBGE, conforme explicado na metodologia, e se encontra apresentada na Figura 24.

Figura 24. Mapa de áreas relevantes para armazenamento geológico de carbono no Brasil



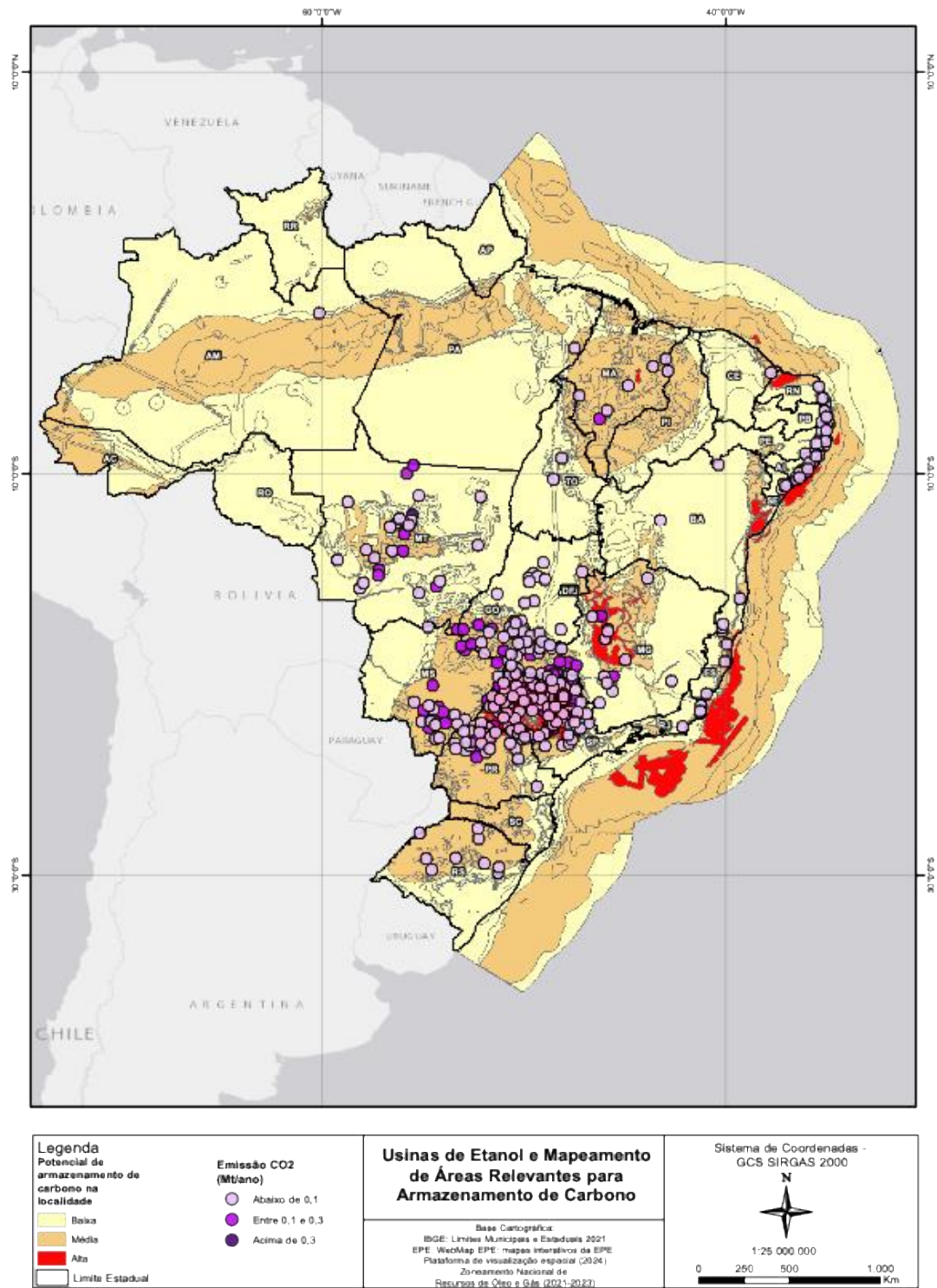
Fonte: Adaptado da base cartográfica WebMap EPE (2024) e da base cartográfica do IBGE (Limites Municipais e Estaduais, 2021).

4.2.7 Usinas de etanol e mapeamento de áreas relevantes para armazenamento de carbono

Duas dimensões centrais estão sendo avaliadas no contexto da Figura 43: a distribuição espacial das usinas de etanol, classificadas segundo faixas de emissão anual de CO₂; e o mapeamento de áreas com diferentes níveis de potencial geológico para armazenamento de carbono (baixo, médio e alto). A visualização evidencia uma forte concentração de usinas de etanol nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, especialmente nos estados de São Paulo, Goiás, Mato Grosso do Sul e Minas Gerais, onde também se observa a presença significativa de áreas classificadas como de potencial médio a alto para armazenamento geológico de CO₂. Essa sobreposição espacial é especialmente relevante, pois reduz a necessidade de longas distâncias de transporte do CO₂ capturado, um dos principais fatores de custo e complexidade logística em projetos de BECCS, como já referenciado previamente.

No Centro-Oeste, destacam-se áreas do Estado de Mato Grosso, onde há simultaneamente a presença de usinas, ainda que mais dispersas, e zonas indicadas como favoráveis ao armazenamento, reforçando a pertinência da região como candidata à formação de arranjos do tipo *hub-and-spoke* (em português, centro de distribuição centralizada). Já na região Sudeste, existe uma coincidência mais intensa entre altas densidades de usinas e faixas de potencial de armazenamento elevado, sobretudo associadas a bacias sedimentares costeiras e interiores. O mapa evidencia também, regiões com potencial geológico relevante para armazenamento de carbono, ao longo do litoral nordestino e em porções do Norte do país, onde a presença de usinas de etanol é reduzida ou inexistente. Essa assimetria indica que, apesar do potencial técnico de armazenamento, a viabilidade de BECCS nessas áreas dependeria de custos muito maiores.

Figura 25. Usinas de Etanol e Mapeamento de Áreas Relevantes para Armazenamento de Carbono



Fonte: Elaborado pela autora com base na base cartográfica WebMap EPE (2024) e da base cartográfica do IBGE (Limites Municipais e Estaduais, 2021).

4.2.8 Indicação de *Clusters* potenciais

A identificação de potenciais *clusters* para aplicação de BECCS no contexto da indústria sucroenergética brasileira foi realizada a partir do cruzamento sistemático de múltiplas camadas espaciais, previamente analisadas nesta pesquisa. Essa abordagem parte do entendimento de que a viabilidade de projetos de BECCS não depende de um único fator, mas da convergência territorial entre fontes emissoras concentradas de CO₂ biogênico, facilidade na infraestrutura de transporte energético e condições geológicas favoráveis ao armazenamento de carbono. Entretanto, para fins dessa análise, considerando que outras soluções para o transporte de CO₂ possam ser estudadas, esse condicionante não foi condição essencial para a indicação dos *clusters*, e sim, as áreas potenciais para armazenamento de carbono e o potencial de captura das usinas.

Vale ressaltar que esses *clusters* não representam, por si só, projetos definidos ou viáveis em curto prazo, mas sim áreas prioritárias para aprofundamento técnico, onde as condições territoriais sugerem maior aderência aos requisitos logísticos, regulatórios e geológicos associados à implantação de sistemas de BECCS.

Foram então identificados como possíveis *clusters*, três áreas, uma na região Centro-Sul (Centro-Oeste, Sudeste e Sul), outra na região Nordeste e uma no Estado do Mato Grosso, que indicam um potencial estimado para captura de emissões de 17,8 MtCO₂/ano, que seguem apresentados.

4.2.9 *Cluster* potencial – região Centro-Sul

A análise estatística descritiva das usinas que compõem o *cluster* Centro-Sul qualifica e aprofunda a interpretação espacial apresentada na Figura 26. Considerando as 138 usinas identificadas no agrupamento, o potencial médio de emissões capturáveis é de aproximadamente 0,080 MtCO₂/ano por unidade, enquanto a mediana é de 0,072 MtCO₂/ano. Os valores individuais variam entre 0,012 MtCO₂/ano e 0,214 MtCO₂/ano, revelando heterogeneidade interna relevante. O total agregado das emissões do *cluster* atinge **11,1 MtCO₂/ano**, confirmando a elevada centralidade territorial da Região Centro-Sul para estratégias de BECCS em escala regional.

A diferença relativamente pequena entre média e mediana indica ausência de assimetria extrema na distribuição, embora exista um subconjunto de usinas com volumes significativamente superior à média, responsáveis por parcela expressiva do potencial agregado. Esse padrão sugere uma estrutura composta por uma base numerosa de unidades de porte intermediário e um núcleo restrito de emissores mais robustos, cuja atuação pode ser estratégica na organização de arranjos compartilhados.

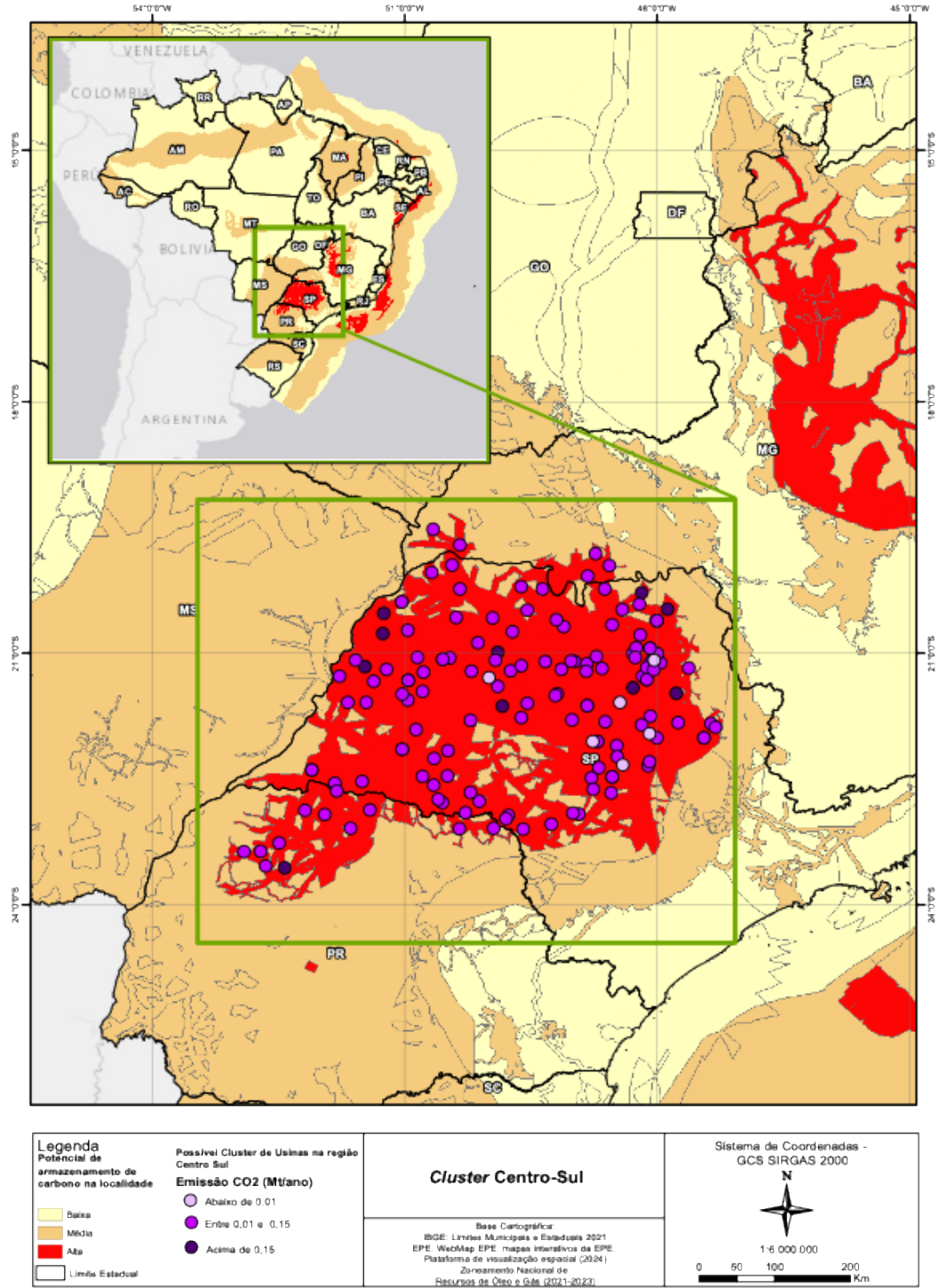
A elevada densidade espacial de fontes emissoras, combinada à presença de extensas áreas classificadas como favoráveis ao armazenamento geológico, reforça a robustez técnica preliminar do *cluster*. Diferentemente de regiões com emissões dispersas, a continuidade territorial observada no Centro-Sul favorece a estruturação de arranjos coletivos de captura e transporte, potencialmente reduzindo custos médios por tonelada capturada através de economias de escala e compartilhamento de infraestrutura.

O *cluster* Centro-Sul não se destaca apenas pela potencial magnitude de emissões, mas também, pela combinação entre escala industrial consolidada, concentração espacial de usinas e coincidência com áreas geologicamente promissoras. Essa convergência cria condições particularmente favoráveis para modelagens mais aprofundadas de viabilidade técnica, regulatória e econômica.

A análise descritiva também evidencia que embora o potencial médio seja relevante, parte das usinas apresenta emissões individuais relativamente modestas, o que reforça a importância de modelos de clusterização em detrimento de abordagens isoladas. O BECCS, nesse território, tende a ser estruturalmente mais viável se concebido como infraestrutura compartilhada, especialmente considerando os investimentos em transporte e armazenamento geológico.

Em síntese, o *cluster* Centro-Sul configura-se como o principal polo territorial identificado na pesquisa, reunindo escala produtiva, massa crítica de CO₂ biogênico e indicativos preliminares de aptidão geológica. Sua consolidação, entretanto, dependerá de análises subsequentes que integrem modelagens econômicas, risco climático agrícola, sensibilidade logística e condicionantes socioambientais, de modo a transformar potencial analítico em estratégia estruturada de política pública e investimento privado.

Figura 26. Cluster Potencial – Região Centro-Sul do Brasil

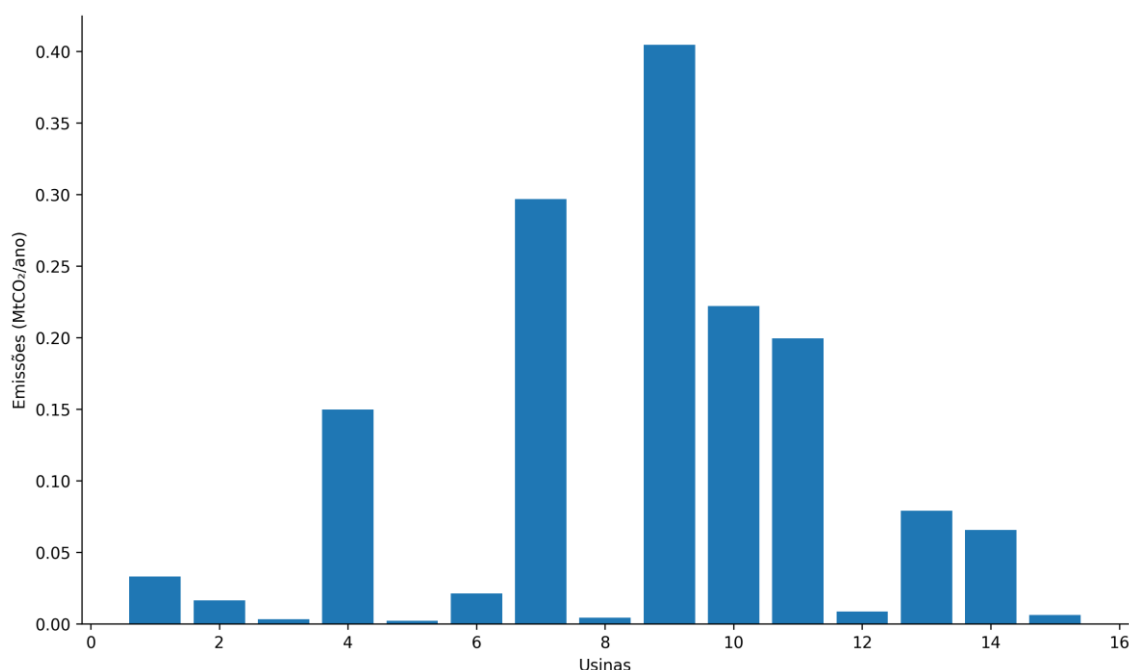


Fonte: Elaborado pela autora com base na base cartográfica WebMap EPE (2024) e da base cartográfica do IBGE (Limites Municipais e Estaduais, 2021).

4.2.10 Cluster potencial – Mato Grosso

A análise estatística descritiva das 15 usinas que compõem o cluster de Mato Grosso permite qualificar a interpretação espacial apresentada na Figura 28. Considerando as unidades individualmente, o potencial médio de emissões capturáveis é de aproximadamente 0,101 MtCO₂/ano por usina, enquanto a mediana é de 0,033 MtCO₂/ano. Os valores individuais variam entre 0,002 MtCO₂/ano e 0,404 MtCO₂/ano, evidenciando elevada heterogeneidade interna, como pode ser observado na Figura 27.

Figura 27. Emissões individuais das usinas do *cluster* Mato Grosso



Fonte: Elaborada pela autora com uso de ferramenta generativa ChaGpt, com base de dados EPE (2024).

O total das emissões do *cluster* atinge **1,51 MtCO₂/ano**, valor significativo em escala estadual e particularmente expressivo quando considerada a concentração territorial das fontes. Diferentemente do padrão observado no Centro-Sul, cuja robustez decorre do grande número de usinas e da continuidade espacial, o *cluster* mato-grossense apresenta perfil mais concentrado, onde poucas unidades de maior porte respondem por grande parcela do potencial total.

A diferença acentuada entre média e mediana revela uma assimetria positiva na distribuição, indicando que o potencial agregado é influenciado por um subconjunto

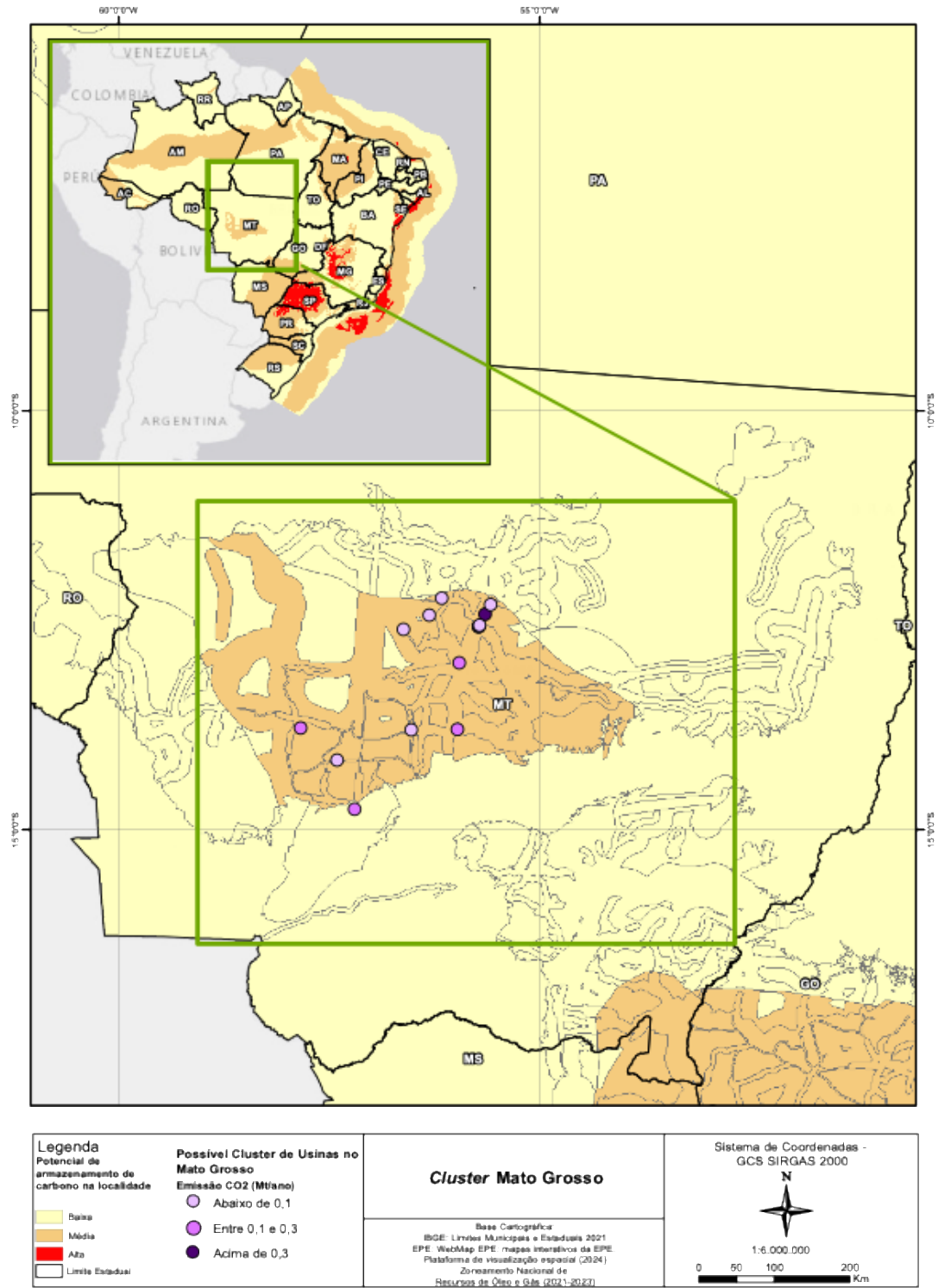
de grandes emissores, característica compatível com a presença de unidades industriais de etanol de milho no estado.

Do ponto de vista territorial, o mapa (Figura 28) evidencia coincidência entre essas fontes emissoras e áreas classificadas como favoráveis ao armazenamento geológico de carbono, sugerindo alinhamento preliminar entre geração concentrada de CO₂ biogênico e aptidão geológica. Embora a distribuição espacial seja mais pontual do que no Centro-Sul, a intensidade individual das emissões pode favorecer modelos de captura estruturados. Trata-se, portanto, de um arranjo potencialmente mais dependente de decisões de investimento ancoradas em unidades estruturantes específicas.

A integração das bases georreferenciadas de usinas da EPE (2024) com a malha rodoviária federal (DNIT, 2024) indica que polos industriais estratégicos como Lucas do Rio Verde, Sorriso e Sinop situam-se ao longo da BR-163, principal eixo logístico agroindustrial da região. A proximidade a esse corredor estruturante pode representar elemento facilitador para implantação de infraestrutura de transporte de CO₂, inclusive mediante soluções paralelas às faixas de domínio rodoviárias, desde que observadas as exigências técnicas, regulatórias e de licenciamento aplicáveis ao transporte dutoviário.

Em síntese, o *cluster* de Mato Grosso configura-se como um arranjo territorial de perfil assimétrico e industrialmente robusto, cujo potencial decorre menos da quantidade de usinas e mais da intensidade individual de determinadas unidades. Sua consolidação como polo de BECCS dependerá de aprofundamentos sobre caracterização geológica detalhada, capacidade efetiva de armazenamento e modelagens econômicas que considerem custos de captura, compressão e transporte em configurações concentradas.

Figura 28. Cluster Potencial – Estado do Mato Grosso



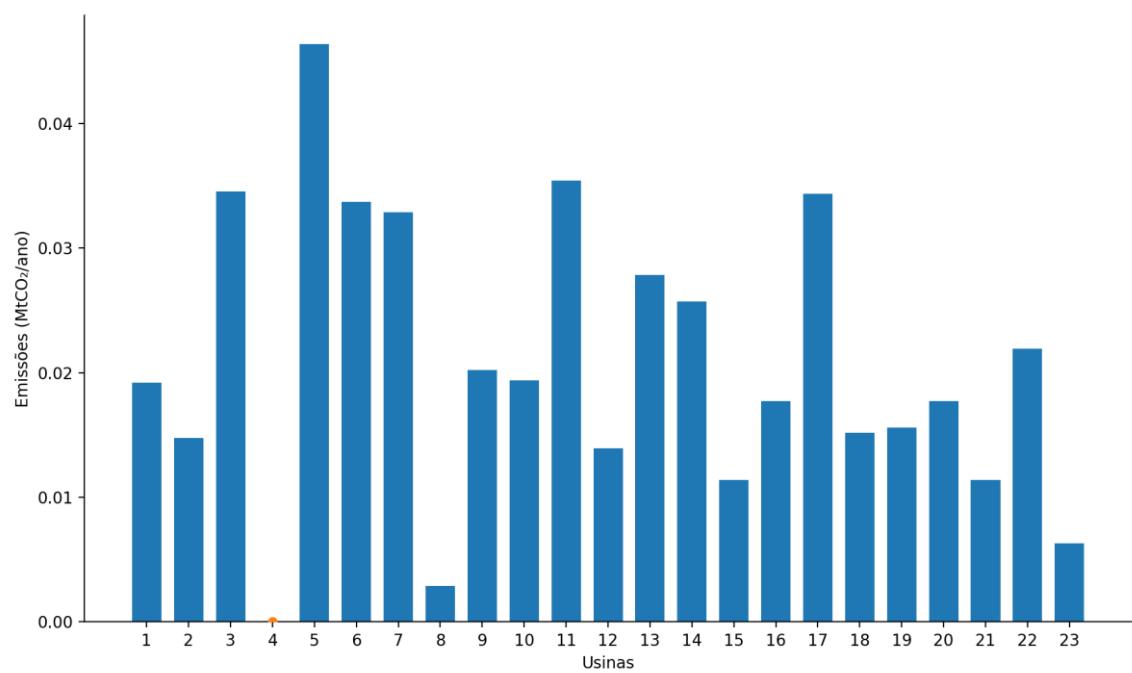
Fonte: Elaborado pela autora cm base na base cartográfica WebMap EPE (2024) e da base cartográfica do IBGE (Limites Municipais e Estaduais, 2021).

4.2.11 *Cluster* potencial – região Nordeste

A análise estatística descritiva das usinas que compõem o *cluster* Nordeste (Figura 30) permite qualificar a interpretação espacial apresentada e acrescentar uma leitura ao agrupamento. Considerando as 23 usinas identificadas, observa-se que o potencial médio de emissões capturáveis é de 0,021 MtCO₂/ano por usina, com mediana de 0,019 MtCO₂/ano. Os valores individuais variam de 0,000 a 0,046 MtCO₂/ano, evidenciando um conjunto de fontes de menor porte relativo quando comparado aos *clusters* do Centro-Sul e do Mato Grosso. Em termos agregados, o *cluster* totaliza 0,478 MtCO₂/ano, valor coerente com a interpretação de um agrupamento de escala moderada, cuja relevância decorre sobretudo da convergência territorial entre fontes emissoras e áreas com indicativos de aptidão geológica para armazenamento, e não da magnitude absoluta das emissões.

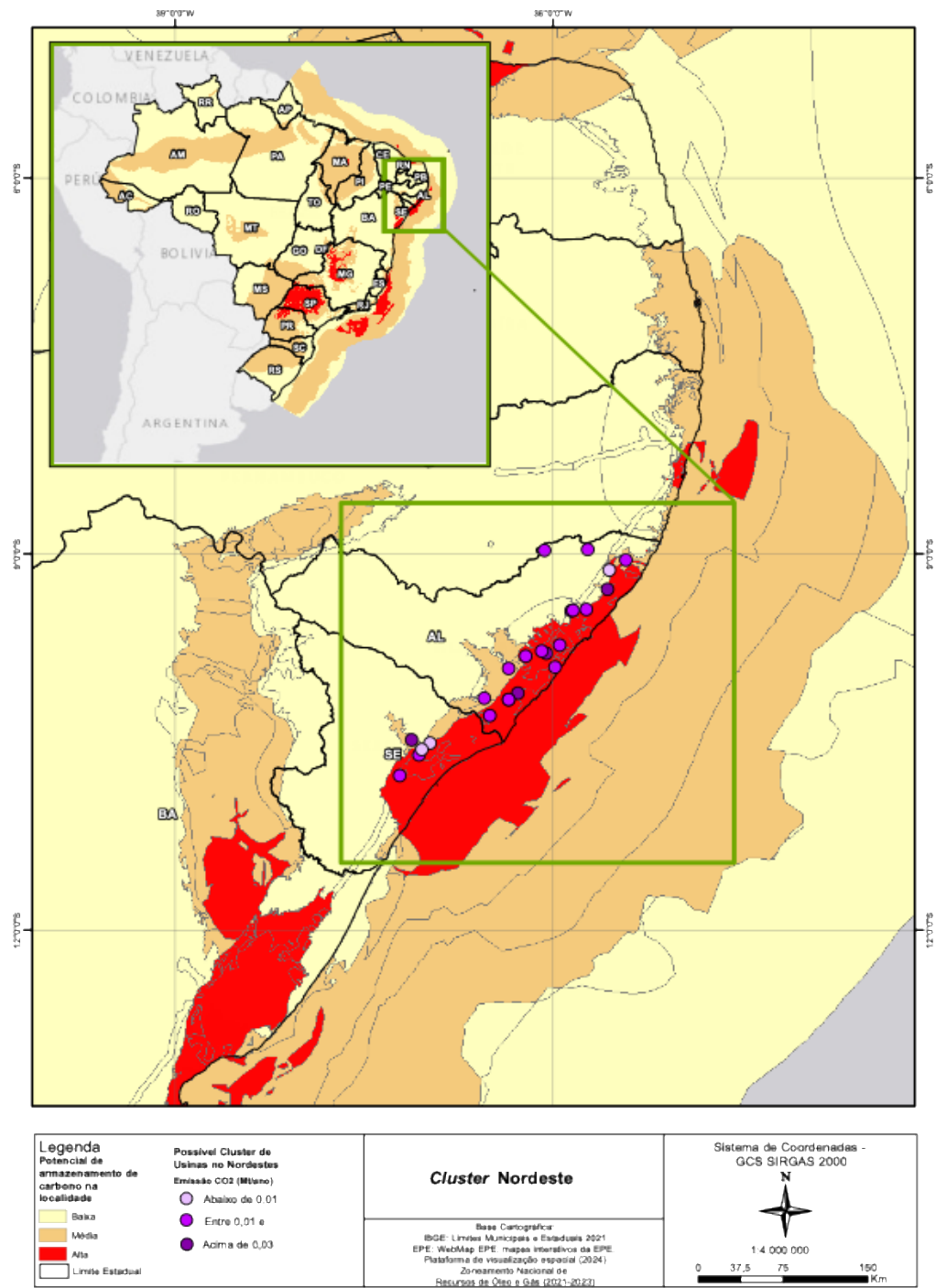
Conforme ilustrado na Figura 29, a distribuição das emissões apresenta concentração em faixas inferiores e baixa presença de unidades de maior emissão, sugerindo que a viabilização territorial de BECCS no Nordeste tende a depender ainda mais de arranjos coletivos e soluções logísticas otimizadas (p. ex., agregação de fluxos e/ou integração com infraestrutura regional), caso se busque escala operacional. Assim, o *cluster* Nordeste deve ser interpretado como uma oportunidade de BECCS de menor escala relativa, mas potencialmente estratégica para interiorização de rotas tecnológicas, aprendizagem institucional e desenho de políticas regionais, sobretudo em contextos onde alternativas de mitigação podem ser mais restritas.

Figura 29. Emissões individuais das usinas do *cluster* Nordeste



Fonte: Elaborada pela autora com uso de ferramenta generativa ChaGpt, com base de dados EPE (2024).

Figura 30. Emissões individuais das usinas do *cluster* Nordeste



Fonte: Elaborado pela autora com base na base cartográfica WebMap EPE (2024) e da base cartográfica do IBGE (Limites Municipais e Estaduais, 2021).

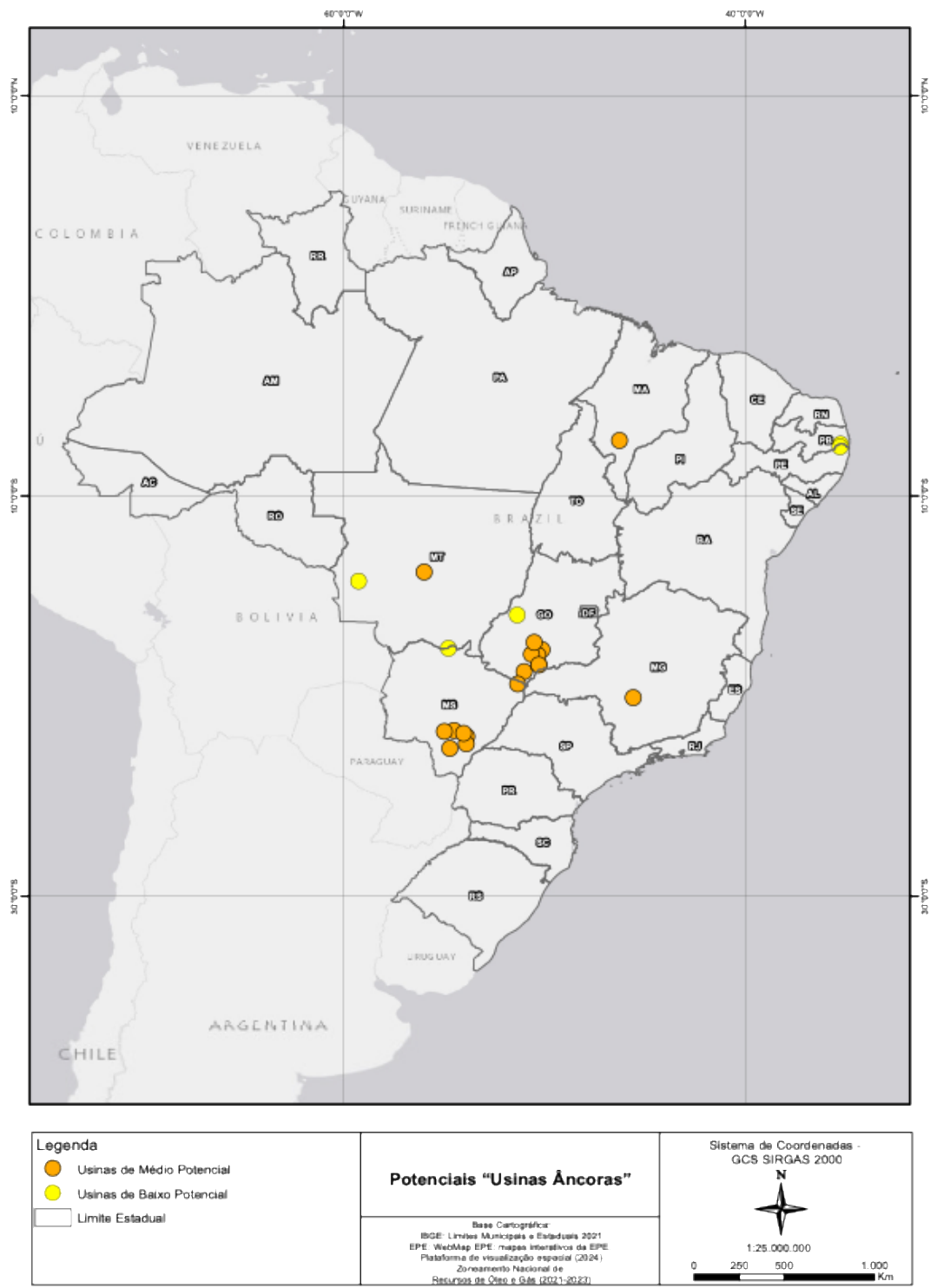
4.2.12 Usinas potenciais como “âncoras” para BECCS

Objetivando identificar usinas de etanol com potencial para atuarem como “âncoras” territoriais de projetos de BECCS, foi elaborado um mapa de classificação das unidades produtivas a partir do atendimento simultâneo às três condicionantes consideradas críticas ao longo desta pesquisa, de caráter indicativo e prospectivo, voltado à identificação de usinas capazes de estruturar ou viabilizar arranjos territoriais de BECCS (Figura 31). A classificação adotada considerou a combinação de: potencial de emissões de CO₂ passíveis de captura, proximidade relativa à infraestrutura de transporte por gasodutos, e inserção em regiões com alto potencial geológico para armazenamento de CO₂. A partir desses critérios, as usinas foram agrupadas em classes de alta, média ou baixa atratividade, entendidas aqui como diferentes níveis de capacidade de ancoragem para projetos de BECCS

A sensibilidade dos resultados às variáveis indica que a incorporação de novas camadas espaciais, como risco climático agrícola, restrições socioambientais, zoneamentos municipais ou infraestrutura rodoviária estruturante, pode alterar significativamente a configuração das usinas âncoras identificadas.

A classificação proposta apresentada não estabelece juízo definitivo de viabilidade, mas organiza o território segundo graus relativos de convergência técnica. Mesmo as usinas classificadas como de baixo potencial permanecem como possíveis alvos estratégicos em cenários de expansão gradual, formação de consórcios regionais ou evolução da infraestrutura de transporte. O modelo adotado constitui, portanto, uma primeira aproximação estruturada, passível de refinamento em investigações futuras que incorporem maior variação paramétrica e cenários combinados de análise.

Figura 31. Usinas “Âncoras” em potencial



Fonte: Elaborado pela autora com base na base cartográfica WebMap EPE (2024) e da base cartográfica do IBGE (Limites Municipais e Estaduais, 2021).

4.2.13 Usinas Âncoras de Alto Potencial

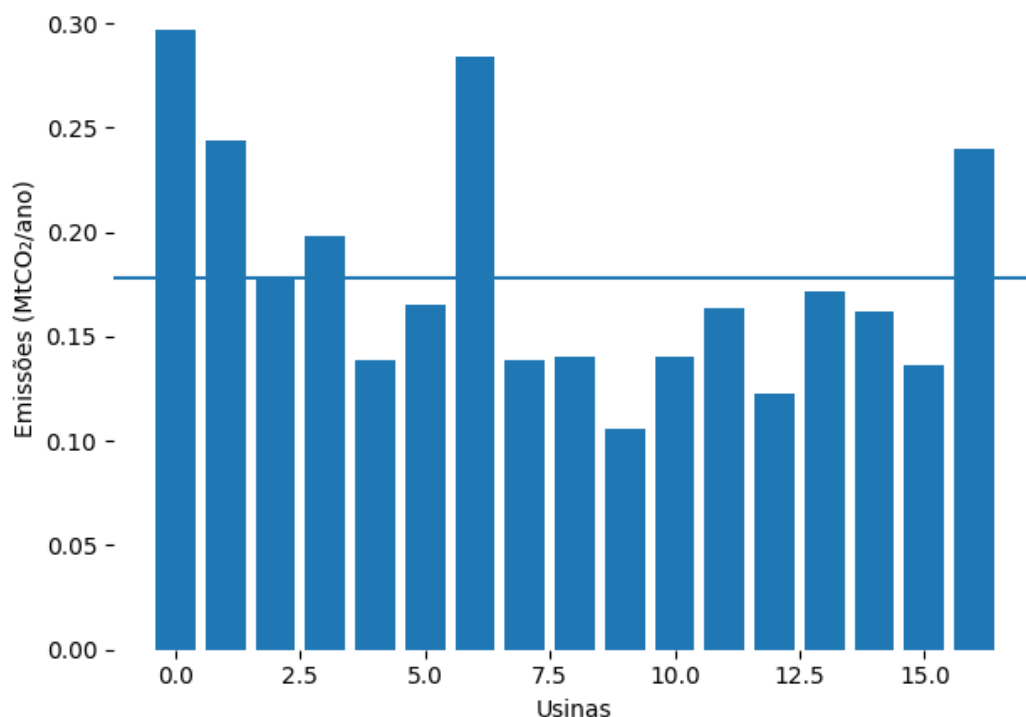
A aplicação das três dimensões analíticas (áreas potenciais para armazenamento geológico, volume anual estimado de emissões de CO₂ capturável e proximidade a faixas marginais de gasodutos de transporte), não identificou, no conjunto analisado, nenhuma usina âncora classificada como de alto potencial simultâneo.

Esse dado é relevante pois indica que, embora existam usinas com elevado volume de emissões, ou inseridas em áreas geologicamente favoráveis, ou ainda relativamente próximas à infraestrutura logística, a convergência plena das três condições classificadas como “altas” não foi observada no recorte adotado. Esse achado evidencia que a uma simultaneidade alta nas três dimensões constitui condição restritiva no modelo aplicado.

4.2.14 Usinas Âncoras de Médio Potencial

A análise estatística descritiva das 17 usinas classificadas como de médio potencial permite qualificar a interpretação visual do mapa apresentado na Figura 31. As emissões capturáveis estimadas apresentam média de 0,178 MtCO₂/ano e mediana de 0,164 MtCO₂/ano, com valores variando entre 0,106 e 0,297 MtCO₂/ano (Figura 32). A diferença moderada entre média e mediana indica leve assimetria na distribuição, sugerindo que algumas unidades com maior volume de emissões elevam o valor médio do grupo, sem caracterizar concentração extrema.

Embora não tenham sido classificadas como de alto potencial nas três dimensões simultaneamente, essas usinas apresentam volume individual de CO₂ biogênico expressivo para sustentar arranjos regionais de BECCS, sobretudo quando consideradas em conjunto com condições favoráveis de armazenamento geológico e proximidade relativa à infraestrutura de transporte. Tratam-se, portanto, de usinas com viabilidade potencial dependentes de coordenação territorial e modelagem econômica integrada.

Figura 32. Distribuição das emissões – Usinas Âncoras (médio potencial)

Fonte: Elaborado pela autora com base em planilha de atributos EPE (2024)

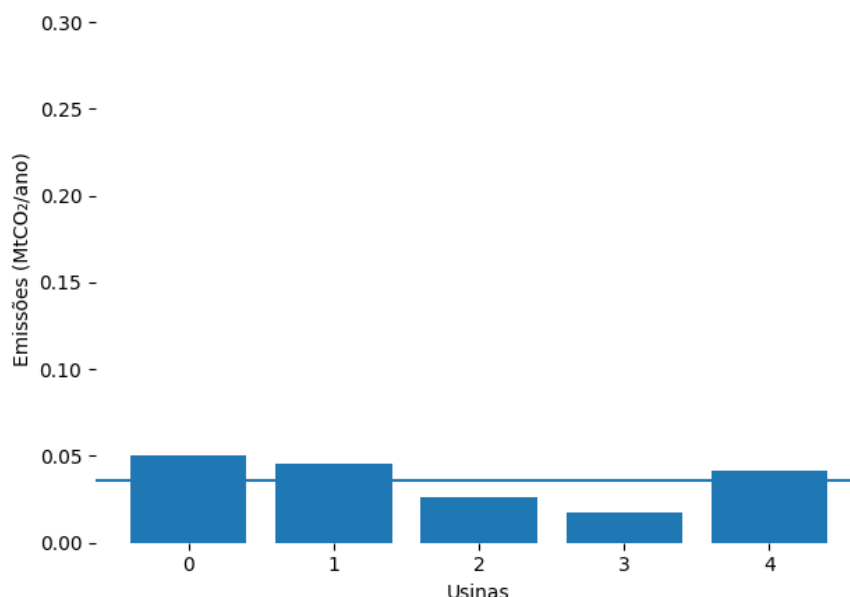
4.2.15 Usinas âncoras de Baixo Potencial

A análise estatística descritiva das 5 usinas classificadas como de baixo potencial permite aprofundar a interpretação visual dos mapas e compreender a heterogeneidade interna desse grupo. As emissões capturáveis estimadas apresentam média de 0,036 MtCO₂/ano e mediana de 0,041 MtCO₂/ano, com valores variando entre 0,018 e 0,050 MtCO₂/ano. A proximidade entre média e mediana indica distribuição relativamente equilibrada, sem evidência de concentração significativa em unidades isoladas.

A classificação como baixo potencial decorre da avaliação integrada das três dimensões consideradas: intensidade de emissões, aptidão geológica ao armazenamento e proximidade à infraestrutura de transporte, e não exclusivamente o volume absoluto de CO₂ capturável. Ainda que apresentem menor escala relativa, essas unidades não devem ser interpretadas como irrelevantes do ponto de vista estratégico. Em cenários alternativos de infraestrutura compartilhada, evolução

regulatória ou valorização de créditos de carbono, parte dessas usinas pode tornar-se técnica e economicamente elegível

Figura 33. Distribuição das emissões - Usinas Âncoras (baixo potencial)



Fonte: Elaborado pela autora com base em planilha de atributos EPE (2024)

4.3 CASO DE ESTUDO – PROJETO DE SISTEMA BECCS DA FS FUELING SUSTAINABILITY

O presente caso de estudo ilustrativo se refere ao Projeto da FS, selecionado por seu caráter pioneiro, escala industrial e maturidade regulatória, com o objetivo de exemplificar, de forma aplicada, as condições técnicas, territoriais e institucionais associadas à implementação da tecnologia de Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono (BECCS) no setor sucroenergético brasileiro. O projeto da FS pretende capturar o CO₂ gerado no processo de fermentação na produção de etanol de milho da Usina da FS de Lucas do Rio Verde – MT, e injetá-lo, sob pressão, nos reservatórios geológicos profundos da Bacia dos Parecis.

A primeira etapa do projeto consistiu na análise das características geológicas e checagem quanto ao potencial de armazenamento de CO₂ em aquífero salino profundo, localizado a aproximadamente dois quilômetros da superfície. A FS empregará a mesma tecnologia de BECCS que atualmente tem sido utilizada em

usinas operando no mundo. A FS pretende remover, na usina de Lucas do Rio Verde, cerca de 400.000 toneladas de CO₂ da atmosfera por ano, o que corresponde ao plantio de 905 hectares de floresta amazônica com mais de duas mil árvores a cada ano. Esse impacto poderá ser multiplicado várias vezes, caso seja desenvolvido todo o potencial existente para projetos de BECCS na indústria de etanol brasileira.

Durante a visita técnica realizada foi possível acompanhar a chegada de um dos equipamentos estratégicos do sistema de BECCS, especificamente a unidade destinada à desidratação do gás proveniente da fermentação, etapa fundamental para o condicionamento do CO₂ antes das fases de compressão, transporte e posterior armazenamento geológico. Essa observação direta contribuiu para a compreensão prática da rota tecnológica adotada no projeto e de seus requisitos operacionais. A Figura 34 mostra uma imagem ilustrativa das instalações da empresa.

Figura 34. Usina de etanol de milho da FS em Lucas do Rio Verde (MT)



Fonte: FS Fueling Sustainability (Institucional).

4.3.1 Caracterização do empreendimento e geração de CO₂ biogênico

Conforme descrito no Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e no Volume I – Caracterização do Empreendimento (Green Agroflorestal, 2022), o referido empreendimento em Lucas do Rio Verde integra etapas de recepção de matéria-prima, fermentação, destilação do etanol e coprodução de farelos. A unidade industrial

da *FS Fueling Sustainability* é certificada pelo RenovaBio, tendo a melhor NEEA² do Brasil para seu etanol anidro (16,3 gCO₂e/MJ) e a segunda melhor para o etanol hidratado (16,7 gCO₂e/MJ), e opera a produção de etanol a partir do milho, por meio de processo contínuo de fermentação alcoólica. Nesse processo, conforme já explicado nos Capítulos 2 e 3, o CO₂ é gerado como subproduto direto e inevitável da conversão bioquímica da glicose em etanol, em proporção estequiométrica conhecida e estabelecida. De acordo com o referido Estudo de Impacto Ambiental, o CO₂ proveniente da fermentação apresenta elevada pureza, com concentrações próximas a 98–99%, contendo predominantemente vapor d'água como impureza residual (Green Agroflorestal, 2023)). Essa característica confere ao empreendimento uma condição técnica favorável à aplicação de BECCS, quando comparada a fontes de CO₂ oriundas de processos de combustão, nas quais o gás se encontra diluído em misturas com nitrogênio e outros componentes. A previsibilidade do fluxo de CO₂ gerado e sua elevada pureza reduzem a complexidade do sistema de captura e condicionamento, constituindo um dos principais fatores técnicos que viabilizam a aplicação do BECCS no contexto da indústria do etanol e no referido projeto.

4.3.2 Sistema de captura, condicionamento e compressão do CO₂

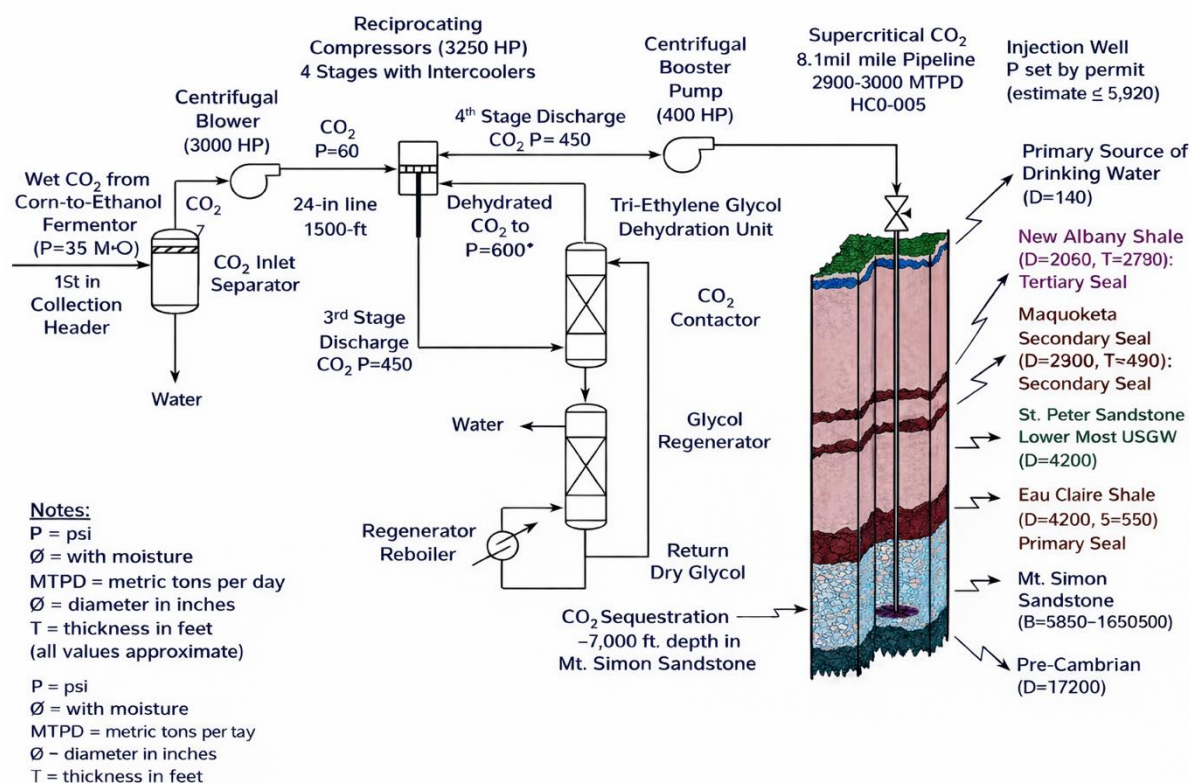
O sistema de captura do empreendimento foi projetado para operar de forma contínua e integrada ao processo industrial, coletando o CO₂ gerado na fermentação e realizando seu condicionamento físico-químico e encaminhamento para armazenamento geológico. Conforme descrito no EIA (Green Agroflorestal, 2023), o arranjo tecnológico compreende uma etapa inicial de compressão por ventoinha, seguida por um trem principal de compressão através de equipamentos alternativos, com estágio intermediário de desidratação por trietilenoglicol. Esse sistema permite elevar a pressão do CO₂ a patamares compatíveis com o transporte em estado supercrítico e com a injeção em profundidade, em torno de 160 bar. Do ponto de vista da engenharia, o arranjo adotado reflete a necessidade de controle rigoroso da

² NEEA - Nota de Eficiência Energético-Ambiental: É o indicador utilizado no RenovaBio para expressar a intensidade de carbono do biocombustível, medido em gCO₂e/MJ (gramas de CO₂ equivalente por megajoule). Quanto menor a NEEA, menor a intensidade de carbono do combustível e maior a geração de CBIOS por unidade comercializada.

umidade, estabilidade operacional e segurança do sistema, especialmente em função das exigências impostas pelo armazenamento geológico.

A Figura 35 apresenta o arranjo típico de captura, condicionamento e armazenamento geológico de CO₂ proveniente da fermentação na produção de etanol, incluindo etapas de compressão em múltiplos estágios, desidratação por trietilenoglicol (TEG), transporte por duto e injeção em reservatórios salinos profundos, selados por camadas geológicas impermeáveis. O esquema evidencia a maturidade tecnológica dessa rota e seu potencial de aplicação em sistemas de BECCS, com vistas à obtenção de emissões líquidas negativas.

Figura 35. Arranjo esquemático do processo de captura, compressão, desidratação e injeção do CO₂ da FS.



Fonte: EIA RIMA da FS (Green Agroflorestal, 2023).

De acordo com o EIA da FS (Green Agroflorestal, 2022), as instalações de captura de CO₂ incluem as seguintes unidades de processo principais:

- Compressão de reforço por uma ventoinha: o CO₂ da usina de etanol estará um pouco acima da pressão atmosférica e a ventoinha pode lidar com a baixa pressão de sucção de forma mais econômica (Green Agroflorestal, 2022).

- Compressão principal por compressor alternativo para aproximadamente 160 barg: o sistema de compressão de CO₂ será baseado em compressores alternativos de baixa ou média velocidade, devido à sua flexibilidade operacional e custos competitivos. Em condições supercríticas, o CO₂ pode ser bombeado a altas pressões, sendo possível o uso de bombas centrífugas multi-estágio como alternativa de menor custo para elevação adicional da pressão, caso a pressão de injeção requerida ultrapasse a capacidade do trem de compressão (Green Agroflorestal, 2022).
- Desidratação do CO₂ com trietilenoglicol TEG em um estágio intermediário do compressor: o CO₂ proveniente da usina de etanol contém água e requer desidratação, a ser realizada por meio de uma unidade com TEG, na qual o CO₂ entra em contato contracorrente com o dessecante em uma torre empacotada, permitindo a absorção da água. O TEG é posteriormente regenerado por aquecimento em um refeedor e recirculado ao sistema. A desidratação será realizada em um estágio intermediário da compressão, preferencialmente entre 43 e 63 barg, faixa em que a capacidade de retenção de água do CO₂ é mínima, reduzindo a carga da unidade TEG (Green Agroflorestal, 2022).

O Quadro 9 evidencia que, no caso da FS, os utilitários necessários à implantação do BECCS estão, em grande parte, integrados à infraestrutura existente da planta, como na maioria das usinas de etanol, contribuindo para a redução de investimentos adicionais e do consumo incremental de recursos. O aproveitamento de sistemas já disponíveis, como a geração de energia via CHP, circuitos de água de resfriamento e a reposição hídrica da torre, reforçam a viabilidade operacional da captura de CO₂ com menor pegada ambiental. A gestão do calor de processo e o tratamento das águas residuais associadas à compressão e desidratação do CO₂ se encontram alinhados aos princípios de sustentabilidade, prevendo minimizar perdas, promover o reuso de água e garantir o atendimento a requisitos ambientais.

Quadro 9. Resumo dos principais requisitos dos utilitários do sistema proposto

Utilitários	Necessidades dos utilitário	Disponibilidade dos Utilitários
Elettricidade	Os compressores serão alimentados por grandes motores, estimados em 4,16 KVAC. Espera-se que a maioria das outras cargas elétricas, incluindo bombas, ventiladores de torres de resfriamento, etc., seja principalmente de 440 VAC, com a possibilidade de alguns usuários de 127/220 VAC.	A energia está disponível no local a partir da unidade CHP e equipamentos associados para atender aos requisitos do projeto
Água de refrigeração	A água de resfriamento existente será usada para o trocador de calor do pós-arrefecedor da ventoinha. Novo sistema de água de resfriamento será usado para trocadores de calor interestágios do compressor de CO ₂ .	Taxa de circulação CW estimada em 70 m ³ /h (308 gpm) para pós- resfriador da ventoinha 477 m ³ /h (2.100 gpm) para intercoolers do compressor. Suponha que CWR seja 0,31 barg a 42°C e CWS seja 2,73 barg a 32°C
Água de refrigeração	A água de resfriamento existente será usada para o trocador de calor do pós-arrefecedor da ventoinha. Novo sistema de água de resfriamento será usado para trocadores de calor interestágios do compressor de CO ₂ .	Taxa de circulação CW estimada em 70 m ³ /h (308 gpm) para pós- resfriador da ventoinha 477 m ³ /h (2.100 gpm) para intercoolers do compressor. Suponha que CWR seja 0,31 barg a 42°C e CWS seja 2,73 barg a 32°C
Calor do processo	O calor do processo para o refeedor na unidade de desidratação será com um aquecedor de resistência elétrica.	A energia está disponível no local.
Água da usina	A água da planta será necessária para a composição da torre de resfriamento.	A água de reposição da torre de resfriamento está disponível. Taxa de compensação estimada em 10m ³ /hr (43 gpm).
Eliminação de águas residuais	O processo condensará água da compressão na ventoinha e no compressor. O condensado da ventoinha (0,14 m ³ /hr / 0,6 gpm) pode retornar ao reservatório do purificador no 1. O condensado do compressor terá aproximadamente 2.000 ppm de óleo sem tratamento. O tratamento pode reduzir a concentração para menos de 20 ppm de óleo e as águas residuais podem ser descarregadas na lagoa de tratamento.	Detalhes do tratamento de água do compressor a serem fornecidos para revisão.

Fonte: Adaptada pela autora do EIA RIMA da FS (Green Agroflorestal, 2022).

O transporte do CO₂ capturado está previsto a ocorrer através de duto de alta pressão, com extensão de aproximadamente 300 metros, conectando a usina da FS ao poço de injeção geológica. Essa configuração caracteriza um arranjo de transporte dedicado, de curta distância, projetado para operar de forma integrada ao BECCS descrito no Estudo de Impacto Ambiental (Green Agroflorestal, 2023) Do ponto de vista da engenharia, um duto de curta extensão apresenta vantagens técnicas relevantes quando comparada a outras modalidades de transporte de CO₂, como caminhões ou transporte ferroviário. A curta distância entre a fonte emissora e o ponto de injeção reduz significativamente os riscos operacionais associados ao transporte, incluindo perdas de carga, variações indesejadas de pressão e potenciais vazamentos em múltiplos pontos de conexão. Além disso, o transporte contínuo por duto permite

manter o CO₂ em condições próximas ao estado supercrítico, minimizando transições de fase e assegurando maior estabilidade termodinâmica do fluido ao longo do trajeto.

O EIA (Green Agroflorestal, 2022) descreve que o sistema de transporte foi concebido de forma a operar em compatibilidade com as pressões de saída do sistema de compressão e com as condições de injeção no reservatório geológico, reduzindo a necessidade de estações intermediárias de recompressão ou de condicionamento adicional do gás. Essa integração direta entre captura, transporte e injeção contribui para a eficiência energética global do sistema e para a redução da complexidade operacional do empreendimento.

A opção pelo transporte via duto no interior da área do empreendimento reduz interfaces com áreas externas e com terceiros, limitando a exposição do sistema a riscos associados à ocupação do solo, interferências antrópicas e conflitos de uso. O uso do duto dedicado de alta pressão facilita a implementação de sistemas de monitoramento contínuo, incluindo o controle de pressão, temperatura e vazão, bem como a detecção precoce de eventuais anomalias e sua curta extensão permite inspeções mais frequentes e intervenções rápidas em caso de necessidade, reduzindo o tempo de resposta a incidentes e os impactos potenciais associados a falhas no sistema de transporte. Essas características, inclusive, são particularmente relevantes no contexto do licenciamento ambiental, uma vez que contribuem para a mitigação de impactos e para a simplificação das medidas de controle e monitoramento associadas ao transporte do CO₂.

A tubulação de processo, de forma geral, está sendo projetada para velocidades de fluido que atendam à API 14E (Prática Recomendada para Projeto e Instalação de Sistemas de Tubulação de Plataforma de Produtos Offshore), amplamente utilizada nas indústrias, originalmente elaborada para tubulações em sistemas offshore. Uma diferença com relação ao CO₂ é quando o fluido é supercrítico (ou fase densa), e a densidade está entre o que é considerado um gás e um líquido. As tubulações e equipamentos que terão contato com CO₂ saturado com água ou com potencial para formar uma fase aquosa líquida, serão de aço inoxidável 316/316L. Os equipamentos e tubulações no serviço de CO₂ a jusante da unidade de desidratação ou em serviços que estejam bem acima do ponto de orvalho da água e que não podem formar uma fase líquida, serão de aço carbono - tubulações e equipamentos em serviço público deverão ser de aço carbono (Green Agroflorestal, 2023).

4.3.3 Armazenamento geológico

A escolha da Bacia do Parecis como local para o armazenamento geológico de CO₂ fundamentou-se em critérios técnicos relacionados à geologia regional, arquitetura estrutural, profundidade adequada dos reservatórios e capacidade de confinamento do sistema geológico. A bacia está localizada no setor sudoeste do Cráton Amazônico e apresenta espesso pacote sedimentar. O estudo destacou que a área selecionada para o sítio de injeção se encontra próxima ao fundo da bacia, em região de relevo suave, com profundidades compatíveis com o armazenamento de CO₂ em condições supercríticas. Os principais intervalos de interesse apresentam topos situados a profundidades superiores a 1.500 m, atendendo ao critério mínimo de profundidade estabelecido para garantir elevada densidade do CO₂ e maior eficiência volumétrica de armazenamento.

A seleção do local considerou ainda a presença de um sistema de confinamento geológico efetivo, composto por intervalos de rochas reservatório sobrepostos por camadas de baixa permeabilidade, capazes de atuar como selos regionais. O documento enfatiza a necessidade de continuidade lateral da rocha selante e a baixa probabilidade de ocorrência de falhas ou zonas fraturadas permeáveis, reduzindo o risco de migração vertical do CO₂ injetado. O armazenamento será realizado em reservatórios salinos profundos, sem associação com acumulações de hidrocarbonetos, reforçando o caráter exclusivo de sequestro geológico do projeto e a análise dos dados disponíveis indicou permeabilidades compatíveis com a injeção planejada e capacidade do sistema para dissipação de pressões induzidas, aspecto considerado fundamental para a segurança operacional e ambiental do empreendimento.

O EIA do Sistema BECCS da FS (Green Agroflorestal, 2022) ressalta ainda que a escolha da Bacia do Parecis atende aos critérios de seleção do sítio de injeção estabelecidos no próprio estudo, incluindo profundidade mínima, contenção geológica, avaliação de riscos potenciais de vazamento, distanciamento de centros populacionais e possibilidade de implantação de um sistema robusto de monitoramento do reservatório e da pluma de CO₂ ao longo do tempo

O armazenamento geológico do CO₂ capturado será realizado a aproximadamente 2.000 metros de profundidade. O EIA apresenta modelagens geológicas e simulações de fluxo e pressão destinadas a avaliar o comportamento da

pluma de CO₂ ao longo do tempo, levando em consideração parâmetros petrofísicos do reservatório, limites geomecânicos das formações e diferentes cenários operacionais de injeção, indicando comportamento estável da pluma, confinamento adequado e compatibilidade entre as taxas de injeção projetadas e a capacidade de suporte do subsolo (Green Agroflorestal, 2023). A avaliação da capacidade de suporte do subsolo é elemento central para a viabilidade do BECCS, uma vez que a permanência do armazenamento é condição necessária para que a captura de CO₂ resulte efetivamente em remoção de carbono da atmosfera.

O Quadro 10 apresenta uma síntese com os principais critérios observados pela FS, na avaliação de áreas potenciais para a implantação de projetos de captura e armazenamento geológico de carbono (CCS/BECCS), incluindo aspectos técnicos, ambientais, territoriais, sociais e regulatórios, bem como, a taxa de vida útil da fonte emissora de CO₂, a até mesmo, variáveis relacionadas ao uso e ocupação do solo, presença de biomas sensíveis, áreas protegidas, recursos hídricos, populações tradicionais, além do contexto legal e institucional. O Quadro 10 sintetiza um conjunto de critérios territoriais, ambientais, sociais e regulatórios que foram considerados relevantes para a avaliação da viabilidade do BECCS contexto do empreendimento analisado (Green Agroflorestal, 2023). Trata-se de uma abordagem multidimensional que extrapola a análise estritamente técnica da disponibilidade de CO₂ e do potencial geológico, incorporando variáveis de uso do solo, sensibilidade ambiental e contexto institucional

Quadro 10. Critérios empregados pela FS para proposição do local previsto para o armazenamento de CO₂

Critério	Descrição
Taxa e vida útil da fonte de CO ₂	Taxa de fornecimento estimada em 423.000 toneladas de CO ₂ por ano, com vida útil das fontes de CO ₂ de aproximadamente 30 anos.
Biomass na área de interesse	O ambiente natural da área de interesse compreende os biomas Amazônia e Cerrado.
Usos existentes ou planejados do subsolo	Não há planos conhecidos para outros usos do subsolo na região.
Uso da terra – centros populacionais	Presença e tendências de crescimento de centros populacionais devem ser consideradas.
Uso da terra – atividades industriais	Existência ou planejamento de desenvolvimentos industriais na região.
Uso da terra – atividades agrícolas	Existência ou planejamento de desenvolvimentos agrícolas na região.
Áreas protegidas e sensíveis – recursos hídricos	Presença de fontes de água potável que requerem proteção.
Áreas protegidas e sensíveis – conservação	Presença de reservas naturais e áreas ambientalmente sensíveis.
Áreas protegidas e sensíveis – populações tradicionais	Presença de áreas ocupadas por povos e comunidades tradicionais.
Contexto social e cultural	Aspectos sociais e culturais da região, incluindo a percepção pública sobre o armazenamento geológico de CO ₂ .
Contexto legal e regulatório	Ausência de marco regulatório específico para armazenamento geológico de CO ₂ no Brasil; entretanto, não há impedimentos legais no momento, estando projeto de lei em avaliação.

Fonte: Elaborada pela autora a partir de informações do EIA da FS (Green Agroflorestal, 2023).

No que se refere à taxa e à vida útil da fonte de CO₂, informada no Quadro 10, destaca-se que a estimativa de fornecimento anual de aproximadamente 423.000 toneladas de CO₂ por ano pela Usina da FS está diretamente associada à operação industrial da usina de etanol. O horizonte de aproximadamente 30 anos corresponde à vida útil projetada da unidade industrial, parâmetro usualmente adotado em análises de viabilidade econômico-financeira de empreendimentos sucroenergéticos (Green Agroflorestal, 2023). Assim, o período estimado de captura e armazenamento de CO₂ não é arbitrário, mas vincula-se à expectativa de operação contínua da planta. Em outras palavras, o prazo de 30 anos representa o intervalo potencial durante o qual haverá geração regular de CO₂ biogênico passível de captura, condicionando o volume acumulado total de CO₂ a ser armazenado ao longo do ciclo de vida do empreendimento.

No plano ambiental, observa-se que a área do projeto BECCS da FS está inserida nos biomas Amazônia e Cerrado, o que impõe atenção especial à compatibilização do projeto com diretrizes de conservação, proteção de recursos hídricos e salvaguardas socioambientais. A análise considera ainda a inexistência de planos conhecidos para usos concorrentes do subsolo na região, aspecto relevante para mitigar conflitos de titularidade ou sobreposição de direitos minerários ou energéticos.

De acordo com a Green Agroflorestal (2023), os critérios relativos ao uso da terra indicam a necessidade de avaliar dinâmicas de expansão urbana e produtiva, tanto para prevenir conflitos de uso quanto para integrar o projeto a estratégias de desenvolvimento regional. A presença de áreas protegidas, recursos hídricos estratégicos e territórios ocupados por povos e comunidades tradicionais reforça a importância de avaliações ambientais detalhadas e de processos de consulta e participação social.

Por fim, o contexto social, cultural e regulatório são elementos estruturantes da viabilidade do armazenamento geológico de CO₂. A percepção pública sobre a tecnologia, bem como a evolução do marco legal, influencia diretamente o ambiente de investimentos. Embora no Brasil não tenhamos ainda um marco regulatório específico para armazenamento geológico de CO₂, o cenário institucional encontra-se em evolução, o que tende a ampliar a segurança jurídica e reduzir incerteza.

A elegibilidade de um local específico para armazenamento geológico de CO₂ não depende exclusivamente das condições do subsolo, embora estas sejam fundamentais para a segurança e a integridade do armazenamento. A seleção de áreas potenciais requer uma avaliação integrada considerando, além dos critérios geológicos, aspectos ambientais, territoriais, sociais, culturais e regulatórios. A presença de biomas sensíveis, o uso e a ocupação do solo, a existência de áreas protegidas, a disponibilidade e proteção de recursos hídricos, bem como o contexto social e institucional da região, devem influenciar diretamente na viabilidade ambiental e na aceitabilidade do projeto, demonstrando que se faz necessária uma análise multidimensional alinhada às boas práticas internacionais de CCS/BECCS e aos princípios do licenciamento ambiental, assegurando que a seleção do sítio de armazenamento seja tecnicamente segura e ambientalmente responsável.

4.3.4 Dimensionamento do sistema BECCS e justificativa do superdimensionamento técnico

O Estudo de Impacto Ambiental indica que o sistema de captura, compressão e injeção de CO₂ foi dimensionado para vazões superiores à geração atual de CO₂ da usina (Green Agroflorestal, 2023). O documento não apresenta uma justificativa explícita para essa escolha, limitando-se à descrição das premissas técnicas adotadas no projeto. A análise do EIA permitiu identificar que o superdimensionamento decorre de critérios operacionais e de engenharia, incluindo a necessidade de flexibilidade operacional, a adoção de margens de segurança compatíveis com sistemas de alta pressão, a garantia de continuidade do processo industrial e a compatibilidade entre a capacidade de captura e as condições de injeção do reservatório geológico. Ainda que o EIA não explore explicitamente o superdimensionamento como estratégia climática, essa característica revela coerência técnica com a lógica de escalabilidade inerente às tecnologias de CCS e BECCS.

4.3.5 Quantificação das emissões de CO₂, potencial de captura e volume passível de armazenamento geológico

A quantificação das emissões de CO₂ associadas ao Projeto BECCS da *FS Fueling Sustainability* se encontra apresentada no Estudo de Impacto Ambiental (Green Agroflorestal, 2023) do Projeto, a partir da relação direta entre o processo industrial de produção de etanol de milho e a geração de CO₂ no processo de fermentação alcoólica. O CO₂ objeto do sistema de captura tem origem exclusivamente biogênica, não estando associado a processos de combustão ou a fontes fósseis. Do ponto de vista químico, a fermentação alcoólica pode ser representada, de forma simplificada, por reação estequiométrica ($C_6H_{12}O_6 \rightarrow 2 C_2H_5OH + 2 CO_2$), que estabelece uma proporcionalidade direta entre a produção de etanol e a geração de CO₂, a qual é utilizada como base conceitual para as estimativas apresentadas no EIA.

De acordo com o EIA, o volume anual de CO₂ gerado no processo de fermentação da usina de etanol da FS e destinado ao sistema de captura, equivale a 423.000 toneladas de CO₂ por ano. Esse valor representa o CO₂ gerado, ou seja, o fluxo físico anual de CO₂ produzido como subproduto do processo fermentativo, considerando a capacidade produtiva da usina no regime operacional médio contínuo, ou seja, se trata do volume potencial emissor, caso não haja implantação BECCS.

4.3.6 Potencial técnico de captura de CO₂

Informações institucionais da FS indicam que a empresa atualmente tem capacidade de produção anual de aproximadamente 2,3–2,5 bilhões de litros de etanol em suas três unidades industriais (Lucas do Rio Verde, Sorriso e Primavera do Leste), posicionando-a entre os maiores produtores de etanol do país (FS Fueling Sustainability, 2025). A unidade de Lucas do Rio Verde, onde o BECCS está sendo implantado, foi inaugurada em 2017 como a primeira planta da FS, contribuiu para esse crescimento desde o início com capacidade de centenas de milhões de litros por ano na sua fase inicial de operação, conforme a evolução histórica publicada pela empresa (FS Fueling Sustainability, 2025).

A taxa de captura do projeto foi prevista para 485 mil toneladas por ano de CO₂ para lidar com o fluxo de CO₂ dos aumentos esperados na produção de etanol. O EIA (Green Agroflorestal, 2023) da FS indica que o sistema de captura, compressão, desidratação e transporte foi dimensionado para captar integralmente o CO₂ gerado no processo de fermentação, com capacidade instalada compatível (e superior) à geração anual de CO₂. Dessa forma, o CO₂ capturável corresponde à totalidade do CO₂ gerado no processo fermentativo, uma vez que a elevada pureza do gás (da ordem de 98%) reduz limitações técnicas associadas à separação e condicionamento do fluxo gasoso. A distinção entre o CO₂ gerado e o CO₂ capturável é relevante, pois o primeiro decorre exclusivamente da produção de etanol, enquanto o segundo está condicionado às especificações de engenharia do sistema de captura. No caso do projeto da FS, o EIA evidencia coerência entre essas duas grandezas, indicando que o sistema foi concebido para permitir a captura integral do CO₂ produzido.

A FS considerou que pretende realizar a captura e armazenamento por 30 anos, com horizonte, portanto, de captura e armazenamento total de mais de 14 milhões de toneladas de CO₂, considerando 485 mil t/ano. O EIA indica volume anual estimado de produção e injeção de CO₂ da ordem de 423.000 toneladas por ano. A Licença de Instalação (LI) do Empreendimento (SEMA, 2025) confirma esse valor como referência do empreendimento. Entretanto, a LI também registra taxa máxima de captura de aproximadamente 485 mil toneladas por ano, indicando que o sistema foi dimensionado com capacidade superior ao volume anual estimado. A menção a “485 milhões de toneladas por ano” em trecho do EIA configura uma inconsistência de unidade ou erro material, não compatível com a escala do projeto, por isso foi ajustada no texto acima. CO₂ efetivamente passível de armazenamento geológico

A efetiva remoção de CO₂ da atmosfera depende da possibilidade de injeção e confinamento permanente do gás capturado no reservatório geológico selecionado. O EIA apresenta estudos geológicos, geofísicos e simulações de reservatório que indicam capacidade adequada do aquífero profundo da Bacia dos Parecis para receber o volume anual de CO₂ previsto para o projeto. As simulações de fluxo e pressão apresentadas demonstram que as taxas de injeção associadas a aproximadamente 423.000 toneladas de CO₂ por ano são compatíveis com a capacidade de suporte do subsolo, respeitando os limites geomecânicos do reservatório e garantindo o confinamento da pluma ao longo do tempo. Dessa forma,

o CO₂ efetivamente armazenável corresponde ao volume total de CO₂ capturado no processo, uma vez que o EIA não identifica restrições técnicas que impeçam a injeção e o armazenamento geológico desse montante no horizonte de vida útil do empreendimento.

4.3.7 Custo para implantação

Os custos previstos para a instalação do BECCS da FS foram apresentados no Estudo de Impacto Ambiental (Agroflorestal, 2023), bem como os custos relativos à aquisição de equipamentos e maquinários, e contratação de mão-de-obra, totalizando aproximadamente R\$ 342 milhões de investimento. O EIA informa ainda que os investimentos seriam provenientes de recursos próprios, podendo haver financiamento da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) do Governo Federal ou de agências de fomento à exportação, mas notícias na mídia apontam recente financiamento via Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), conforme comentado no decorrer do estudo. A vida útil esperada para o empreendimento é de 30 anos, podendo ser superior a depender da disponibilidade de espaço a ser confirmada no reservatório.

4.3.8 Eficiência energética

A FS utiliza cogeração de energia elétrica renovável, sobretudo a partir da biomassa de cavaco de eucalipto de reflorestamento (e durante a visita técnica, informado que eles fazem um *blend* com bambu), no processo de fabricação dos produtos da Usina de Lucas do Rio Verde, tornando o empreendimento mais sustentável (enquanto balanço de carbono) e eficiente energeticamente. Além de produzir energia suficiente para atender à demanda das próprias usinas FS, realizam a venda de excedentes no mercado livre de energia (ACL - Ambiente de Contratação Livre), gerando valor comercial a partir de fontes renováveis, que contribuem para a redução de emissão líquida de GEE e que, futuramente, de acordo com as entrevistas informais realizadas, suprirá a demanda do sistema BECCS em implantação (FS, 2025). A Usina de cogeração de Lucas do Rio Verde é certificada para a comercialização de RECs (*Renewable Energy Certificates*), que garantem a rastreabilidade da energia exportada para a rede, assegurando a origem renovável,

funcionando como um sistema global de rastreamento, ganhando relevância por representar uma oportunidade de neutralizar emissões relacionadas ao consumo de eletricidade de empresas, contribuindo para o incremento de receitas e o impulso à mitigação de impactos climáticos da FS e de seus clientes (FS, 2025).

O Instituto Totum atua como emissor e administrador dos certificados I-RECs, seguindo as regras adotadas pela I-REC Standard Foundation (padrão internacional), que podem ser adquiridos por qualquer empresa interessada em comprovar que parte ou toda a sua energia consumida, tem origem renovável e uma ferramenta potencial para reduzir as emissões de Escopo 2 (relacionadas ao consumo de eletricidade em inventários de gases de efeito estufa) (Instituto Totum, 2024). De acordo com o Instituto Totum (2024) os RECs são utilizados para comprovar a origem limpa da eletricidade, principalmente quando são emitidos sob o padrão internacional chamado I-REC (*International Renewable Energy Certificate*), que segue padrões globais para rastrear e certificar atributos ambientais de energia elétrica, gerada a partir de fontes renováveis, como solar, eólica, hídrica e biomassa (Instituto Totum, 2024). Cada I-REC representa um MegaWatt-hora (1 MWh) de eletricidade produzida por fonte renovável, conectando a geração dessa energia à comprovação ambiental para o consumidor ou empresa que a adquire, garantindo que, mesmo que a energia elétrica física trafegue pelo “Sistema Interligado Nacional” (SIN), o certificado garante que aquela quantidade de energia foi efetivamente gerada por fonte renovável (Instituto Totum, 2024).

A EPE (2023) destaca que a sustentabilidade climática do BECCS depende diretamente da origem renovável da biomassa e da matriz energética utilizada no processo industrial, uma vez que o uso de energia de origem fóssil nas etapas de produção, compressão e captura do CO₂ compromete o balanço energético (e sustentável) da tecnologia. O BECCS quando aplicado a fontes bioenergéticas, são considerados promissores, pois podem contribuir para a redução líquida de emissões, quando associados à produção energética com baixo impacto de carbono, por isso é importante que a energia consumida no processo industrial, incluindo elétrico e térmico, seja proveniente de fontes renováveis certificadas reforçando a integridade climática do BECCS e evitando que emissões associadas à eletricidade de origem fóssil diminuam ou anulem os benefícios ambientais da tecnologia (EPE, 2023). Portanto, para que o BECCS cumpra seu papel como instrumento de mitigação e

remoção de emissões no setor de biocombustíveis, é relevante que a energia utilizada no processo seja proveniente de fontes renováveis.

4.3.9 Financiamento da tecnologia BECCS

O BNDES aprovou recentemente, o financiamento de R\$ 384,3 milhões para apoiar o projeto inovador da FS Indústria de Biocombustíveis Ltda. de captação e estocagem de CO₂ a partir da produção de etanol de milho em Lucas do Rio Verde (MT), através de recursos do programa BNDES Mais Inovação (Agência BNDES de Notícias, 2025). Segundo a referida Agência, o financiamento do BNDES, reforça o compromisso do Banco, com sintonia à agenda de transição energética do governo do presidente Lula, de modo a contribuir com a descarbonização no Brasil e com a implementação de um ativo mercado de carbono. A remoção de 423 mil toneladas de CO₂ da atmosfera por ano, contribui com o compromisso do governo brasileiro de redução de emissões de GEE firmado no Acordo de Paris”, explicou o presidente do BNDES, Aloizio Mercadante (BNDES, 2024).

No âmbito do RenovaBio, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, o BNDES anunciou em 2023 a aprovação de financiamento no valor de R\$ 140 milhões destinado a projetos de eficiência energético-ambiental em usinas de biocombustíveis nos estados de São Paulo e Mato Grosso. A iniciativa demonstra a existência de instrumentos financeiros públicos voltados à melhoria de desempenho ambiental do setor sucroenergético, evidenciando a possibilidade de acesso a crédito estruturado para investimentos que contribuam para a redução da intensidade de carbono (BNDES, 2023).

4.3.10 Síntese quantitativa

Com base nas informações constantes no Estudo de Impacto Ambiental (Agroflorestal, 2023) é possível sintetizar a lógica quantitativa do Projeto BECCS da FS Fueling Sustainability da seguinte forma:

- CO₂ gerado: aproximadamente 423.000 tCO₂/ano, provenientes do processo de fermentação alcoólica;
- CO₂ capturável: até 485.000 tCO₂/ano, considerando a capacidade instalada do sistema de captura – previsão planejada a maior;

- CO₂ armazenável: até 485.000 tCO₂/ano, compatível com a capacidade de suporte do reservatório geológico avaliado – previsão planejada a maior.

Essa correlação entre geração, captura e armazenamento de CO₂ é um elemento importante para a caracterização do projeto como BECCS, uma vez que viabiliza a remoção líquida de CO₂ da atmosfera, condicionada à permanência do armazenamento geológico.

4.3.11 Articulação entre CCS, BECCS, RenovaBio e políticas públicas

Do ponto de vista conceitual, o empreendimento da FS caracteriza-se como um sistema de captura e armazenamento geológico de carbono (CCS) aplicado a uma fonte biogênica de CO₂, o que o enquadra como BECCS. Enquanto o CCS busca reduzir emissões de fontes fósseis, o BECCS apresenta potencial de remoção líquida de CO₂ da atmosfera, desde que o armazenamento geológico seja permanente. Essa característica dialoga com o RenovaBio, cuja lógica de certificação se baseia na intensidade de carbono dos biocombustíveis ao longo do ciclo de vida. Embora o programa não incorpore, até o momento, metodologias específicas para o reconhecimento de emissões negativas associadas ao BECCS, o caso de estudo da FS evidencia uma fronteira tecnológica que extrapola o desenho atual do próprio RenovaBio. A recente promulgação da Lei do Combustível do Futuro, já citada, reforça esse contexto ao sinalizar sobre a importância da inovação tecnológica e da diversificação das rotas de descarbonização. Ainda que a referida lei não trate de forma específica das tecnologias de CCS e BECCS, seu enfoque em soluções estruturantes de longo prazo cria um ambiente institucional mais favorável à incorporação dessas tecnologias no conjunto de políticas públicas energéticas e climáticas.

4.3.12 Licenciamento Ambiental

A FS realizou o licenciamento do projeto de BECCS da Usina de Lucas do Rio Verde, conduzido pela SEMA-MT. Para tanto, por se tratar de um projeto inovador no Brasil, até o momento do início do processo, foi necessária a elaboração de um Termo de Referência específico e, para conhecer melhor o processo, a SEMA-MT realizou

uma visita técnica ao National Sequestration Education Center (Centro Nacional de Educação sobre Sequestro de Carbono) no estado de Illinois, Estados Unidos. Essa visita teve o objetivo de verificar na prática como é realizado o processo de injeção de carbono no solo, tendo contado com a presença da Secretária Adjunta de Licenciamento Ambiental e Recursos Hídricos (SEMA, 2026). A FS convidou a comunidade para uma consulta pública para apresentações e *feedbacks* do Projeto BECCS em abril/2025 e em julho/2025 a SEMA-MT emitiu a Licença Prévia do projeto (LP nº 319078/2025 - Processo nº 11569/2024) e a respectiva Licença de Instalação (LI nº: 78547/2025 – processo nº:4035/2025), autorizando o início das obras, em setembro/25 (FS, 2026), para a atividade: Projeto BECCS (Sistema de Captura e Armazenamento Geológico de Carbono). A Licença de Instalação (Nº 78547/2025 – Processo Nº 4035/2025) (SEMA, 2025), que foi apresentada gentilmente pela FS durante a visita, apresenta um resumo detalhado do projeto e uma série de programas obrigatórios no guarda-chuva do Plano Básico Ambiental (PBA), a serem atendidos pela FS no decorrer do processo de instalação e operação do sistema BECCS, e segue abaixo apresentados:

- Programa de gestão ambiental das obras;
- Plano de gerenciamento de resíduos sólidos da construção civil;
- Programa de monitoramento da qualidade das águas;
- Programa de monitoramento da qualidade do solo;
- Programa de monitoramento de emissões atmosféricas;
- Programa de monitoramento de sismicidade;
- Programa de monitoramento da pluma de CO₂;
- Programa de monitoramento da ictiofauna programa de monitoramento da fauna silvestre;
- Programa de monitoramento da flora;
- Programa de monitoramento e gerenciamento da integridade do poço;
- Programa de monitoramento de saúde e segurança ocupacional;
- Programa de educação ambiental;
- Programa de comunicação social;
- Programa de abandono permanente do poço;
- Plano de ação de emergência;
- Programa de compensação ambiental.

A Figura 36 apresenta a linha do tempo do projeto BECCS da FS, evidenciando as etapas técnicas, regulatórias e operacionais, desde os estudos geológicos preliminares até a implantação do BECCS. O cronograma abrange o período de 2021 a 2026 e demonstra a progressão do empreendimento por fases sucessivas como caracterização geológica, modelagem do reservatório, licenciamento ambiental, perfuração e conversão de poços construção, comissionamento e início da injeção. A representação temporal evidencia a complexidade técnica, a necessidade de integração entre autorizações regulatórias (ANP e órgão ambiental) e o rigor metodológico necessário para a implementação BECCS em escala industrial.

Figura 36. Passo a passo para fins de licenciamento e implantação do projeto



Fonte: Elaborada pela autora a partir de documentos institucionais da FS com uso de inteligência artificial generativa (ChatGpt).

4.3.13 Visita técnica à indústria de etanol de milho da FS

Foi realizada uma visita técnica à unidade industrial da FS Bioenergia, com o objetivo de conhecer *in loco* o processo produtivo do etanol de milho e o projeto de Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono (BECCS) em implantação pela FS, aprofundando a compreensão dos aspectos técnicos, operacionais e territoriais associados ao caso de estudo analisado. Durante a visita, foi possível acompanhar todo o fluxo produtivo da unidade, desde as etapas iniciais de recepção

e processamento do milho, passando pelo processo de fermentação alcoólica, destilação do etanol e coprodução de farelos, até os sistemas auxiliares associados à geração de energia e ao aproveitamento de coprodutos. A observação direta dessas etapas permitiu compreender, de forma integrada, a origem, a concentração e a pureza do CO₂ gerado na fermentação, aspecto central para a viabilidade técnica da aplicação do BECCS na indústria do etanol. A seguir se encontram apresentados registros fotográficos, de modo a ilustrar o fluxo do processo produtivo e a integração das infraestruturas industriais com o sistema BECCS, conforme observado durante a visita técnica. A Figura 37 apresenta uma vista da infraestrutura industrial da unidade, evidenciando a integração entre as diferentes etapas do processo produtivo.

Figura 37. Infraestrutura industrial e integração das etapas produtivas



Fonte: Fotos da autora.

A Figura 38 registra o sistema de lavagem de gases (*scrubber*), componente fundamental no tratamento do gás proveniente do processo fermentativo, evidenciando o encaminhamento dos gases após o processo de lavagem, sendo possível observar, ao fundo, o tanque de fermentação de etanol.

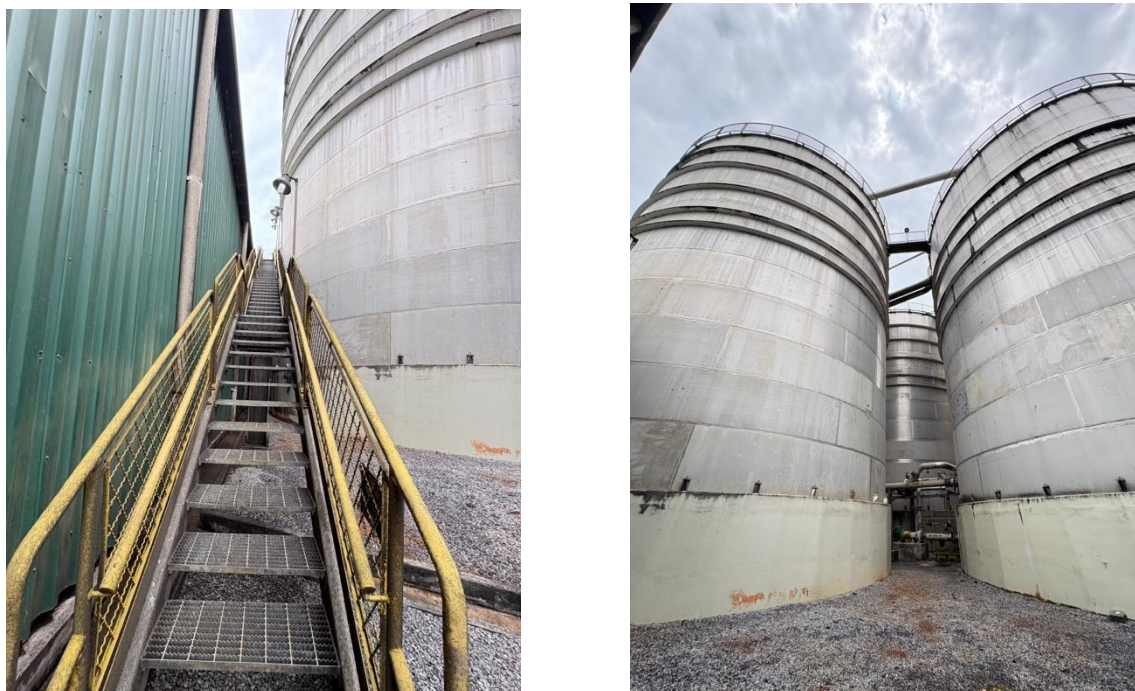
Figura 38. Sistema de lavagem de gases (scrubber)



Fonte: Fotos da autora.

A Figura 39 apresenta a escada de acesso à parte superior das dornas de fermentação e, ilustra as dornas de fermentação, local onde ocorre o processo fermentativo e a geração do CO₂ biogênico associado à produção de etanol.

Figura 39. Escada de acesso à parte superior das dornas de fermentação e as dornas de fermentação



Fonte: Foto da autora.

A Figura 40 apresenta os tanques de armazenamento de etanol. Adicionalmente, registra-se uma vista aérea onde os tanques aparecem ao fundo, permitindo compreender a escala e a disposição dessas estruturas na usina.

Figura 40. Tanques de armazenamento de etanol



Fonte: Fotos da autora.

Na Figura 41 o registro fotográfico contempla imagem parcial do armazém onde o milho é armazenado, à esquerda, o sistema de despoeiramento associado. Esse sistema, em detalhe na foto, remove impurezas do milho por meio de peneira rotativa (*rotex*), que realiza vibrações, permitindo que o milho limpo alimente o silo-dia (onde se inicia a moagem da matéria-prima) e siga para o processo produtivo.

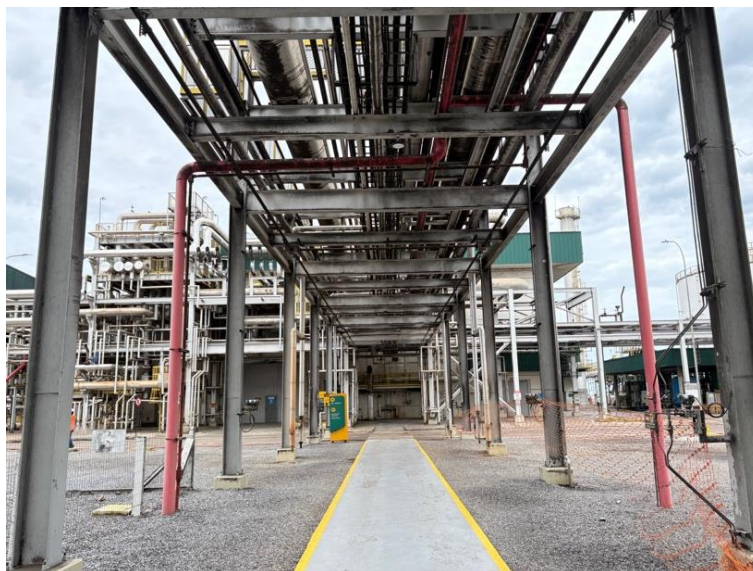
Figura 41. Vista do armazém de milho e sistema de despoeiramento



Fonte: Foto da autora.

A Figura 42, registra a área destinada a tratamento de águas e efluentes, observando que as lagoas de tratamento de águas se encontram por trás da estrutura.

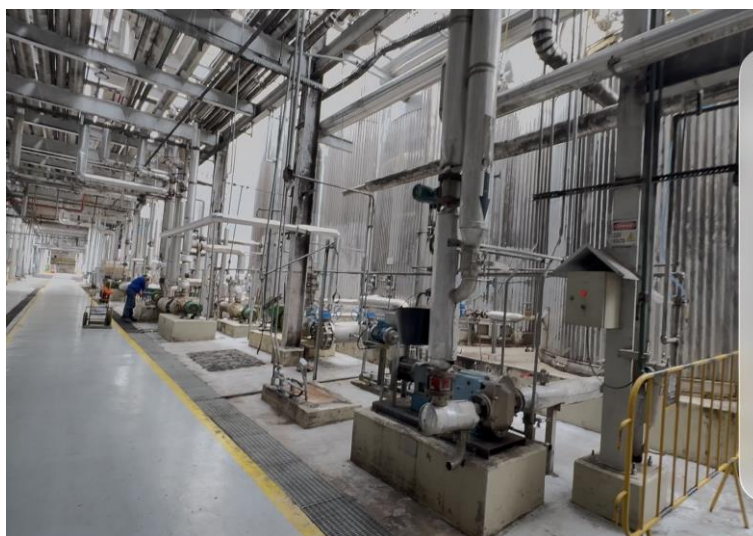
Figura 42. Área de tratamento de águas e efluentes



Fonte: Fotos da autora.

A Figura 43 ilustra o silo-dia, os tanques de óleo de milho e demais tanques de processo, e na Figura 44, se encontram apresentados os secadores utilizados no processo de fabricação de alimentação animal.

Figura 43. Tanques de óleo de milho e tanques de processo



Fonte: Foto da autora.

Figura 44. Secadores de milho para processo de produto de nutrição animal



Fonte: Foto da autora.

O registro fotográfico apresentado nas Figuras 45 e 46 incluem o galpão de cinzas da usina termelétrica a biomassa, que abastece energeticamente a usina da FS e futuramente fornecerá suporte energético ao sistema BECCS, bem como a imagem de uma das caldeiras da usina termelétrica.

Figura 45. Galpão de cinzas da usina termelétrica a biomassa



Fonte: Foto da autora.

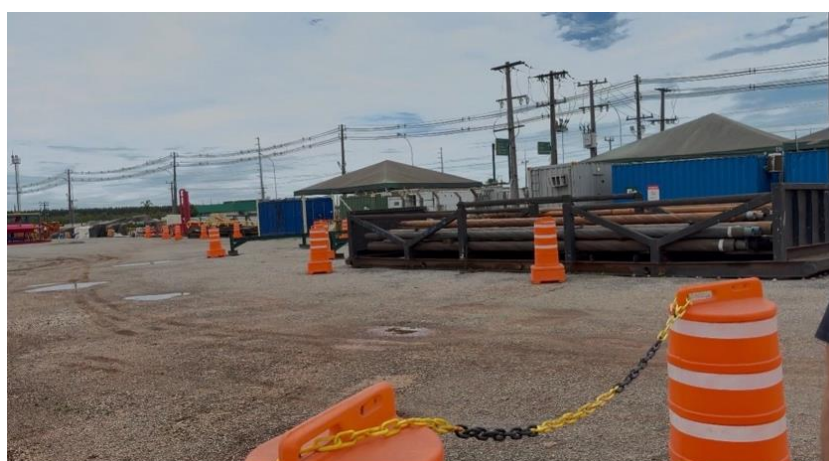
Figura 46. Vista de uma das caldeiras da Usina Termelétrica a biomassa



Fonte: Foto da autora.

As últimas imagens do registro fotográfico, apresentadas nas Figuras 47 a 50 registram o canteiro de obras destinado à instalação do sistema BECCS, bem como o registro do local exato onde será instalado o poço para armazenamento geológico do CO₂, detalhes da tubulação associada à sonda de perfuração para o poço de monitoramento e componentes do equipamento de desidratação do gás proveniente da fermentação.

Figura 47. Canteiro de obras destinado à área de instalação do sistema BECCS





Fonte: Fotos da autora.

Figura 48. Local de implantação do futuro poço de armazenamento geológico de CO₂



Fonte: Foto da autora.

Figura 49. Tubulação da sonda de perfuração aguardando montagem



Fonte: Fotos da autora.

Figura 50. Equipamento de desidratação do gás, que faz parte do sistema BECCS em implantação



Fonte: Fotos da autora.

O conjunto de registros fotográficos apresentados documenta de forma sistemática a visita técnica à unidade da FS Bioenergia, evidenciando a integração entre o processo produtivo do etanol de milho e a implantação do projeto BECCS. O material constitui suporte empírico relevante para o caso de estudo, permitindo relacionar, de maneira visual e técnica, as etapas industriais, a geração do CO₂

biogênico e as estruturas associadas à sua captura e armazenamento geológico. Destaca-se que as imagens foram capturadas pela autora, com autorização local da empresa, sem que isso afetasse questões de confidencialidade.

4.3.14 Considerações finais sobre o projeto da FS

O caso de estudo do Projeto BECCS da FS *Fueling Sustainability* demonstrou que a aplicação de BECCS pela indústria do etanol é tecnicamente viável no contexto brasileiro, desde que observadas as condições de engenharia, a capacidade de suporte do subsolo e os parâmetros de segurança operacional. Ao mesmo tempo, o EIA de FS (Green Agroflorestal, 2023) evidencia lacunas institucionais no que se refere ao reconhecimento regulatório do armazenamento geológico como serviço climático e à integração de tecnologias de remoção de carbono aos instrumentos existentes de política pública.

Apesar desses avanços, ainda existem lacunas regulatórias a serem preenchidas, uma vez que normas complementares e processos de consulta pública estão em curso, como por exemplo, as regulamentações complementares atualmente em desenvolvimento conduzida pelo Ministério de Minas e Energia, voltadas à definição de procedimentos operacionais, sistemas de autorização e mecanismos de integração com o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE) (Ministério da Economia, 2025).

O caso analisado ilustra a viabilidade técnica do BECCS, mas também demonstra a necessidade de evolução normativa para que tecnologias de BECCS possam contribuir de forma estruturada para as estratégias nacionais de descarbonização, em consonância com programas como o RenovaBio e com as diretrizes estabelecidas pela Lei do Combustível do Futuro. O projeto da FS tem o potencial de impulsionar a criação de *clusters* e outras iniciativas de BECCS no setor de bioenergia, posicionando o Brasil como um ator importante na aplicação de tecnologias de remoção de carbono, merecendo ser tratado como referência, tanto para a indústria, quanto para formuladores de políticas públicas voltadas à transição energética e ao cumprimento de metas climáticas.

O caso da FS evidencia de forma aplicada, a viabilidade técnica e institucional do BECCS na indústria do etanol no Brasil. Embora o caso de estudo não permita extrapolações diretas para todo o setor, o caso pode contribuir para a compreensão

dos fatores críticos que condicionam a replicação da tecnologia em outros contextos territoriais. Vale observar que o arranjo adotado difere de projetos internacionais baseados em carbodutos regionais extensos, configurando um cenário-limite favorável à viabilidade do BECCS, ao reduzir riscos regulatórios, conflitos territoriais e custos associados ao transporte de CO₂ e trazendo a possibilidade de vantagem comercial, para armazenamento junto a fontes potenciais emissoras, com previsões iguais ou superiores de emissões de carbono, às da FS.

5 CONCLUSÃO

O resultado central da pesquisa demonstra que o setor sucroenergético brasileiro apresenta aproximadamente **28,3 MtCO₂/ano** de emissões biogênicas passíveis de captura durante o processo fermentativo, evidenciando uma base industrial capaz de sustentar estratégias de remoção permanente de carbono em escala significativa.

A análise espacial integrada das três dimensões consideradas – potencial geológico de armazenamento, volume anual estimado de emissões e proximidade a faixas marginais de gasodutos – permitiu identificar padrões territoriais de convergência que indicam maior atratividade relativa para a formação de *clusters* regionais de BECCS. Esses agrupamentos não configuram decisões de implantação, mas representam zonas analíticas de maior sinergia técnica, que podem favorecer estratégias de compartilhamento de infraestrutura de captura, transporte e armazenamento de CO₂.

A leitura territorial sugere que o BECCS pode se estruturar de forma mais robusta por meio de arranjos coletivos, e não exclusivamente por iniciativas isoladas. A possibilidade de implantação de carbodutos paralelos a faixas marginais já consolidadas de gasodutos de transporte constitui elemento potencialmente facilitador, na medida em que pode reduzir conflitos fundiários, simplificar tratativas de servidão administrativa e oferecer maior previsibilidade regulatória em termos de licenciamento ambiental.

O caso de estudo da unidade da FS, em Lucas do Rio Verde (MT), reforça essa interpretação territorial. A experiência pioneira observada demonstra que a captura de CO₂ no processo fermentativo já se encontra em estágio avançado de implementação no país, evidenciando capacidade técnica, articulação institucional e inserção inicial no mercado de créditos de carbono. Ao mesmo tempo, o caso revela a complexidade regulatória, financeira e operacional envolvida, indicando que a consolidação dessa rota tecnológica dependerá de coordenação entre política climática, instrumentos de financiamento e segurança jurídica.

Sob a ótica econômica, a magnitude do potencial identificado assume dimensão estratégica. Conforme descrito na pesquisa, é comum a comercialização de créditos de carbono por cerca de US\$ 15/tCO₂eq em diferentes projetos e mercados. Porém, tomando-se essa referência como base, a receita total estimada, de forma

conservadora, alcançaria aproximadamente US\$ 420 milhões por ano, considerando todas as usinas do país. Ainda que somente os projetos de maior atratividade fossem explorados, trata-se de um potencial relevante, com benefícios diretos sobre a remoção de emissões de carbono da atmosfera e a mitigação da mudança do clima.

Em cenários nos quais créditos associados ao BECCS alcancem valores da ordem de US\$ 150/tCO₂eq, o potencial anual teórico total de receita poderia superar US\$ 4 bilhões em escala nacional. Embora sujeito à dinâmica dos mercados e à evolução regulatória, esse valor ilustra a ordem de grandeza dos ativos climáticos associados ao setor sucroenergético brasileiro, posicionando o BECCS como um possível vetor de política industrial verde e instrumento de inserção no mercado global de remoções permanentes de carbono. Além disso, a remoção de emissões contribuiria para a redução de custos de adaptação à mudança do clima e outros impactos não mensuráveis, se comparada a cenários *business as usual*, ou seja, sem a captura das emissões fermentativas, ainda que biogênicas.

A consolidação dessa trajetória depende, contudo, de avanços institucionais e regulatórios estruturantes. A promulgação da Lei do Combustível do Futuro (BRASIL, 2024) estabeleceu um arcabouço legal relevante para atividades relacionadas à captura, transporte e armazenamento de CO₂, fortalecendo a segurança jurídica do setor. Ainda assim, a plena integração do armazenamento geológico aos instrumentos econômicos de mitigação e sua articulação com mecanismos como o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões permanecem como etapas decisivas para a consolidação do BECCS como política estruturada.

A análise territorial também evidencia que decisões de investimento dessa magnitude devem considerar condicionantes adicionais. Projeções climáticas nacionais, por exemplo, indicam riscos de alteração da aptidão agrícola e da produtividade para culturas estratégicas em cenários futuros (MCTI, 2024). Considerando que complexos de BECCS envolvem investimentos de grande escala e um horizonte operacional de décadas, variáveis associadas à vulnerabilidade climática da base produtiva tornam-se relevantes para análises futuras de risco territorial.

A escolha das camadas espaciais influencia diretamente o desenho dos agrupamentos potenciais. A utilização da proximidade a gasodutos como proxy logística mostrou-se consistente para fins exploratórios, contudo, a incorporação de outras infraestruturas lineares, como rodovias federais estruturantes e corredores

ferroviários, poderia alterar a configuração dos *clusters* e modificar a elegibilidade logística de determinadas usinas.

A implantação de projetos de BECCS deve observar condicionantes socioambientais e territoriais mais amplas, incluindo áreas protegidas, presença de comunidades tradicionais, diretrizes de zoneamento municipal e potenciais conflitos de uso do solo. O BECCS no Brasil não se restringe à dimensão tecnológica: envolve governança territorial, coordenação institucional e alinhamento entre a política agrícola, energética e climática.

Esta dissertação deve ser compreendida como uma primeira aproximação estruturada do potencial territorial do BECCS no setor sucroenergético brasileiro. Ao evidenciar convergências entre base produtiva consolidada, indícios de potencial geológico para armazenamento de CO₂ e oportunidades logísticas, a pesquisa contribui para qualificar o debate sobre o papel do etanol na agenda de remoções permanentes de carbono e para orientar futuras avaliações técnicas, econômicas e regulatórias em escala mais detalhada, servindo de subsídio à construção de políticas públicas.

O desafio consiste em definir sob quais critérios o Brasil pretende transformar seu potencial bioenergético em estratégia nacional estruturada de longo prazo, capaz de converter carbono biogênico em ativo climático, oportunidade econômica e contribuição efetiva para a transição global de baixo carbono.

5.1 POSSIBILIDADES DE PESQUISAS FUTURAS

Os resultados desta dissertação abrem um conjunto de agendas de pesquisa capazes de aprofundar e refinar o debate sobre BECCS no contexto brasileiro. A análise territorial desenvolvida constitui uma primeira aproximação estruturada do potencial nacional, mas evidencia a necessidade de incorporar novas camadas analíticas que ampliem a robustez das decisões de planejamento de longo prazo.

Uma dimensão estratégica refere-se à incorporação de cenários de risco climático agrícola ao mapeamento territorial de BECCS. A integração de projeções de aptidão futura para cana-de-açúcar e milho, de disponibilidade hídrica e de exposição a eventos extremos permitiria avaliar não apenas o potencial técnico atual, mas a resiliência produtiva dos *clusters* ao longo das próximas décadas. Considerando que complexos de BECCS envolvem investimentos de grande magnitude e um horizonte

operacional prolongado, a vulnerabilidade climática da base produtiva torna-se uma variável relevante na análise territorial.

Outra frente de aprofundamento envolve a sensibilidade logística do modelo territorial adotado. Nesta pesquisa, a proximidade a gasodutos foi utilizada como proxy de corredor de infraestrutura, entretanto, a inclusão de outras infraestruturas lineares como rodovias federais e estaduais e corredores ferroviários poderia alterar o desenho dos agrupamentos potenciais. A maior capilaridade territorial de rodovias como a BR-163, por exemplo, sugere que cenários alternativos de infraestrutura podem ampliar a elegibilidade logística de determinadas usinas atualmente classificadas como periféricas, modificando inclusive o mapa de usinas âncora. A comparação entre diferentes configurações espaciais permitiria avaliar a robustez do modelo e oferecer subsídios mais refinados ao planejamento de infraestrutura de transporte de CO₂.

Do ponto de vista econômico, são necessárias modelagens que articulem custos de captura, transporte e armazenamento com cenários de preço de carbono, instrumentos regulatórios nacionais, como o RenovaBio e o SBCE, e riscos de mercado. A incorporação explícita de incertezas regulatórias, volatilidade de preços e custos de capital pode oferecer uma avaliação mais consistente da viabilidade financeira de *clusters* de BECCS a longo prazo.

Também se delineia uma agenda relevante no campo da governança territorial e institucional. A implantação de infraestrutura compartilhada de transporte e armazenamento de CO₂ exige coordenação entre múltiplas usinas, mecanismos de repartição de custos e benefícios e arranjos contratuais adequados. Investigações futuras podem explorar modelos de consórcios regionais, instrumentos de financiamento híbrido e estruturas regulatórias capazes de reduzir riscos sistêmicos associados a projetos coletivos de grande escala.

No âmbito mais amplo da mitigação climática, abre-se espaço para investigar a contribuição potencial do BECCS ao cumprimento das metas brasileiras no contexto da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC). Avaliações futuras podem estimar diferentes trajetórias de adoção da tecnologia e sua interação com outras estratégias de descarbonização dos setores de energia, indústria e uso da terra. Tal análise permitiria compreender o BECCS como um componente estruturante de uma estratégia nacional integrada de mitigação.

A consolidação do debate brasileiro em perspectiva comparada internacional representa um passo essencial. A análise do potencial territorial nacional pode ser

comparada com experiências consolidadas de BECCS associadas à produção de etanol nos Estados Unidos e com modelos europeus de integração entre bioenergia, captura de carbono e mercados regulados. Comparações envolvendo a estrutura de incentivos, financiamento público e privado, custos médios de captura e transporte, governança de infraestrutura compartilhada e integração entre política agrícola e política climática podem revelar vantagens para a incorporação do BECCS no cenário nacional.

Ao articular dimensões territoriais, econômicas, climáticas e institucionais, futuras pesquisas poderão posicionar o BECCS não apenas como uma alternativa tecnológica promissora, mas como um instrumento estratégico de política climática e industrial, com implicações para o papel do Brasil no mercado global de remoções permanentes de carbono.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2020**. Seção: Fatores de conversão, densidades e poderes caloríficos inferiores. Rio de Janeiro: ANP, 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Informações complementares ao Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural**: gasodutos de transporte e de transferência de gás natural. Brasília: ANP, 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/anexos/informacoes-complementares-ao-boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-do-gas-natural.pdf/view>>. Acesso em: 18 jan. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Produção de biocombustíveis cresce no Brasil e alcança recorde histórico. In: **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2024**. Brasília: ANP, julho 2024a. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/ptbr/centraisdeconteudo/publicacoes/anuarioestatistico/anuario-estatistico-brasileiro-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-2024>>. Acesso em: 23 jul. 2025.

AKER CARBON CAPTURE; SLB. **SLB and Aker Carbon Capture Joint Venture Awarded FEED Contract by CO280 for Large-Scale Carbon Removal Project**. Lysaker, Norway: Aker Carbon Capture, 2024. Disponível em: <<https://akercarboncapture.com/2024/08/slb-and-aker-carbon-capturejointventure-awarded-feed-contract-by-co280-for-large-scale-carbon-removal-project/>>. Acesso em: 8 out. 2025.

ALBUQUERQUE, Paulo Augusto da Silva Pedroso de. **O mercado voluntário de carbono no Brasil**: uma análise crítica da literatura científica. 2024. 98 f. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Sustentável) – Centro de Desenvolvimento Sustentável, Universidade de Brasília, Brasília, 2024.

AMADIO, Gabriela *et al.* Captura e utilização de carbono na fermentação de etanol de cana: simulação do processo e avaliação de ciclo de vida. In: CONGRESSO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA DA UNICAMP, 32, 2024, Campinas **Anais** [...]. Disponível em: <<https://prp.unicamp.br/inscricao-congresso/resumos/2024P22512A33310O131.pdf>>. Acesso em: 13 out. 2025

AMERICAN CARBON REGISTRY (ACR). **ACR Standard**, Version 7.0. Arlington: Winrock International, 2022. Disponível em: <<https://americancarbonregistry.org/>>. Acesso em: 20 out. 2025

ANTHROPIC. **Claude Sonnet 4**. Versão 4.0. São Francisco: Anthropic, 2025. Ferramenta de inteligência artificial generativa. Disponível em: <<https://claude.ai>>. Acesso em: 27 jul. 2025.

AZEVEDO, A. *et al.* **Avaliação geoespacial das oportunidades de captura e armazenamento de carbono (CCS) e bioenergia com captura e armazenamento de carbono (BECCS) no Brasil**. [S.l.]: Zenodo, 2025. Disponível em: <<https://doi.org/10.5281/zenodo.15857470>>. Acesso em: 13 out. 2025

BLUNT, Martin; FAYERS, F. John; ORR JR., Franklin M. Carbon dioxide in enhanced oil recovery. **Energy Conversion and Management**, v. 34, n. 9-11, p. 1197-1204, 1993.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). BNDES aprova R\$ 384,3 mi para projeto inovador de estocagem de CO₂ da FS. **Agência BNDES de Notícias**, 09 dez. 2025. Disponível em: <<https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/industria/BNDES-aprova-R%24-3843-mi-para-projeto-inovador-de-estocagem-de-CO-da-FS/>>. Acesso em: 18 jan. 2026.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). BNDES RenovaBio financia R\$ 140 milhões para eficiência energético-ambiental em usinas de biocombustíveis em SP e MT. **Agência BNDES de Notícias**, 2023. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/bndes-renovabio-financia-rs-140-milhoes-para-eficiencia-energetico-ambiental-em-usinas-de-biocombustiveis-em-sp-e-mt>>. Acesso em: 28 jan. 2026.

BRASIL. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei nº 1.425, de 31 de maio de 2022. Disciplina a exploração da atividade de armazenamento permanente de dióxido de carbono de interesse público, em reservatórios geológicos ou temporários, e seu posterior reaproveitamento. Brasília: Câmara dos Deputados, 2022. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2388>>. Acesso em: 20 out. 2025.

BRASIL. Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) do Brasil. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/noticias/brasil-entrega-a-onu-nova-ndc-alinhada-ao-acordo-de-paris/ndc-versao-em-portugues.pdf>>. Acesso em: 13 out. 2025.

BRASIL. Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes (DNIT). **Dados geoespaciais de transportes – mapas rodoviários federais**. Brasília: DNIT, 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/transportes/pt-br/assuntos/dados-de-transportes/bit/bit-mapas>>. Acesso em: 28 jan. 2026.

BRASIL. Governo aprova aumento de etanol na gasolina de 27 % para 30 % e de biodiesel de 14 % para 15 %. **Acompanhe o Planalto**, 25 jun. 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/planalto/pt-br/acompanhe-o-planalto/noticias/2025/06/governo-aprova-aumento-de-etanol-na-gasolina-de-27-para-30-e-de-14-para-15-no-biodiesel/>>. Acesso em: 20 nov. 2025.

BRASIL. Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 27 dez. 2017. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/lei/l13576.htm>. Acesso em: 25 jul. 2025.

BRASIL. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 9 abr. 2021.

BRASIL. Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024. Altera a Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, para dispor sobre a ampliação da faixa de mistura obrigatória de etanol anidro à gasolina, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 9 out. 2024. Disponível em: <<https://legislacao.presidencia.gov.br/atos/?tipo=LEI&numero=14993&ano=2024&ato=bf3MTUE9ENZpWT978>>. Acesso em: 25 jul. 2025.

BRASIL. Lei nº 15.042, de 11 de dezembro de 2024. Institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE) e altera as Leis nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009, 12.651, de 25 de maio de 2012, 6.385, de 7 de dezembro de 1976, 11.033, de 21 de dezembro de 2004, e 6.015, de 31 de dezembro de 1973. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 11 dez. 2024. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/L15042.htm>. Acesso em: 13 out. 2025.

BRASIL. Lei nº 15.082, de 30 de dezembro de 2024. Altera a Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 31 dez. 2024. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/L15082.htm>. Acesso em: 13 jul. 2025.

BRASIL. Ministério da Agricultura e Pecuária (MAPA). **Anuário Estatístico da Agroenergia 2025**. Brasília: Disponível em: <<https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/energia/agroenergia/anuarios>>. Acesso em: 10 jul. 2025.

BRASIL. Ministério da Fazenda. **Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões – SBCE**. Brasília: Ministério da Fazenda / Governo Federal, 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/fazenda/pt-br/orgaos/spe/desenvolvimento-economico-sustentavel/sistema-brasileiro-de-comercio-de-emissoes>>. Acesso em: 12 out. 2025.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. **Emissões Mundiais**. Brasília: MMA, [s.d.]. Disponível em: <<https://antigo.mma.gov.br/informma/item/222-as-emiss%C3%B5es-mundiais.html>>. Acesso em 25 jul. 2025

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). **Consulta Pública nº 205, de 2025**. Dispõe sobre procedimentos operacionais, sistemas de autorização e integração com o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE). Brasília, DF, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/consultas-publicas/consulta-publica-205-2025.pd>

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). **Mercados de carbono no âmbito do Artigo 6 do Acordo de Paris**: fundamentos, oportunidades e desafios para o

Brasil. Brasília: MME, 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/publicacoes/mercados-de-carbono-no-ambito-do-artigo-6-do-acordo-de-paris>>. Acesso em: 13 ago. 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). **Painel CBIO: Preço médio, volume financeiro, quantidade de créditos CBIO negociados no Brasil – dados consolidados 2024**. Brasília: MME, 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/renovabio/cbios/painel-cbio>>. Acesso em: 20 jul. 2025.

BRASIL. Ministério dos Transportes. **Inventário Nacional De Emissões Atmosféricas Por Veículos Automotores Rodoviários (INEVAR)**. Brasília: Ministério dos Transportes, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/transportes/pt-br/assuntos/sustentabilidade/mudanca-do-clima/0_ineavar_2025.pdf>. Acesso em: 18 jan. 2026.

BRAZIL. **Second Nationally Determined Contribution (NDC) to the United Nations Framework Convention on Climate Change**. Bonn: UNFCCC, 2024. Submetido em: 13 nov. 2024. Disponível em: <<https://unfccc.int/documents/643337>>. Acesso em: 13 out. 2025.

CARBON CAPTURE JOURNAL. **Unique CCS project approved in Helsingborg, Sweden**. Disponível em: <<https://www.carboncapturejournal.com/ViewNews.aspx?NewsID=6761>>. Acesso em: 8 out. 2025.

CCS BRASIL – ASSOCIAÇÃO CCS BRASIL. **O que é CCS?** São Paulo: CCS Brasil, 2025. Disponível em: <<https://www.ccsbr.com.br/o-que-e-ccs>>. Acesso em: 13 out. 2025.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). **Captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS): experiências internacionais e o potencial brasileiro**. Brasília: CNI, nov. 2024. Disponível em: <<https://www.portaldaindustria.com.br/publicacoes/2024/11/captura-utilizacao-e-armazenamento-de-carbono-ccus-experiencias-internacionais-e-o-potencial-brasileiro/>>. Acesso em: 24 jul. 2025.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO (CONAB). **Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar: safra 2025/26, n. 3 (3º levantamento)**, nov. 2025. Brasília: CONAB, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/conab/pt-br/atuacao/informacoes-agropecuarias/safras/safra-de-cana-de-acucar/arquivos-boletins/2o-levantamento-safra-2025-26-1/e-book_boletim-de-safras-cana_3o-lev-2025.pdf>. Acesso em: 17 jan. 2026.

COPERNICUS CLIMATE CHANGE SERVICE (C3S). **2024 is the first year to exceed 1.5 °C above pre-industrial level**. Disponível em: <<https://climate.copernicus.eu/copernicus-2024-first-year-exceed-15degc-above-pre-industrial-level>>. Acesso em: 05 out. 2025

CRESWELL, J. W. **Research Design: Qualitative, Quantitative, and Mixed Methods Approaches**. 4th ed. Thousand Oaks: SAGE Publications, 2014.

CRIPPA, M. *et al.* **Emissões de GEE de todos os países do mundo**. Luxemburgo: Serviço de Publicações da União Europeia, 2024. Disponível em: <<https://data.europa.eu/doi/10.2760/4002897>>. Acesso em: 05 out. 2025.

CUPERTINO, S. A. **Avaliação econômica do transporte de CO₂ por dutos**. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020. Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106133/tde-29012020173712/publico/DISSERTACAO.pdf>>. Acesso em: 7 jan. 2026.

DAVIS, S. J. *et al.* Net-zero emissions energy systems. **Science**, v. 60, n. 6396, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/aas9793>>. Acesso em: 7 nov. 2025.

DEES, John *et al.* Cost and Life Cycle Emissions of Ethanol Produced with an Oxyfuel Boiler and Carbon Capture and Storage. **Environmental Science & Technology**, v. 57, n. 13, p. 5391–5403, 2023. DOI: 10.1021/acs.est.2c04784.

DEN ELZEN, M. G. J. *et al.* The impact of policy and model uncertainties on emissions projections of the Paris Agreement pledges. **Environmental Research Letters**, v. 18, n. 5, p. 054026, 2023. DOI: 10.1088/1748-9326/acceb7.

DIFFENBAUGH, NOAH S.; BARNES, Elizabeth A. Data-driven predictions of the time remaining until critical global warming thresholds are reached. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, v. 120, n. 6, 2023. DOI: 10.1073/pnas.2207183120.

HUGHES, Sydney *et al.* **Cost of Capturing CO₂ from Industrial Sources**. Relatório técnico DOE/NETL-2022/3319. Pittsburgh, PA / Morgantown, WV / Albany, OR: National Energy Technology Laboratory, U.S. Department of Energy, 2022. Disponível em: <<https://www.osti.gov/biblio/1887586>>. Acesso em: 10 out. 2025

DRAX GROUP. **Drax to pilot Europe's first carbon capture storage project (BECCS)**. Disponível em: <https://www.drax.com/press_release/drax-to-pilot-europes-first-carbon-capture-storage-project-beccs/>. Acesso em: 5 out. 2025

ECOSYSTEM MARKETPLACE. **State of the Voluntary Carbon Market 2024**. Washington, DC: Forest Trends, 2024. Disponível em: <<https://www.ecosystemmarketplace.com/publications/2024-state-of-the-voluntary-carbon-markets-sovcm/>>. Acesso em: 22 out. 2025

EIXOS. **Etanol com CCS estreia no mercado de carbono brasileiro**. Diálogos da Transição. Eixos, 2025. Disponível em: <<https://eixos.com.br/newsletters/dialogos-da-transicao/etanol-com-ccs-estreia-no-mercado-de-carbono-brasileiro/>>. Acesso em: 27 jan. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2024**: Ano-base 2023. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024>>. Acesso em: 23 jul. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Base georreferenciada de infraestrutura de transporte de gás natural:** gasodutos existentes e planejados. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica-e-gas-natural/geo-epe>>. Acesso em: 20 jul. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Bases georreferenciadas de infraestrutura energética e potencial de armazenamento geológico.** Rio de Janeiro: EPE, 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Captura, armazenamento e utilização de carbono no Brasil:** contribuições para a seleção de áreas de interesse. Rio de Janeiro: EPE, 2024. 34 p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Captura e armazenamento de carbono biogênico:** Bio-CCS. Rio de Janeiro: EPE, 2023. 4 p. (Fact Sheet, FS-EPE-DPG-SDB-2023-05). Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-767/FS-EPE-DPG-SDB-2023-05-BioCCS.pdf>>. Acesso em: 23 jul. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Mandatos de misturas de biocombustíveis no setor de transportes no mundo.** Rio de Janeiro: EPE, 2022. Disponível em: <<https://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>>. Acesso em: 4 jan. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Mapa interativo de emissões e dados energéticos.** ArcGIS Online. Disponível em: <<https://epe2.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=958f4a7fc4b64324913eefeee898af97>>. Acesso em: 4 jan. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **RenovaBio:** Bases técnicas para o cálculo da intensidade de carbono de biocombustíveis no Brasil. Rio de Janeiro: EPE, 2017. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/renovabio>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **WebMapEPE** – Sistema de informações geográficas do setor energético brasileiro (atributos de usinas de etanol). Rio de Janeiro: EPE, 2026. Disponível em: <<https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>>. Acesso em: 13 jan. 2026.

ENERGY & ENVIRONMENTAL RESEARCH CENTER. **Red Trail Energy CCS Project.** Grand Forks: University of North Dakota, 2024. Disponível em: <<https://undeerc.org/research/projects/redtrailenergyccs.html>>. Acesso em: 13 jul. 2025.

EUROPEAN COMMISSION; INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Emissions Database for Global Atmospheric Research (EDGAR):** version EDGAR_2024_GHG. [S.l.]: EDGAR Community GHG Database 2024. Disponível em: <<https://edgar.jrc.ec.europa.eu/>>. Acesso em 23 jul. 2025.

FILONCHYK, M.; HE, Y.; ZHANG, L.; PETERSON, M. P.; HURYNOVICH, V. Emissões de gases de efeito estufa e mudanças climáticas globais: examinando a influência de CO₂, CH₄ e N₂O. **Science of the Total Environment**, v. 935, p. 173359, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2024.173359>

FORBES BRASIL. BNDES, Bradesco e Fundo Ecogreen criam certificadora brasileira de carbon. **Forbes ESG**, 12 nov. 2025. Disponível em: <<https://forbes.com.br/forbesesg/2025/11/bndes-bradesco-e-fundo-ecogreen-criam-certificadora-brasileira-de-carbono/>>. Acesso em: 20 jan. 2026.

FORMANN, S. *et al.* Beyond sugar and ethanol production: Value generation opportunities through sugarcane residues. **Frontiers in Energy Research**, v. 8, e579577. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.579577>

FS FUELING SUSTAINABILITY. **Apresentação BECCS**. 2025. Apresentação em PowerPoint.

GASOS, A. *et al.* Enhanced Oil Recovery using carbon dioxide directly captured from air does not enable carbon-neutral oil. **EarthArXiv Preprints**, 2025. DOI: 10.31223/X55X4S. Disponível em: <<https://eartharxiv.org/repository/view/8424/>>. Acesso em: 07 out. 2025.

GIL, ANTONIO CARLOS. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2019.

GLOBAL CCS INSTITUTE (GCCSI). **Bioenergy and carbon capture and storage (BECCS)**: Unlocking negative emissions. Melbourne: Global CCS Institute, 2022.

GLOBAL CCS INSTITUTE (GCCSI). **Global Status of CCS 2020**. Relatório internacional sobre captura e armazenamento de carbono. Melbourne: Global CCS Institute, 2020. Disponível em: <<https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2025/10/Global-Status-of-CCS-Report-English.pdf>> Acesso em: 20 jul. 2025.

GLOBAL CCS INSTITUTE (GCCSI). **Global status of CCS 2022**. Melbourne: Global CCS Institute, 2022. Disponível em: <https://status22.globalccsinstitute.com/>. Acesso em: 27 jul. 2025.

GOLD STANDARD. **Gold Standard for the Global Goals Requirements**. Geneva: Gold Standard Foundation, 2023. Disponível em: <https://www.goldstandard.org/>

GREEN AGROFLORESTAL CONSULTORIA E PROJETOS. **Estudo de Impacto Ambiental (EIA): Projeto CCS – Sistema de Captura e Armazenamento Geológico de Carbono (CCS – Carbon Capture and Storage)**. v. 1: Caracterização do Empreendimento. Cuiabá: Green Agroflorestal Consultoria e Projetos, 2023.

GUO, Jian-xin *et al.* Integrated operation for the planning of CO₂ capture path in CCS–EOR project. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 186, artigo

106720, mar. 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106720>>. Acesso em: 25 jul. 2025.

GUTERRES, António. **Remarks at the Climate Action Summit 2019**. New York: United Nations, 23 set. 2019. Disponível em: <<https://www.un.org/sg/en/content/sg/speeches/2019-09-23/remarks-2019-climate-action-summit>>. Acesso em: 2 jan. 2026.

HARRIS, Zoe M.; MILNER, Suzanne; TAYLOR, Gail. Biogenic carbon – capture and sequestration. In: THORNLEY, Patricia; ADAMS, Paul (ed.). **Greenhouse Gas Balances of Bioenergy Systems**. Amsterdam: Elsevier, 2017. cap. 5, p. 55-76. ISBN 978-0-08-101036-5.

HASAN, M. M. Faruque *et al.* A multi-scale framework for CO₂ capture, utilization, and sequestration: CCUS and CCU. **Computers & Chemical Engineering**, v. 81, p. 2-21, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2015.04.034>.

HOANG, TUAN-DUNG; NGHIEM, NHUAN. Recent developments and current status of commercial production of fuel ethanol. **Fermentation**, v. 7, n. 4, p. 314, 2021. DOI: 10.3390/fermentation7040314. Disponível em: ><https://www.mdpi.com/2311-5637/7/4/314>>. Acesso em 23 jul. 2025.

HONEYWELL UOP. **Carbon Capture Technologies**. Des Plaines, IL: Honeywell UOP, 2024. Disponível em: <<https://uop.honeywell.com/en/energy-transition/carbon-capture>>. Acesso em: 8 out. 2025.

HONEYWELL. **Honeywell UOP recognized as leader in advanced carbon capture solutions by Guidehouse Insights**. Charlotte, NC: Honeywell International Inc., 2023. Disponível em: <<https://www.honeywell.com/us/en/news/featured-stories/2023/07/honeywell-uop-recognized-as-leader-in-advanced-carbon-capture-solutions-by-guidehouse-insights>>. Acesso em: 8 out. 2025.

ICM, INC. **Technology solutions for ethanol production**. Colwich, KS: ICM, 2024. Disponível em: <<https://www.icminc.com>>. Acesso em: 10 out. 2025.

IEAGHG. **Effects of plant location on the costs of CO₂ capture**. Technical Report 2018-04. Cheltenham: IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2018. Disponível em: <https://publications.ieaghg.org/technicalreports/2018-04%20Effects%20of%20plant%20location%20on%20the%20costs%20of%20CO2%20Capture.pdf>. Acesso em: 28 jan. 2026.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Malha de Unidades da Federação – Brasil 2021**. Rio de Janeiro: IBGE, 2021.

IEA BIOENERGY. **BECCUS Phase 2 Science & Policy Report**. Paris: IEA Bioenergy, 2025. Disponível em: https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2025/09/IEA-Bioenergy_Intertask_BECCUS_Phase2_Science-and-Policy-Report.pdf. Acesso em: 25 jul. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Bioenergy with Carbon Capture and Storage**. Paris: IEA, 2024. Disponível em: ><https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/bioenergy-with-carbon-capture-and-storage>>. Acesso em: 25 jul. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **CCUS in clean energy transitions: achieving net zero with carbon capture, utilisation and storage**. Paris: IEA, 2020. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>>. Acesso em: 13 jul. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Energy Statistics Manual**. Paris: IEA, 2005. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/energy-statistics-manual>>. Acesso em: jan. 2026.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Putting CO₂ to use: Creating value from emissions**. Paris: IEA, 2019.

INSTITUTO TOTUM. **Certificados de Energia Renovável (I-REC)**. São Paulo: Instituto Totum, 2024. Disponível em: <<https://www.institutototum.com.br>>. Acesso em: 13 jul. 2025.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Climate Change 2022: mitigation of climate change**. Contribution of working group III to the sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press, 2022. Disponível em: <<https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>>. Acesso em: 13 out. 2025.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Global Warming of 1.5°C: an IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways**. Geneva: IPCC, 2018.

JACOBUS, A. P.; GROSS, J.; EVANS, J. H.; CECCATO-ANTONINI, S. R.; GOMBERT, A.K. *Saccharomyces cerevisiae* strains used industrially for bioethanol production. **Essays in Biochemistry**, v. 65, n. 2, p. 147-161, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1042/EBC20200160>

KIMURA, WILLIAN JUN. **Análise econômica e ambiental do processo BECCS no setor sucroenergético brasileiro**. 109 f. Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia, Instituto de Energia e Meio Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2024.

KOTZ, MAXIMILIANO; LEVERMANN, ANDERS; WENZ, LEONIE. O compromisso econômico das alterações climáticas. **Nature**, v. 628, p. 551–557, 2024. Disponível em: https://www.pik-potsdam.de/~anders/publications/kotz_levermann_wenz24.pdf Acesso em 11 dez. 2025.

LEVIHN, Fabian; LINDE, Linus; GUSTAFSSON, Kåre; DAHLÉN, Erik. Introducing BECCS through HPC to the research agenda: the case of combined heat and power

in Stockholm. **Energy Reports**, v. 5, p. 1381–1389, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.09.018>>. Acesso em: 13 out. 2025.

LYNCH, MARTIN. **Drax gets green light for key carbon capture project**. Industrial Info, 7 fev. 2024. Disponível em: <<https://www.industrialinfo.com/news/article.jsp?newsitemID=327884>>. Acesso em: 11 out. 2025.

MACEDO, I. C.; SEABRA, J. E. A.; SILVA, J. E. A. Greenhouse gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil. **Biomass and Bioenergy**, v. 32, n. 7, p. 582–595, 2008

MADSON, P.W.; Monceaux, D.A. Fuel Ethanol Production. In: JACQUES, K. A., LYONS, T. P., KELSALL, D.R. (eds.). **The Alcohol Textbook: a reference for the beverage, fuel and industrial alcohol industries**. Nottingham University Press: Nottingham, UK, 1999; Chapter 17.

MAJID, Aniqah. Drax earmarks US\$12.5bn for US BECCS expansion. **The Chemical Engineer**, 26 set. 2024. Disponível em: <<https://www.thechemicalengineer.com/news/drax-earmarks-us-125bn-for-us-beccs-expansion/>>. Acesso em: 11 out. 2025.

MASLIN, Mark; LANG, Jeremy; HARVEY, Fiona. A short history of the successes and failures of the international climate change negotiations. **UCL Open: Environment**, v. 5, p. 8, 2023. DOI: 10.14324/111.1444/ucloe.000059

MATO GROSSO (MT). **Secretaria de Estado de Meio Ambiente. Licença de Instalação nº 78547/2025 – Projeto BECCS da FS Indústria de Biocombustíveis Ltda**. Cuiabá: SEMA/MT, 2025.

MAYER BROWN; TAUIL & CHEQUER ADVOGADOS ASSOCIADOS. **Brazilian public consultation discusses rules for carbon capture and storage (CCS) projects (Consulta Pública nº 205/2025)**. Disponível em: <<https://www.mayerbrown.com/insights/publications/2025/11/brazilian-public-consultation-discusses-rules-for-carbon-capture-and-storage-ccs-projects>>. Acesso em: 2 jan. 2026.

MCCOY, S. T.; RUBIN, E. S. An engineering-economic model of pipeline transport of CO₂ with application to carbon capture and storage. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 2, n. 2, p. 219–229, 2008.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES. **Opções transversais para mitigação de emissões de gases de efeito estufa: captura, transporte e armazenamento de carbono**. Brasília: MCTIC, 2017.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÕES. **Sistema de Registro Nacional de Emissões (SIRENE): Emissões de GEE por Setor**. Brasília: MCTI, [2023]. Disponível em: <<https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/emissoes/emissoes-de-gee-por-setor-1>>. Acesso em 26 jul. 2025

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO. **Quarta Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima: Inventário Nacional de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa.** Brasília: MCTI, 2024.

MELLO, ANTONIO; CARVALHO, DIEGO; OGASAWARA, EDUARDO. Predição da Produção de Etanol nos Estados Brasileiros. In: BRAZILIAN E-SCIENCE WORKSHOP (BRESOI), 18, 2024, Florianópolis/SC. **Anais [...]**. Porto Alegre: Sociedade Brasileira de Computação, 2024. p. 120-127. DOI: <https://doi.org/10.5753/bresoi.2024.243818>.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (MIT). **Illinois Industrial Carbon Capture and Storage Project**. Cambridge: MIT, 2016. Disponível em: https://sequestration.mit.edu/tools/projects/illinois_industrial_ccs.html. Acesso em: 13 jul. 2025.

MERCADO NET ZERO. **Certificadoras de créditos de carbono:** importância, diferenciais e qualidade. [S.l.], 10 dez. 2024. Disponível em: <https://mercadonetzero.com.br/certificadoras-de-creditos-de-carbono-importancia-diferenciais-e-qualidade/>. Acesso em: 13 jul. 2025.

NEVES, Marcos Fava (coord.) *et al.* **Etanol de milho:** cenário atual e perspectivas para a cadeia no Brasil. 1. ed. Ribeirão Preto: UNEM, 2021. 115 p. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/371109240>. Acesso em: 24 jul. 2025.

NETWORK FOR GREENING THE FINANCIAL SYSTEM (NGFS). **NGFS Declaration on the Economic Cost of Climate Inaction**. November 2025. Disponível em: https://www.ngfs.net/system/files/2025-11/NGFS_Declaration%20on%20the%20Economic%20Cost%20of%20Climate%20Inaction_0.pdf?>, Acesso em: 24 jan. 2026

NORTH DAKOTA MONITOR. **North Dakota approves Summit carbon pipeline route**. North Dakota Monitor, 15 nov. 2024. Disponível em: <https://northdakotamonitor.com/2024/11/15/north-dakota-approves-summit-carbon-pipeline-route/>. Acesso em: 24 jul. 2025.

NOVOMOF AG. **About Us**. Zurich: novoMOF AG, 2024. Disponível em: <https://novomof.com/about-us/>. Acesso em: 8 out. 2025.

NOVOMOF AG. **Services:** Tailor-made MOF Solutions. Zurich: novoMOF AG, 2024. Disponível em: <https://novomof.com/services/>. Acesso em: 8 out. 2025.

OECD/IEA. **20 Years of Carbon Capture and Storage:** Celebrating CCS Milestones and Looking to the Future. Paris: OECD/IEA, 2015. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/20-years-of-carbon-capture-and-storage/>. Acesso em: 15 out. 2025.

OFFSHORE ENERGY. **ITS eyes open-access CO2 infrastructure at Sweden's Port of Södertälje by 2030**. 2025 Disponível em: <https://www.offshore->

energy.biz/its-eyes-open-access-co2-infrastructure-at-swedens-port-of-sodertalje-by-2030/>. Acesso em: 8 out 2025

OFFSHORE-ENERGY.biz. **Trio pools resources to forge CO₂ logistics hub for carbon dioxide transport chain**. Dezembro 4, 2025. Disponível em: <<https://www.offshore-energy.biz/trio-pools-resources-to-forge-co2-logistics-hub-for-carbon-dioxide-transport-chain/>>. Acesso em: 20 out. 2025.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. Declaração de Estocolmo sobre o Meio Ambiente Humano. In: CONFERÊNCIA DAS NAÇÕES UNIDAS SOBRE MEIO AMBIENTE HUMANO, **Anais** [...]. Estocolmo: ONU, 1972. p. 55-76. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-101036-5.00005-7>. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780081010365000057>>. Acesso em: 11 out. 2025.

PALTSEV, Sergey *et al.* Hard-to-abate sectors: The role of industrial carbon capture and storage (CCS) in emission mitigation. **Applied Energy**, v. 300, p. 117322, 2021. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117322.

PEREIRA, Eduardo G.; FOSSA, Alberto J.; MUINZER, Thomas L. (Ed.). **Carbon capture utilization and storage**. Cham: Palgrave Macmillan, 2025. (Sustainable Development Goals Series). ISBN 978-3-031-81271-2.

PLANNING INSPECTORATE (UNITED KINGDOM). **Drax Bioenergy with Carbon Capture and Storage Project (EN010120)**: report to the Secretary of State. Londres: The Planning Inspectorate, 2023. Disponível em: <<https://infrastructure.planninginspectorate.gov.uk/projects/yorkshire-and-the-humber/drax-bioenergy-with-carbon-capture-and-storage-project/>>. Acesso em: 10 jan. 2026.

POET. **POET and Summit Carbon Solutions announce carbon capture partnership**. Ames, 29 jan. 2024. Disponível em: <<https://poet.com/pr/poet-and-summit-carbon-solutions-announce-carbon-capture-partnership>>. Acesso em: 11 jan. 2026.

PREEM. **Carbon Capture and Storage**. Disponível em: <<https://www.preem.com/en/about-us/projects/carbon-capture/>>. Acesso em: 8 out. 2025.

QI, Jianfeng Jeffrey *et al.* Reflections on the first Global Stocktake of the Paris Agreement. **One Earth**, v. 7, n. 5, p. 1-8, 2024. DOI: 10.1016/j.oneear.2024.05.005.

RICARDO ENERGY & ENVIRONMENT. **European CO₂ availability from point-sources and direct air capture**. Oxford: Ricardo Energy & Environment, 2022. Disponível em: <<https://te-cdn.ams3.cdn.digitaloceanspaces.com/files/DAC-final-report.pdf/>>. Acesso em: 8 out. 2025.

RICHARDS, Trevor *et al.* **Demonstrating novel monitoring techniques at an ethanol 180,000-MT/YR CCS project in North Dakota**. Proceedings of the 16th

Greenhouse Gas Control Technologies Conference (GHGT-16), 23–24 out. 2022. Disponível em: <https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4278987>. Acesso em: 13 jul. 2025.

RICHARDSON, Roberto Jarry. **Pesquisa social: métodos e técnicas**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2017.

ROTHER, E. T. Revisão sistemática × revisão narrativa. **Acta Paulista de Enfermagem**, v. 20, n. 2, p. v–vi, 2007. DOI: 10.1590/S0103-21002007000200001

SCHIPPERS, EMMA JAGU; MASSOL, OLIVIER. Unlocking CO₂ infrastructure deployment: The impact of carbon removal accounting. **Energy Policy**, v. 171, p. 113265, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113265>>. Acesso em: 8 out. 2025.

SECRETARIA DE ESTADO DE MEIO AMBIENTE DO MATO GROSSO (SEMA-MT). **Sema visita universidade dos Estados Unidos para conhecer injeção de carbono no solo**. [S.l.]. Disponível em: <<https://primeirahora.com.br/sema-visita-universidade-dos-estados-unidos-para-conhecer-injecao-de-carbono-no-solo/>>. Acesso em: 16 de janeiro de 2026

S&P GLOBAL. **O mercado voluntário de carbono impulsiona a captura e armazenamento de carbono (CCS) nas indústrias de papel e celulose e de bioenergia**. 25 jun. 2025. Disponível em: <https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/electric-power/062525-voluntary-carbon-market-drives-ccs-in-paper-and-pulp-bioenergy-industries>. Acesso em: 27 jan. 2026.

SILVA ORTIZ, P. A., Maciel Filho, R., & Posada, J. (2019). Mass and Heat Integration in Ethanol Production Mills for Enhanced Process Efficiency and Exergy-Based Renewability Performance. **Processes**, v. 7, n. 10, 2019. DOI: <https://doi.org/10.3390/pr7100670>

SILVA, Isabela Morbach Machado E. **Definições jurídicas estratégicas para estruturação do marco regulatório da cadeia de captura e armazenamento de carbono**. 2022. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

SILVEIRA, Brenda H. M.; COSTA, Hirdan K. M.; SANTOS, Edmilson M. Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS) in Brazil: a review. **Energies**, v. 16, n. 4, p. 2021, 2023. DOI: 10.3390/en16042021.

SILVEIRA, Brenda Honório Mazzeu. **Instrumentos de política ambiental para a promoção de BECCS: revisão sistemática da literatura e caminhos para o Brasil**. 2023. Dissertação (Mestrado em Ciência da Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

STAKE, Robert E. **The Art of Case Study Research**. Thousand Oaks: Sage, 1995.

STRAPASSON A. *et al*, 2020. Modelling carbon mitigation pathways by 2050: Insights from the Global Calculator. **Energy Strategy Reviews**, v. 29: 100494. DOI: 10.1016/j.esr.2020.100494

SYLVERA. **Carbon Offset Price**: análise de preços de créditos de carbono. [S.l.]: Sylvera, 2025. Disponível em: <https://www.sylvera.com/pt-br/blog/carbon-offset-price?utm_source=>. Acesso em: 10 out. 2025

UNITED KINGDOM. Department for Energy Security and Net Zero. **Drax Bioenergy with Carbon Capture and Storage Project**: development consent decision announced. Londres, 16 jan. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/news/drax-bioenergy-with-carbon-capture-and-storage-project-development-consent-decision-announced>>. Acesso em: 10 jan. 2026.

UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME (UNEP). **Carbon markets**. Nairobi: UNEP, 2024. Disponível em: <<https://www.unep.org/topics/climate-action/climate-finance/carbon-markets>>. Acesso em: 20 out. 2025

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE (UNFCCC). **Doha Amendment to the Kyoto Protocol**. FCCC/KP/CMP/2012/8/Add.3. Bonn: UNFCCC, 2012. Disponível em: <https://unfccc.int/files/kyoto_protocol/doha_amendment/application/pdf/sg_letter_doha_amendment.pdf>. Acesso em: 13 out. 2025.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE (UNFCCC). **Nationally Determined Contributions (NDCs)**: The NDC Cycle. Bonn: UNFCCC, 2024. Disponível em: <<https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/nationally-determined-contributions-ndcs>>. Acesso em: 13 out. 2025.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE (UNFCCC). **Paris Agreement**. Paris: UNFCCC, 2015. Disponível em: <https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf>. Acesso em: 22 out. 2025.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE (UNFCCC). **Report of the Conference of the Parties on its fifteenth session, held in Copenhagen from 7 to 19 December 2009**. Addendum Part Two: Action taken by the Conference of the Parties at its fifteenth session. Decision 2/CP.15: Copenhagen Accord. FCCC/CP/2009/11/Add.1. Bonn: UNFCCC, 2009. Disponível em: <<https://unfccc.int/resource/docs/2009/cop15/eng/11a01.pdf>>. Acesso em: 13 out. 2025.

UNITED STATES ENERGY ASSOCIATION (USEA). **Life Cycle Assessment of Carbon Dioxide Removal Methods Summary Report**. Washington, D.C.: USEA, 2022. Disponível em: <https://usea.org/sites/default/files/USEA_CDR_LCA_SummaryReport_Final.pdf>. Acesso em: 1 nov. 2025.

UNITED STATES ENERGY ASSOCIATION (USEA). **Greenhouse Gas Life Cycle Assessment (LCA) of Carbon Dioxide Removal Technology Applications in the U.S.** Washington, DC: USEA, 2022. Disponível em:

<https://usea.org/sites/default/files/USEA_CDR_LCA_SummaryReport_Final.pdf>. Acesso em: 31 jan. 2026.

UNITED STATES. Department Of Energy; National Energy Technology Laboratory; Carbon Sequestration Leadership Forum. **Technical Summary of Bioenergy Carbon Capture and Storage**. Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2018. Disponível em: <https://fossil.energy.gov/archives/csrf/sites/default/files/documents/Publications/BEC_CS_Task_Force_Report_2018-04-04.pdf>. Acesso em: 8 out. 2025.

VALLEJO L. *et al.* (2021). Halving Global CO2 Emissions by 2050: Technologies and Costs. **International Energy Journal**, v. 21, p. 147-157. Disponível em: <<https://www.belfercenter.org/publication/halving-global-co2-emissions-2050-technologies-and-costs>>. Acesso em: 8 out. 2025.

VERGARA, SYLVIA CONSTANT. **Projetos e relatórios de pesquisa em administração**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2016.

VERRA. **VCS Program Guide**, v. 4.4. Washington, DC: Verra, 2023. Disponível em: <<https://verra.org/programs/verified-carbon-standard/>>. Acesso em: 25 jul. 2025.

VISÃO AGRO. **Lei que altera RenovaBio agrada produtores, mas multa acende alerta para judicialização**. 5 fev. 2025. Disponível em: <<https://visaoagro.com.br/lei-que-altera-renovabio-agrada-produtores-mas-multa-acende-alerta-para-judicializacao/>>. Acesso em: 13 jul. 2025.

WANG, M.; ELGOWAINY, A.; DUNN, J.; MUELLER, S. **Life-cycle analysis of biofuels and fuels using the GREET model**. Argonne: Argonne National Laboratory, 2018.

WAYCARBON. **O que a COP26 mudou nos mercados de créditos de carbono?** WayCarbon, 2021. Disponível em: <<https://waycarbon.com/pt/blog/o-que-a-cop26-mudou-nos-mercados-de-creditos-de-carbono/>>. Acesso em: 13 jul. 2025.

XU, Y. *et al.* The impact and mechanism analysis of Clean Development Mechanism on the synergistic effects of pollution mitigation and carbon reduction. **Environmental Research**, v. 260, p. 119659, 2024. DOI: 10.1016/j.envres.2024.119659

ZHOU, J.Y.; YAN, S.D. A comprehensive review of corn ethanol fuel production: from agricultural cultivation to energy application. **Journal of Energy Bioscience**, v. 15, n. 3, p. 208-220, 2024. DOI: 10.5376/jeb.2024.15.0020.