

CAPTURA, UTILIZAÇÃO E ARMAZENAMENTO DE CARBONO NO BRASIL

Contribuições para a seleção de áreas: Ciclo 2025

*Superintendência de Petróleo e Gás Natural
2026*



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

GOVERNO DO
BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Aviso

As informações fornecidas refletem a visão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Contudo, o conteúdo exposto envolve uma gama de riscos e incertezas conhecidos e desconhecidos e, portanto, os dados e as análises aqui contidas devem ser usados para fins de referência, não sendo garantia de realizações e acontecimentos futuros.

Este documento possui caráter informativo, sendo destinado a subsidiar o planejamento do setor energético nacional. Logo, quaisquer decisões de encaminhamento (como formulação de políticas públicas, definição de diretrizes estratégicas, decisões de investimento ou estratégias de negócio) dependem de outras instituições públicas e privadas.

A EPE se exime de qualquer responsabilidade por ações e tomadas de decisão que possam ser realizadas por agentes econômicos ou qualquer pessoa com base nas informações contidas neste documento.

Valor Público

A EPE realiza estudos e pesquisas para subsidiar a formulação, implementação e avaliação da política e do planejamento energético brasileiro.

No âmbito da agenda de descarbonização, a EPE contribui para qualificar o debate e apoiar a tomada de decisão sobre rotas de captura, transporte, utilização e armazenamento geológico de carbono no Brasil, por meio da organização e sistematização de informações técnicas relevantes.

Este caderno, em sua segunda edição, amplia e atualiza a base de dados, com aprimoramentos metodológicos voltados a refletir com maior aderência a diversidade geológica, produtiva e logística das diferentes regiões do país. Reconhecidas as limitações inerentes ao exercício, o documento se apresenta como referência técnica para apoiar o planejamento e a priorização de oportunidades nas rotas de captura e armazenamento de carbono, contribuindo também para reduzir assimetrias de informação entre instituições, agentes setoriais e sociedade.

Sumário

O Contexto Global das Rotas de Captura e Armazenamento de Carbono	5
O cenário nacional: Marcos institucionais e agenda regulatória (2024–2025)	6
O cenário nacional: Sinais de maturação (projetos, hubs e inovação)	7
O apoio da EPE no planejamento das rotas	8
Objetivo e eixos de ação	9
Perspectiva Geológica - Sítios de Armazenamento	10
Perspectiva Geológica - Arcabouço de Conhecimento	13
Perspectiva Econômica - Infraestrutura de Transporte	15
Perspectiva Econômica - BECCS (Disponibilidade Imediata de CO ₂ Biogênico)	18
Perspectiva Econômica - BECCS (Disponibilidade Potencial de CO ₂ Biogênico)	21
Perspectiva Econômica - Potenciais demandantes de CCS/CCUS	24
Mapa Síntese de Relevância de Áreas	28
Principais Conclusões	35

O Contexto Global das Rotas de Captura e Armazenamento de Carbono



Os sucessivos recordes de aumento da temperatura média global evidenciam que o orçamento de carbono está sendo rapidamente esgotado ([WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION, 2026](#)). À medida que falhamos em reduzir o ritmo de emissões, torna-se cada vez mais urgente adotar medidas que atuem simultaneamente na redução das emissões na fonte e na remoção de CO₂ da atmosfera. As rotas de captura e armazenamento de carbono¹ se destacam por serem o único conjunto de tecnologias capaz de desempenhar ambos os papéis, reduzindo emissões em setores-chave e removendo o carbono residual que não pode ser evitado ([IEA, 2020](#)).



O CCS está entrando em uma fase de expansão acelerada, impulsionado por políticas mais robustas, maior engajamento do setor privado e expansão da infraestrutura global. Mais de 27 países já incluíram o CCS em suas estratégias nacionais de gestão de carbono. Segundo o Global CCS Institute (GCCSI), o número de instalações comerciais (soma do número de projetos operacionais, em construção e planejados) passou de 628 em 2024 para 734 em 2025, com unidades em operação aumentando de 50 para 77, o que elevou a capacidade global de captura em 23% em apenas um ano, alcançando cerca de 64 MtCO₂/ano de capacidade já instalada. Embora a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency* - IEA), outra importante instituição de referência, registre números ligeiramente menores (445 projetos), em virtude de metodologias e critérios de inclusão distintos, é fato a escalada de interesse mundial.

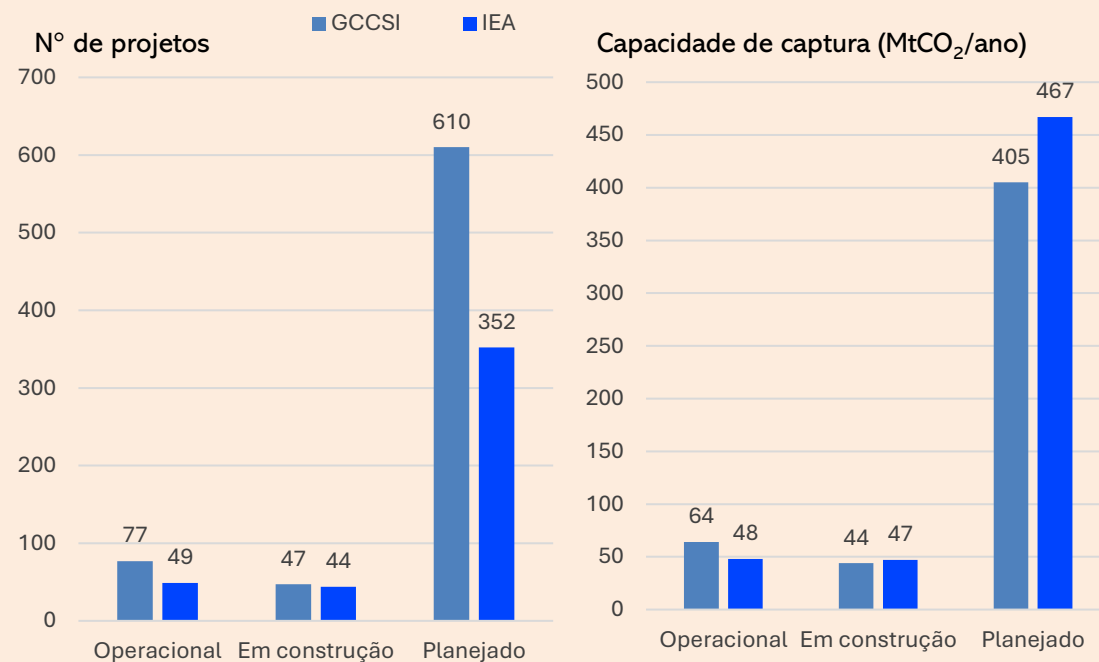


O ano de 2025 marcou um ponto de inflexão com a entrada em operação do Northern Lights, o primeiro hub transfronteiriço de transporte e armazenamento de CO₂. Até 2030, a capacidade de CCS em operação deve crescer de forma expressiva e se diversificar além dos setores tradicionais, com destaque para hidrogênio e amônia de baixo carbono, que devem liderar a adição de capacidade antes de serem superados por projetos em geração elétrica e aquecimento industrial.



Até o final da década, a América do Norte deve permanecer como principal polo global de CCS, seguida pela Europa, que acelera a implantação de hubs regionais. No contexto americano, a combinação de CCS com usinas de gás natural oferece eletricidade firme, competitiva e de baixo carbono - uma característica cada vez mais relevante para sustentar o crescimento dos centros de dados de inteligência artificial, cuja demanda energética vem aumentando rapidamente ([GCCSI, 2025](#)).

PROJETOS DE CCS E CAPACIDADE DE CAPTURA, NO MUNDO, EM 2025



As diferenças nos números de projetos e nas capacidades consideradas, entre as bases, refletem divergências metodológicas, critérios de inclusão e objetivos distintos.

A base do GCCSI, por exemplo, costuma incluir todos os projetos de captura, transporte, armazenamento e uso de CO₂, independentemente do estágio de desenvolvimento, da finalidade (por exemplo, inclui projetos de Enhanced Oil Recovery (EOR)), e do impacto climático. É uma organização com uma proximidade grande entre seus membros e parceiros da indústria, ao passo que a IEA tem uma abordagem mais conservadora, baseada na colaboração com governos, empresas e agências reguladoras.

Fontes: [GCCSI \(2025\)](#) e [IEA \(abr/2025\)](#)

¹ A sigla CCS (do inglês carbon capture and storage) será utilizada, neste documento, como termo guarda-chuva para abranger as diferentes rotas que envolvem a captura de CO₂ - seja de fontes pontuais ou diretamente da atmosfera -, seu transporte e seu armazenamento, permanente ou não (incluindo, portanto, rotas de uso)

O cenário nacional: Marcos institucionais e agenda regulatória (2024–2025)



Nos últimos dois anos, o Brasil deu passos relevantes para estruturar o ambiente habilitador das rotas de captura, transporte, utilização e armazenamento geológico de CO₂, em um momento de maior visibilidade internacional associado à realização da COP30 em Belém, realizada no final de 2025.



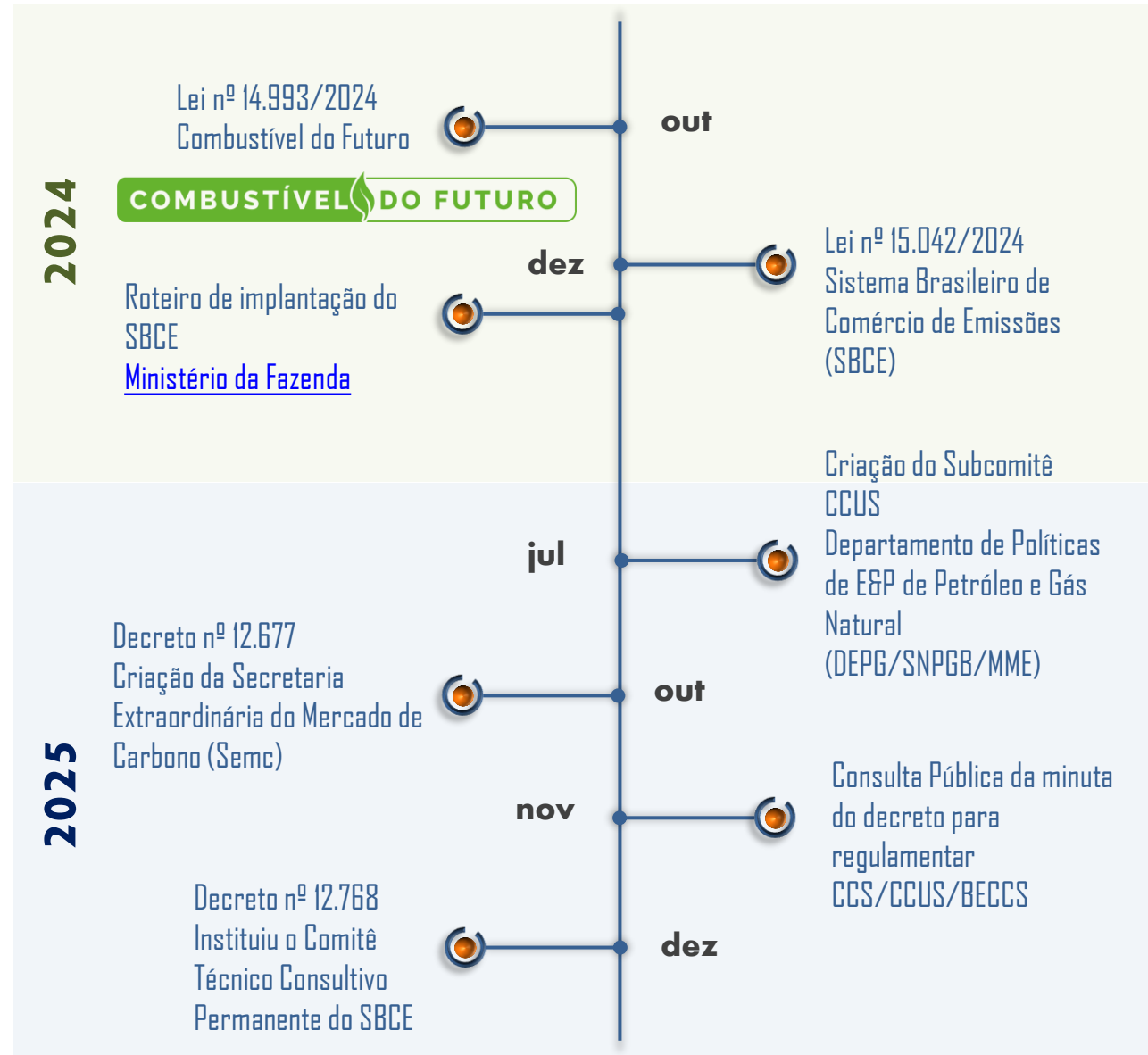
Ainda em 2024, a promulgação da Lei nº 14.993/2024 (Combustível do Futuro) trouxe o desejado marco jurídico, estabelecendo, mesmo que de forma básica, o pilar para a regulamentação e fiscalização das atividades de captura e estocagem geológica de CO₂, reconhecendo definições centrais para a tipificação de projetos e atribuindo papel regulador à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).



No mesmo período, a Lei nº 15.042/2024 instituiu o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE), criando perspectiva de instrumentos econômicos para apoiar a viabilidade das rotas de CCS/CCUS - especialmente em setores com emissões inevitáveis (conhecidos como setores *hard to abate*).



Como desdobramento, o MME instituiu, no âmbito do Comitê Técnico Permanente do Combustível do Futuro, um Subcomitê especificamente dedicado a CCUS, que consolidou a minuta do decreto para regulamentar CCS/CCUS/BECCS. A proposta foi submetida à consulta pública (17/11 a 16/12/2025), reforçando uma implantação gradual orientada por aprendizado com projetos-piloto e estabelecendo diretrizes gerais para autorização e requisitos técnicos ao longo da cadeia.



O cenário nacional: Sinais de maturação (projetos, hubs e inovação)

PLANO CLIMA E O PAPEL DAS ROTAS DE CCS NO BRASIL

O Plano Clima (2024–2035) organiza a estratégia federal de mitigação e adaptação e explicita a necessidade de ampliar o conjunto de soluções de descarbonização no país. Nesse contexto, BECCS e CCS/CCUS são tratadas como **rotas relevantes para apoiar** o cumprimento de metas climáticas, ao permitir tanto a **mitigação de emissões em setores intensivos** quanto a **compensação de emissões residuais no longo prazo** ([MMA, 2025](#)).

Ações estruturantes relacionadas:



CCS/CCUS¹

ENR.E.08 – Desenvolver a Captura, Transporte, Uso e Armazenamento de Carbono



BECCS

ENR.E.09 – Desenvolver a produção de bioenergia com captura e armazenamento de carbono (Bio-CCS)

ENR.E.10 – Fortalecer a produção de biomassa para uso energético;

ENR.E.13 – Promover a infraestrutura para transporte e armazenamento de gás carbônico

¹ As soluções de CCS e CCUS estão atreladas a uma ação estruturante específica para o longo prazo (ENR.E.08), impactada diretamente por outras ações, como a ENR.E.13

Em paralelo aos avanços institucionais, o período recente evidencia sinais de maturação do mercado nacional. A Petrobras avançou com iniciativas associadas ao hub e projeto-piloto de CCUS/CCS vinculados à corrente de CO₂ da UTG Cabiúnas (RJ) e aprovou o Projeto Piloto de CCS São Tomé (Macaé/RJ), integrando captura, transporte e armazenamento em reservatório salino, com monitoramento por órgãos reguladores e ambientais ([AGÊNCIA PETROBRAS, 2025b](#)).

Também foram firmados instrumentos para expansão de oportunidades: protocolo de intenções para estudos de hub de CCUS no Espírito Santo e acordo para aprofundar estudos de captura e armazenamento de carbono na Bahia, com potencial de estruturação de malha compartilhada e mapeamento de reservatórios ([AGÊNCIA PETROBRAS, 2024](#); [2025b](#)).

No campo das rotas de remoção e bioenergia, destacam-se iniciativas como o DAC.SI (Repsol Sinopec Brasil/PUCRS), voltado à captura direta do ar com perspectiva de armazenamento por mineralização, e o projeto de BECCS da FS em Lucas do Rio Verde (MT), que evoluiu para fases subsequentes de implantação visando captura e armazenamento do CO₂ de fermentação ([MARCELINO, 2025a](#); [2025b](#); [PUCRS, 2024](#)).

Como sinal de fortalecimento do ecossistema de inovação, a plataforma Inova-e, da EPE, registra que os investimentos em PD&D no setor energético atingiram R\$ 7,6 bilhões em 2024 (crescimento de 33% em relação a 2023), contexto que tende a favorecer a maturação tecnológica de soluções de baixo carbono, incluindo CCUS.

O apoio da EPE no planejamento das rotas

Nessa segunda edição, a EPE aprofunda essa agenda e consolida melhorias metodológicas e analíticas para refletir a diversidade regional do país - cujos objetivos e eixos de ação são apresentados a seguir.

Desde 2023, a EPE vem estruturando uma agenda de estudos sobre as rotas de captura, transporte, utilização e armazenamento geológico de carbono (CCS/CCUS/BECCS/DACCS) no Brasil. Em 2024, a Empresa publicou a primeira edição de seu caderno temático, avançando em sua contribuição para o tema ([EPE, 2024](#)).

Desde então, a EPE ampliou o diálogo com indústria, setor de energia e academia por meio de novos materiais - boletins, *fact sheets*, capítulos, participações em fóruns, dentre outras formas - reforçando a missão de tornar evidências acessíveis e conectar múltiplos atores impactados pelo planejamento energético nacional.



Ao tornar dados e premissas mais transparentes, os estudos contribuem para reduzir assimetrias de informação entre governo, agentes setoriais, indústria e academia, fortalecendo a previsibilidade e a coordenação de esforços em cadeias de captura e armazenamento de carbono.

Como instituição de apoio ao planejamento energético, a EPE atua na organização e integração de evidências técnicas e econômicas que permitem qualificar o debate e subsidiar decisões associadas a rotas de descarbonização

Objetivo



MAPEAMENTO

Atualizar o mapa de relevância para captura, transporte e armazenamento geológico de carbono, integrando evidências técnicas e econômicas disponíveis no país.

Eixo 1



METODOLOGIA

Aprimorar a metodologia desenvolvida desde o primeiro ciclo (publicado em 2024), ampliando a capacidade de extração, qualificação e interpretação de dados

Eixo 2



HOTSPOTS E ROTAS

Identificar e diferenciar hotspots adequados às diferentes rotas (CCS, BECCS, DACCS e CCUS), considerando condições geológicas e logísticas

Eixo 3



SETORES INDUSTRIAIS

Mapear oportunidades e desafios setoriais, apoiando a avaliação de rotas de captura e armazenamento de carbono como estratégia de descarbonização da indústria

Eixo 4



PLANEJAMENTO

Aprofundar a contribuição da EPE ao planejamento de CCS/BECCS/DACCS/CCUS, fortalecendo a coerência entre diretrizes públicas e realidades regionais.

Eixo 5



INTEGRAÇÃO

Consolidar a EPE como referência nacional, conectando CCUS às demais alternativas de descarbonização dos setores energético e industrial

Perspectiva Geológica

Sítios de Armazenamento¹

Este mapa identifica, de forma qualitativa, onde existem formações geológicas com potencial para armazenar CO₂ no subsolo. Ele reúne três classes de sítios de armazenamento principais: (i) campos de óleo e gás depletados ou em depleção, (ii) reservatórios salinos, e (iii) rochas máficas/ultramáficas com potencial de mineralização (armazenamento via reação química).

Para aumentar a consistência técnica, o mapeamento aplica critérios mínimos de viabilidade: presença de selo geológico (para reduzir risco de fuga), profundidade típica ≥ 800 m para campos depletados e salinos (condição em que o CO₂ tende a permanecer em estado supercrítico), e critério diferenciado ≥ 400 m para rochas máficas/ultramáficas, dada a natureza do mecanismo de aprisionamento por mineralização.

¹ Nesta edição, optou-se pela adoção do termo "sítios de armazenamento" em substituição à denominação anteriormente utilizada ("reservatórios de interesse"), por refletir de forma mais precisa o conceito técnico empregado internacionalmente (EPE, 2024). Adicionalmente, o emprego do termo "sítio de armazenamento" permite um melhor entendimento de que a metodologia usada abrange não apenas a unidade reservatório propriamente dita, mas o sistema geológico integrado, incluindo a rocha armazenadora, a(s) rocha(s) selante(s) e as condições geológicas que asseguram o confinamento do CO₂ no subsolo. Essa abordagem evita interpretações restritivas e reforça que o mapeamento considera a viabilidade do conjunto geológico necessário ao armazenamento seguro e permanente do CO₂.

Sítios de Armazenamento: Principais avanços metodológicos



MINERALIZAÇÃO EM BASALTOS

Nesta edição, a análise dos sítios potenciais passou a diferenciar explicitamente as rochas máficas e ultramáficas e, pela primeira vez, incorporou um sítio cujo principal mecanismo de armazenamento é a mineralização: os basaltos toleíticos da Formação Serra Geral, na Bacia do Paraná. Nesse caso, a avaliação priorizou os derrames com maior teor de silicatos ferromagnesianos - como Urubici, Pitanga, Paranapanema, Ribeira, Esmeralda e Gramado - que apresentam porosidades usuais entre 0,3% e 28,3%. Essa atualização amplia a representatividade da mineralização dentro do leque de opções para armazenamento geológico e melhora a leitura do potencial em terrenos ígneos brasileiros. Como resultado, além do delineamento de oportunidades adicionais nas bacias de Campos, Santos e Pelotas, surgem novas áreas de interesse na Bacia do Paraná, especialmente em trechos antes subestimados devido ao foco histórico em reservatórios porosos convencionais ([FREITAS, 2023](#)).

CAMPOS DEPLETADOS



A metodologia passou a incorporar campos de óleo e gás que tendem a atingir condições de depleção em um horizonte aproximado de dez anos, com base nas versões mais recentes do Programa Anual de Produção (PAP) da ANP, do Plano Decenal de Energia (PDE 2035) da EPE e na listagem de campos devolvidos da Oferta Permanente da ANP (referência: maio/2025). Ao todo, foram caracterizados 111 campos *onshore* e *offshore*, considerando porosidade, permeabilidade e espessura efetiva a partir de dados disponibilizados pela S&P Global. A inclusão desses ativos torna o mapa mais aderente ao fluxo real de maturação dos campos brasileiros e fortalece a identificação de oportunidades com infraestrutura e informação já disponíveis. O resultado é uma carteira prioritável de sítios com lastro técnico mais robusto para estudos iniciais e análises de pré-viabilidade.



DISTÂNCIA EM RELAÇÃO A COSTA

O novo mapeamento incorpora uma penalização progressiva para reservatórios situados cada vez mais distantes da costa, sobretudo aqueles localizados além da plataforma continental. Esse ajuste considera a maior complexidade logística, os custos adicionais de transporte de CO₂ e as exigências técnicas de instalações em águas profundas e ultraprofundas. A atualização torna o resultado mais coerente com os condicionantes operacionais reais de projetos *offshore*, permitindo diferenciar oportunidades com melhor relação entre qualidade do reservatório e viabilidade logística. Assim, regiões mais distais passam a ser naturalmente despriorizadas, enquanto regiões proximais, com maior potencial relativo, ganham destaque.

SISMICIDADE



A análise passou a penalizar regiões em que a Rede Sismográfica Brasileira (RSBR) registrou sismos rasos (hipocentro menor ou igual a 10 km) e de maiores magnitudes (magnitude igual ou superior a 4 na escala Richter). A decisão reflete a importância da estabilidade tectônica para o armazenamento de longo prazo, reconhecendo que falhas e fraturas associadas à sismicidade intraplaca podem comprometer a contenção do CO₂ ao longo de centenas ou milhares de anos. Essa incorporação do critério sísmico aprimora o filtro de segurança geológica e reduz a probabilidade de identificar falsos positivos em áreas suscetíveis a instabilidades. Com isso, o mapa passa a direcionar os esforços para regiões onde o risco geomecânico é menor e o desempenho do reservatório e do selo tende a ser mais confiável.

Sítios de Armazenamento

Apesar dos primeiros registros de sismos no Brasil datarem apenas do início do século XX, a Rede Sismográfica Brasileira hoje conta com cerca de **100 estações** distribuídas pelo território nacional. Ainda assim, há **grande heterogeneidade na cobertura**, sobretudo em **regiões com baixa densidade de equipamentos**, como a porção Norte e áreas sob a floresta amazônica. Embora o país esteja sobre uma **situação tectonicamente muito estável**, a **ampliação da rede** é essencial para identificar e monitorar eventos sísmicos relevantes ao **planejamento de projetos de armazenamento** geológico de carbono, além de **outras obras estratégicas** de infraestrutura.

TOTAL
175
Reservatórios Efetivos

Os avanços metodológicos empregados contribuíram para uma **maior heterogeneidade** nas expectativas sobre as áreas nas bacias sedimentares brasileiras e **ampliam a capacidade de planejar estratégias coerentes**, capazes de identificar as melhores oportunidades em terra e mar.

Um claro exemplo do efeito das mudanças adotadas foi a distinção dos reservatórios em rochas ígneas máficas e ultramáficas que, especialmente, na Bacia do Paraná, aumentaram a capilaridade sobre as expectativas do potencial qualitativo de armazenamento ao longo de toda a bacia e tornaram a porção central mais destacada.

Vale lembrar, contudo, que todas as expectativas respondem ao contexto em que a análise, e suas premissas, foram definidas. Dessa forma, **com o avanço de testes em campo e de projetos na vida real**, é esperado que, em futuros ciclos, tenhamos **mudanças nas relevâncias** indicadas.

SÍTIOS EM CAMPOS DEPLETADOS

MAR



Santos	7
SEAL	7
Potiguar	6
Campos	4
Espírito Santo-Mucuri	3
Camamu-Almada	1
Ceará	1

Recôncavo	34
Espírito Santo-Mucuri	16
Potiguar	9
Sergipe	7
Tucano Sul	6
Alagoas	4
Parnaíba	3
Solimões	3

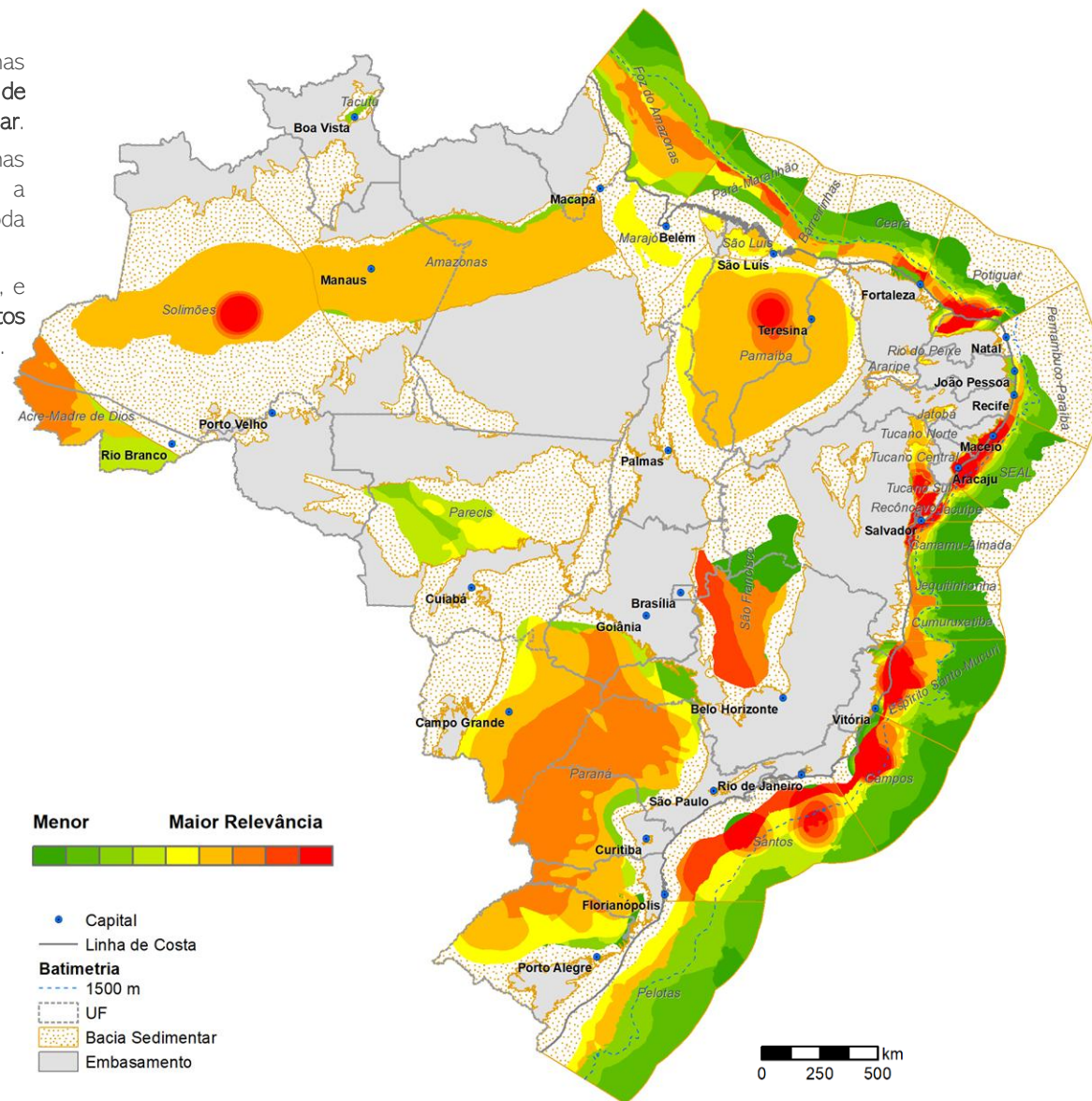
As bacias do Recôncavo, Espírito Santo-Mucuri e Potiguar são as que concentram 3 ou mais campos candidatos com as melhores combinações dos critérios (porosidade, permeabilidade e espessura efetiva) considerados fundamentais para avaliar a injetividade, a capacidade volumétrica e a qualidade do reservatório.

TERRA



As áreas de maior relevância continuam a recair sobre as porções proximais das bacias marítimas de elevado potencial (Santos, Campos, Espírito Santo-Mucuri) e de nova fronteira com atividades bem estabelecidas de E&P (SEAL, Potiguar e Ceará) e reservatórios salinos com alta expectativa. O reconhecimento de bons reservatórios e a presença de campos que poderão servir como sítios de armazenamento são pontos favoráveis para, em terra, a elevada relevância ser estimada em todas as bacias maduras (Alagoas, Espírito Santo-Mucuri, Potiguar, Recôncavo e Sergipe).

Nas bacias de nova fronteira com destacada atividade do setor de O&G, como Parnaíba e Solimões, há também alta relevância, em especial nas porções com candidatos a sítios em campos depletados. A Bacia do São Francisco manteve o aumento de relevância em direção a oeste, onde reservatórios salinos e carbonáticos de elevada expectativa ocorrem.



Perspectiva Geológica

Arcabouço de Conhecimento

Este mapa mostra onde há dados Geológicos e Geofísicos capazes de sustentar decisões técnicas com maior confiança sobre armazenamento geológico de CO₂. Ele funciona como um indicador da maturidade do conhecimento do subsolo, combinando a presença de poços exploratórios e levantamentos sísmicos 2D/3D.

Na prática, ele ajuda a distinguir áreas com maior incerteza (poucos dados) de áreas melhor caracterizadas (muitos dados), apoiando priorização de investimentos em estudos adicionais, campanhas exploratórias e redução de risco antes de projetos demonstrativos ou comerciais.

Arcabouço de Conhecimento

POÇOS EXPLORATÓRIOS

A análise manteve a restrição aos poços exploratórios disponibilizados na base da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) (<https://geomaps.anp.gov.br/geoanp/>), mas passou a considerar apenas aqueles que apresentassem indicação, na tabela de poços da agência, de possuir perfis convencionais e/ou digitais. Essa seleção busca garantir que o conjunto final de poços utilizados disponha de uma suite mínima de informações necessárias para a caracterização das bacias e para o suporte geológico à seleção de potenciais sítios de armazenamento

LEVANTAMENTOS SÍSMICOS 2D E 3D

Todos os tipos de processamento passaram a ser considerados, uma vez que as informações essenciais para identificação de estruturas adequadas podem estar presentes tanto em produtos pré-Stack quanto pós-Stack - abordagem coerente com a experiência obtida pela equipe da EPE no âmbito do projeto "Aprimoramento de Análise de Bacias" (parte integrante do Plano de Negócios Anual da EPE). Manteve-se, contudo, a restrição ao uso de linhas não reprocessadas, assegurando um nível mínimo de qualidade no dado interpretado.

Mais uma vez, reforçou-se o efeito positivo que a atividade de exploração da indústria de O&G tem para a identificação de camadas de reservatórios e selos profundos.

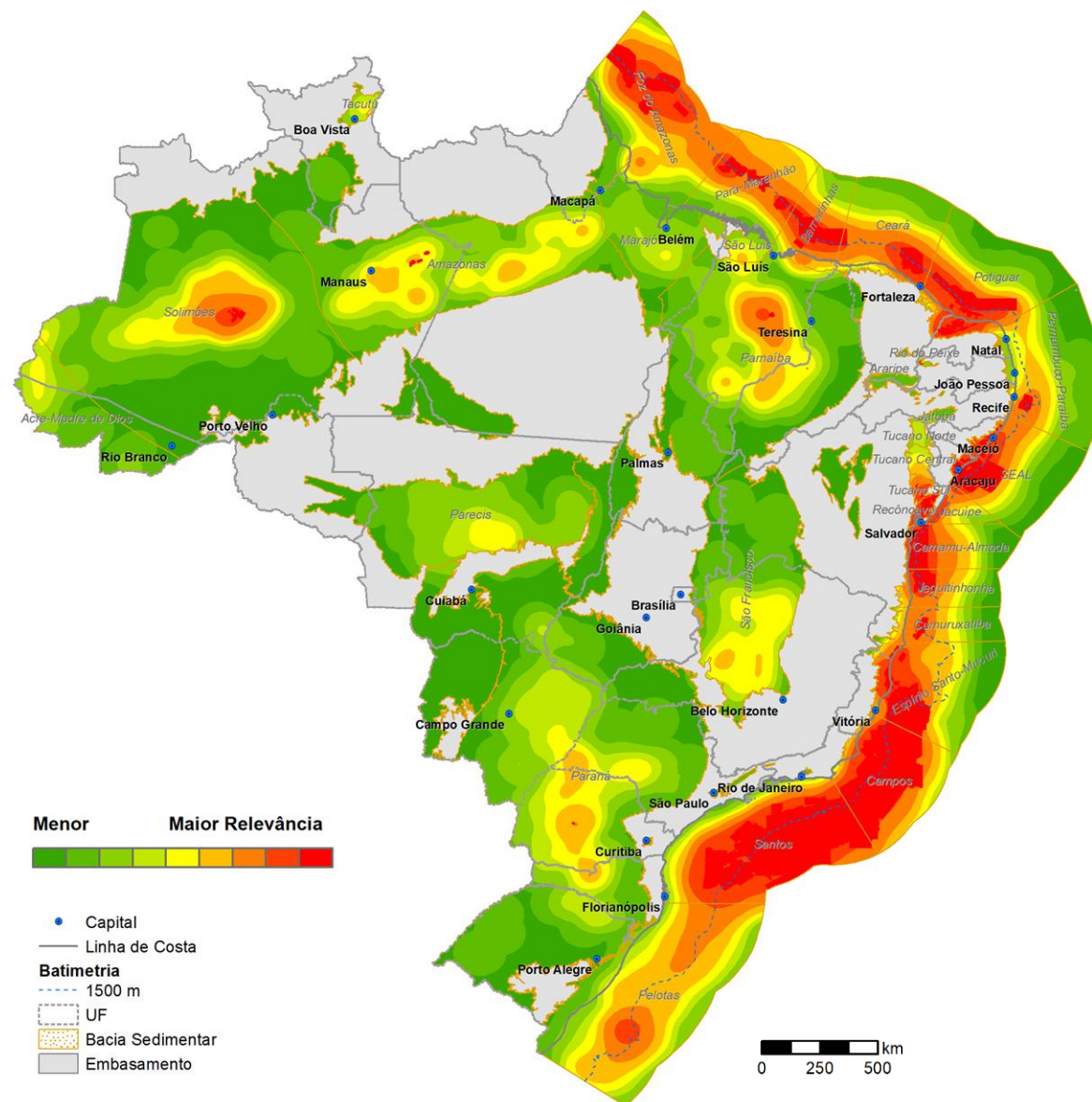
Uma vez que apenas quase metade da área sedimentar brasileira possui cobertura de dados da Geologia e Geofísica, mantem-se a clara necessidade de aquisição de dados nas porções interiores, especialmente nas regiões centro-oeste e sul.

Considerar todos os tipos de processamento levou a um aumento da importância sobre toda a margem continental e na Bacia do Paraná.

Por outro lado, a restrição aos poços com perfis digitais aumentou a heterogeneidade dos resultados nas bacias onshore.

AVANÇOS FUTUROS

Futuramente, pretende-se incorporar novos tipos de dados - como informações hidrogeológicas, modelos estruturais e geofísicos regionais - que possam complementar as análises do arcabouço de poços e sísmica. Esses insumos ajudarão a refinar limites de reservatórios e selos e a identificar elementos críticos para a segurança e efetividade do armazenamento permanente.



Perspectiva Econômica

Infraestrutura de Transporte

Este mapa indica onde existem infraestruturas que podem viabilizar a movimentação do CO₂ desde pontos de captura até locais de armazenamento geológico e/ou uso. O foco é em modais com histórico de uso ou aplicabilidade em projetos internacionais: gasodutos, instalações portuárias, rodovias e ferrovias.

As premissas visam refletir viabilidade operacional, sendo, por exemplo, desconsideradas as instalações portuárias com usos incompatíveis (ex.: turismo) e rodovias sem malha pavimentada que inviabilizaria o transporte sustentável de CO₂ por caminhões. Esse mapa é chave para entender custo, escala e conectividade de possíveis *hubs*.

Infraestrutura de transporte

A atualização da base de dados foi, essencialmente, a responsável pelas alterações observadas entre os ciclos.

Além da adoção da base de gasodutos utilizada na última versão do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (ZNMT 2023-2025)¹, impactaram as versões mais recentes das seguintes bases gratuitas e do governo federal:

- Rodovias Federais: [DNIT](#)
- Rodovias Estaduais: [INDE](#)
- Ferrovias: [Ministério dos Transportes](#)
- Instalações Portuárias: [ANTAQ](#)

Em particular, a representação de plataformas, que podem servir como bases de apoio logístico, ajuda a entender os novos pontos adicionados nas bacias marítimas.



DUTOS

O modal **mais consolidado globalmente e mais eficiente para o transporte de grandes volumes** de CO₂, especialmente **em operações onshore**, oferecendo **custos operacionais relativamente mais baixos** e viabilidade econômica em **longas distâncias**. Contudo, exigem **alto investimento inicial**. Possuem diferenças técnicas conforme a fase de transporte: gasosa em dutos terrestres e gasosa ou líquida/densa em dutos marítimos, (demandando maiores pressões e diâmetros quando em gás).



NAVIOS

Altamente flexível em rotas e volumes, com **custos de implementação mais baixos e altos custos operacionais**. Ainda é empregado majoritariamente para pequenos volumes destinados às indústrias de alimentos e bebidas. Estudos recentes mostram que navios **tornam-se mais competitivos que dutos em distâncias superiores a 300-1.000 km**. A operação na fase líquida sob controle rigoroso de temperatura e pressão.



RODOVIAS

Adequado para **curtas distâncias ou fases iniciais de implantação mais baixos**, operando com CO₂ em fase líquida sob pressões moderadas. No entanto, seus **custos tornam-se significativos em projetos de grande escala**, além de ser um modal **mais emissor e sensível a condições climáticas e de tráfego**. Sua sustentabilidade depende de **garantir que as emissões do transporte não superem o CO₂ capturado**.

Fonte: [PILLER \(2023\)](#)³



FERROVIAS

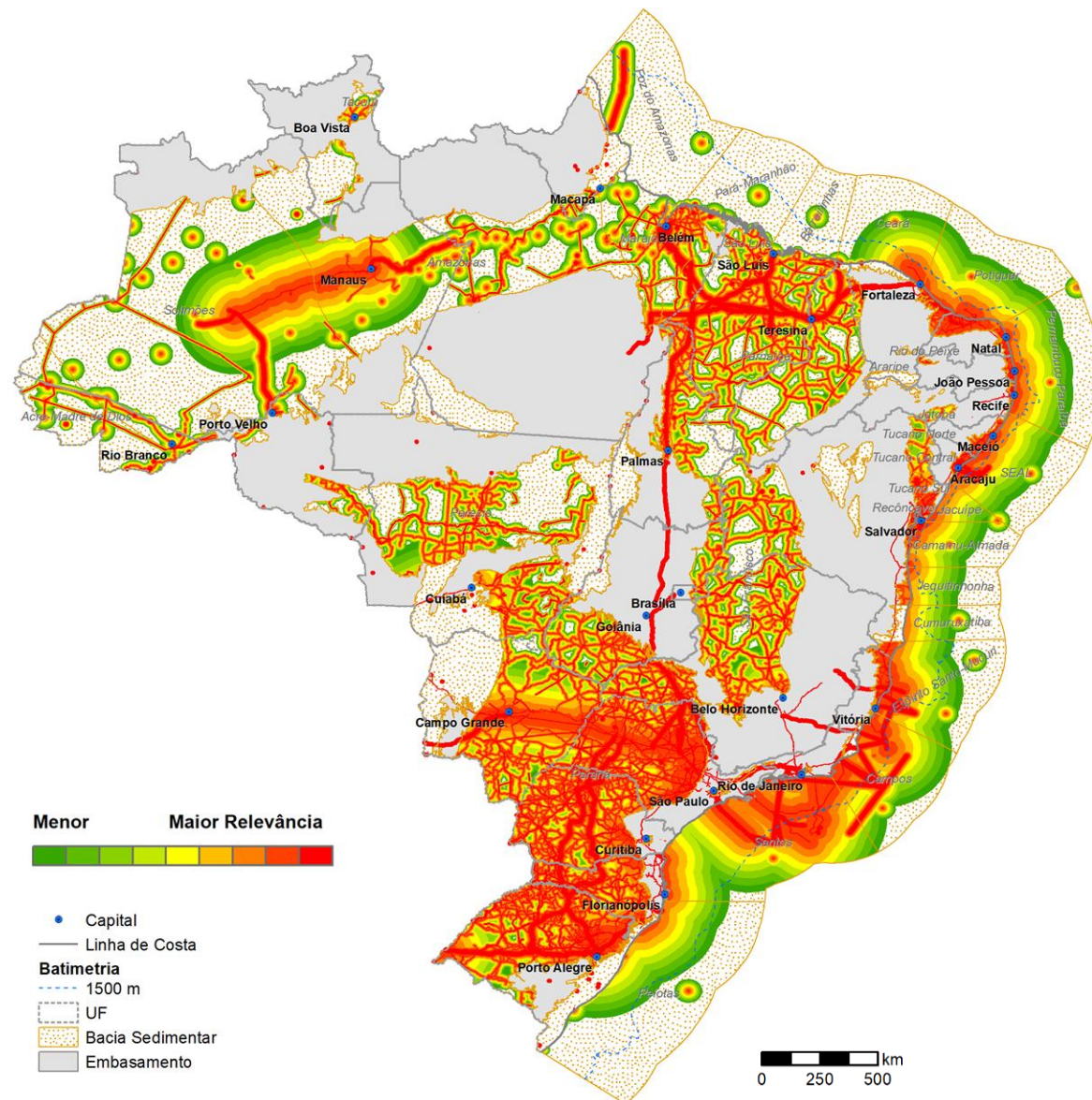
Podem ser vantajosas em **médias e longas distâncias**, combinando eficiência energética e capacidade maior que o transporte rodoviário. Ainda assim, **não existem sistemas de grande escala implementados para CO₂** e sua adoção **depende da proximidade entre os pontos de captura e de uso/armazenamento com a infraestrutura ferroviária disponível**. O transporte ocorre na **fase líquida**, sob pressões relativamente baixas, mas requer **forte coordenação logística**.

De-risking em infraestruturas de CO₂

De-risking consiste em **realocar, compartilhar ou reduzir riscos** que hoje impedem investimentos em projetos de baixo carbono, como transporte e armazenamento de CO₂. Isso envolve tanto **ações políticas** - clareza regulatória, padronização de licenças e mitigação de riscos de governança - quanto **instrumentos financeiros**, como garantias públicas, cobertura de riscos e apoio a estudos geológicos. Esses mecanismos **reduzem incertezas para investidores, viabilizam CAPEX inicial e aceleram a formação da infraestrutura essencial** para cadeias de descarbonização ([CHOI; ZHOU; LAXTON, 2022](#))⁴.

A concentração de infraestruturas na região centro-sul e na porção litorânea das regiões sul, sudeste e nordeste aumenta expressivamente a relevância dessas áreas. Essa **concentração** favorece a **movimentação de CO₂ em grandes volumes**, especialmente por dutos e portos. Contudo, a **expansão para o interior do país exige soluções técnicas e econômicas robustas**, além de um **marco regulatório claro**.

A experiência europeia demonstra que transporte e armazenamento frequentemente representam gargalos devido à complexidade regulatória, aos **elevados CAPEX iniciais** e à ausência de mecanismos de de-risking (GUIDEHOUSE, 2023)².



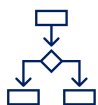
¹ O Zoneamento é um estudo bial publicado pela EPE. Sua última versão estava *no prelo* até o lançamento deste caderno.

² GUIDEHOUSE. 2023. Best practices of CCUS infrastructure in Europe. Gas for Climate, setembro de 2023.

³ PILLER, S. et al: 2023. Best practices of CCUS infrastructure in Europe. Gas for Climate, setembro de 2023. Disponível em [GfC_Best-Practices-of-CCUS-Infrastructure_Whitepaper.pdf](#)

⁴ CHOI, E.; ZHOU, L; LAXTON, V. 2022. How to De-risk Low-carbon Investments. Disponível em <https://www.wri.org/insights/de-risking-low-carbon-investments>

Dutos: retrofit ou novas infraestruturas dedicadas?



A decisão entre reaproveitar dutos existentes (retrofit) ou construir nova infraestrutura envolve múltiplos fatores técnicos, regulatórios e econômicos. A ausência de um padrão internacional plenamente consolidado para especificações de qualidade do CO₂ é um entrave relevante à interoperabilidade, reforçando que a avaliação deve ser feita caso a caso, conforme a rota, impurezas, fase e condições operacionais.



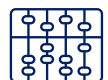
A experiência internacional sugere que o retrofit pode ser economicamente atrativo, com reduções de 53% a 88% no CAPEX em alguns casos e economia de até ~US\$ 3 milhões/km, especialmente em trechos offshore. Entretanto, esse ganho pode vir acompanhado de aumento de até 50% no OPEX, devido à necessidade de monitoramento intensivo de corrosão e maior manutenção de ativos envelhecidos.



Do ponto de vista técnico, a conversão requer análise detalhada de pressão e temperatura, sobretudo quando se pretende operar com CO₂ em fase supercrítica (pressões > 7,38 MPa e T > 31,1 °C). Esses requisitos podem ultrapassar envelopes de projeto de dutos existentes, demandando adaptações, reforços e reavaliação, especialmente em ambientes marítimos.



A corrosividade do CO₂ é um dos pontos mais críticos, intensificada na presença de água e impurezas (p.ex., H₂S e SO₂). CO₂ úmido pode corroer aço carbono a taxas elevadas, tornando desidratação e controle de impurezas requisitos centrais. Além disso, a propagação de fraturas em dutos de CO₂ pode ser mais severa que em dutos de gás natural, exigindo estudos específicos, validação experimental e gestão robusta de integridade.



A matriz de decisão deve incluir integridade estrutural e vida útil remanescente, risco de fratura/vazamento, necessidade de desidratação, e adequação de equipamentos auxiliares (bombas, válvulas, sensores e sistemas de monitoramento). Evidências internacionais indicam que há potencial relevante para reaproveitamento (com maior viabilidade offshore do que onshore, dependendo do caso) e soluções híbridas - combinando dutos novos e reaproveitados, ou até redes paralelas de CO₂ e H₂ - podem reduzir custos sistêmicos e acelerar a implantação.

Matriz de Decisão: Retrofit vs Nova Infraestrutura¹

PARÂMETRO	REAPROVEITAMENTO	NOVO DUTO
CAPEX Inicial	Menor (entre 53% e 88% de economia)	Elevado
OPEX	Maior (monitoramento e manutenção)	Menor
Custo Total	Potencial de redução cerca de 25% em 20 anos	Maior
Flexibilidade	Maior para projetos piloto ou escalonamento	Requer volume constante
Faixa de Servidão	Já existente, reduz tempo e custo	Necessita aquisição

¹ Dados consolidados com base em [Ziyang et al. \(2025\)](#); [Kim, Yoon e Lee \(2024\)](#) e [Carbon Limits e DNV \(2021\)](#).

A ausência de infraestrutura dedicada para transporte de CO₂ é um dos principais gargalos para o desenvolvimento das rotas de CCS no Brasil. A viabilidade econômica dos projetos tem relação direta com a proximidade entre fontes emissoras e sítios de armazenamento. Nesse sentido, a experiência europeia mostra que a criação de hubs industriais com infraestrutura compartilhada é uma estratégia eficaz para reduzir custos e atrair investimentos.

Soluções híbridas, combinando diferentes modais, podem ser estratégicas para superar gargalos regionais e conectar emissores a sítios de armazenamento em áreas remotas

Perspectiva Econômica

BECCS - Disponibilidade

Imediata de CO₂ Biogênico

Este mapa representa as fontes de CO₂ biogênico disponíveis (com base na produção efetiva de 2024) e que geram correntes relativamente puras e concentradas - especialmente na fermentação do etanol (cana e milho) e em rotas associadas ao biometano. Por exigirem menor complexidade para captura, essas fontes tendem a demandar investimentos minoritários (ex.: compressão, logística e armazenamento).

Essa camada funciona como um indicador de prioridade de curto prazo para BECCS: aponta onde há maior chance de viabilizar projetos mais rapidamente, acelerando aprendizado, construção de mercado e potencial geração de emissões negativas em escala.

Observações sobre a Análise da Disponibilidade de CO₂ Biogênico (imediate e potencial)



CANA X MILHO

As análises separam as rotas de cana e milho para representar adequadamente as **diferenças operacionais** entre as duas matérias-primas. Cada cultura gera perfis distintos de produção ao longo do ano - e, portanto, **janelas de operação diferentes** para BECCS - o que afeta diretamente o **dimensionamento logístico**, os **custos** de investimento e o **planejamento** da infraestrutura necessária para o armazenamento geológico.

Essa distinção evita a superagregação de dados e permite estimativas mais realistas do CO₂ disponível e da estabilidade da oferta.



BIOMETANO

Para as usinas de biometano, considerou-se apenas a **fração de produção destinada ao mercado**, excluindo volumes usados para **autoconsumo nas plantas**. Com isso, a disponibilidade de CO₂ - imediata ou potencial - **pode estar subestimada**, dado que a base utilizada reflete produtividades inferiores às reais.

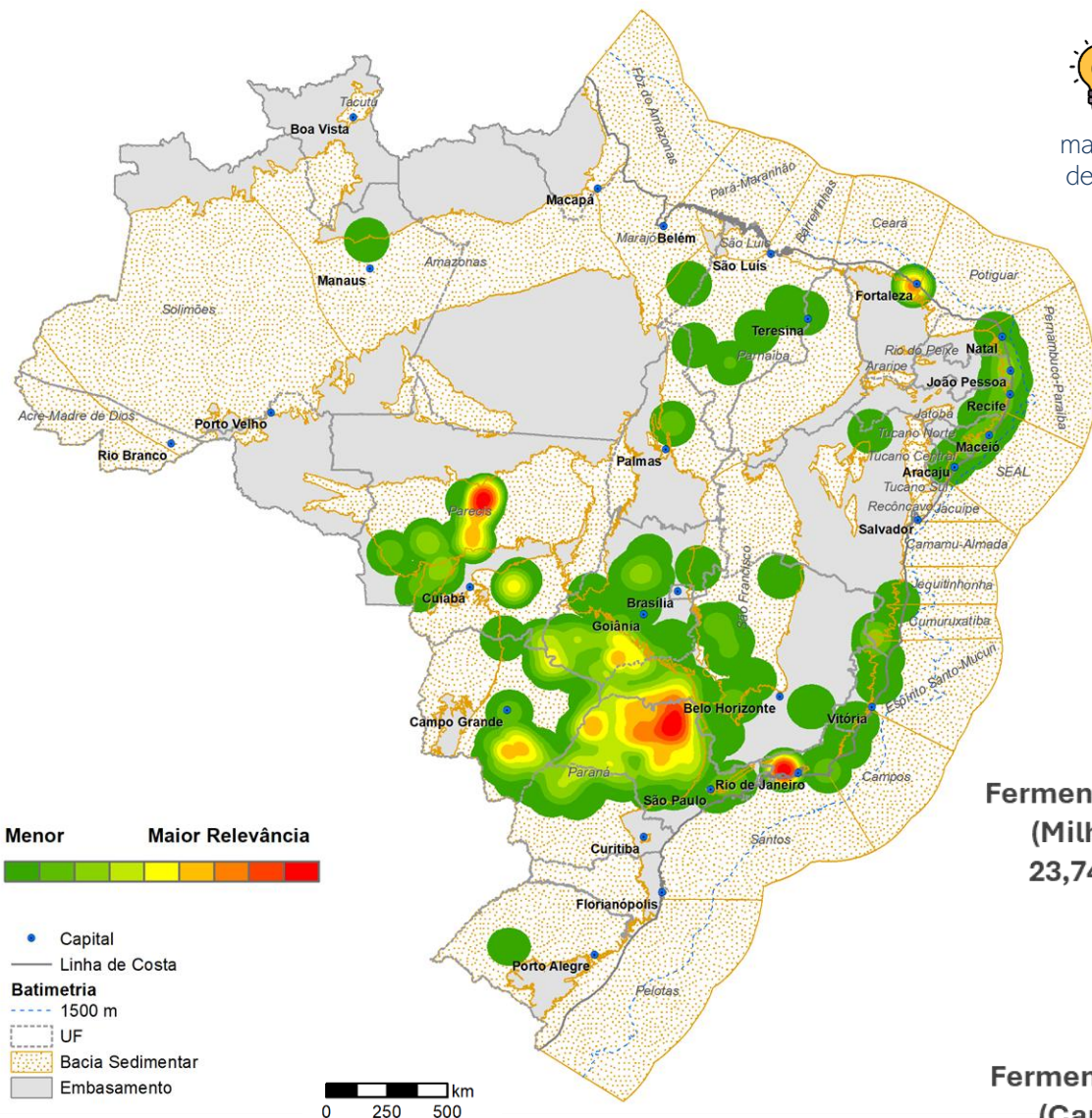
A disponibilidade efetiva corresponde ao CO₂ gerado na etapa de purificação do biogás em operação atualmente; a disponibilidade potencial inclui tanto a produção prevista em novas plantas anexas a usinas de etanol quanto o CO₂ associado ao processamento de vinhaça, torta de filtro e ao biometano de unidades em construção



PUREZA DAS CORRENTES

As correntes de CO₂ provenientes da **fermentação** e da **purificação do biometano** apresentam **alta pureza**, reduzindo a **complexidade técnica** e os custos de captura. Em contraste, a captura do CO₂ nas caldeiras das usinas, derivadas de **bagaço de cana de açúcar** ou **cavaco de madeira (cogeração)** envolve **operações** como absorção por solventes e/ou **adsorção**, **que exigem um maior investimento** em equipamentos industriais dedicados e torna **mais complexa a operação de unidades** que, muitas vezes, tem o intuito auxiliar de prover calor às instalações principais

BECCS (Disponibilidade Imediata)



O Brasil é o **2º**

maior produtor mundial de etanol ([OECD/FAO, 2025](#))

As usinas de etanol de milho, concentradas em Mato Grosso, Goiás e Mato Grosso do Sul, operam de forma contínua ao longo do ano, garantindo fornecimento estável de CO₂ e favorecendo projetos próprios de captura. Já as usinas de cana, fortemente concentradas em São Paulo, Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Paraná e Mato Grosso, oferecem grande potencial para hubs regionais, embora a sazonalidade da safra imponha desafios à disponibilidade do CO₂ ([EPE, 2025](#)).

A capacidade de inserção em múltiplos modelos de negócios torna o setor de bioenergia brasileiro estratégico para o desenvolvimento de rotas tecnológicas de baixo carbono. A abundância da biomassa sustentável nacional, especialmente do setor sucroenergético; sua presença consolidada na matriz energética do país; a maturidade tecnológica do segmento e a integração histórica com políticas climáticas e, particularmente, políticas de precificação de carbono, posicionam o setor como peça-chave para a transição energética global, com grande potencial para liderar o escalonamento das soluções de BECCS.

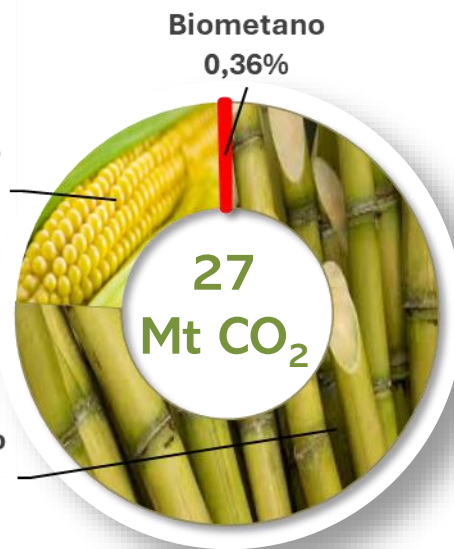
A fermentação alcoólica nas usinas de cana e milho é a grande responsável pelo CO₂ biogênico já disponível para captura direta no Brasil. Por se tratar de um gás de alta pureza (>95% vol/vol), essas correntes representam uma oportunidade imediatamente aproveitável, exigindo investimentos mínimos para compressão e transporte, sem necessidade de processos complexos de separação.

O biometano torna-se, cada vez, mais relevante como combustível renovável na transição energética brasileira, por ser intercambiável com o gás natural. Durante sua produção, o biogás é purificado para concentrar metano, e o CO₂ separado nesse processo surge como um fluxo de alta pureza, pronto para captura ([EPE, 2025](#)).

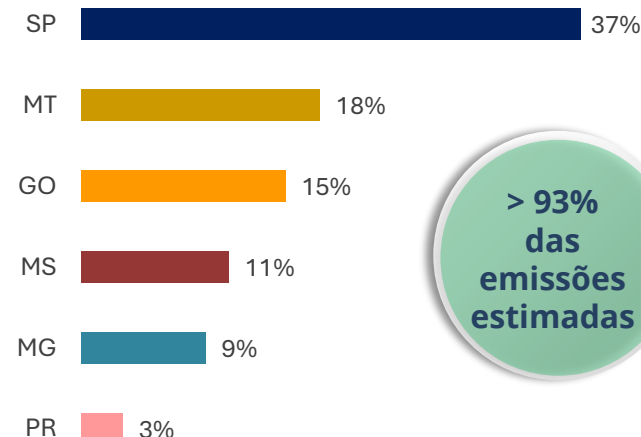
No ciclo, os destaques foram os 3 estados com as maiores capacidades instaladas ([ABIOGAS, 2023](#)), sendo as emissões em aterros sanitários no Rio de Janeiro as maiores estimadas (52%), seguidas pelas do Ceará (30%) e do setor sucroenergético em São Paulo (18%). Essa concentração indica oportunidades estratégicas para projetos de BECCS e uso do CO₂ residual.

Fermentação (Milho) 23,74%

Fermentação (Cana) 75,89%



Ranking das UFs em relação às emissões estimadas



> 93% das emissões estimadas

Perspectiva Econômica

BECCS - Disponibilidade

Potencial de CO₂ Biogênico

Este mapa amplia o olhar para oportunidades menos imediatas, associadas a expansão futura (novas plantas de etanol de cana ou milho, aumento de produção de biometano) e a fontes que exigem infraestrutura adicional de captura (por exemplo, gases de exaustão em cogeração ou processos com CO₂ mais diluído, como as indústrias de papel e celulose).

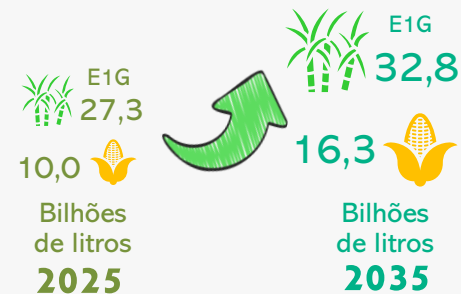
Assim, orienta o planejamento de médio prazo, apontando onde BECCS pode crescer com investimentos mais robustos e integração industrial, ajudando a antecipar necessidades de infraestrutura (transporte/armazenamento) e políticas para destravar a escala.

BECCS (Disponibilidade Potencial)

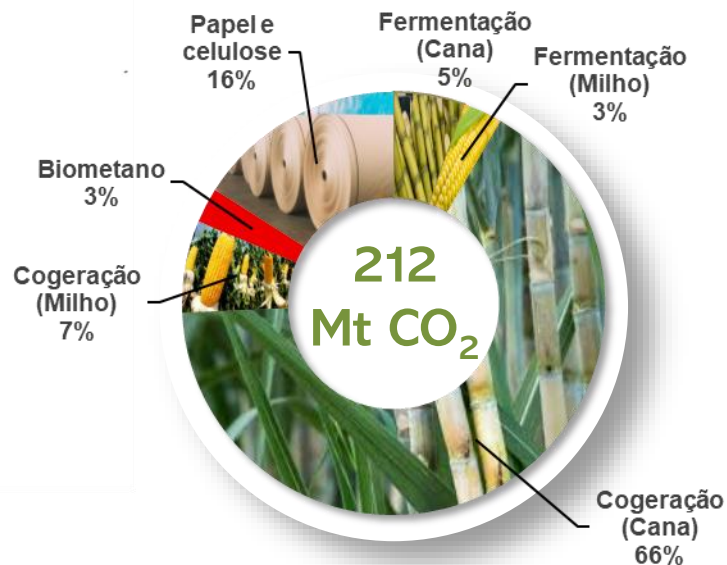
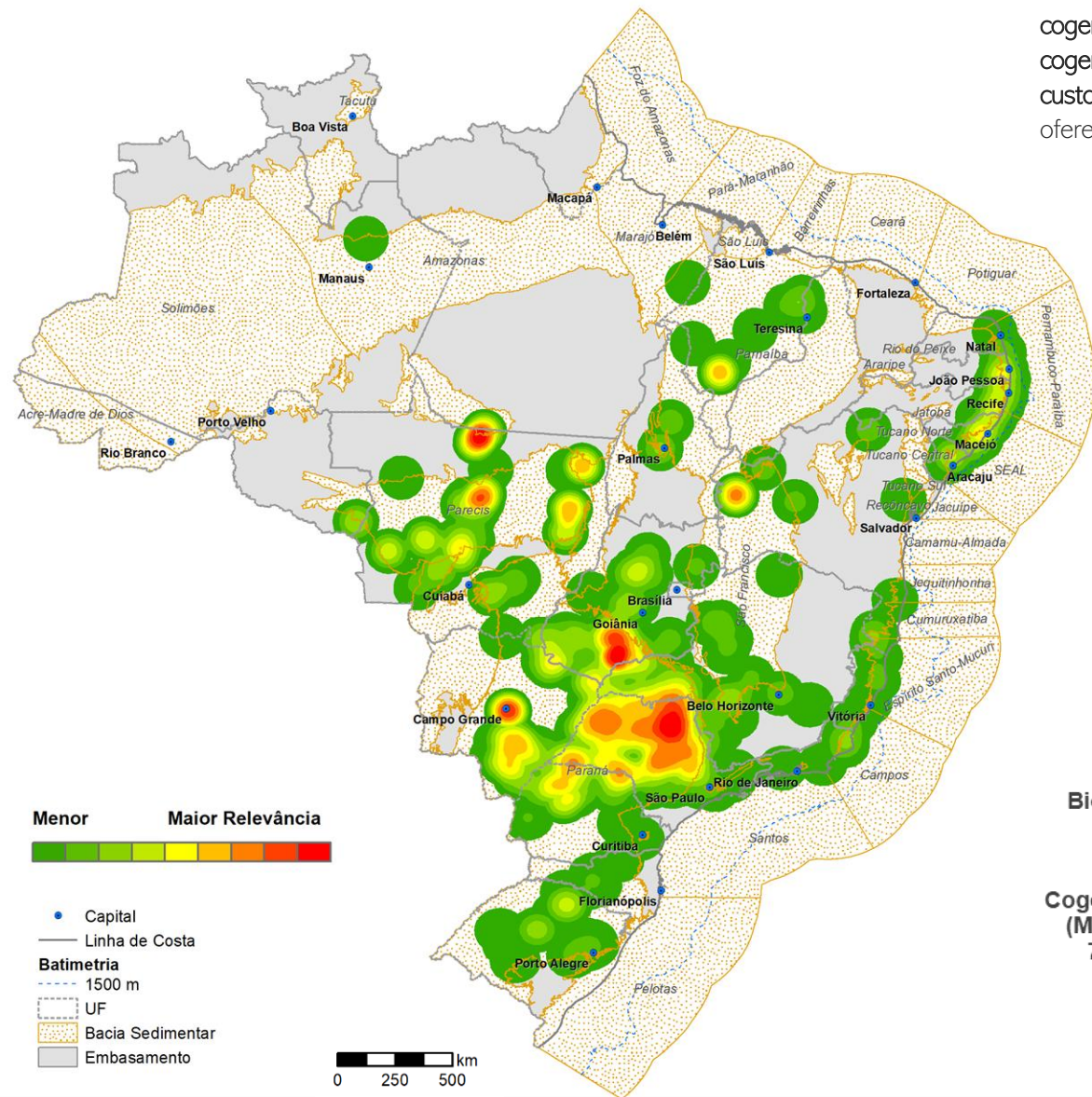
As regiões Sudeste e Centro-Oeste concentram mais de 77% das emissões oriundas da fermentação alcoólica e 85% da cogeração da biomassa de cana e milho, que potencialmente poderiam ser capturadas em projetos de BECCS. Apesar da cogeração representar a maior fração do potencial de CO₂ biogênico, sua baixa concentração (<15%) implica maior custo e complexidade para captura. Por outro lado, a fermentação alcoólica, com apenas 8% do potencial total estimado, oferece CO₂ de alta pureza (>95%), tornando-se uma oportunidade estratégica para projetos iniciais de BECCS.

No **horizonte de 2035**, a expansão da oferta de etanol de cana e de milho, combinada ao avanço do etanol de segunda geração e da produção de SAF, amplia significativamente o volume de CO₂ biogênico disponível. Esse crescimento cria condições favoráveis para o desenvolvimento de projetos BECCS, permitindo acoplamento direto entre processos fermentativos e rotas de captura e armazenamento geológico, com potencial para gerar **combustíveis de pegada de carbono negativa**.

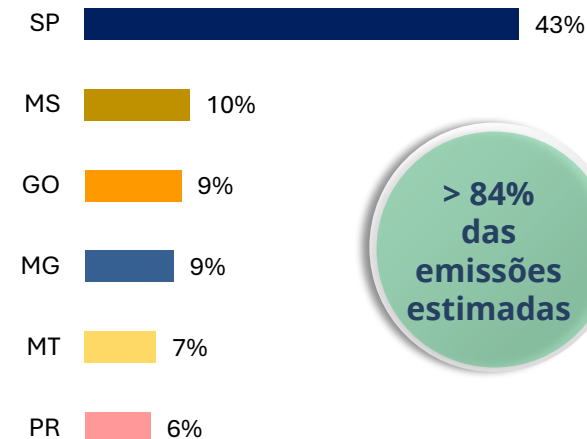
Oferta de etanol (EPE, 2025)



O **Plano Nacional de Energia 2055** (PNE 2055), colocado em [consulta pública em 2026 pela EPE](#), reforça o potencial estratégico do BECCS ao indicar que sua aplicação na **produção de biocombustíveis líquidos** pode viabilizar a remoção de mais de **100 MtCO₂eq.** enquanto sua adoção na **produção de biometano** pode alcançar até **43 MtCO₂eq.**



Ranking das UF's em relação às emissões estimadas



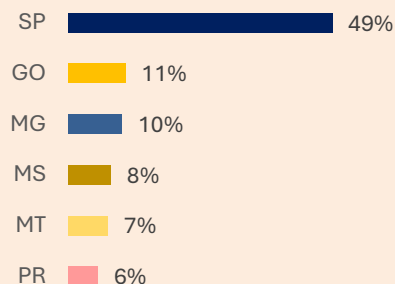
> 84% das emissões estimadas

BECCS (Disponibilidade Potencial)



COGERAÇÃO

Ranking das UFs em relação às emissões estimadas



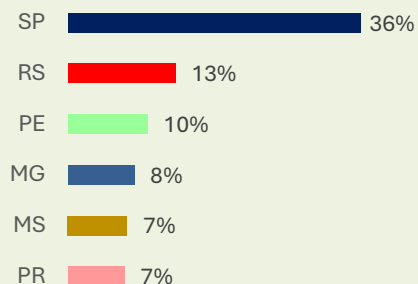
A disponibilidade potencial associada à cogeração de cana e milho é fortemente concentrada na região Sudeste, que responde por cerca de 59% do total, com destaque para SP e MG. Em seguida aparece o Centro-Oeste (26%, com GO ligeiramente acima de MS e MT). As regiões Nordeste (8%, com maior expressão em AL) e Sul (6%, liderada pelo PR) apresentam participação intermediária, enquanto o Norte permanece residual (1%, distribuído entre TO, PA e AM).

Esses padrões refletem a distribuição geográfica da produção de etanol e biomassa e a capacidade instalada de cogeração no país.



BIOMETANO

Ranking das UFs em relação às emissões estimadas



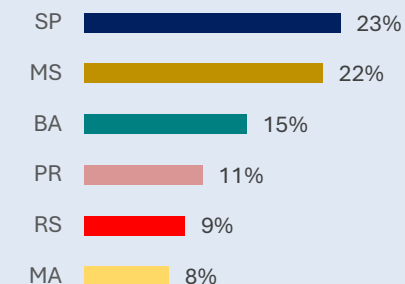
A disponibilidade potencial de CO₂ associada ao biometano é liderada pela região Sudeste, responsável por 57% do total, seguida pelo Centro-Oeste (27%), Nordeste (8%), Sul (7%) e Norte (1%). A maior parte das emissões potenciais deriva do setor sucroenergético (etanol de cana), com destaque para SP e MG no SE e PE no NE. O biometano oriundo do milho apresenta maior relevância no Centro-Oeste, especialmente em GO e MT.

Além disso, segundo a Abiogás, a capacidade de produção diária de biometano deverá crescer de 1,77 milhão m³/dia em 2025 para cerca de 8 milhões m³/dia em 2032, ampliando significativamente o potencial futuro de CO₂ para BECCS (ABIOGÁS, 2025).



PAPEL E CELULOSE

Ranking das UFs em relação às emissões estimadas



A indústria de papel e celulose é outra importante emissora de CO₂ biogênico no Brasil, com emissões concentradas em alguns estados. Somente São Paulo, Mato Grosso do Sul e Bahia respondem por mais da metade do total, enquanto Paraná, Rio Grande do Sul e Maranhão completam o grupo que representa cerca de 87% das emissões estimadas do setor. Essa concentração geográfica cria condições ideais para hubs regionais de BECCS, aproveitando fluxos contínuos e de grande escala, com potencial significativo para descarbonização e geração de créditos negativos (significando remoção de carbono).

Perspectiva Econômica

Potenciais demandantes de CCS/CCUS

Este mapa identifica unidades industriais com maiores desafios de descarbonização, que por isso têm maior probabilidade de considerar CCS/CCUS como rota de mitigação. A análise destaca a distribuição espacial das principais fontes emissoras, permitindo identificar áreas de concentração industrial com potencial para viabilizar hubs, compartilhamento de infraestrutura e redução de custos sistêmicos - além de sinalizar onde pode surgir maior demanda por créditos de carbono.

Foram considerados sete setores: aço, cimento, produção de óleo e gás (O&G), refino, indústria química, mineração e usinas termelétricas (UTES) a combustíveis fósseis. Para aço, cimento, química e mineração, utilizaram-se emissões estimadas para 2024; para produção de O&G e refino, foram adotados dados de 2023. No caso das UTES fósseis, incluíram-se apenas as unidades em operação entre 2021 e 2025, usando a média do período para reduzir o efeito da variabilidade hidrológica sobre o despacho térmico. Essa abordagem garante um retrato espacial mais representativo dos emissores já existentes e coerente com o princípio do poluidor-pagador.

Principais resultados dos setores potencialmente interessados em CCS/CCUS



AÇO

A região Sudeste concentra 87% das emissões estimadas no período, muito à frente do Nordeste (12%). Essa concentração decorre da densidade do parque industrial e dos centros de carga no sudeste, onde se localizam os principais polos siderúrgicos e de transformação do país (CSN/Volta Redonda-RJ; Ternium/Rio de Janeiro-RJ; Usiminas/Ipatinga-MG; Gerdau Açominas/Ouro Branco-MG).

Além da escala produtiva, pesa o perfil tecnológico predominante - plantas integradas a coque/alto-forno (BF-BOF) com alta intensidade de carbono - e a presença de infraestrutura energética e logística que sustenta grandes volumes contínuos de produção.

Em termos macroeconômicos, o Sudeste responde por mais da metade do PIB brasileiro/industrial (IBGE), o que reforça a concentração de atividades intensivas em energia e, portanto, em emissões.



CIMENTO

A região Sudeste responde por quase metade das emissões do setor cimenteiro, mas a maior fonte individual está em Rio Branco do Sul (PR), responsável por 8% do total do ciclo. Ainda que a região Sul abrigue essa unidade de destaque, seus dados regionais representam apenas 16% das emissões nacionais - pouco menos que o Nordeste (18%), com Centro-Oeste e Norte somando os 14% e 3% restantes, respectivamente.

No Sudeste estão 40 unidades e o recorte por município reforça a expressividade dos montantes calculados: três cidades em Minas Gerais - Barroso, Itaú de Minas e Carandaí - figuram entre as cinco maiores emissoras, acumulando 13% do total setorial. Dessa forma, mesmo não sediando a usina com a maior emissão, o Sudeste mantém-se no topo das emissões, pois trata-se de uma combinação de escala de produção, tecnologia predominante (forno rotativo com alto teor de clínquer) e forte densidade industrial, fatores que sustentam níveis elevados de CO₂ e indicam grandes oportunidades para aplicação de CCS/CCUS nesse polo.

Já a expressiva presença da indústria de cimento no Nordeste (com 34 unidades) e Sul (12 unidades consideradas) decorre de investimentos recentes em plantas nessas regiões, voltadas à competitividade logística e à demanda local.



UTES MOVIDAS A COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS

Nota-se uma concentração no estado do Rio de Janeiro (22% das emissões do setor), onde 13 unidades foram consideradas, seguido por Santa Catarina (15%) e Rio Grande do Sul (14%). Maranhão e Amazonas aparecem com 11% cada, evidenciando a relevância das termelétricas na matriz elétrica do Norte e Nordeste. Essas diferenças regionais refletem a composição dos parques termelétricos - majoritariamente movidos a gás natural e óleo combustível - e sua proximidade com centros de carga.

A unidade com maiores emissões médias ocorre na cidade de São João da Barra, no estado do Rio de Janeiro (Porto do Açu), sendo seguida de perto por aquelas nas cidades de Candiota (Rio Grande do Sul), Capivari de Baixo (Santa Catarina), Duque de Caxias (também no Rio de Janeiro) e Manaus (Amazonas). Nos Estados do Ceará e Maranhão, as usinas, respectivamente, em São Gonçalo do Amarante e Santo Antônio dos Lopes (Maranhão) se destacam. A concentração de unidades de grande porte reforça a importância de estratégias direcionadas para projetos de captura e armazenamento de carbono (CCS) nessas localidades.



CAMPOS DE O&G

A concentração de emissões no Sudeste reflete o domínio produtivo das bacias de Campos e Santos, que em 2023 responderam por quase 94% do volume nacional. Embora essa região concentre as maiores emissões absolutas, sua intensidade de carbono está abaixo da média nacional, resultado da elevada produção dos campos do pré-sal que contam com tecnologias modernas capazes de garantir maior eficiência energética na extração dos grandes volumes produzidos.

As emissões nas regiões norte e nordeste representaram cerca de 3% do computado. Vale destacar que, nessas últimas, destaca-se a produção de gás natural nas unidades onshore, especialmente nas bacias do Espírito Santo-Mucuri, Solimões, Recôncavo e Parnaíba, que recaem sobre os estados do Espírito Santo, Amazonas, Bahia e Maranhão. Sobretudo sob os ativos maduros dessas bacias é onde ocorrem as intensidades de carbono mais elevadas registradas no território nacional pelo setor.

A busca constante pela redução tanto da intensidade quanto das emissões absolutas no setor de E&P é reconhecida como mola propulsora no investimento das rotas de CCUS. Já aplicada com sucesso na Bacia de Santos, demonstrando a viabilidade da estocagem permanente nas bacias sedimentares do pré-sal, é esperado que, ao longo da próxima década, haja expansão do volume capturado e da aplicação dessa alternativa em outras bacias, especialmente em campos em declínio.

Principais resultados dos setores potencialmente interessados em CCS/CCUS



REFINO

Com 6 unidades de refino dotadas de Unidades de Geração de Hidrogênio (UGH), a região Sudeste concentrou 59% das emissões associadas ao setor no ano de 2023. Esse resultado reflete não apenas o maior número de plantas com UGH, mas sobretudo a centralidade histórica da região no parque de refino brasileiro, onde se localizam refinarias de grande porte e maior complexidade operacional, projetadas para processar volumes expressivos de petróleo nacional e importado. A presença de grandes centros consumidores, proximidade de terminais marítimos e infraestrutura logística integrada também contribuem para a maior atividade das refinarias da região.

A região Sul, embora conte com apenas 2 unidades com UGH, respondeu por 22% das emissões estimadas, uma participação maior que a da região Nordeste, que, mesmo com 3 plantas, representou 19% do total. Essa diferença decorre das diferenças de perfil de processamento, capacidade instalada, carga processada (tipos de petróleo) e esquema de refino, fatores que influenciam diretamente as emissões de CO₂ em cada instalação.

É importante destacar que o perfil de emissões de GEE pode variar significativamente entre refinarias devido, sobretudo, ao tipo de carga processada, ao nível de complexidade da planta, ao grau de conversão e ao consumo de hidrogênio. Por esse motivo, as emissões estimadas neste exercício devem ser interpretadas como valores aproximados, que não necessariamente refletem a realidade operacional de cada unidade.



INDÚSTRIA QUÍMICA

A região Sul concentra 42% das emissões estimadas do segmento petroquímico, seguida do Nordeste (38%) e do Sudeste (20%). Os polos de Triunfo (RS) e Camaçari (BA) se destacam por concentrarem, cada um, mais de 30% do total, enquanto, no Sudeste, o polo de Caxias (RJ) responde por 16% das emissões calculadas para 2024. Essa geografia reflete o fato de que Triunfo e Camaçari são complexos petroquímicos integrados e de grande escala (com múltiplas plantas de eteno/olefinas, aromáticos e polímeros), operados por grupos como Braskem e parceiros, com sucessivos investimentos em capacidade e eficiência energética - por exemplo, os projetos de descarbonização em Triunfo (parceria Braskem-Veolia, potencial de redução de 500 mil tCO₂e/ano) ([BRASKEN, 2024](#)) e as expansões de capacidade no polo de Camaçari ([BRASKEM, 2025](#)).

No Sudeste, Duque de Caxias (RJ) se firma como polo relevante por sua proximidade com a Reduc e com o setor de gás natural, além de investimentos de R\$ 33 bilhões anunciados para integrar refino, processamento de gás e petroquímica - ampliando a atividade do cluster ([COELHO, 2025](#)).

No recorte de química básica (soda-cloro), o Nordeste domina 57% das emissões estimadas, enquanto o Sudeste registra 43%. No Nordeste, Alagoas responde por 38% e a Bahia por 19%, refletindo o histórico de plantas cloro-soda integradas ao PVC (Maceió/Marechal Deodoro e Camaçari) - ainda que Alagoas esteja em transição após a interrupção definitiva da mineração de sal-gema e a posterior retomada com sal importado em 2021, seguida do plano de encerramento das operações de cloro-soda em 2026 ([BERNARDINO, 2025](#); [BRASKEM, 2021](#)).

No Sudeste, São Paulo domina (40%) o segmento soda-cloro, abrigando plantas de alto porte e em processo contínuo de modernização tecnológica como as unidades de Cubatão e Santo André que vêm adotando desde tecnologias de eletrólise por membrana, com ganhos expressivos de eficiência energética, até medidas específicas para a redução das emissões de escopos 1 e 2 ([UNIPAR, 2024](#)). Espírito Santo e Rio de Janeiro respondem, juntos, por 3% das emissões, refletindo a menor presença relativa de plantas cloro-álcalis na região.



MINERAÇÃO

No ciclo analisado, apenas Nordeste e Sudeste tiveram unidades consideradas (restritas à pelotização). O Sudeste respondeu por 90% das emissões estimadas - 47% no Espírito Santo e 43% em Minas Gerais - enquanto o Maranhão, no Nordeste, somou os 10% restantes, concentrados na unidade de São Luís.

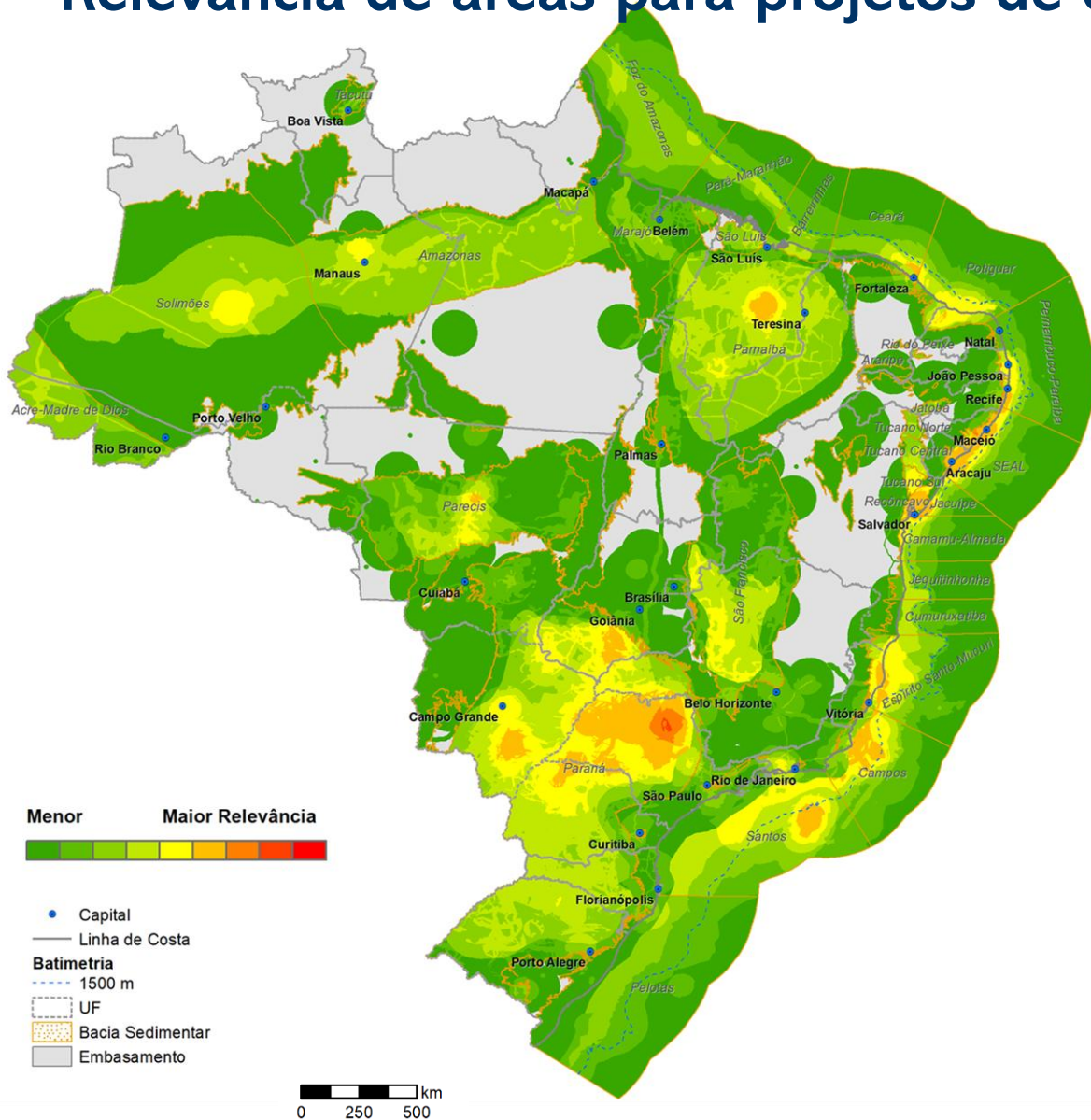
No Espírito Santo, o Complexo de Tubarão reúne um dos mais tradicionais clusters de pelotização do país, formado por plantas e joint ventures associadas à Vale (como Nibrasco, Itabasco, Kobrasco e Hispanobras), que operam (ou já operaram) diversas linhas de produção, além de iniciativas recentes relacionadas a briquetes de minério de ferro ([VALEa](#)). A combinação entre porto dedicado, integração logística e escala industrial ajuda a explicar o alto volume produzido e, portanto, as emissões totais do estado.

Em Minas Gerais, a forte base mineral e a atuação integrada de empresas como a Samarco sustentam volumes significativos. A reativação de unidades, com previsão de crescimento da capacidade até 2028, o que reforça o peso do eixo MG-ES nas emissões agregadas do setor ([SAMARCO, 2024](#)).

No Maranhão, a unidade de São Luís ocupa papel estratégico no portfólio da Vale. Por essa razão, iniciativas voltadas à inovação e à mineração de menor intensidade de carbono fazem parte da agenda da empresa que, desde 2022 tem acordo firmado com a Eneva para a conversão da planta do óleo combustível para gás natural, que, quando plenamente implementada, pode reduzir em até 28% as emissões de GEE da unidade ([VALEb](#); [VALEc](#)).

Mapa Síntese de Relevância de Áreas

Relevância de áreas para projetos de captura e armazenamento de carbono



O mapa síntese foi concebido como instrumento de apoio à tomada de decisão, buscando estabelecer um equilíbrio entre as **duas perspectivas estruturantes** deste estudo: (i) a caracterização técnico-geológica dos potenciais sítios de armazenamento e (ii) os condicionantes econômicos associados à viabilidade das rotas de CCS no país. Ainda que a representação dos reservatórios tenha peso predominante na análise espacial, reconhece-se que, no cenário atual, **fatores econômicos tendem a exercer influência ligeiramente superior na definição de prioridades** de investimento.

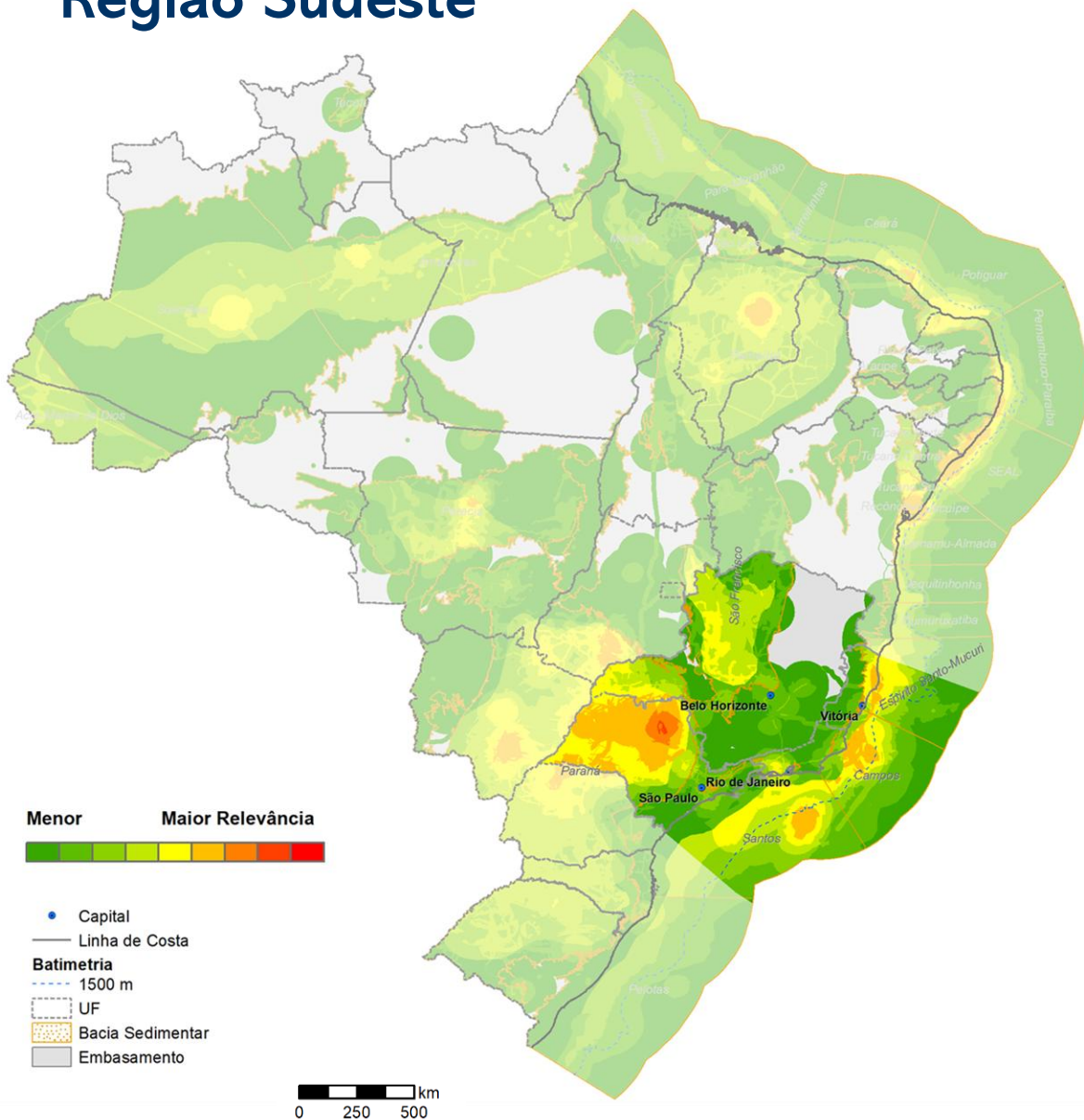
A integração dos 6 conjuntos de informações adotadas permite **identificar áreas do território nacional onde se observa a convergência de condições técnicas presumidamente favoráveis** - à luz do conhecimento geológico -disponível - com **ambientes econômicos relativamente mais maduros** para a implantação de projetos de captura e armazenamento geológico de carbono. Essas áreas representam, portanto, **zonas com maior potencial para a formação de hubs de captura e armazenamento de carbono**.

Destaca-se que o mapa síntese **não incorpora restrições socioambientais**, tais como unidades de conservação, terras indígenas e demais áreas legalmente protegidas. A ausência dessa filtragem decorre da **natureza exploratória e qualitativa do produto**, concebido para **identificar tendências territoriais** a partir da convergência técnico-econômica das seis camadas analisadas. Assim, o potencial espacial indicado **não deve ser interpretado como estimativa direta de áreas efetivamente disponíveis**, cabendo ao delineamento de projetos, públicos ou privados, a **avaliação específica de compatibilidade com condicionantes ambientais e territoriais**.

É importante citar que, como a síntese pondera seis camadas, variações nos pesos atribuídos a cada uma - conforme o modelo de negócios, o perfil do investidor ou a política pública - podem alterar materialmente o desenho do mapa final, destacando novas áreas ou rebaixando outras. Por essa razão, o produto deve ser visto como **ferramenta de cenarização e não como ranking único e fixo**.

Ressalta-se que o **uso do CO₂ capturado**, embora **não explicitamente representado no modelo espacial**, **tende a se correlacionar com a localização dos principais polos emissores** e com cadeias produtivas capazes de absorver esse insumo. No entanto, considera-se que **a utilização do CO₂ não deverá constituir o eixo central dos investimentos iniciais na implantação das rotas de CCS no Brasil**, atuando, sobretudo, como **benefício adicional em configurações de hub** que reúnam diferentes segmentos industriais.

Região Sudeste

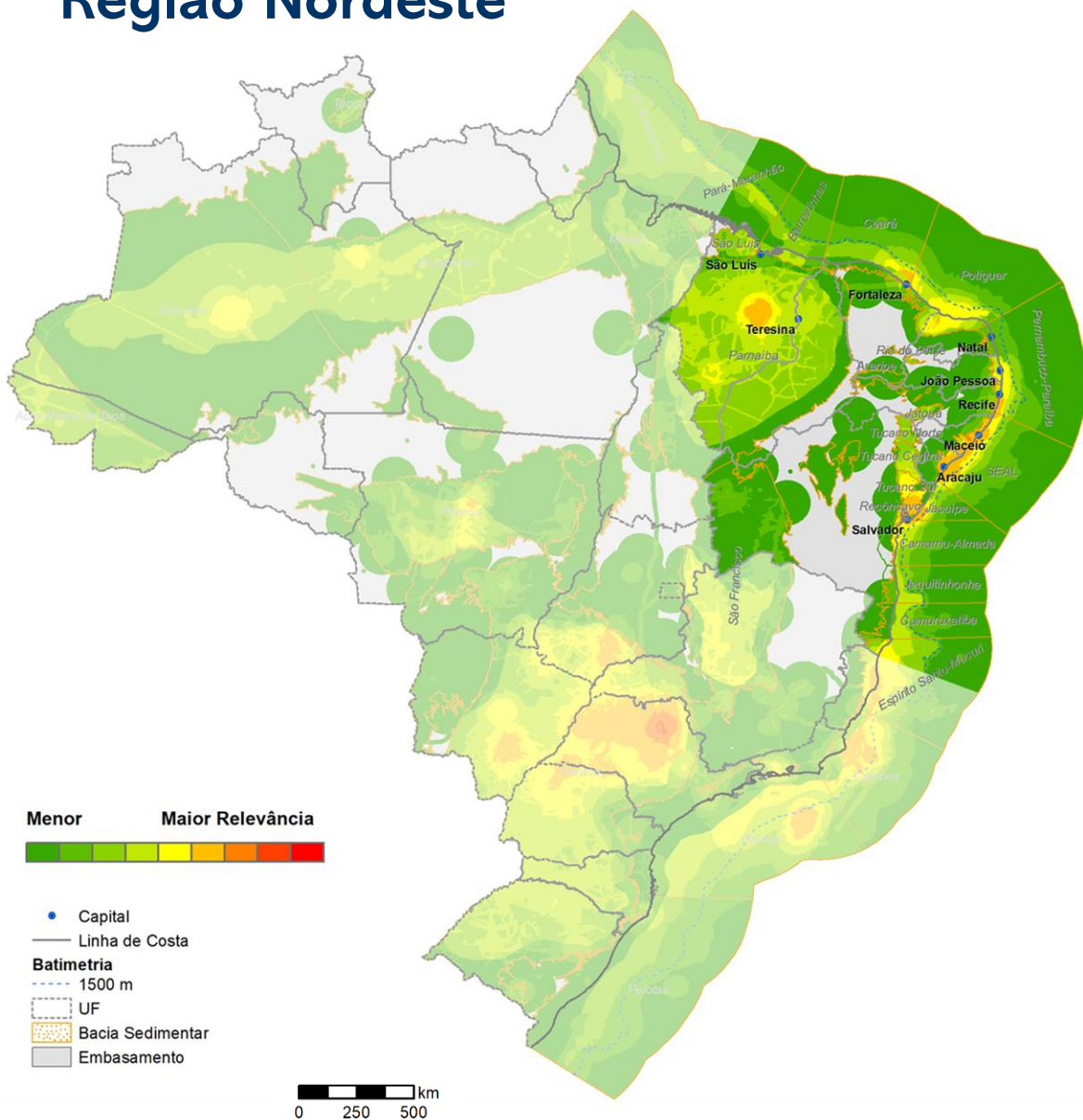


A região Sudeste permanece como a porção do território nacional com maior relevância para o desenvolvimento de projetos de captura e armazenamento geológico de carbono. Isso decorre da **concentração** de potenciais sítios de armazenamento de qualidade presumidamente **elevada**, da **maior cobertura** de dados geológicos e geofísicos existentes (oriundos do setor de O&G), da presença de uma **densa rede de infraestrutura de transporte** (gasodutos, rodovias, ferrovias e terminais portuários) e da **diversidade de setores produtivos** com demanda potencial por soluções de CCS - com destaque para o setor **sucroenergético**. Nesse contexto, o estado de São Paulo apresenta a **maior relevância diagnosticada**, especialmente em sua porção centro-leste.

Na **área marítima**, embora a distância da costa e as condições de águas ultraprofundas imponham desafios logísticos e de custo, o **escalonamento de projetos** que reúnam diferentes parceiros e segmentos pode **contribuir para superar tais barreiras**. A região abriga **reservatórios de comprovada qualidade**, e atividades de injeção e armazenamento associadas a operações de recuperação avançada (EOR) vêm sendo conduzidas de forma contínua há mais de uma década.

Importa registrar que, desde a publicação da primeira versão deste estudo, **novos projetos, anúncios e protocolos de intenção** reforçam o **interesse crescente de atores relevantes da indústria brasileira** nas diferentes rotas de captura e armazenamento de carbono, em todos os estados da região sudeste, inicialmente no *onshore*, mas com perspectivas para ampliação no *offshore* (AGÊNCIA PETROBRAS, 2024; 2025b; CHIAPPINI, 2025; MANACÁ CCS, 2024). Essas iniciativas abrangem tanto o armazenamento geológico profundo - em múltiplos tipos de sítios como reservatórios salinos e basaltos - quanto o uso do CO₂ como insumo industrial, com destaque para aplicações em combustíveis sintéticos e materiais de construção com menor pegada de carbono (CNI, 2024; EQUINOR, 2025; PETROBRAS, 2025; REPSOL SINOPEC BRASIL, 2025). Esse movimento indica um ambiente econômico e institucional cada vez mais propício ao desenvolvimento de iniciativas no Sudeste.

Região Nordeste



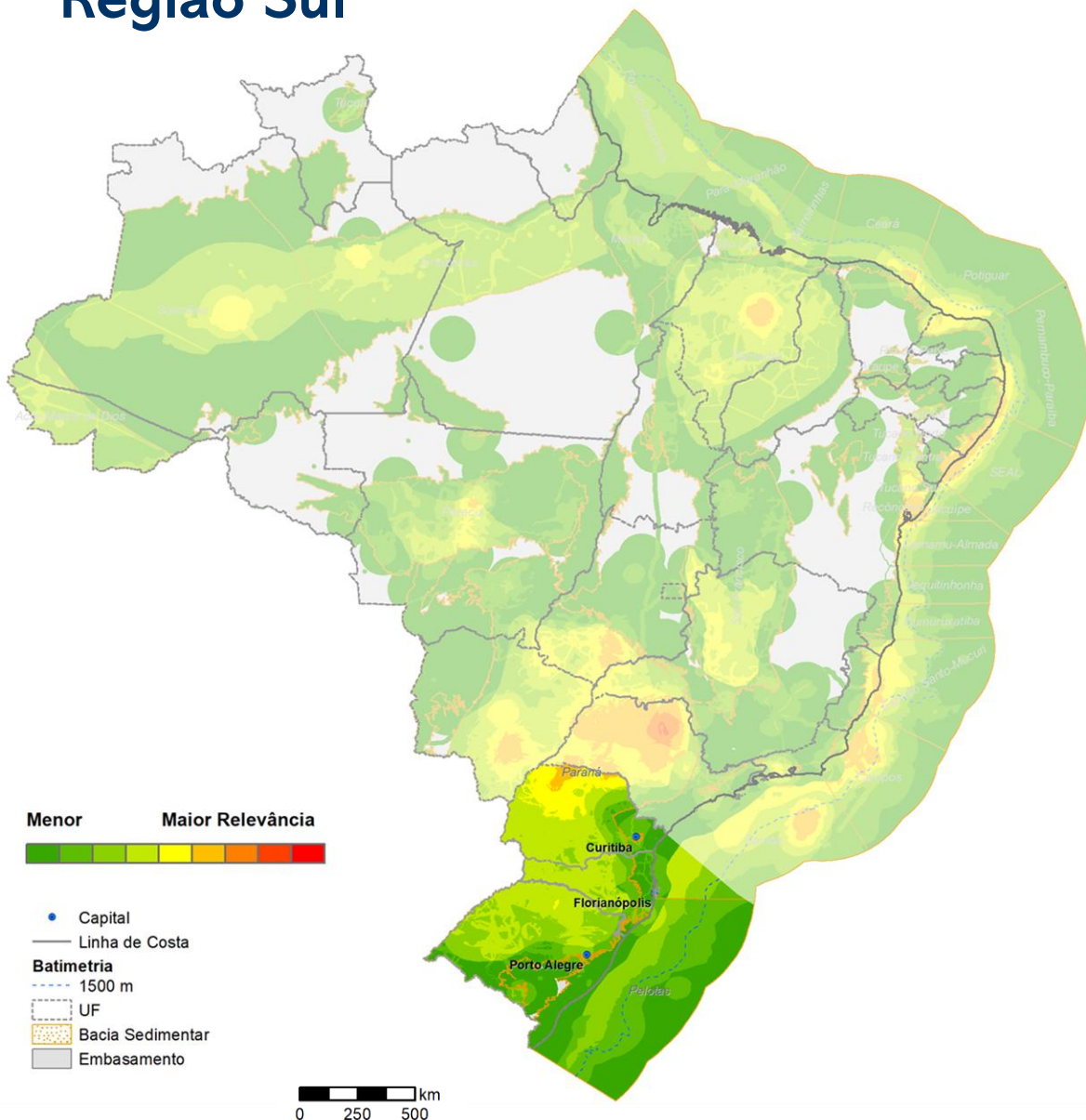
Na região Nordeste, as áreas de maior relevância concentram-se ao longo da faixa litorânea, com destaque para porções situadas na Bahia, em Sergipe e no Rio Grande do Norte, onde a atividade de produção de hidrocarbonetos há décadas contribui para o desenvolvimento regional. Essas áreas reúnem reservatórios de boa qualidade conhecidos, infraestrutura associada às cadeias de óleo e gás e um ambiente institucional capaz de sustentar iniciativas de captura e armazenamento geológico de carbono.

Na porção centro-norte da Bacia do Parnaíba, verifica-se também uma relevância intermediária. Nessa região, há reservatórios amplamente caracterizados pela atividade de exploração e produção de gás natural, situados próximos a infraestruturas existentes ou planejadas que podem atender aos potenciais interesses dos segmentos cimenteiro, químico, refino e de geração termelétrica.

Ainda que os níveis de relevância identificados até o momento sejam inferiores aos observados no Sudeste - em consonância com as premissas metodológicas adotadas e com a disponibilidade de dados - a região vem se destacando pelo crescimento de iniciativas de pesquisa, acordos de cooperação e estudos exploratórios voltados à avaliação de seu potencial de armazenamento (AGÊNCIA PETROBRAS, 2025b; CHIAPPINI, 2025).

Nesse contexto, ressalta-se a importância de que novos investimentos sejam progressivamente direcionados ao Nordeste, ampliando a base de conhecimento, reduzindo assimetrias históricas na capacidade de avaliação geológica e criando condições mais equilibradas para o desenvolvimento nacional das rotas de CCS. A ampliação desses investimentos representa, adicionalmente, uma oportunidade estratégica para a região, tanto pela geração direta de postos de trabalho qualificados e renda local quanto pela formação de novas capacidades técnicas. O fortalecimento de competências profissionais voltadas à cadeia de captura, transporte e armazenamento de carbono pode posicionar o Nordeste como um dos polos emergentes dessa agenda inovadora no país, contribuindo para o desenvolvimento econômico regional e para uma transição energética mais inclusiva.

Região Sul



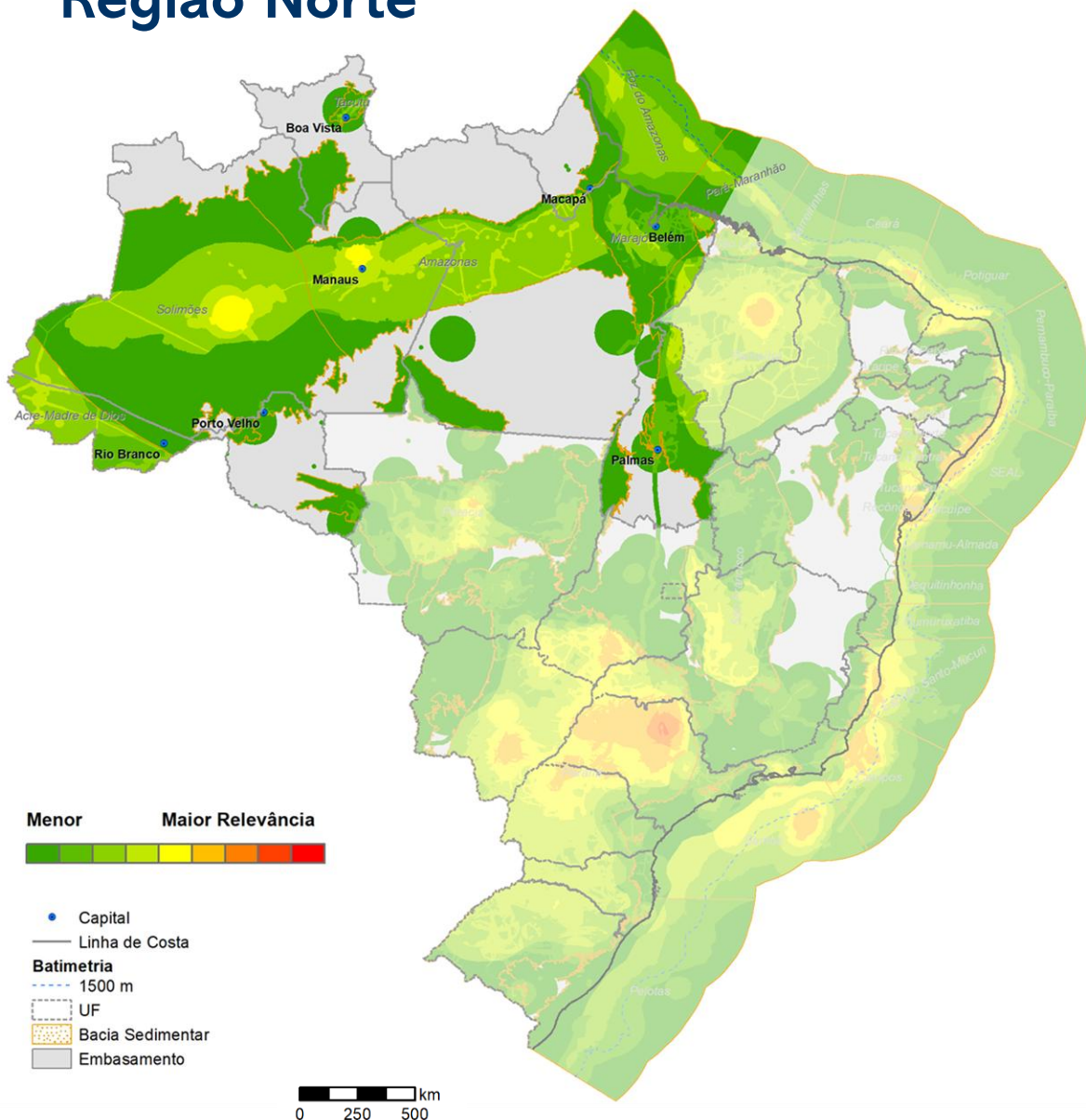
Na região Sul, a relevância das áreas para implantação de rotas de captura e armazenamento de carbono varia de **baixa a intermediária**, com **aumento progressivo em direção ao norte**, nas proximidades com São Paulo. Essa tendência acompanha a presença de **sítios** associados à **Bacia do Paraná**, especialmente os **basaltos** com potencial para **mineralização**, combinados a uma **boa cobertura de levantamentos geológicos e geofísicos**. A região conta ainda com **infraestrutura robusta** - rodovias e dutos - próxima a **emissores relevantes**, como unidades de **geração de energia** e plantas de **papel e celulose**.

Na mesma **porção norte**, observa-se **elevado potencial** para o aproveitamento do **CO₂ biogênico** proveniente da **fermentação da cana-de-açúcar** e, em menor escala, de milho, além do **CO₂** associado ao **biometano**. A convergência entre **biomassa abundante**, **logística consolidada** e **acesso a potenciais reservatórios** cria oportunidades para **BECCS**.

No **restante da região**, embora a **relevância** seja **menor** devido à redução da qualidade esperada dos possíveis sítios de armazenamento - em grande parte pela **limitação de dados geológicos e geofísicos** - ainda há espaço para desenvolvimento de soluções de **CCS/CCUS** apoiadas pela **ampla malha de transporte**. Destacam-se setores com demanda potencial: **aço** e **indústria química** no Rio Grande do Sul; **cimento** no Paraná; **refino e geração de energia** no Rio Grande do Sul e Santa Catarina; além do setor de **papel e celulose** nos três estados. Cabe destacar que o Sul também concentra parte decisiva da **agropecuária brasileira**, sendo **líder nacional na produção e exportação de carne suína** e abrigando importantes polos de transformação de grãos em proteína animal - cadeias que podem se beneficiar de rotas de **CCS** para reforçar competitividade e **reduzir a intensidade de carbono de produtos exportados** (IBGE, 2025).

Adicionalmente, a região Sul mantém há décadas um **ambiente sólido de pesquisa** voltada a **armazenamento geológico e tecnologias de captura de carbono**, impulsionado pelo compromisso de suas instituições acadêmicas. Esse ecossistema se evidencia no **Projeto DAC.SI**, conduzido pela PUCRS em parceria com a Repsol Sinopec Brasil, responsável pela instalação do **primeiro sistema de captura direta do ar (DAC)** da América Latina (PUCRS, 2024). De forma complementar, a participação regional no desenvolvimento da **Plataforma GIS CCUS Brasil** (parceria Petrobras e PUCRS) contribuiu para fortalecer a base técnica nacional para futuros hubs de **CCS** (PUCRS, 2025).

Região Norte



Na região Norte, predominam áreas classificadas com baixa relevância. Esse resultado conecta-se a existência de uma cobertura vegetal única, que impõe, historicamente, desafios ao estabelecimento de infraestrutura de transporte e limitações ao levantamento de informações sobre as camadas profundas de reservatórios. Nesse cenário, é esperado que as soluções de captura de carbono baseadas na natureza (NbCS) permaneçam como o eixo prioritário de ação climática no território.

Contudo, sob a perspectiva tecnológica, especialmente no âmbito do CCUS, abre-se uma via complementar relevante. Para setores de difícil descarbonização que demandam alternativas de armazenamento céleres, duradouras e menos vulneráveis a extremos climáticos, ou para indústrias interessadas em aproveitar o CO₂ capturado como insumo para novos produtos, o CCUS pode desempenhar papel estratégico. Assim, embora pontuais, as áreas de média relevância surgem nas proximidades de infraestruturas industriais e energéticas já estabelecidas - como campos de gás natural, usinas termelétricas, cimenteiras e unidades de pelotização - entre os estados do Amazonas, Pará e Maranhão.

Adicionalmente, observa-se na região a possibilidade de formação de “hubs isolados” de captura e armazenamento de carbono, especialmente no estado do Amazonas, onde o padrão espacial das atividades produtivas - concentradas em polos desconectados das grandes malhas logísticas nacionais - favorece arranjos autônomos de captura, uso e armazenamento de carbono. Esses hubs podem integrar emissões industriais específicas a soluções de armazenamento próximas ou rotas de utilização do CO₂, estimulando inovação local e reduzindo dependências logísticas.

A região também começa a atrair investimentos de grandes atores industriais voltados ao uso do CO₂ capturado. Um exemplo é a Vale, que investiu na Circlua, empresa dedicada ao desenvolvimento de cimento sustentável a partir de resíduos de mineração. Está em elaboração o projeto de instalação de uma unidade da Circlua no sudeste do Pará, que utilizará rejeitos do Complexo de Carajás como matéria-prima, permitindo a produção de materiais cimentícios de baixa emissão e reduzindo significativamente o uso de clínquer - principal fonte de CO₂ na fabricação de cimento (BRASIL MINERAL, 2025). Essa estratégia reforça o potencial da região Norte para integrar economia circular e inovação industrial ampliando o leque de oportunidades associadas à cadeia de captura e armazenamento de carbono.

Principais Conclusões



É notável a ampliação do interesse para as diferentes rotas de captura, de transporte, de utilização e de armazenamento geológico de carbono, especialmente no que tange as possibilidades para **aplicação em múltiplos setores industriais** e a oportunidade de adoção de uma **variedade de sítios de armazenamento em território nacional**.



A combinação das informações selecionadas permitiu **localizar, no território nacional, áreas onde geologia favorável** (no estado da arte atual) e **condições econômicas/logísticas** se alinham - ou seja, **onde há maior probabilidade de viabilizar projetos, em especial hubs de captura, de transporte, de utilização e de armazenamento geológico de carbono**. Os aperfeiçoamentos empregados **aumentaram o poder de discriminação do mapa**, reforçando sua utilidade para **orientar decisões**.



A **logística brasileira, concentrada no litoral, SE-NE, favorece o transporte de CO₂ em grande escala** (especialmente via **dutos e portos**), mas **levar a infraestrutura ao interior exige soluções robustas**, além de **arcabouço regulatório claro e mecanismos para reduzir riscos** - lição consistente com a experiência internacional, onde transporte e armazenamento costumam ser gargalos por CAPEX elevado e complexidade regulatória.



O **setor de bioenergia** se destaca por encaixar-se em **diferentes modelos de negócio** e por reunir **biomassa sustentável, maturidade tecnológica e integração histórica com políticas climáticas**; isso coloca o Brasil em posição privilegiada para escalar BECCS como rota de emissões negativas.

Principais Conclusões



As **emissões dos setores hard-to-abate** são volumosas e altamente **concentradas**, sobretudo no **Sudeste**, com **Nordeste** e **Sul** como polos secundários - um desenho espacial que **fortalece a lógica de hubs** próximos aos principais clusters industriais.



Embora a **utilização do CO₂** não esteja explicitamente modelada no recorte espacial, ela **tende a acompanhar os polos emissores** e cadeias capazes de absorver esse insumo; ainda assim, **deve funcionar, sobretudo, como ganho adicional** em arranjos de hub, e não como o principal vetor do investimento inicial.



Ao integrar múltiplas evidências, o **estudo reafirma o potencial do Brasil** para capturar, transportar e armazenar CO₂ e estabelece como meta avançar para avaliações quantitativas, mesmo com a limitação atual de dados específicos. **Fortalecer colaborações** com a **comunidade interessada** nestas alternativas **é essencial** - e um caminho irreversível - **para que o país conheça e projete**, cada vez mais, sua **força no cenário global** das soluções de CCS.



O Brasil reúne **condições favoráveis para o avanço das rotas de CCS**, com potencial aplicado aos setores energético e industrial e sinergias com outras estratégias de descarbonização. Embora desafios persistam - e não sejam exclusivos do cenário nacional -, o país tem avançado na **estruturação de políticas públicas**, ainda em **fase de implementação**. A **materialização desse potencial**, no entanto, dependerá da **aceleração coordenada dessas ações**, com a adoção de **instrumentos** capazes de **reduzir riscos, estimular projetos** pioneiros e **fomentar a formação de mercado**, de modo a viabilizar **projetos em escala** e permitir que os setores envolvidos contribuam efetivamente para as **reduções e remoções de CO₂** compatíveis com os compromissos climáticos do país.



www.epe.gov.br

exploracaoeproducao@epe.gov.br

Empresa de Pesquisa Energética

Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Superintendência de Petróleo e Gás Natural

Diretora

Heloisa Borges Bastos Esteves

Coordenação Técnica

Marcos Frederico Farias de Sousa
Marcelo Ferreira Alfradique

Regina Freitas Fernandes
Roberta de Albuquerque Cardoso

Equipe Técnica E&P

Bruna Silveira Guimarães
Isis Oliveira Fernandes
Natália da Veiga Bonavita Teixeira
Nathalia Oliveira de Castro
Pedro de Moura Bernardino
Péricles de Abreu Brumati
Rafael Freitas Funcia Lemme
Raul Fagundes Leggieri

Siga a EPE nas redes sociais:



EPE - Empresa de Pesquisa Energética

Praça Pio X, n. 54 - 2º andar - Centro

20091-040

Rio de Janeiro - Brasil



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
UNIÃO E RECONSTRUÇÃO