Relatório sobre a implementação do marco regulatório de CCUS no país

Superintendência de Tecnologia e Meio Ambiente - STM

anp
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

RELATÓRIO

SOBRE A IMPLEMENTAÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO DE CCUS NO PAÍS

Superintendência de Tecnologia e Meio Ambiente
STM

anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretor-Geral

Rodolfo Henrique de Saboia

Diretores

Symone Christine de Santana Araújo
Daniel Maia Vieira
Fernando Wandscheer de Moura Alves
Patricia Huguenin Baran

Superintendente de Tecnologia e Meio Ambiente

Raphael Neves Moura

Superintendente Adjunto(a) de Tecnologia e Meio Ambiente

Mariana Rodrigues França e Thiago da Silva Pires (em exercício)

Coordenação: STM

Alexandre Maciel Kosmalski Costa
Amanda Vitória da Silva Gomes
Ana Carolina Xavier Silva Fonseca
Anderson Lopes Rodrigues de Lima
Daniela Godoy Martins Corrêa
Ingrid Borba do Nascimento Barbosa
Jamille Gomes Batista dos Santos
Ludmilla Valente Viana Silva
Luciana Palmeira Braga
Nilce Olivier Costa
Raphael Neves Moura
Thiago da Silva Pires
Vanessa Rodrigues B. L. Carneiro

Participação:

SAG: Amanda Wermelinger Pinto Lima, Ildeson Prates Bastos e Ronan Magalhães Ávila

SBQ: Alex Rodrigues Brito de Medeiros, Fabio da Silva Vinhado, Joana Borges da Rosa e Maria Auxiliadora de Arruda Nobre

SDC: Joana Duarte Ouro Alves e Laura Rodrigues Alves Soares

SDP: Luciano de Gusmão Veloso e Mariana Cavadinha Costa da Silva

SDT: Daniel Brito de Araújo, João Paulo Dutra de Andrade e Marcelo Paiva Castilho Carneiro

SIM: Mario Jorge Figueira Confort

SEP: André Luiz Barbosa, Edson Marcello Peçanha Montez e Gilclea Lopes Granada.

SPC: Bruno Valle de Moura, Hélio da Cunha Bisaggio e Heloisa Helena Moreira Paraquetti

SSO: Rafael Augusto do Couto Albuquerque e Tiago Machado de Souza Jacques

Agradecimentos

A ANP agradece às seguintes instituições pela contribuição para a elaboração deste relatório:

BNDES
CCS Brasil
CIMATEC
COPPE/UFRJ
Departamento de Comércio dos Estados Unidos
Embrapa
FS
Global CCS Institute
GT RenovaBio
Hytron/Neuman Esser
IBP
IE/UFRJ
ISO/ABNT
Mackenzie
Ministério de Minas e Energia
Petrobras
Prefeitura do Rio de Janeiro
PUC-RJ
PUC-RS
SLB
UFRJ/COPPE
Universidade de Évora
USP/RGCI
Vale

Controle de Versões			
Versão	**Data**	**Autor**	**Notas da Revisão**
0	25/04/2024	ANP	Primeira versão - original
1	13/02/2025	STM/ANP	Revisão e atualização do conteúdo em decorrência (i) da publicação ulterior da Lei nº 14.993, de 08/10/2024, que dispôs, entre outros temas, sobre a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono (CO_2) e definiu a competência da ANP como autoridade responsável pela regulação da atividade; e (ii) da Resolução de Diretoria 859/2024, que trata da "Atualização do Relatório sobre a implementação do marco regulatório de CCUS no país a partir da publicação da Lei nº 14.993/2024".

SUMÁRIO

1. RESUMO EXECUTIVO 8
2. OBJETIVO 11
3. INTRODUÇÃO 12
4. DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE DE CCUS 13
4.1 – Captura 14
4.2 – Transporte 14
4.3 – Uso 15
4.4 – Injeção 15
4.5 – Armazenamento 16
4.6 – Monitoramento 17
4.7 – BECCS 17
4.8 – DACCS/DAC 17
4.9 – CCS 18
4.10 – CCU 18
4.11 – CCUS 18
5. ESTRUTURA DE MERCADO E MODELOS DE NEGÓCIO 18
5.1 – A estratégia dos HUBS 21
5.2 – O contexto nacional 23
6. PROJETOS DE CCUS NO BRASIL 25
6.1 – Projetos de PD&I 26
6.2 – Projetos em destaque 28
6.2.1 CCUS – Projeto São Tomé/ Cabiúnas 32
6.2.2 BECCS – Projeto FS Agrisolutions Indústria de Biocombustíveis 33
7. ESTRATÉGIA REGULATÓRIA 35
7.1 – Regulação experimental 37
7.2 – Mapeamento de demandas regulatórias e análise da possibilidade de aproveitamento de normativos vigente 39
7.2.1 – Competência regulatória 40
7.2.2 – Prospecção de áreas de estocagem 41
7.2.3 – Outorga 42
7.2.3.1 – Instrumentos de outorga 42
7.2.3.2 – Desenvolvimento da atividade em áreas contratadas 43
7.2.3.3 – Habilitação dos interessados 44
7.2.3.4 – Revogação de outorga 45
7.2.3.5 – Prazos 45
7.2.4 – Captura 46
7.2.5 – Transporte 47
7.2.5.1 – Abrangência 47
7.2.5.2 – Garantia de acesso 47
7.2.6 – Perfuração de poços 48
7.2.7 – Armazenamento geológico 49

7.2.8 – Monitoramento e gestão do reservatório 50
7.2.8.1 – Obrigações do operador 50
7.2.8.2 – Armazenamento permanente 51
7.2.9 – Medição 52
7.2.10 – Segurança operacional e comunicação de incidentes 52
7.2.11 – Descomissionamento 53
7.2.12 – Utilização de CO2 53
7.2.13 – PD&I 54
8. PERCEPÇÃO PÚBLICA E LICENÇA SOCIAL PARA OPERAÇÃO 54
9. RECOMENDAÇÕES PARA A DIRETORIA COLEGIADA 57
10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 59
ANEXO I - ASPECTOS REGULATÓRIOS - IMPLEMENTAÇÃO DO CCUS NO BRASIL 61
ANEXO II - RESOLUÇÃO DE DIRETORIA Nº 859/2024 71

1. RESUMO EXECUTIVO

A aceleração dos esforços de combate às mudanças climáticas demandará um conjunto de ações públicas e privadas e depende do avanço de diversas tecnologias, muitas delas ainda em desenvolvimento ou em busca de escala e economicidade. A mudança da matriz energética é, na atualidade, um dos maiores desafios de inovação que a sociedade enfrenta, e mesmo no cenário de emissões líquidas zero (*Net Zero*), meta global para 2050, ainda haverá demanda por hidrocarbonetos. Nesse contexto, o CCUS[1] pode desempenhar o importante papel de equilibrar as emissões de gases de efeito estufa (GEE), contribuindo para a sustentabilidade do setor energético e para o atingimento das metas definidas em acordos internacionais.

As iniciativas para o estabelecimento do marco legal do CCUS no país, que têm apontado a ANP como o órgão responsável pela regulação e fiscalização da atividade, motivou a elaboração deste documento. Para fins de nivelamento da discussão, optou-se por realizar, no início do estudo, um breve descritivo da atividade de CCUS, suas etapas e principais rotas tecnológicas mapeadas. Na sequência, a partir da análise do status da atividade e dos marcos legais e regulatórios de CCUS no mundo, foram apresentadas considerações sobre estrutura de mercado e modelos de negócios, e abordada a crescente estratégia de adoção de *hubs* como forma de compartilhamento de riscos e diluição dos investimentos necessários para o desenvolvimento da atividade. No caso brasileiro, espera-se que sejam priorizados projetos de *hubs* integrados, próximos a zonas emissoras e capazes de absorver as emissões de múltiplas fontes, bem como os projetos de bioenergia com captura e armazenamento de carbono (BECCS, na sigla em inglês), em função da grande produção de etanol do país.

A experiência internacional tem demonstrado que os projetos de CCUS ainda dependem de incentivos e políticas públicas para avançar. Até o momento, o Brasil não tem claramente definidos os instrumentos necessários para estímulo da atividade, apesar de haver uma série de sinalizações do governo federal de comprometimento com a agenda da transição energética. Esse aspecto está brevemente tratado na seção 5. Na seção seguinte é apresentado o quadro da atividade de CCUS no Brasil que, até o momento, tem se utilizado principalmente dos recursos da cláusula de PD&I dos contratos de exploração e produção.

O avanço dos projetos das empresas Petróleo Brasileiro SA – Petrobras e da FS Agrisolutions Indústria de Combustíveis Ltda – FS, projetos pioneiros com características bastante distintas entre si, enfatizam o desafio de um desenho regulatório capaz de contemplar todas as nuances de uma indústria emergente, cujas rotas tecnológicas não estão consolidadas. Sob esse pano de fundo, apresenta-se, na seção 7, a recomendação de adoção da regulamentação experimental (em particular a regulação por projeto-piloto) como a alternativa mais promissora e mais aderente ao objetivo de estimular o desenvolvimento inicial da atividade.

No início do desenvolvimento deste estudo, três projetos de lei propunham, com abordagens e abrangências diferentes, regras para a atividade de CCUS no país. No final de fevereiro foi apresentado um substitutivo ao PL do combustível do futuro, resultando em uma proposta que combina diferentes aspectos dos demais projetos de lei. Ainda que o marco legal para CCUS seja aprovado neste ano de 2024, sua implementação demandará um ciclo regulatório que, na média, não é inferior a dois anos. Buscando atender ao desafio colocado para a ANP de como tratar os projetos em andamento em um ambiente ainda carente das balizas legais e regulatórias, a seção 7.2 traz, com base nos PLs em andamento, o mapeamento das demandas regulatórias e a análise da possibilidade de aproveitamento de normativos vigentes.

[1] Em inglês, *Carbon Capture, Utilization and Storage*

Atualização: Em 08 de outubro de 2024 foi sancionada a Lei nº 14.993/2024 (Lei do Combustível do Futuro), que em seu capítulo VI tratou "das atividades da indústria da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono". O art. 26 estabeleceu que o exercício das atividades de captura de dióxido de carbono para fins de estocagem geológica, seu transporte por meio de dutos e estocagem geológica será realizado mediante autorização da ANP.

Foram delimitados doze grandes temas para os quais se identificaram os normativos de referência que poderão ser utilizados para subsidiar as decisões regulatórios neste início da atividade de CCUS no Brasil, ou omissões nos PLs: (i) competência regulatória; (ii) prospecção de áreas para estocagem; (iii) outorga; (iv) captura; (v) transporte; (vi) perfuração de poços; (vii) armazenamento geológico; (viii) monitoramento e gestão do reservatório; (ix) segurança operacional e comunicação de incidentes; (x) descomissionamento; (xi) utilização de CO_2; e (xii) PD&I. A partir dessa avaliação foram indicadas as áreas técnicas envolvidas, segundo estrutura organizacional da ANP e respectivo regimento interno atuais.

A penúltima seção deste relatório trata de um tema bastante sensível para a viabilização da atividade: a percepção pública e a licença social para operar. É fundamental o papel da ANP no processo de informação da sociedade, evitando a interdição do debate sobre uma opção tecnológica relevante na trilha da redução das emissões de GEE. A experiência internacional tem exemplos de projetos descontinuados ou suspensos por mais de uma década por problemas comunicacionais, demonstrando a grande relevância do tema.

Por fim, são endereçadas as seguintes recomendações à Diretoria Colegiada:

(i) reconhecer a regulação por projeto piloto como instrumento adequado ao tratamento dos projetos relacionados à atividade de CCUS que venham a ser submetidos à apreciação e aprovação da ANP;

(ii) viabilizar investimentos na capacitação do corpo técnico da ANP nas diferentes etapas relacionados à atividade de CCUS;

(iii) solicitar à SGE e SGP que apresentem estudos relativos à restruturação das áreas envolvidas e redimensionamento da força de trabalho da ANP, visando a preparação da Agência para o recebimento, em suas atribuições institucionais, da regulação da atividade CCUS;

(iv) elaborar, com o apoio das áreas técnicas e da SCI, ações no sentido de promover a aceitação social da atividade, por meio de um plano de comunicação eficiente e transparente em relação aos benefícios e riscos da atividade de CCUS.

É importante destacar que o este Relatório é resultado dos melhores esforços da equipe da STM, na condição de coordenadora do estudo, considerando o prazo de 120 dias para sua conclusão, e o fato de não haver um marco legal aprovado. Por essas razões, há aspectos técnicos, econômicos e legais-regulatórios importantes a serem aprofundados quando da regulamentação da atividade no Brasil. Ressalta-se, ainda, que a maior parte das áreas técnicas que contribuiu para o estudo considerou ter havido pouco tempo para a realização de uma análise mais detida, em virtude de suas prioridades e atividades diárias.

Não obstante, o Relatório apresentado cumpre o objetivo de posicionar a Diretoria Colegiada sobre o tema, apoiando o processo decisório da Agência, sem a pretensão de esgotar uma discussão muito mais ampla que deve envolver, de forma estruturada e coordenada, o replanejamento da Agenda Regulatória, da estrutura organizacional e das atribuições das áreas mencionadas no estudo.

Atualização: Com a publicação da **Lei nº 14.993/2024**, a ANP avançou nas tratativas para a regulamentação das atividades de captura e armazenamento de carbono (CCS) no país. Em 19 de dezembro de 2024, a Diretoria Colegiada deliberou sobre o tema, e aprovou a **Resolução nº 859/2024** (Anexo II), estabelecendo diretrizes para viabilizar projetos de CCS enquanto o marco regulatório específico está em desenvolvimento.
Entre as principais determinações, destacam-se:

- ✓ **Autorização para projetos-piloto de CCS**: A ANP permitirá a análise e implantação de projetos de captura e armazenamento de carbono por meio de **regulação experimental**, garantindo segurança jurídica aos empreendedores enquanto as normas definitivas são elaboradas.
- ✓ **Adoção de uma Norma Interna sobre CCS**: Foi aprovada a criação de uma **norma interna** para orientar os processos administrativos relacionados à atividade de CCS, assegurando coerência regulatória e clareza institucional.
- ✓ **Capacitação técnica especializada**: A ANP definirá um **plano de capacitação** para seu corpo técnico, contemplando as principais áreas envolvidas na regulação e fiscalização de projetos de CCS, além da busca por parcerias estratégicas para qualificação profissional.
- ✓ **Adequação do Regimento Interno**: A Agência promoverá ajustes formais em seu Regimento Interno, incorporando as novas atribuições relacionadas ao CCS e alinhando sua estrutura às exigências regulatórias da atividade.
- ✓ **Revisão da estrutura organizacional e força de trabalho**: Serão avaliadas as necessidades institucionais para garantir que a ANP tenha a estrutura adequada para regular e acompanhar o desenvolvimento do CCS no Brasil.
- ✓ **Plano de transparência e participação social**: A ANP desenvolverá um **plano de comunicação** para ampliar o **acesso da sociedade civil às informações sobre CCS**, promovendo maior engajamento e aceitação social para a atividade no Brasil.

Com essas medidas, a ANP reforça seu compromisso em viabilizar soluções tecnológicas para a descarbonização da matriz energética brasileira, garantindo um ambiente regulatório seguro, transparente e alinhado às melhores práticas internacionais.

2. OBJETIVO

O presente relatório tem o objetivo de subsidiar a Diretoria Colegiada no processo de preparação da Agência para o recebimento, em suas atribuições institucionais, da regulação da atividade de captura, armazenamento e utilização de dióxido de carbono (CCUS).

No momento, a atividade de CCUS não está regulamentada no Brasil, sendo objeto de projetos de lei em tramitação no Congresso Nacional. Inicialmente foram analisados três projetos de lei, que estabeleciam marcos legais distintos para o CCUS: o PL nº 1.425/2022 (proposto pelo Senador Jean-Paul Prates), o PL nº 4.196/2023 (proposto pelo Deputado Alceu Moreira), e o PL nº 4516/2023 ("PL Combustível do Futuro", proposto pelo Poder Executivo Federal). Os PLs nº 4.196/2023 e nº 4.516/2023 são bastante próximos, possuindo, contudo, uma série de distinções em comparação com o PL nº 1.425/2022. Recentemente (em 13/03/2024) foi apresentado, pelo Deputado Arnaldo Jardim, na condição de relator do PL nº 580/2020, um substitutivo ao PL Combustível do Futuro, que combina dispositivos dos demais PLs.

Atualização: Em 08 de outubro de 2024 foi sancionada a Lei nº 14.993/2024 (Lei do Combustível do Futuro), que em seu capítulo VI tratou "das atividades da indústria da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono". O art. 26 estabeleceu que o exercício das atividades de captura de dióxido de carbono para fins de estocagem geológica, seu transporte por meio de dutos e estocagem geológica será realizado mediante autorização da ANP.

Considerando que as propostas de marco legal preveem a ANP no papel de regulador da atividade, a Superintendência de Tecnologia e Meio Ambiente propôs à Diretoria Colegiada a realização de estudo mais amplo sobre a futura implementação do marco regulatório de CCUS na Agência, de forma a antecipar a identificação das áreas envolvidas, bem como dos instrumentos regulatórios que precisarão ser adaptados ou estabelecidos após a aprovação da política pública.

Cabe ressaltar, ainda, que será necessário um redimensionamento da força de trabalho visando a preparação da ANP para o recebimento, em suas atribuições institucionais, da regulação da atividade de CCUS. Sobre esse ponto, vale mencionar a importância do projeto de reestruturação em andamento, coordenado pela SGP e pela SGE, para readequar a estrutura da ANP aos novos desafios de regulação no contexto da transição energética, incluindo o CCUS.

Atualização: Entre as determinações da Resolução de Diretoria nº 859/2024 (ANEXO II), estão a qualificação e redimensionamento da força de trabalho e a revisão da estrutura organizacional da ANP.

No decorrer da elaboração do estudo, coordenado pela STM, foram consultadas diversas áreas da Agência – SAG, SBQ/CPT, SDC, SDP, SDT, SEP, SIM, SPC e SSO –, bem como instituições e especialistas nacionais e internacionais, tais como Embrapa, Ministério de Minas e Energia, Departamento de Comércio dos Estados Unidos, GT RenovaBio, Petrobras, FS, UFRJ/COPPE, ISO/ABNT, SLB, Prefeitura do Rio de Janeiro, PUC-RJ, Vale, USP/RGCI, IBP, IE/UFRJ, BNDES,

Mackenzie, Hytron/Neuman Esser, CIMATEC, Global CCS Institute, CCS Brasil, PUC-RS e Universidade de Évora.

Ao todo, foram realizadas sete reuniões com áreas técnicas da ANP, e vinte e nove com agentes externos. No caso dessas últimas, os registros de reunião estão juntados ao processo administrativo 48610.235448/2023-95. Também foi juntada ao processo a carta encaminhada pela empresa FS, com a indicação de temas considerados relevantes para a regulamentação de CCUS no Brasil.

A partir dos estudos realizados pela área técnica e das informações colhidas junto aos diferentes *stakeholders*, espera-se que o presente documento possa balizar e acelerar a implementação, por parte da ANP, de instrumentos regulatórios que apoiem o desenvolvimento de uma indústria de CCUS segura e sustentável, que possa contribuir para a descarbonização do setor regulado e para o atingimento das metas de redução de emissões compromissadas pelo Brasil.

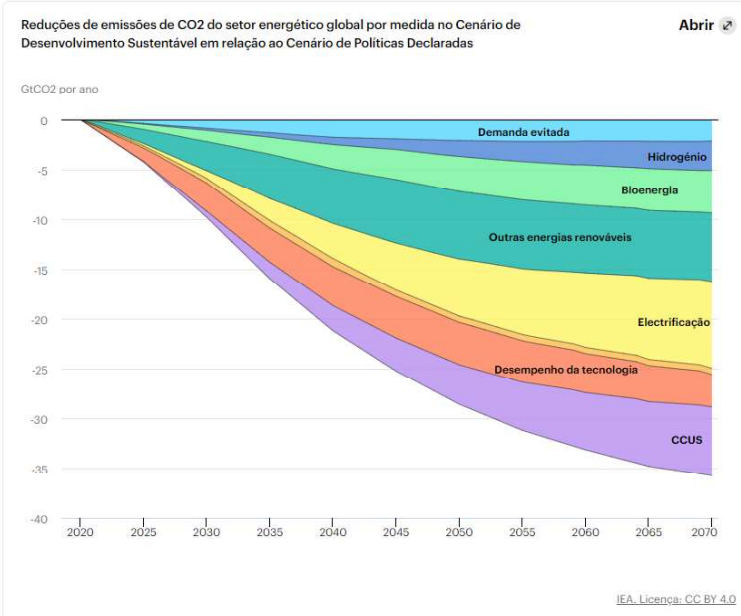
3. INTRODUÇÃO

Todo o setor produtivo, incluindo a indústria de energia, necessita de uma profunda transformação para fazer frente às mudanças climáticas. O CCUS tem sido reconhecido como uma tecnologia complementar indispensável para atingir as metas de emissões líquidas zero (*Net Zero*) em 2050, auxiliando no desafio da mudança da matriz energética.

O CCUS pode ser utilizado para compensar emissões não evitadas no desenvolvimento da atividade econômica, em complementação aos esforços de eficiência energética e mitigação de emissões. Essa tecnologia é especialmente relevante nas indústrias em que a mitigação de emissões é mais difícil, por necessitarem de combustíveis fósseis em seu processo ou não admitirem soluções como a eletrificação (indústrias *hard-to-abate*).

Na Figura 1, é possível observar a contribuição estimada da atividade de CCUS no processo de descarbonização do setor energético, conforme dados da Agência Internacional de Energia (IEA na sigla em inglês). Destaca-se que a viabilidade econômica dos projetos de CCUS ainda é altamente dependente de subsídios e mecanismos de financiamento, sendo uma das opções a comercialização de créditos gerados pela captura para comercialização em um mercado de carbono.

Figura 1 – A contribuição do CCUS na redução das emissões de GEE no setor energético global



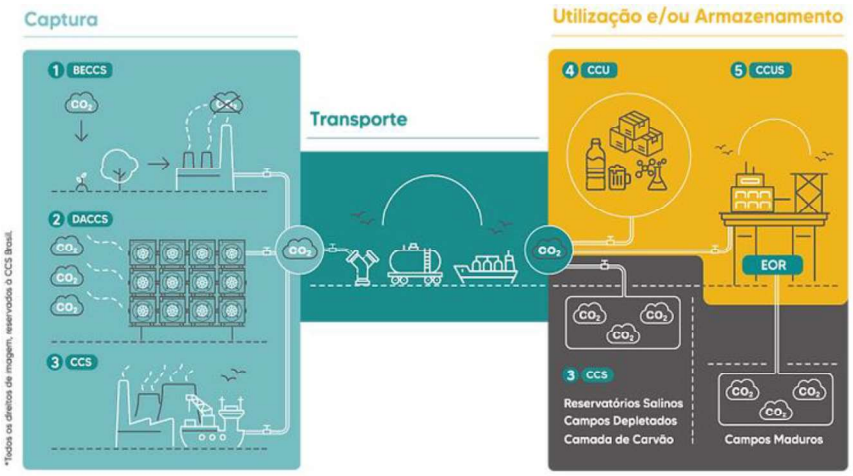
Fonte: IEA, 2020

4. DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE DE CCUS

O CCUS é uma atividade suportada por tecnologias em diferentes graus de maturidade. Conforme a IEA, pode-se defini-la como a atividade que envolve (i) a captura do CO_2, geralmente de fontes com intensiva emissão de dióxido de carbono, como usinas termoelétricas, indústrias *hard-to-abate*, ou dos processos de produção de biocombustíveis; (ii) a utilização do CO_2 capturado na cadeia de produção de combustíveis como o metanol, na indústria de cimento ou na indústria alimentícia, por exemplo; e (iii) quando não utilizado no local, a compressão e o transporte do CO_2 capturado por meio de duto, navio, caminhão ou trem para ser injetado e armazenado em formações geológicas profundas, como reservatórios depletados de óleo ou gás ou em reservatórios salinos (IEA, 2021).

O CCUS apresenta, ao longo do seu ciclo, a utilização de tecnologias diversas e abre possibilidades múltiplas de pesquisa, inovação e desenvolvimento, com diferentes rotas tecnológicas capazes de viabilizar a sua implantação. A Figura 2 ilustra as diferentes etapas do ciclo de CCUS e as possíveis rotas tecnológicas, que serão brevemente descritas nas próximas seções.

Figura 2 - Etapas e rotas tecnológicas do CCUS



Fonte: CCS Brasil

4.1 Captura

O processo de captura envolve o sequestro de CO_2 diretamente do ar, ou a partir de fontes como plantas industriais e sua separação de outros gases. No processo podem ser usadas rotas tecnológicas já disponíveis e empregadas em vários setores industriais, ou outras tecnologias ainda em desenvolvimento, em diferentes estágios de experimentação e comprovação de viabilidade.

A escolha da rota tecnológica mais adequada para a captura considera, entre outros aspectos, a concentração de CO_2, que varia conforme a fonte e a pressão da corrente gasosa em que o CO_2 está contido. A Tabela 1 contém a descrição de alguns processos de captura atualmente utilizados, suas vantagens e desvantagens.

Tabela 1 – Processos de Captura

CAPTURA	PROCESSO	VANTAGENS	DESVANTAGENS
PÓS-COMBUSTÃO	Os gases de combustão são submetidos a processos químicos para captura do CO_2	Tecnologia mais madura Mas fácil adaptação das plantas	Performance do solvente e o processo de recuperação do solvente e CO_2
PRÉ-COMBUSTÃO	Captura do CO_2 do gás de síntese antes da combustão	Alta concentração de CO_2 Tecnologia bem desenvolvida Indústria de hidrogênio	Custo elevado Adaptação das plantas em operação é pouco viável
COMBUSTÃO COM O_2	Captura de CO_2 da combustão utilizando oxigênio puro	Alta concentração de CO_2 Possível reciclagem do CO_2 para controlo da temperatura da planta	Alta demanda energética Custo elevado Pouca aplicação
CAPTURA DIRETA DO AR (DAC)	Separação e captura direta do ar atmosférico	Alta aplicabilidade	Baixa concentração de CO_2 Tecnologia em desenvolvimento

Fonte: Curso Well Integrity & Design – CCS geológico (Quartic, 2023)

4.2 Transporte

A etapa seguinte no ciclo do CCUS é o transporte do CO_2 capturado até o local de armazenamento ou de uso. A escolha do meio de transporte mais adequado deve observar as características geográficas e econômicas da região e o conceito de cada projeto, levando em

consideração, entre outros, o volume de CO_2, a distância a ser percorrida e os custos envolvidos.

O modal mais econômico para transporte de grandes quantidades é o dutoviário, que também é o mais eficiente e menos emissor em comparação com as outras opções. A engenharia para seleção de materiais e gestão de segurança já é provada, e existem dutos com essa finalidade em vários países, especialmente nos EUA, que dispõem de uma malha de 8 mil quilômetros (Global CCS Institute, 2023).

Uma alternativa para o transporte de grandes quantidades por longas distâncias é o transporte marítimo que, mesmo não sendo comum até o presente, não apresentaria dificuldades tecnológicas pela similaridade com o transporte de outros produtos, como o GNL (gás natural liquefeito). O transporte marítimo, por sua flexibilidade inerente, pode favorecer a implantação inicial de *hubs* em antecipação à instalação de dutos, e pode ser economicamente viável no transporte a longas distâncias.

O transporte rodoviário ou ferroviário é uma terceira opção para atender localidades remotas ou onde dutos não são viáveis. Transporta volumes menores, possui custo mais elevado, e deve considerar as emissões de CO2 provenientes do próprio transporte.

4.3 Uso

Após o transporte, o CO_2 pode ser destinado para utilização ou armazenado permanentemente. O CO_2 é usado há décadas em certos processos industriais, como a fabricação de fertilizantes e a recuperação avançada de petróleo (EOR). É também conhecido seu uso na indústria alimentícia e de bebidas. O número de usos diretos potenciais do CO_2 é grande, seja em processos sem sua alteração química, seja na conversão do gás em outros insumos. Grande parte desses processos ainda está em fase de pesquisa e desenvolvimento ou em fase de demonstração em pequena escala.

Tem se destacado, no período mais recente, o desenvolvimento dos chamados *e-fuels* (gasolina sintética, diesel sintético etc), combustíveis sintéticos produzidos a partir de CO_2 e hidrogênio, pelo processo *Fischer-Tropsch*[2].

O aspecto crucial em relação aos usos do CO_2 capturado é a análise do ciclo de vida do produto, considerando o tempo de retenção do CO_2 no produto, para determinar se a via tecnológica usada contribui de fato para a redução de emissões (o uso em bebidas gaseificadas, por exemplo, acaba por retornar o CO_2 ao meio ambiente). À medida que ocorra a substituição dos combustíveis fósseis, o CO_2 deverá provir da biomassa ou da captura direta do ar (DAC na sigla em inglês). Essas fontes poderão, desde já, prover ciclos de vida neutros em carbono com alguns usos do CO_2 ou mesmo emissões negativas, quando for armazenado geologicamente.

4.4 Injeção

Caso o CO_2 não seja utilizado, ele é destinado a um local para armazenamento geológico permanente. Para o armazenamento geológico de CO_2 é necessária a injeção do gás em estruturas geológicas porosas, em subsuperfície selada por camadas impermeáveis que impeçam a migração posterior para a superfície. A injeção ocorre em profundidades a partir das

[2] A Siemens Energy e a Porsche, além de diversas empresas internacionais, estão desenvolvendo um projeto piloto no Chile para produzir a primeira planta comercial integrada do mundo em escala industrial para a produção de combustíveis sintéticos. Os governos da Alemanha e do Reino Unido também têm apoiado projetos neste sentido.

quais se esperam condições de pressão e temperatura que mantenham o CO_2 em estado líquido ou supercrítico[3], geralmente superiores a 800 metros (Solomon, 2006).

A atividade de injeção envolve o monitoramento da pluma em subsuperfície (*pressure front*), assim como pressupõe medições na superfície, seja água ou ar, realizada por meio de uma combinação de ferramentas e tecnologias de medições diretas e indiretas, as quais que envolvem minimamente métodos geológicos, sensores geofísicos e análises geoquímicas. A injeção ocorre por meio de poços de injeção preparados para tal finalidade.

Para realizar a injeção, o gás é comprimido e, nas condições de armazenamento, fica em estado líquido ou supercrítico, dependendo das condições de temperatura e pressão. Nesse estado o CO_2 possui alta densidade e menor volume, tornando a utilização do espaço mais eficiente. É importante monitorar a pressão do reservatório a fim de evitar fraturas na estrutura.

4.5 Armazenamento

A etapa de armazenamento de CO_2 é uma das mais estratégicas do ciclo de CCUS, por envolver questões como o uso do solo e por ser uma atividade que perdura por longo tempo. As estruturas geológicas adequadas para o armazenamento de CO_2 podem ser reservatórios salinos[4] (rocha porosa saturada com água salgada), reservatórios depletados de óleo e gás, ou outras formações particulares. As bacias sedimentares que tiveram atividade de exploração visando hidrocarbonetos se destacam como áreas de interesse, devido à experiência da indústria do petróleo e maior disponibilidade de dados sobre a formação geológica do local.

A atividade de armazenamento exige a caracterização de *baseline* (referência do site antes da injeção); perfuração e completação dos poços de injeção; perfuração e completação dos poços de monitoramento; instalação de compressor de CO_2 e definição de AoR (*area of review*) na área de superfície potencialmente afetada pela atividade.

Vários mecanismos interferem no armazenamento permanente do CO_2, além da retenção pelas camadas sobrejacentes, como a dissolução na água salgada, a simples permanência em poros, e a reação de mineralização com constituintes da rocha. Do uso do CO_2 em EOR, já consolidado na indústria do petróleo, provém uma compreensão da natureza e dos mecanismos que garantem sua permanência efetiva e confiável em condições de armazenamento.

Também tem sido objeto de estudo a alternativa de armazenamento de CO_2 em basaltos com alto teor de componentes reativos, que com ele formam compostos estáveis. Essa via ainda carece de esforços de pesquisa e desenvolvimento tecnológico, mas possui potencial de mitigar a preocupação com eventual retorno do CO_2 à atmosfera, reduzindo as necessidades de monitoramento de longo prazo. O tema vem sendo acompanhado pela STM, no âmbito dos projetos de PDI submetidos pelos operadores à ANP.

É possível, ainda, o armazenamento em outras estruturas geológicas, como camadas de carvão não mineráveis e cavernas de sal, porém os dados disponíveis sobre essas formações são mais escassos.

[3] O estado supercrítico ocorre com um fluido quando é atingida temperatura e pressão acima de determinado valor (ponto crítico) e no qual o fluido possui características físico-químicas intermediárias entre líquido e gasoso.

[4] Os reservatórios salinos profundos possuem a vantagem de ter alta capacidade de armazenamento e água com alta salinidade, portanto sem uso para outros fins.

4.6 Monitoramento

Durante a injeção, é importante que se faça o monitoramento do site, dos poços injetores e dos poços de monitoramento. É importante, ainda, monitorar a sismicidade por meio de geoquímica de superfície, do ar, além de contemplar *time lapse* de sísmica, entre outras possibilidades. Após o fim da injeção pode ser necessária a estabilização da pluma, e deve-se proceder ao descomissionamento do duto de transporte e da instalação de compressão, à conversão dos poços de injeção em poços de monitoramento e, por fim, ao abandono de todos os poços não aproveitados para esse fim e à recuperação da área.

O monitoramento deve perdurar em geral por muitos anos após o fim da operação de injeção e abandono definitivo dos poços. Para tanto, deve ser elaborado um plano de monitoramento pós-fechamento, após mapeamento e avaliação dos riscos, a partir de dados específicos da instalação. Devem ser identificado o eventual caminho de perda de contenção, a integridade dos poços e da rocha (cimento, corrosão, fraturamento, degradação) e verificado o comportamento da pluma de CO_2.

4.7 BECCS

O BECCS (*Bioenergy with Carbon Capture and Storage*) é o processo de captura e armazenamento de carbono proveniente da produção de bioenergia. A vegetação, durante o seu ciclo de vida, absorve o CO_2 presente no ar, incorporando-o à biomassa que, quando processada nas dornas de fermentação para produção de biocombustíveis, libera o CO_2, normalmente ventilado na atmosfera.

O processo de BECCS visa a captura desse CO_2, com o sequestro do carbono nas plantas de produção de biocombustíveis ou na geração de energia elétrica a partir de biomassa, seguido do seu armazenamento geológico.

A captura de CO_2 da produção de etanol de primeira geração é a rota mais madura de BECCS, com operações desde o final dos anos 2000. Outras rotas em que existe a geração de CO_2 a partir do uso da biomassa para fins energéticos, como co-combustão em alto-fornos e cimenteiras, ainda estão em fase de demonstração ou piloto (IEA, 2023, c).

4.8 DACCS/DAC

O processo de captura direta de CO_2 do ar para CCS, conhecido como DACCS (*Direct Air Carbon Capture and Storage*) ou DAC (*Direct Air Capture*), é uma tecnologia relativamente nova, que consiste em unidades de captura que aspiram o ar em ambientes abertos. Nesses casos, portanto, a origem do CO_2 não está diretamente relacionada a uma fonte específica de emissão.

No processo de captura direta, o CO_2 presente no ar é separado por processos físico-químicos dos demais componentes, que retornam à atmosfera. Atualmente, há 27 plantas de DACCS comissionadas e operando em pequena escala no mundo, com uma capacidade de capturar cerca de 0,01 Mt CO_2/ano, além de diversos projetos em andamento (IEA, 2022, b).

O custo da tecnologia é elevado, sendo a mais cara entre as opções de captura. Como o CO_2 é altamente diluído no ar, a baixa concentração é o principal fator que dificulta a separação e eleva os custos do processo.

4.9 CCS

O CCS consiste na captura do CO_2 em fontes estacionárias, como termelétricas e indústrias, e seu armazenamento permanente em um reservatório geológico dedicado para este fim.

O CCS pode ser adotado na cadeia de produção de hidrogênio, capturando o CO_2 a partir da reforma a vapor do gás natural, para armazená-lo em seguida. Ao acoplar a atividade de CCS a esse processo, obtém-se um combustível de baixo carbono com grande potencial de mercado nacional e internacional.

As soluções que acoplam a atividade de CCS às atividades que consomem gás natural, como termelétricas por exemplo, capturando o CO2 gerado após o consumo do gás natural e em seguida o armazenando reforçam o seu papel na transição energética, tendo em vista a possibilidade de se minimizar as emissões de GEE relacionadas.

4.10 CCU

O dióxido de carbono também pode ser capturado para uso direto ou indireto, como matéria prima em algum processo industrial, constituindo o CCU.

O uso do CO_2 é mais conhecido na indústria de fertilizantes e na recuperação avançada de petróleo, mas seu uso em outras aplicações tem demonstrado crescimento por meio de projetos de pesquisa e desenvolvimento no Brasil, envolvendo produção de combustíveis sintéticos, como o metanol e o diesel.

O CCU pode adiar ou prevenir a liberação do CO_2 para a atmosfera e diversos aspectos influenciam no fator de contribuição na descarbonização, entre eles, a origem do CO_2, o produto que está sendo gerado, a intensidade de carbono da energia utilizada no processo e o tempo de retenção do CO_2 no produto (IEA, 2023, c).

4.11 CCUS

A sigla CCUS é utilizada para indicar qualquer processo que envolva captura de CO_2 com utilização e armazenamento geológico.

Também é utilizada para referenciar a técnica de EOR (*enhanced oil recovery*), empregada desde a década de 70 para aumentar o fator de recuperação na exploração de petróleo, e que consiste na injeção de CO_2 em reservatórios geológicos, favorecendo o aumento da eficiência na produção de petróleo e redução das emissões de GEE. Do uso do CO_2 em EOR, já consolidado na indústria do petróleo, provém uma compreensão da natureza e dos mecanismos que garantem sua permanência efetiva e confiável em condições de armazenamento. Por ser uma atividade que aumenta a produção e, consequentemente, a receita dos campos de petróleo, o EOR possui economicidade favorável intrínseca, o que dispensa a necessidade de incentivos para viabilizá-lo.

5. ESTRUTURA DE MERCADO E MODELOS DE NEGÓCIO

A experiência acumulada pela indústria de óleo e gás nos processos de recuperação avançada de petróleo (EOR) moldou o modelo de negócios inicial da cadeia de CCUS, o que se refletiu em grande verticalização da atividade (uma única empresa dominando diversas etapas do processo). No entanto, além de demandar experiência técnica e operacional em todas as fases do projeto, esse modelo implica custo de capital (CAPEX) e riscos elevados, configurando-se em uma estratégia difícil de ser replicada pelos demais emissores.

Recente estudo da IEA (IEA, 2023, a), que analisou políticas públicas e modelos de negócios da atividade de CCUS, destacou o fato de que a verticalização da cadeia, pelos motivos acima mencionados, pode não ser adequada às aplicações de CCUS necessárias para o cenário de neutralidade de emissões. Essa condição seria especialmente importante para as aplicações em que o CO_2 não é separado como parte do processo, demandando equipamento dedicado à captura. Nesse cenário, ganham relevância novos modelos de negócios, com maior segmentação de fornecedores na cadeia de valor. Outro aspecto destacado pela IEA é o crescente interesse da indústria no estabelecimento de *hubs* de CCUS, com o objetivo de reduzir o tempo de conexão às infraestruturas compartilhadas e diluir os custos entre os participantes, o que pode viabilizar a integração de pequenos emissores.

Os últimos dois anos registraram aceleração das iniciativas relacionadas à atividade de CCUS[5], essencialmente a reboque de políticas públicas de incentivo. Nos Estados Unidos, o IRA (*Inflation Reduction Act*) prevê crédito tributário de USD 85 por tonelada de carbono permanentemente capturado em estrutura geológica; já para a captura direta do ar (DAC), o incentivo chega a USD 180 por tonelada[6]. O governo australiano, por meio de um fundo voltado à redução das emissões industriais (*Powering the Regions Fund*), disponibilizou cerca de USD 500 milhões que podem ser acessados por projetos de CCUS[7]. O Canadá, além de estabelecer uma política de precificação do carbono (USD 65/ton em 2023, chegando a USD 170/ton em 2030), disponibiliza recursos para o desenvolvimento da atividade de CCUS por meio de fundos de inovação e linhas de crédito especiais. A China, por sua vez, tem investido em projetos de PDI voltados ao tema e lançou em 2021 seu programa de comércio de emissões. A União Europeia também tem financiado projetos de PDI e trabalhado no desenvolvimento de projetos de grande escala, esquema de certificação e necessidades regulatórias, além de contar com um sistema de comércio de emissões desde 2005. Adicionalmente, os governos nacionais têm aportado recursos diretamente nas etapas iniciais de projetos, como no caso do Projeto Northern Lights[8].

A IEA mapeou os principais desafios associados ao desenvolvimento da atividade de CCUS, assim como possíveis instrumentos e políticas públicas para seu enfrentamento. Os desafios apontados pelo estudo foram classificados em quatro grupos: (i) viabilidade econômica; (ii) prazos dos projetos; (iii) gaps de inovação; e (iv) complexidade dos projetos.

Na ausência de políticas de incentivo, a viabilidade econômica dos projetos de CCUS tem se revelado importante barreira ao desenvolvimento em grande escala da atividade. Os custos

[5] De acordo com a IEA (2023, b), em 2022, mais de 140 novos projetos foram anunciados, aumentando a capacidade planejada de armazenamento em 80%, e a de captura em cerca de 30%.

[6] Carbon Capture and the Inflation Reduction Act, https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2023/02/16093309/ira-carbon-capture-fact-sheet.pdf . Acessado em 09/02/2024.

[7] Informações relativas às iniciativas de Austrália, Canadá, China e União Europeia obtidas em: https://www.cleanenergyministerial.org/content/uploads/2023/07/global-developments-with-ccus-deployment-programmes.pdf

[8] O total de investimentos públicos em capital e 10 anos de operações para o projeto chega a 16,8 bilhões de coroas norueguesas, ou quase 1,6 bilhões de dólares americanos.

associados às aplicações[9] de CCUS e a falta de previsibilidade quanto ao fluxo de receitas ainda são obstáculos à aceleração da atividade no mundo e impactam diretamente a viabilidade dos projetos. Jones (2023), ao analisar os desafios regulatórios aplicáveis à atividade de captura e armazenamento de CCUS na União Europeia, também destaca o financiamento dos projetos como um desafio a ser endereçado. De acordo com o autor, para que as empresas se engajem na realização dos investimentos necessários ao desenvolvimento da atividade de CCUS, serão necessárias políticas específicas voltadas para a cadeia de valor (subsídios, empréstimos, imposição de obrigações, entre outros).

Políticas voltadas para o lado da demanda, capazes de incentivar o mercado de produtos de baixa emissão, também são apontadas pela IEA (2023, a) como fatores críticos para a viabilidade dos projetos. Ferro, aço e cimento gerados a partir de processos com captura, além de ser vendidos com um "prêmio" em relação aos concorrentes mais emissores, poderiam gerar receitas adicionais a partir do uso do CO_2 como insumo em outros processos (produção de fertilizantes e combustíveis sintéticos, por exemplo).

A redução do tempo entre a concepção e o comissionamento dos projetos (*lead time*), que atualmente está na média de seis anos (com projetos variando entre dois e dez anos), é outro fator apontando pela IEA (2023, a) como um desafio para a aceleração do desenvolvimento da atividade, de modo a viabilizar o cenário da neutralidade em carbono em 2050. A organização e a capacitação das estruturas oficiais encarregadas da regulação e fiscalização da atividade, bem como a sinalização de prazos claros para a avaliação dos projetos aparecem como itens de especial importância para a otimização do tempo de desenvolvimento da atividade.

O terceiro aspecto está relacionado à maturidade tecnológica das diferentes aplicações. Conforme apontado no início desta seção, grande parte da experiência acumulada em CCUS até o momento está amparada na indústria de óleo e gás e nos processos de recuperação avançada de petróleo. Ainda que essa tecnologia tenha importante papel a desempenhar na redução das emissões, é necessária a aceleração do desenvolvimento das tecnologias mais aderentes ao cenário de neutralidade de carbono, capazes de contemplar maior diversidade de projetos e agentes.

Por fim, a tendência de migração dos projetos para um sistema de *hubs* tende a incorporar maior complexidade aos modelos de negócio, com impactos nos riscos, nos custos de coordenação e no planejamento da atividade. Nesse contexto, ganha relevância o papel do Estado como coordenador/direcionador dos esforços para a viabilização dos *hubs* e, eventualmente, como garantidor da atividade, em especial para os projetos pioneiros.

Para lidar com esses desafios a IEA (2023, a) identificou uma série de instrumentos, reproduzidos no esquema abaixo:

Quadro 1 - Identificação de desafios e instrumentos de políticas públicas para aceleração do desenvolvimento da atividade de CCUS

[9] O preço do carbono necessário para a competitividade entre instalações equipadas com CCUS, em comparação com instalações sem essas unidades varia conforme o custo nivelado do carbono evitado em cada setor. Considerando o custo nivelado (incluídos transporte e armazenamento) USD 30 por tonelada de CO_2, a IEA chegou aos valores de USD 40-60/ton CO_2 para o caso de rotas de alta concentração de CO_2, e de USD 80-170/ton CO_2 nas aplicações em que o CO_2 está mais diluído. Os preços médios observados na União Europeia em 2022 (USD 85/ton CO_2), portanto, seriam suficientes apenas para incentivar basicamente as aplicações das quais resulta CO_2 concentrado. Ainda assim, a imprevisibilidade dos preços é um fator gerador de incerteza para os investidores, dificultando em consequência o acesso a financiamentos e planejamento de mais longo prazo (IEA, 2023, a).

Fonte: Elaborado a partir de IEA (2023)

Em linha com o entendimento da IEA, Jones (2023) destaca que, em comparação com os mercados de energia elétrica e gás canalizado, a cadeia de valor do CCUS tende a ser muito mais fragmentada e com maior pluralidade de atores e modelos de negócio. A captura, por exemplo, tende a ser planta-específica, ou seja, os investimentos serão feitos pela planta industrial para fins de sua descarbonização, de modo que o acesso de terceiros não teria tanta relevância nessa etapa. O transporte, por sua vez, pode adotar diferentes modelos, desde transporte rodoviário e ferroviário a partir de plantas industriais ou clusters, até a utilização da rede de dutos, permitindo maior escala à atividade. Ainda em relação ao transporte, o autor cita que a construção de dutos para armazenamento offshore pode se desenvolver paralelamente ou depois da utilização da opção de movimentação do gás por navios. Quanto ao armazenamento, mais uma vez a dimensão pode ser altamente variável, de instalações *onshore* para atendimento específico de um projeto, até a utilização de grandes reservatórios salinos offshore, incluindo campos depletados, que poderão atender um conjunto amplo de emissores.

Nesse sentido, ainda que os tradicionais modelos regulatórios da indústria do gás e da eletricidade possam ser usados como ponto de partida, serão exigidas diversas adaptações para que a regulação não seja um obstáculo à necessária aceleração do desenvolvimento da atividade. Assim, conciliar o incentivo ao desenvolvimento imediato da atividade com a costura do arcabouço regulatório aplicável é outro desafio que se impõe e que, para o autor, não poderá ser enfrentado com uma receita única.

No caso europeu, em que se exige a coordenação de diversos países para o estabelecimento de uma regulação regional, o autor sugere que o processo possa começar com uma regulação de curto prazo, com abrangência e complexidade limitadas, de modo a estimular a rápida adoção da tecnologia. Além de ajudar a diminuir o descompasso entre o ritmo desejado da atividade e a segurança jurídica para todos os *stakeholders*, essa abordagem ainda estaria mais alinhada à ideia de que a variedade de modelos de negócios possível pode exigir uma análise mais casuística e menos generalista ou principiológica.

A ideia de uma regulação experimental também aparece no manual sobre estratégias legais e regulatórias para CCUS, da IEA (2022, a). A instituição destaca que os governos podem criar mecanismos que facilitem os projetos pioneiros nas atividades de CCUS (estabelecimento de regulação específica por projeto; indicação de projetos estratégicos para o alcance das metas climáticas, que se beneficiariam de aprovações simplificadas e revisões prioritárias, entre outros), enquanto paralelamente desenvolvem seu arcabouço legal e regulatório.

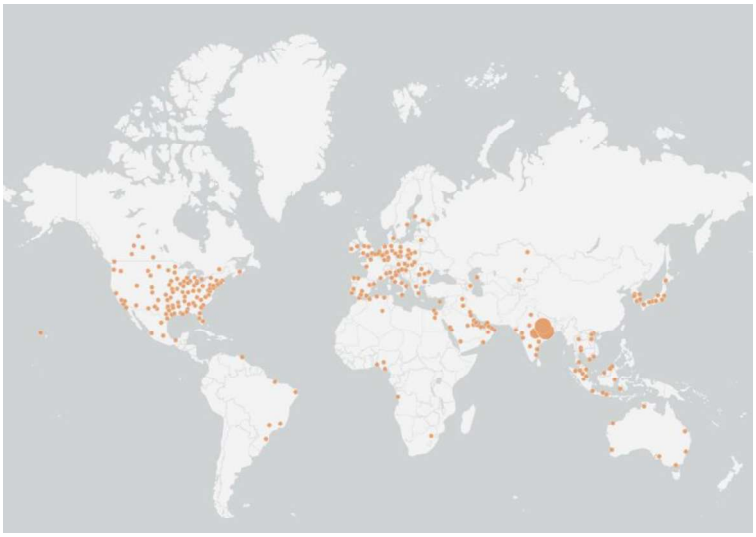
5.1 A estratégia dos HUBS

Os últimos dois anos registraram aceleração das iniciativas relacionadas à atividade de

CCUS. De acordo com a IEA (2023, b), em 2022, mais de 140 novos projetos foram anunciados, aumentando a capacidade planejada de armazenamento em 80 %, e a de captura em cerca de 30 %. Conforme a IEA, governos e empresas têm reconhecido cada vez mais que os projetos de CCUS serão necessários para o atendimento das metas de descarbonização, e os investimentos públicos têm se mostrado essenciais para incentivar a implantação da infraestrutura necessária[10].

Ainda segundo a Agência, o crescimento da atividade também revelou uma mudança em relação aos modelos de negócio originalmente adotados, de projetos integrados (*full chain*) para uma maior descentralização das etapas, com projetos parciais focados na captura, transporte ou armazenamento dedicado se desenvolvendo juntamente com o compartilhamento de estruturas em *hubs* de CCUS. No final de 2022, a IEA identificou mais de 140 projetos de hubs de CCUS em desenvolvimento (o triplo em relação ao ano anterior); a OGCI (O*il and Gas Climate Iniciative*), por sua vez, tem mapeados, em tempo real, cerca de 280 projetos potenciais de *hubs* de CCUS em mais de cinquenta países[11]:

Figura 3 – Potenciais Hubs de CCUS no mundo



Fonte: The CCUS Hub

Se historicamente as companhias de óleo e gás puxaram o desenvolvimento da atividade de CCUS[12], novas empresas especializadas em etapas específicas da cadeia de valor têm surgido no mercado, entre elas, desenvolvedores de infraestrutura de transporte de gás, que têm expandido a construção e operação de dutos de CO_2 (eventualmente por meio da reproposição dos ativos dedicados ao gás natural); transportadores de GNL e empresas de transporte marítimo; empresas da indústria química, que têm empregado sua expertise no desenvolvimento de tecnologias de captura, objetivando o desenvolvimento de soluções de captura para terceiros; empresas de engenharia voltadas ao desenvolvimento de módulos de captura; empresas voltadas ao desenvolvimento de soluções em transporte e armazenamento,

[10] Investimentos estatais de cerca de USD 6 bilhões já foram anunciados desde 2021, especialmente nos Estados Unidos, União Europeia e Austrália.

[11] https://ccushub.ogci.com/ccus-hub-search/#:~:text=The%20CCUS%20Hub%20Search%20currently,including%20capture%2C%20transportation%20and%20stroage. Acesso em 09/02/2024.

[12] Segundo IEA (2023,b), cinco em cada oito projetos de armazenamento de CO_2 em operação são operados por empresas de óleo e gás, que também detêm a maior parte dos dutos de transporte.

entre outros. Para a IEA (2023, b), esse cenário cada vez mais fragmentado e especializado pode acelerar a inovação e reduzir os custos das tecnologias, além de permitir acesso de um maior número de emissores às soluções que estão sendo desenvolvidas.

Nesse contexto de maior diversificação dos agentes, os *hubs* ganham relevância ao diluir os custos de infraestrutura entre diferentes emissores, gerando economias de escala que permitem a inclusão de pequenos emissores que, de outro modo, não teriam condições de acessar a tecnologia. Para a IEA (2023, b), os governos nacionais têm papel central no planejamento e na coordenação do desenvolvimento dos *hubs* [13], assim como no desenvolvimento do arcabouço legal e regulatório, que deve levar em conta as particularidades desse tipo de organização.

5.2 O contexto nacional

O desenvolvimento das atividades de captura e estocagem de CO_2 no Brasil esteve, inicialmente, restrito à injeção em reservatórios de petróleo, como uma das estratégias de recuperação avançada. Segundo a Petrobras, a primeira implantação de projeto de captura de carbono foi feita pela empresa em 2008, tendo sido injetados, até 2022, mais de 40 milhões de toneladas de CO_2 nos reservatórios (valor que a empresa pretende dobrar, em termos acumulados, até 2025)[14]. Na produção do pré-sal da Bacia de Santos, a Petrobras emprega a tecnologia de injeção de CO_2 associada à recuperação avançada de petróleo em 21 plataformas, projeto que, conforme levantamento da IEA (2023, b), era o segundo maior em operação no mundo até 2023.

A Petrobras também tem sinalizado estar atenta ao papel exercido pelos *hubs* de CCUS como novas oportunidades de negócio e mecanismos de compartilhamento de riscos, já tendo mapeado oito oportunidades de *hubs* no país[15]. Em dezembro de 2023, durante o evento da COP 28, a empresa assinou um protocolo de intenções com o estado do Rio de Janeiro para avaliação conjunta de hub de CCUS[16], além de soluções combinadas ao CCUS, como o hidrogênio de baixo carbono. Os estudos terão por base o projeto-piloto de Cabiúnas, que pretende armazenar 100 mil toneladas de CO2 por ano a partir da corrente de CO_2 separada na Unidade de Tratamento de Gás Natural de Cabiúnas. Segundo a empresa, o conhecimento adquirido no projeto-piloto balizará a implementação futura do *hub* de CCUS definitivo, de grande escala, para o estado do Rio de Janeiro.

Conforme mencionado no início desta seção, a recente onda de investimentos em CCUS observada no mundo foi essencialmente puxada por incentivos públicos. No caso do Brasil, o arcabouço legal ainda está em fase de discussão (por exemplo, nos projetos de lei (PL) nº 1425/2022, o combustível do futuro – PL nº 4516/2023 e o substitutivo, recentemente

[13] Importante ressaltar que países como a Inglaterra tem apostado em hubs industriais que se utilizam de inúmeras estratégias para criar uma indústria "Net Zero". O armazenamento de CO2- seria associado a estratégias ligadas à produção de hidrogênio de baixo carbono, energias renováveis e produção de eletrocombustíveis para amplificar as possibilidades técnicas de descarbonização. As metas são ousadas e regiões como o Tees Valley tem planos de descarbonização industrial completa entre 2030 e 2040. Uma das maiores estruturas europeias para o armazenamento de CO2 encontra-se na costa noroeste da Inglaterra e poderia armazenar o CO2 pela Europa por um período de até 100 anos. (https://teesvalley-ca.gov.uk/)

[14] https://nossaenergia.petrobras.com.br/w/transicao-energetica/ccus

[15] Conforme material apresentado em reunião com a área técnica, os hubs mapeados são: Ceará, Pernambuco, Bahia (Camaçari), Espírito Santo, Rio de Janeiro, Cubatão, São Paulo e Rio Grande do Sul.

[16] https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-assina-protocolo-de-intencoes-com-governo-do-rj-para-estudos-conjuntos-de-hub-de-captura-e-armazenamento-de-co2-ccus-?p_l_back_url=%2Fbusca%3Fq%3DCCUS

apresentado, PL 580/2020), fazendo com que a análise regulatória se opere apenas em termos de cenários possíveis.

Ainda no âmbito das iniciativas em tramitação no legislativo, um importante incentivo pode vir da implementação do mercado de carbono regulado, cujo PL 2148/2015 foi aprovado recentemente na Câmara dos Deputados[17]. O texto fixa um limite de emissões de gases do efeito estufa para as empresas, e as que não cumprirem a meta, poderão compensar suas emissões com a compra de títulos. As companhias que emitirem abaixo do limite, por sua vez, ficam autorizadas a vender a diferença no mercado, o que abre possibilidade para projetos de CCUS.

Atualização: Em 11 de dezembro de 2024, foi sancionada a Lei nº 15.042/2024, que instituiu o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE). A medida estabelece as bases para a criação de um mercado regulado de carbono no Brasil. Mais informações aqui.[18]

Não foram criados, até o momento, instrumentos específicos para o incentivo à atividade, ainda que recursos públicos estejam disponíveis a partir de linhas de financiamento especiais voltados para a redução de emissões (como no caso do projeto da FS Bioenergia, que contou com recursos do Programa BNDES RenovaBio[19]).

Entre as linhas de crédito mais competitivas, o BNDES gerencia os recursos do Fundo Nacional sobre Mudança Climática (Fundo Clima), cujos recursos disponíveis no ano de 2024 devem chegar a R$ 10 bilhões[20], se consolidando como um dos principais fundos nacionais de mitigação e adaptação aos efeitos das mudanças climáticas do mundo. A atividade de CCUS ainda não é elegível para acesso aos recursos do Fundo Clima, mas sua inclusão estaria sendo tratada com o Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA), segundo relatado em reunião realizada com equipe do banco. O Programa Mais Inovação[21], também bastante competitivo, não tem restrição em relação aos projetos de CCUS mas, segundo o BNDES, nenhum recurso da

[17] https://www.gov.br/mdic/pt-br/assuntos/noticias/2024/janeiro/camara-aprova-projeto-que-regulamenta-o-mercado-de-carbono-no-brasil

[18] https://www.gov.br/fazenda/pt-br/assuntos/noticias/2024/dezembro/Sancionada-a-lei-que-estabelece-as-bases-para-um-mercado-regulado-de-carbono-no-Brasil

[19] Ver 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 e https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/bndes-reduz-juros-e-aprova-novas-regras-do-programa-para-descarbonizacao-no-setor-de-combustiveis

[20] O Fundo Clima, vinculado ao Ministério do Meio Ambiente e Mudanças Climáticas (MMA), foi instituído como instrumento da Política Nacional sobre Mudança do Clima, em 2009. O fundo recebe recursos de participação especial de petróleo e outras fontes e investe recursos reembolsáveis, via BNDES, e não reembolsáveis, via MMA, para apoiar projetos ou estudos e financiamentos de empreendimentos que visem a mitigação e a adaptação à mudança climática e aos seus efeitos. Segundo o BNDES, em 2024, o Plano Anual de Aplicação de Recursos do Fundo Clima está organizado em seis grandes finalidades: (i) desenvolvimento urbano resiliente e sustentável; (ii) indústria verde; (iii) logística de transporte, transporte coletivo e mobilidade verdes; (iv) transição energética; (v) florestas nativas e recursos hídricos; e (vi) serviços e inovação verdes. https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/blogdodesenvolvimento/detalhe/Com-reforco-no-funding-Fundo-Clima-e-instrumento-importante-das-novas-politicas-de-desenvolvimento/

[21] Importante destacar que o limite de crédito por grupo econômico é de até R$ 500 milhões/ano para a soma de recursos em taxa referencial (TR) nos subprogramas Investimento em Inovação e Aquisição de Bens Inovadores e de até R$ 20 milhões/ano/cliente para o subprograma Difusão Tecnológica. Considerando os altos custos relatados no desenvolvimento de projetos complexos de CCUS, é possível que o valor máximo disponível na linha seja insuficiente para o avanço da atividade. https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/programa-bndes-mais-inovacao

instituição foi acionado até o momento para fins de financiamento da atividade, que basicamente tem avançado com o emprego dos recursos da cláusula de PD&I dos contratos de E&P da ANP. Além de melhorar as condições de acesso às linhas de financiamento, outros mecanismos em operação no país, como o enquadramento de determinada atividade no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) também poderiam ajudar a impulsionar investimentos na atividade.

Merece destaque, ainda, a iniciativa do governo federal de, por meio do Decreto nº 11.646/2023, instituir a Estratégia Nacional de Economia de Impacto, com a finalidade de articular órgãos e entidades da administração pública federal, do setor privado e da sociedade civil para a promoção de um ambiente favorável à economia de impacto, que busca equilibrar "resultados financeiros e a promoção de soluções para problemas sociais e ambientais, por meio de empreendimentos com impacto socioambiental positivo, que permitam a regeneração, a restauração e a renovação dos recursos naturais e a inclusão de comunidades, e contribuam para um sistema econômico inclusivo, equitativo e regenerativo."

A despeito das intenções manifestadas pelo governo, de modo geral, o cenário de iniciativas públicas para a promoção das atividades de redução das emissões da economia ainda carece da materialidade necessária para que as empresas possam avaliar adequadamente as oportunidades de investimento. Ainda assim, a consultoria S&P Global mapeou oito possíveis *hubs* de captura de carbono no país ancorados em indústrias que já teriam incentivos para empregar a tecnologia[22]: Sudeste Superior; São Paulo – Mato Grosso do Sul; Centro-Oeste; Nordeste Superior; Nordeste Inferior; Paraná; Rio Grande do Sul; e Santa Catarina. O primeiro apresentaria o maior potencial de desenvolvimento, tendo em vista a grande concentração de emissões industriais na região.

Os primeiros projetos de CCS em andamento no país sinalizam que serão elevados os desafios para a aceleração da atividade[23]. Além das questões técnicas envolvidas, assim como no restante do mundo, o financiamento da atividade será central. Internacionalmente, os principais projetos têm contado com grande aporte de recursos públicos, além de medidas complementares de fomento da atividade, como a instituição do mercado de carbono e o estabelecimento de metas de emissão setoriais. Nesta seção foram destacados alguns programas e iniciativas do governo com o objetivo de aceleração da agenda da transição energética que, juntamente com o desenho do arcabouço legal e regulatório, vão determinar o nível de atratividade da atividade de CCUS no país e seu potencial de contribuição para a redução das emissões.

6. PROJETOS DE CCUS NO BRASIL

[22] Como no caso da indústria de ferro e aço, que a partir de 2026 sofrerá taxação de carbono na Europa, seu principal mercado de exportação, por meio do Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM). Ver https://epbr.com.br/sp-global-mapeia-8-hubs-de-ccs-no-brasil/

[23] Merluza, um dos projetos piloto avaliados pela Petrobras para captura de carbono, foi descartado por falta de viabilidade econômica. A Petrobras analisou dois cenários, um com a construção de nova infraestrutura (incluindo poços e dutos), e outro com o reaproveitamento das estruturas existentes. No cenário de construção de nova infraestrutura, os custos estimados seriam equilibrados pela precificação de CO_2 na casa dos USD 300 por tonelada, valor que dificilmente seria atingido. Adicionalmente, a empresa entendeu não haver condições de segurança para a utilização dos poços e da plataforma existentes, além de elevada incerteza quando ao reaproveitamento dos dutos. O projeto de Cabiúnas, por sua vez, é tratado pela empresa como um projeto basicamente de PD&I, para validação de tecnologias, utilizando recursos da cláusula contratual e, portanto, menos dependente do crivo da viabilidade econômica para seu seguimento.

6.1 Projetos de PD&I[24]

A Lei do Petróleo (Lei nº 9.487/1997) atribuiu à ANP a responsabilidade de estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento. Desse modo, os contratos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural, firmados entre a Agência e as empresas petrolíferas, dispõem de cláusula que prevê a destinação de uma porcentagem da receita bruta de campos com grande produção de petróleo ou gás natural para projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I): 1% da receita bruta, no caso de campos no regime de concessão que estejam sob obrigação de pagamento de Participação Especial; 1% no caso dos campos em regime de partilha da produção; e 0,5% no caso dos campos do regime de cessão onerosa. Mais recentemente, e conforme a política energética em vigor – Resolução CNPE nº 2/2021, a ANP tornou claro que esse recurso pode ser investido em projetos voltados para fontes de energia alternativas aos combustíveis fósseis e para redução de emissões de gases de efeito estufa. Assim, a cláusula de PD&I da ANP funciona como um relevante indutor de inovação na economia brasileira, dado que as obrigações de investimentos sob esses critérios superaram o valor de quatro bilhões de reais em 2022.

A distribuição dos recursos se dá em conformidade com a Resolução ANP nº 918, de 10 de março de 2023 (RANP 918/23), que regulamenta o cumprimento da obrigação de investimentos decorrente da cláusula de pesquisa, desenvolvimento e inovação dos contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural (Cláusula de PD&I) e com o regime estabelecido em cada contrato específico (concessão, partilha da produção e cessão onerosa).

A obrigação de investimentos em PD&I foi estabelecida desde os contratos da Rodada Zero, após o fim do monopólio da Petrobras estabelecido pela Lei 9478/1997. A aplicação dos recursos respectivos, por sua vez, foi regulamentada originalmente pela Resolução nº 33/2005 e pelo Regulamento Técnico nº 5/2005, que definia as normas para a realização de investimentos em PD&I nos contratos de concessão e direcionava a elaboração do Relatório Demonstrativo das Despesas realizadas. Desde 1998, essa obrigação totaliza investimentos acumulados superiores a R$ 35 bilhões, conforme apresentado no Gráfico 1, atualizado até o último trimestre de 2023.

Gráfico 1 – Investimentos Acumulados em PD&I

Fonte: Painel Dinâmico de Obrigações de investimento (Obrigação Total) - ANP

[24] Nesta seção serão considerados apenas os projetos de PD&I relacionados pela cláusula dos contratos de E&P. Sabe-se, no entanto, que há outros projetos de PD&I relacionados a CCUS financiados, por exemplo, pela ANEEL.

Nos últimos anos, têm sido apresentados à ANP, para fins de autorização ou consulta de mérito, projetos que envolvem a aquisição de dados em campo com objetivo de estudar o potencial geológico para armazenamento de CO_2 no subsolo, com vistas à descarbonização das cadeias de óleo e gás ou de biocombustíveis. Esse tipo de atividade, fundamental para avaliar a viabilidade de um projeto de CCUS, não é coberto de forma objetiva pelos critérios estabelecidos na RANP 918/2023. Essa resolução traz uma seção que versa sobre a avaliação geológica de bacias de novas fronteiras, para exploração e produção de O&G, o que não necessariamente se aplica à atual etapa ou maturidade que se observa nas atividades de CCUS.

De acordo com a RANP 918/2023, projetos típicos de PD&I[25] não precisam passar pelo trâmite de autorização, que é destinado a projetos *equiparados* a PD&I, por possuírem características ou despesas específicas. Atualmente, a caracterização de bacias de novas fronteiras para E&P é uma tipologia de projetos que se equipara a PD&I e, sob certas circunstâncias, poderia ser utilizada por analogia para projetos destinados à investigação de reservatórios para armazenamento de CO_2. Por outro lado, outros desenvolvimentos tecnológicos necessários ao CCUS podem caracterizar projetos típicos de PD&I. Este é um dilema que envolve, hoje, o enquadramento dos projetos que vêm sendo submetidos.

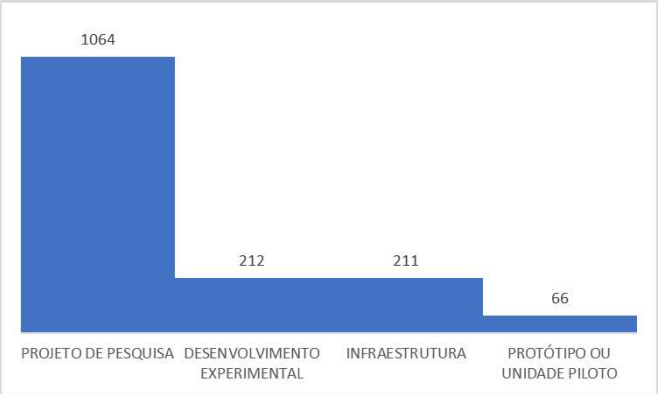
Em um cenário de transição energética, há expectativas de aumento na cobrança de atenuação dos impactos ambientais advindos das atividades de exploração e produção de petróleo e gás. Desta forma, é natural que as empresas do setor busquem diversificar seus planos de negócios e desenvolvam projetos que estejam mais alinhados ao novo contexto. Diante disto, foi feita uma análise do portfólio de projetos declarados à ANP, buscando identificar possíveis incrementos de aporte de recursos em projetos de CCUS.

Identifica-se que cerca de 8% do total de recursos investidos decorrentes da cláusula de PD&I possui temática relacionada a CCUS, se considerado o período do início de 2017 até o final de 2023. Como observado no Gráfico 2[26], a maior parte desse investimento está concentrada em projetos de pesquisa (inclui pesquisa básica, aplicada, socioambientais e tecnologia da informação/comunicação), fases mais conceituais, investigativas e de suporte, o que indica o espaço para o amadurecimento das tecnologias.

Gráfico 2 – Distribuição dos investimentos de acordo com o tipo de projeto, em milhões de reais, de 2017 a 2023

[25] A RANP 918/2023 define projeto de PD&I como "investigação científica ou tecnológica com início e final definidos, fundamentada em objetivos específicos e procedimentos adequados, empregando recursos humanos, materiais e financeiros, com vistas à obtenção de resultados de causa e efeito ou colocação de fatos novos em evidência;". O art. 15 do mesmo normativo, por sua vez, elenca os projetos "equiparados a PD&I", também admitidos para cumprimento da obrigação contratual.

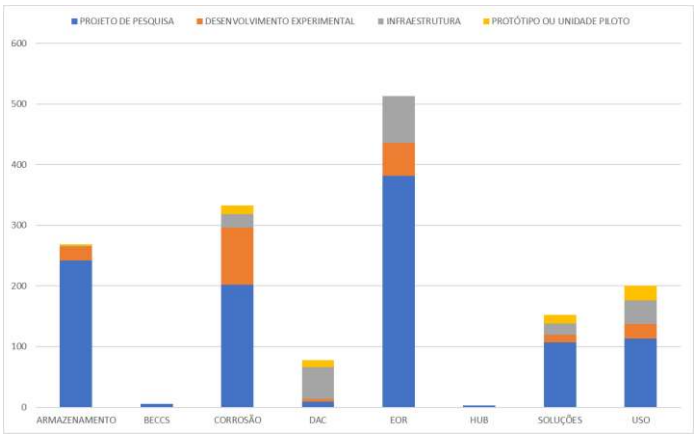
[26] Os projetos de PD&I catalogados na ANP desde 2017 foram filtrados em busca de palavras chaves, como CCS, CCUS, CO2, dióxido de carbono, captura, armazenamento, DAC, BECCS e hub. A partir dessa seleção os projetos foram classificados em quatro categorias relacionadas à abordagem dos investimentos, em busca de sinalizar a maturidade tecnológica e os focos em PD&I da indústria no período.



Fonte: ANP

Ainda em relação à seleção de projetos relacionados a CCUS, verifica-se por meio do Gráfico 3 a distribuição de temáticas principais do portfólio registrado desde 2017.

Gráfico 3: Investimento em projetos de PD&I relacionados a CCUS, em milhões de reais, de acordo com a temática e a fase do projeto



Fonte: ANP

A recuperação avançada de petróleo com o uso de CO_2 e estudos sobre a corrosão das estruturas obtiveram destaque nesses investimentos, o que pode ser relacionado ao desenvolvimento dos campos do pré-sal e aos desafios impostos pela alta concentração desse gás nos reservatórios. É notável ainda que pouco investimento tem sido alocado em "protótipos ou unidades piloto", o que reflete a menor maturidade das tecnologias**.** Esse cenário possui grande potencial de mudança à medida que sejam iniciados projetos piloto de porte abrangente, como o piloto de injeção de CO_2 da Petrobras no Rio de Janeiro (mencionado na sequência deste relatório) já que esses projetos podem demandar alocação expressiva de recursos.

Vale ressaltar que, desde 2002, há registros de projetos de PD&I relacionados a CCUS, sendo a maioria relacionada à corrosão pela presença de CO_2. Esse tipo de projeto tornou viável o avanço em tecnologias para a captura, transporte e estocagem, com outros tipos de soluções relacionadas a CO_2 passando a ser pesquisadas a partir de 2003. A partir de 2004 a Petrobras passou a apresentar os projetos para uso/armazenamento de CO_2 com a finalidade de EOR.

6.2 Projetos em destaque

Algumas metodologias e técnicas que visam o acompanhamento dos processos e ciclos de vida de um projeto ou produto são de fundamental importância para gestão do desenvolvimento tecnológico. Nesse sentido, a metodologia para classificação tecnológica aplicável aos projetos de inovação, que foi criada pela *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) em 1974, é denominada TRL (*Technology Readiness Levels*). Por meio desse sistema é possível metrificar a maturidade de um produto ou projeto, visando identificar quão prontas as tecnologias estão para a aplicação final, conforme conceito resumido:

- TRL 1: Atividade de pesquisa científica.
- TRL 2: Princípios básicos estudados no TRL 1.
- TRL 3: Envolve a prova de conceito, através de modelagem, simulação e experimentação.
- TRL 4: A tecnologia se encontra na fase de prova de conceito, sendo necessária a construção de um protótipo em estágio inicial.
- TRL 5: Definição preliminar dos requisitos de desempenho do elemento e o projeto preliminar.
- TRL 6: A tecnologia está pronta para a realização de testes finais em um ambiente que contém características do ambiente final
- TRL 7: São realizados ensaios com o protótipo, porém em ambiente operacional
- TRL 8: O elemento é integrado no sistema final e está pronto para operar.
- TRL 9: Elemento está integrado no sistema final e operando.

Como os projetos que utilizam a cláusula de PD&I são concentrados em pesquisa básica e aplicada, é natural que se encontrem em níveis mais baixos de TRL. Contudo, podem ser identificados alguns mais maduros tecnologicamente, como os destacados a seguir:

Quantificação da capacidade de armazenamento geológico de CO2 na Bacia do Paraná

- Período de Execução: 2023-2027
- Investimento: R$ 14.319.360,00
- Empresa responsável: Petrobras
- Resumo: Mapear áreas na Bacia do Paraná próximas de grandes centros emissores de CO2; Priorizar potenciais reservatórios salinos em locais com condições geológicas favoráveis para seu armazenamento; Minerar dados existentes e adquirir novos dados com 3 novos poços estratigráficos e um poço ADR; Investigar parâmetros geológicos (ex. litologia, mineralogia, geomecânica) e físico-químicos dos aquíferos; Estimar a capacidade de armazenamento; Simular a injeção e interação com CO2 para análises de risco.

Desenvolvimento de uma ferramenta de detecção de corrosão eletromagnética multitubular para cenários desafiadores de alta corrosão em ambientes ricos em CO2: Avaliação Azimutal de Danos Através do Tubo (TTADE)

- Período de Execução: 2022-2024
- Investimento: R$ 14.144.012,49
- Empresa responsável: Shell
- Instituição Executora: Halliburton produtos Ltda
- Resumo: Desenvolver e validar uma medição eletromagnética azimutal para identificação da corrosão do revestimento sem a necessidade da retirada do tubo de produção. Esta validação será realizada através de prova de conceito experimental usando testes físicos e simulações numéricas. O projeto final objetiva atingir TRL-2 completo em acordo com API 17Q.

CO2CHEM - Desenvolvimento de Alternativas Tecnológicas para Produção de Hidrocarbonetos Verdes a partir de CO2

- Período de Execução: 2021-2023
- Investimento: R$ 11.755.353,41
- Empresa responsável: Repsol
- Instituição Executora: Hytron – Industria, comercio e assessoria tecnológica em energia e gases industriais Ltda, SENAI-RJ e USP
- Resumo: Construção, comissionamento e operação de uma planta piloto utilizando operações unitárias intensificadas para a conversão de dióxido de carbono a hidrocarbonetos, preferencialmente, na faixa do diesel. Essa planta piloto utilizará tecnologia PEM para gerar hidrogênio, e Reverse Water Gas Shift (RWGS) + Pressure swing adsorption (PSA) para gerar monóxido de carbono, integradas à síntese de Fischer-Tropsch para produção de hidrocarbonetos.

DAC 5000: Unidade Piloto de Captura de Carbono Diretamente do Ar: Engenharia Básica

- Período de Execução: 2023-2024
- Investimento: R$ 11.635.036,70
- Empresa responsável: Repsol
- Resumo: Projetar uma Unidade Piloto de Captura de Dióxido de Carbono Diretamente do Ar capaz de processar 5.000 TPA, alimentada com fonte de energia renovável e realizar estocagem do CO2 em reservatório de rochas basálticas para que ocorra o processo de mineralização in situ. O projeto de engenharia da Unidade Piloto completo deve ser fornecido em um período de até 12 meses para dar subsídios à RSB comissionar a Unidade Piloto em local ainda a ser determinado pelas análises de viabilidades.

Desenvolvimento de Alternativas Tecnológicas para Produção de Hidrocarbonetos Verdes a partir de CO2 (CCUS - CO2CHEM Rota 2)

- Período de Execução: 2022-2024
- Investimento: R$ 11.544.199,10
- Empresa responsável: Repsol
- Instituição Executora: Hytron – Industria, comercio e assessoria tecnológica em energia e gases industriais Ltda
- Resumo: Construção, comissionamento e operação de uma planta piloto utilizando operações unitárias intensificadas para a conversão de dióxido de carbono a hidrocarbonetos, preferencialmente, na faixa do diesel. Essa planta piloto utilizará tecnologia co-SOEC para gerar gás de síntese a partir de água e CO2, integradas à síntese de Fischer-Tropsch para produção de hidrocarbonetos. Este projeto desenvolverá a Rota 2 do projeto CO2CHEM.

Pesquisa, Análise e Desenvolvimento de Metodologia para Avaliação do Potencial de Captura, Armazenamento e Aprisionamento de CO2 em Reservatórios areníticos da Bacia do Parnaíba, Nordeste Brasileiro

- Período de Execução: 2023-2025
- Investimento: R$ 8.511.634,32
- Instituição Executora: Repsol, Geowellex do Brasil Serviços Petrolíferos Ltda
- Resumo: O projeto avaliará efeitos da injeção de CO2 em reservatórios areníticos na Bacia do Parnaíba, englobando tópicos de geologia, geofísica, geoquímica e engenharia de reservatório em uma análise detalhada das variações e do contexto geológico investigado, um trabalho mútuo entre Universidade e Indústria. Também será desenvolvido sistema e metodologia alinhada com os protocolos para injeção de CO2, planejando assim uma planta industrial viável para injeção de CO2 de forma inteligente e inovadora.

Piloto de CCUS em Cabiúnas*

- Período de Execução: 2023-2024
- Investimento: R$ 7.495.780,00
- Empresa responsável: Petrobras
- Resumo: Desenvolver e implantar projeto piloto/demonstração de CCUS em Cabiúnas (Petrobras). O projeto contemplará as etapas de captura, transporte, uso e armazenamento geológico de CO2/Monitoramento.

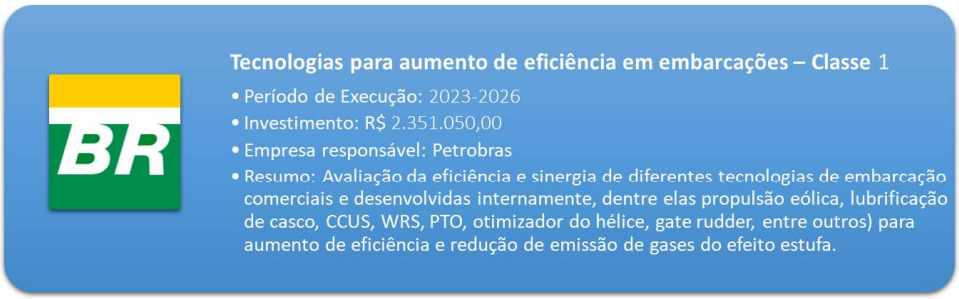
* A Petrobras submeteu a consulta de mérito o projeto subsequente para estudo de injeção de CO2 no reservatório hipersalino de São Tomé para projetos de CCS, que não se encontrava no rol de projetos iniciados no momento da conclusão deste Relatório, mas que é comentado em sequência, dada sua relevância.

Captura de CO2 de gás exausto oriundo da geração de energia - ambiente offshore

- Período de Execução: 2022-2027
- Investimento: R$ 3.175.580,00
- Empresa responsável: Petrobras
- Resumo: Implementar tecnologia de captura de CO2 de gás exausto oriundo da geração de energia em plataformas. Após a captura, o CO2 será comprimido e injetado em poço dedicado ou adicionado à corrente de injeção no reservatório.

Modelagem tecnológica, regulatória e socioeconômica de HUBs integrados para armazenamento geológico de CO2 em ambientes offshore: caso de estudo aplicado aos Campos de Merluza e Lagosta na Bacia de Santos

- Período de Execução: 2023-2025
- Investimento: R$ 2.676.417,41
- Empresa responsável: CNOOC
- Resumo: Verificar a viabilidade de implementação de HUBs integrados para armazenamento geológico de CO2 em ambiente offshore a partir de modelagem tecnológica, regulatória e socioecômica, e utilizando o Campos de Merluza e Lagosta, na Bacia de Santos, como estudo de caso. Busca-se caracterizar a implementação destes HUBs de forma integral e extrair do estudo de caso de Merluza/Lagosta protocolos de avaliação de HUBs que possam ser aplicados a casos diversos no Brasil ou no exterior.



6.2.1 CCUS – Projeto São Tomé/ Cabiúnas

Como mencionado na seção 5.2, existe um protocolo de intenções entre o governo do Rio de Janeiro e a Petrobras para o estudo de viabilidade de implantação de projeto piloto de um *hub* de CCUS no estado. Em sua concepção, a captura e armazenamento de CO_2 poderia abranger emissões ligadas ao E&P e outras indústrias, como cimenteiras e siderúrgicas da região.

O projeto piloto, localizado em Cabiúnas, tem potencial para ser um dos grandes hubs de CCUS previstos no mundo, sendo um dos oito estudados no Brasil pela petrolífera. A escolha do RJ justifica-se por ser um local com relevante volume de emissões oriundo das indústrias, algumas já ligadas por faixas de dutos, além de ser um estado com dimensões pequenas, com infraestrutura instalada de portos, em que há forte atuação da empresa e vasto conhecimento das bacias sedimentares *offshore*.

O *hub* do Rio de Janeiro possui potencial de captura e armazenamento de mais de 20 $MtCO_2/a$, o que corresponde a 30% das emissões de GEE do estado. É um projeto comercial envolvendo indústrias *hard-to-abate*, como cimenteiras e metalúrgicas, termelétricas, plantas de gás natural, que juntas compõem o perfil de emissões do estado do Rio de Janeiro, bem distinto do que é observado no restante do país. A Petrobras submeteu o Projeto Piloto São Tomé/Cabiúnas, que consiste em um projeto 100 % PD&I, sem ganho de produção, com objetivo de validar tecnologias e testar técnicas de monitoramento para posterior aproveitamento em outros projetos da companhia.

Atualmente, a unidade de remoção de CO_2 (URCO) de Cabiúnas recebe o gás que chega do pré sal pelo gasoduto Rota 2, com 3% de CO_2 e, após processo de remoção com uso de amina, reduz para 0,5% de CO_2, ventilando o CO_2 extraído da corrente de gás natural. Neste projeto, a ideia é capturar o CO_2 que é ventilado na atmosfera, tratar, transportar por duto até Barra do Furado, a cerca de 70 km de distância de Cabiúnas, e injetar em poço terrestre, no reservatório salino de São Tomé. Para este piloto, prevê-se a captura e injeção da ordem de 100 $ktonCO_2/ano$, o que pode ser considerado um porte bastante reduzido frente à demanda e à capacidade estimada para o reservatório investigado.

A etapa de injeção do projeto de PD&I terá três anos de duração, suficiente para a verificação dos resultados esperados do reservatório e dentro do limite imposto pela própria localização do poço, cuja locação encontra-se na borda do reservatório. A escolha pela injeção em terra nesta fase experimental é explicada pelos custos mais baixos e por já existirem dois poços próximos que recebem injeção de água oleosa oriunda do UTGCAB. O projeto tem apoio do INEA (Instituto Estadual do Ambiente do Rio de Janeiro), que está engajado nos estudos em conjunto com a Petrobras, para estabelecer o melhor formato para o licenciamento ambiental da atividade. O plano contempla um poço *onshore* novo, injetor vertical, e mais três poços de monitoramento. As simulações indicam que não se esperam alterações de pressão no reservatório, dado o baixo volume a ser injetado, e o comportamento da pluma não sugere possibilidade de vazamentos. O plano de monitoramento é robusto, com redundância de técnicas, para verificação de quais são as mais eficazes para serem replicadas. Esse

monitoramento reflete a preocupação com a percepção pública e com a escalabilidade do projeto, de forma que a Petrobras recorrerá a técnicas empregadas em projetos ao redor do mundo, como a sísmica 4D (frequência de seis meses), que é o método mais eficiente e consagrado de monitoramento de pluma. A qualidade do solo e da água será monitorada dois anos antes do início da injeção, bem como após os três anos previstos para esta etapa.

No Piloto São Tomé, a captura será feita da chaminé de ventilação da unidade de remoção de CO_2, direcionado para uma unidade de compressão até 40 bar e, posteriormente, para uma unidade de desidratação por absorção. A desidratação é necessária para todo o manuseio do CO_2 dada a corrosividade apresentada pela corrente com a presença de água. Este cuidado é ainda maior no caso de outras indústrias, como termelétricas ou siderúrgicas, pelo risco ampliado de contaminação do CO_2, necessitando outros tratamentos além do citado.

No caso de Cabiúnas, com CO_2 oriundo do gás natural, com poucos contaminantes, a preocupação mais relevante é a água. Ensaios realizados definiram a especificação possível para utilizar a infraestrutura de dutos existente. São três os dutos de escoamento de gás entre Cabiúnas e Barra do Furado que levam o gás da Bacia de Campos para ser processado. A obra de adequação planejada de Barra do Furado prevê deixar um dos dutos, o GASCAB II, ocioso em 2025 e disponível para transportar CO_2. Assim, ocorreria uma reproposição deste duto num primeiro momento, para depois torná-lo bidirecional, operando com gás natural e CO_2. Para tanto, estão em andamento estudos envolvendo normas aplicáveis, integridade, simulações de escoamento e operabilidade, compatibilidade de materiais, principalmente os não metálicos, e revisão de estudos de segurança.

O projeto conceitual está em desenvolvimento desde o início de 2023 e, em 2024, a Petrobras entrou com um pedido de consulta de mérito na ANP para reconhecimento como PD&I. Passará, ainda, por um portão interno de aprovação da própria empresa, pois envolve altos valores de investimento (CAPEX e OPEX). Ocorrendo as devidas aprovações, o plano é realizar o comissionamento e montagem das estruturas até o terceiro trimestre de 2027, dando início à operação na sequência. Serão realizados três anos de injeção e, após este período, será realizado o descomissionamento do projeto. Espera-se que os resultados obtidos do projeto caracterizem as necessidades de investimentos para a utilização do reservatório salino de São Tomé ou outro que venha a ser identificado para armazenamento de CO_2.

6.2.2 BECCS – Projeto FS Agrisolutions Indústria de Biocombustíveis (FS)

Diferente do projeto piloto de Cabiúnas, que está inserido na rota tecnológica de CCS, o projeto em desenvolvimento pela FS é um exemplo de rota tecnológica de BECCS, isto é, CCS acoplado a uma planta de bioenergia. A empresa FS é uma das principais produtoras de etanol do Brasil, e utiliza o milho como matéria-prima.

A implantação do modelo de BECCS, que é pioneiro no país, está sendo avaliada para a planta de Lucas do Rio Verde, no estado do Mato Grosso, e o dimensionamento do projeto é para captura de todo o CO_2 produzido na etapa de fermentação, representando uma injeção diária de CO_2 de 1.160 t/dia, com início previsto para março de 2025. Abaixo encontra-se um comparativo deste projeto com outros dois em operação nos EUA:

- ADM Decatur, Illinois: 2.800 t/dia; injeção em escala comercial desde 2017
- Red Trail Energy, Dakota do Norte: 500 t/dia; início injeção em junho de 2022

Pela ausência de regulação brasileira para projetos de BECCS, a FS procurou robustecer o projeto pelo atendimento às normas da EPA *Class* VI para o poço injetor, ao protocolo de CCS da Califórnia e à ISO 27914/2017.

A captura será feita nas dornas de fermentação com injeção em reservatório salino com profundidade maior que 800 m, suficiente para manter o CO_2 no estado supercrítico nas condições de pressão hidrostática. Para este projeto, o CO_2 será condicionado para ter uma pureza de 99,99 % e teor de água da ordem de 120 ppm. O CO_2 sai das dornas de fermentação com pureza de 95 a 98 %, passa por um processo de compressão e, posteriormente, pelo estágio de desidratação.

O projeto teve início em setembro de 2020, com uma avaliação sucinta do potencial geológico da Bacia dos Parecis, Alto Xingu, com base em dados preexistentes e informações disponibilizadas pela ANP dos poços desta região, mais detalhadamente do poço 2-SM-1-MT, onde foi identificada uma expectativa de reservatório. Nessa análise preliminar também foi observada a possível continuidade lateral dos horizontes, do poço até região próxima à da usina. Assim, depois de passar pelo primeiro portão de decisão da empresa, a FS iniciou a segunda fase do projeto, em que investiu em um levantamento sísmico 3D no entorno da usina.

A indústria produtora de etanol ressaltou que um aspecto importante da estocagem de carbono neste projeto é a ausência de necessidade de uma estrutura trapeadora, como é o caso com pesquisa de reservatórios de óleo e gás. Os requisitos são uma boa rocha selante, uma boa rocha capeadora e boa extensão lateral, com integridade, isto é, sem fraturas ou falhamentos nas rochas capeadoras, para garantia de cobertura de toda área de expansão da pluma. No caso da ADM Decatur (Illinois/EUA), após simulação e monitoramento, estima-se que a expansão da pluma ocorra em um raio de 2 a 3 km. No projeto da FS, assim como no da ADM, não existe um fechamento por trapas estruturais.

Os dados sísmicos foram interpretados pela Schlumberger, com a criação de modelagem dinâmica de reservatório, modelos estáticos, modelos mecânicos, modelos de rocha e modelos geoquímicos para entender como seria o comportamento da pluma neste reservatório com base ainda no poço 2-SM-1-MT. Foi identificada uma capacidade de estocagem de 22 MMt, acima do alvo que é de 12 MMt em 30 anos, além de três zonas de armazenamento em conformidade com os requisitos do California Air Resources Board (CARB), utilizados como balizadores para elaboração do projeto, uma vez que não existe regulamentação nacional.

Na fase 3 do projeto a FS obteve a licença ambiental para fazer a perfuração do poço estratigráfico e a autorização da ANP (que foi uma condicionante imposta pelo órgão ambiental para a concessão da licença). Apenas após a análise final dos dados, prevista para março de 2024, a FS terá os elementos necessários para decidir sobre o início da fase 4 do projeto.

Na quarta fase espera-se que todas as licenças já tenham sido concedidas, inclusive a autorização pela ANP para operar (situação que depende do estabelecimento do marco legal para a atividade e atribuição da regulação à ANP). Será neste momento que ocorrerá a implementação da captura, etapa mais onerosa do ponto de vista de CAPEX, com a instalação dos compressores e desidratadores, e a perfuração de um segundo poço. O plano é que ao menos dois poços sejam perfurados: o estratigráfico ficará como poço de monitoramento e outro será para injeção. A FS ainda contará com aquisição de sensores instalados no poço, monitoramento de superfície e subsuperfície e sensores medindo CO_2 no solo, monitoramento de estações de qualidade do ar, coleta de água de todos os poços de água no entorno de 10Km do projeto e repetição de sísmica 3D a cada cinco anos para avaliar a expansão da pluma.

Com a implementação do BECCS, a empresa poderá ser uma das poucas do mundo e a primeira no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) a ter uma pegada negativa de carbono. Isso aponta para a oportunidade a ser explorada pelo Brasil, onde a indústria de etanol já utiliza energias renováveis, além de ter boas características agrícolas, como no caso do milho de segunda safra, diferenciando-se dos EUA, que usa a energia do *grid* fóssil (gás ou carvão), e não possui duas safras, com maiores impactos oriundos do uso da terra. Assim, o projeto no Brasil não é apenas de mitigação de emissão, mas de remoção de CO_2 da atmosfera.

Ressalta-se que para inclusão da atividade de CCS no Renovabio, caberá à ANP

regulamentar a aplicação do bônus de 20% para emissões negativas de GEE, previsto tanto na Lei 13.576/2017, quanto no Decreto nº 9.888/2019.

Conforme a Lei 13.576/2017, que institui a Política Nacional de Biocombustíveis:

> *Art. 28. Será aplicado um bônus sobre a Nota de Eficiência Energético-Ambiental do produtor ou do importador de biocombustível cuja Certificação de Biocombustíveis comprove a emissão negativa de gases causadores do efeito estufa no ciclo de vida em relação ao seu substituto de origem fóssil.*
>
> *Parágrafo único. Será de até 20% (vinte por cento) sobre o valor da Nota de Eficiência Energético-Ambiental mencionada no caput deste artigo o valor do bônus previsto neste artigo.*

Para isso, pode ser necessário realizar uma revisão da Resolução ANP nº 758/2018, que atualmente já prevê a aplicação do bônus de até 20%, porém sem detalhar como ocorrerá este escalonamento.

> *Art. 29. Será aplicado bônus de até 20% (vinte por cento) sobre a Nota de Eficiência Energético-Ambiental quando houver comprovação de emissão negativa de gases causadores do efeito estufa no ciclo de vida do biocombustível em relação ao seu substituto de origem fóssil.*
>
> *Parágrafo único. A solicitação do emissor primário será analisada pelo Grupo Técnico RenovaBio, instituído pela Portaria ANP nº 303, de 2 de agosto de 2018.*

Adicionalmente, a RenovaCalc[27] também deverá ser alterada, revendo-se cada rota de produção de biocombustíveis que venha a ter processos de captura e armazenamento de carbono para contabilizar corretamente a intensidade de carbono do produto considerando as emissões negativas. A modificação das rotas da RenovaCalc depende de desenvolvimento de metodologia de cálculo, bem como, posteriormente, de mecanismos de participação social para a publicação de nova rota.

A FS tem a expectativa, com o projeto em curso, de receber o bônus citado acima, relatando, em reunião, ter pautado sua análise econômico-financeira não no mercado de carbono nacional, que ainda carece de regulamentação, mas sim no mercado de carbono voluntário ou no mercado de Créditos de Descarbonização (CBIO). A empresa enfatizou, ainda, a importância da liberdade do operador de desenvolver projetos de crédito de carbono, serviços ambientais e similares, e de ser titular dos créditos, podendo comercializá-los no mercado voluntário, além do direito de indenização em caso de revogação das autorizações por conveniência do poder público (sem culpa do operador).

7. ESTRATÉGIA REGULATÓRIA

A ausência de parâmetros legais para o desenvolvimento das atividades relacionadas a CCUS no Brasil limita o exercício de análise da estrutura regulatória adequada. Não obstante, a

[27] A RenovaCalc é a calculadora de intensidade de carbono do Renovabio, estabelecida pela Resolução ANP nº 758/2018, para cálculo da Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA) que é a diferença entre a intensidade de carbono do biocombustível e a intensidade de carbono de seu combustível fóssil substituto, utilizando metodologia de avaliação de ciclo de vida (inciso XIII, art. 5º, Lei nº 13.576/2017). Para cálculo da intensidade de carbono do biocombustível são consideradas as emissões da fase agrícola, industrial, de distribuição e uso do biocombustível (queima).

experiência internacional traz elementos interessantes para a discussão, entre eles, a necessidade da coordenação e do estabelecimento de instrumentos de incentivo por parte do governo, além da importância de se atentar para as características particulares dessa atividade que está em seu estágio inicial e que pode comportar atores e configurações de negócio bastante distintas entre si.

O avanço dos projetos de CCUS mundo afora, bem como os novos projetos em discussão no âmbito da ANP, exigem uma resposta regulatória mais célere, dada a emergência da questão climática. Assim, a regulação terá que se consolidar a par do avanço das atividades, inicialmente criando condições de contorno mínimas que garantam, de um lado, segurança jurídica para o investidor e, de outro, garantias para a sociedade quanto à exploração segura, social e ambientalmente responsável. Conforme Jones (2023), dificilmente essa regulação se fará a partir de uma receita única, como também parece sugerir o diagnóstico da IEA, considerada a multiplicidade de projetos e agentes que têm surgido nesse mercado.

No manual sobre estratégias legais e regulatórias para CCUS, a IEA (2022) destaca que os governos podem criar mecanismos que facilitem os projetos pioneiros nas atividades de CCUS, enquanto paralelamente desenvolvem seu arcabouço legal e regulatório. Entre as estratégias possíveis estariam o estabelecimento de regulação específica por projeto, ou acordos preferenciais (indicação de projetos estratégicos para o alcance das metas climáticas, que se beneficiariam de aprovações simplificadas e revisões prioritárias). Na análise de diferentes modelos de negócios possíveis para a atividade, a IEA (2023, a) admite que as atividades de transporte e armazenamento são monopólios naturais, demandando regulação de acesso por parte do governo. O desafio, nesse contexto, é a criação de incentivos a investimentos por parte dos agentes, sem a garantia de contratação (o risco seria reduzido pela existência de contratos de longo prazo e precificação adequada das emissões).

Jones (2023), por sua vez, sugere que ainda que os tradicionais modelos regulatórios da indústria do gás e da eletricidade possam ser usados como ponto de partida, serão exigidas diversas adaptações para que a regulação não seja um obstáculo à necessária aceleração do desenvolvimento da atividade. Quanto à questão do peso da regulação em uma atividade nascente, o autor toma o exemplo das discussões sobre o pacote relativo ao hidrogênio e a descarbonização do mercado europeu de gás natural (*Hydrogen and Decarbonised Gas Package*), em que o Conselho e o Parlamento europeus admitiram que mesmo as instalações essenciais (que em um contexto normal deveriam ser reguladas para garantir acesso de terceiros e desverticalização da propriedade da produção, operação e transmissão) poderiam ser beneficiadas com um período inicial sem obrigatoriedade de acesso de terceiros, de modo a catalisar investimentos e reduzir os custos regulatórios no estágio inicial de investimento nas novas infraestruturas.

Mais uma vez, é importante lembrar que os projetos pioneiros de CCUS podem ter características bastante distintas entre si, ampliando o desafio de um desenho regulatório que seja capaz de contemplar todas as situações possíveis, o que sugere a trilha da regulamentação experimental como uma alternativa mais promissora e mais aderente ao objetivo de estimular o desenvolvimento inicial da atividade.

Vale mencionar, ainda, a importância de se observar as regras transnacionais (regras não estatais) nessa construção regulatória inicial, seguindo uma abordagem menos prescritiva e mais baseada em desempenho, capaz de se adequar às incertezas regulatórias que a implementação desta nova atividade apresenta. Assim, as regras transnacionais como as melhores práticas da indústria (*standards*), códigos de conduta, regulações estrangeiras e até mesmo cláusulas de contratos modelos podem ser referências relevantes para a construção de uma regulação mais adequada neste primeiro momento.

Atualização: Entre as determinações da Resolução de Diretoria nº 859/2024 (ANEXO II) está "**autorizar a análise de projetos relacionados à atividade de captura e estocagem de carbono**, em andamento ou em vias de implantação, **por meio da regulação experimental por projeto-piloto**, enquanto não for concluído o processo de regulamentação específica, sendo as autorizações deferidas nos termos da base legal e normativa indicada no Relatório em referência;"**.**

7.1 Regulação Experimental

A aceleração dos esforços de combate às mudanças climáticas, associada à revolução digital, levou a uma profunda transformação do mercado energético, o que, segundo a Comissão Europeia (2023), demanda uma mudança de abordagem do processo regulatório, que precisa ser ágil e dinâmico para viabilizar as transformações tecnológicas necessárias para o cenário de neutralidade de emissões e, ao mesmo tempo, garantir a segurança dos consumidores, dos trabalhadores da indústria, minimizar os riscos ambientais e preservar a concorrência. Nesse contexto, a abordagem da regulamentação experimental vem ganhando espaço e relevância.

A regulamentação experimental consiste na adoção de instrumentos legislativos ou regulatórios de natureza temporária, de aplicação limitada geograficamente ou por tema, com o objetivo de testar uma nova alternativa legal/regulatória. A ideia subjacente ao emprego da regulação experimental é que em um ambiente de mudanças aceleradas, em que não é possível antecipar todas as complexidades, a adoção de regras gerais tem grande probabilidade de falhar, sendo mais recomendada a opção por uma abordagem baseada na tentativa e erro – colhendo informações que ao longo do processo levarão a decisões mais bem informadas – e orientadas para resultados (Comissão Europeia, 2023). No estudo da Comissão Europeia são destacadas três formas de regulação experimental: (i) *sandboxes* regulatórios; (ii) regulação de projetos-piloto; e (iii) regulação piloto, sucintamente apresentados na sequência.

Os ***sandboxes* regulatórios**[28] são esquemas de ambiente controlado, desenvolvidos e monitorados pela autoridade competente, nos quais empresas testam inovações. Assim, uma regulação por *sandbox* se baseia na realização de testes e simulação de hipóteses regulatórias para problemas práticos sem alterar, de imediato, a realidade ou o modelo vigente. Essa aprendizagem proativa permite aos reguladores adquirirem melhores conhecimentos práticos e encontrar os melhores meios para regular as inovações, especialmente em fases muito iniciais, com elevada incerteza e desafios de tecnologias disruptivas[29].

[28] Para este estudo, entende-se que o *sandbox* não seria a melhor estratégia regulatória, visto que demandaria a publicação de uma lei específica que autorizasse a ANP a usar este tipo de regulação. Mesmo que esta etapa fosse cumprida, ainda seria necessário que a ANP publicasse um edital prevendo as regras e condições para o desenvolvimento da atividade, bem como as regras para seu monitoramento e avaliação. Dessa forma, o *sandbox* é apropriado para estimular, fomentar, o desenvolvimento de uma nova atividade, convocando interessados para iniciar projetos. No caso da atividade de CCUS, os projetos já estão em desenvolvimento no Brasil, demandando um outro tipo de resposta regulatória.

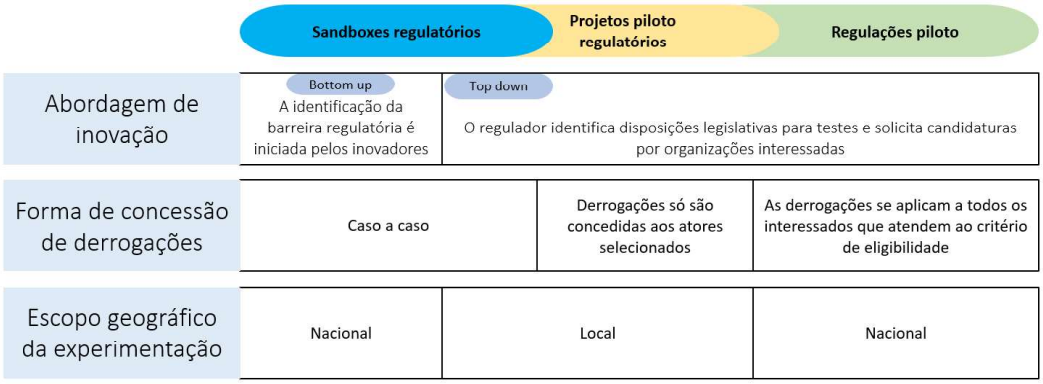
[29] Em termos de experiência no Brasil, destacamos os resultados de três experiências de *sandbox* regulatório que se encontram em andamento: i. Município de Foz do Iguaçu que foi o primeiro ente federado a instituir um programa de ambiente regulatório experimental no Brasil por meio do Decreto Municipal nº 28.244, de 23 de junho de 2020; ii. Município do Rio de Janeiro que lançou o projeto Sandbox.Rio, por meio da Secretaria Municipal de Desenvolvimento Econômico, Inovação e Simplificação (SMDEIS) tendo como ato regulamentador o Decreto Municipal nº 50.697, de 26 de abril de 2022; e iii. ANEEL que, por meio do seu Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) execução de um projeto de P&D apresentado pela Companhia Paranaense de Energia (COPEL) em 2019 (TCU, 2023). Ver: https://leismunicipais.com.br/a/pr/f/foz-do-iguacu/decreto/2020/2825/28244/decreto-n-28244-2020-

A segunda forma de regulação experimental é baseada em **projetos-pilotos regulatórios**, experiências reais implementadas pelo regulador para permitir e apoiar o teste de soluções inovadoras em base local. Essa modalidade em geral envolve atores que atuam em rede, e são aprovadas caso a caso pelo regulador, que define o escopo da experimentação, procedimentos de habilitação, e as derrogações (possibilidade de isenção de cumprimento das normas regularmente estabelecidas) que podem ser concedidas (Comissão Europeia, 2023).

Por fim, a **regulação piloto** seria uma espécie de arcabouço regulatório transitório, delimitado pelo tempo necessário para a aquisição de informações suficientes para a proposição de um novo sistema regulatório. Esse tipo de regulação seria aplicável a qualquer agente do mercado disposto a desenvolver inovações consistentes com o arcabouço proposto (Comissão Europeia, 2023).

As três modalidades de regulação experimental adotadas pela Comissão Europeia diferenciam-se, de acordo com o documento analisado, em três principais dimensões: (a) abordagem da inovação; (b) regras de concessão das isenções de cumprimento das normas vigentes; e (c) escopo/extensão da experimentação. A figura abaixo sintetiza as diferentes formas de experimentação a partir dessas dimensões:

Figura 4: Caracterização das formas de regulação experimental



Fonte: Adaptado de Comissão Europeia, 2023

O avanço de iniciativas em fase de pesquisa, desenvolvimento e inovação (como no caso do Projeto Cabiúnas) e mesmo de avaliação de viabilidade econômica (como no caso da FS), sinaliza que o emprego da regulação experimental pode ser a abordagem mais adequada para o acompanhamento da evolução da atividade de CCUS no Brasil.

No caso brasileiro, a regulação baseada em projetos-piloto parece amoldar-se melhor ao momento da tecnologia e aos desafios postos pelos projetos que já foram apresentados à ANP, em reuniões com os agentes econômicos. A IEA (2022) destacou a importância desse tipo de abordagem no caso de projetos pioneiros enfatizando, no entanto, a necessidade de haver um nível mínimo de regulação ou de parâmetros definidos, sem os quais não há segurança jurídica para a realização dos investimentos requeridos para o desenvolvimento da atividade.

Entre exemplos de experiência internacional com a regulação de projetos-piloto, a IEA menciona os casos de Victoria (Austrália), Illinois (EUA) e Alberta (Canadá), que aprovaram leis para facilitar o desenvolvimento de projetos específicos. A primeira lei tratando da regulação de

regulamenta-no-mbito-do-municipio-de-foz-do-iguacu-a-instituicao-de-ambientes-experimentais-de-inovacao-cientifica-tecnologica-e-empreendedora-sob-o-formato-de-bancos-de-testes-regulatorios-e-tecnologicos-programa-sandbox-foz-do-iguacu;
https://doweb.rio.rj.gov.br/apifront/portal/edicoes/imprimir_materia/825386/5322; navs2022sn163.pdf (aneel.gov.br)

transporte e estocagem de CO2 no mundo foi elaborada em 2003, pelo governo australiano, para tratar especificamente do Projeto Gorgon de gás natural liquefeito e disposição do CO_2 associado. No *Barrow Island Act*[30], na seção que trata do transporte e do armazenamento subterrâneo (Parte 4 da Lei), o legislador determina que as provisões do *Petroleum Pipelines Act 1969* também deveriam ser aplicadas aos dutos de transporte de CO_2 separado do gás natural produzido no Projeto Gorgon.

A possibilidade de aplicação da regulamentação experimental, como destacado, é a principal tendência para o tratamento de situações que envolvem ambiente de mudanças aceleradas, em que se busca incentivar o desenvolvimento e a adoção de novas tecnologias. Nesses casos, o mapeamento das complexidades é dinâmico, dificultando o estabelecimento de regulações gerais prévias à atividade, ou elaborado em uma temporalidade que não afete de maneira acentuada o desenvolvimento do mercado.

A ANP já foi acionada por agentes que têm projetos relacionados a CCUS em diferentes estágios de maturidade (projeto Cabiúnas e projeto da FS, discutidos acima). O marco regulatório da atividade ainda está em discussão no Congresso Nacional e, mesmo que seja aprovado neste ano de 2024, demandará um ciclo regulatório que, na média, não é inferior a dois anos. O desafio para a ANP, portanto, já está colocado: como tratar os projetos em andamento em um ambiente ainda carente das balizas legais e regulatórias.

Para tentar antecipar as respostas e dificuldades relativas a esse desafio, este Relatório buscou mapear os pontos abordados nos projetos de lei em tramitação, os normativos da Agência que poderiam eventualmente ser utilizados como referência para uma regulação de projeto-piloto (ou as alterações neles demandadas), bem como os pontos que não estão indicados nos projetos de lei, e que podem impactar o desenvolvimento da atividade de CCUS no Brasil. A próxima seção buscará detalhar esses aspectos.

7.2 Mapeamento das demandas regulatórias e análise da possibilidade de aproveitamento de normativos vigentes

A partir da análise dos projetos de lei em tramitação no Congresso Nacional (PL 1425/2022; PL 4196/2023; PL 4516/2023; e PL 528/2020, na forma do substitutivo apresentado pelo relator em 27/02/2024)[31] buscou-se identificar os principais temas que demandariam regulação da ANP, assim como os normativos vigentes e as regras transnacionais que poderiam ser aproveitados na experiência de regulação por projeto-piloto, além das áreas técnicas cujas atribuições regimentais tivessem maiores afinidades com esses temas. De modo complementar, buscou-se detectar as lacunas regulatórias que poderiam trazer insegurança jurídica para o desenvolvimento da atividade. A consolidação desta análise está materializada no Anexo I, na Tabela Aspectos Regulatórios para a implementação do CCUS no Brasil. Destaca-se que a STM contou com a colaboração de diversas unidades organizacionais da ANP por meio de debates técnicos e revisão do texto: SAG, SEP, SDP, SBQ, SDC, SIM, SPC, SSO e SDT.

[30] https://www.legislation.wa.gov.au/legislation/prod/filestore.nsf/FileURL/mrdoc_46449.pdf/$FILE/Barrow%20Island%20Act%202003%20-%20%5B01-c0-02%5D.pdf?OpenElement

[31] Versões utilizadas:
PL 1425/2022 (versão em discussão na Câmara dos Deputados):
https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=2330259
PL 4196/2023: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=2319857
PL 4516/2023: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=2329290
- Substitutivo PL 4516/2023 (PRLP n.1):
https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=2389514

Foram identificados doze grandes temas: (i) competência regulatória; (ii) prospecção de áreas para estocagem; (iii) outorga; (iv) captura; (v) transporte; (vi) perfuração de poços; (vii) armazenamento geológico; (viii) monitoramento e gestão do reservatório; (ix) segurança operacional e comunicação de incidentes; (x) descomissionamento; (xi) utilização de CO2; e (xii) PD&I. Na sequência desta seção, serão exploradas a forma (ou ausência) de abordagem desses temas nas iniciativas legislativas e a existência de normativos da ANP que poderiam balizar a implementação de uma regulamentação por projeto. São feitas também algumas ponderações com base na experiência acumulada em reuniões com agentes econômicos, com as demais áreas técnicas da ANP e nas pesquisas realizadas para a elaboração deste documento.

É importante destacar que a referência a "áreas a serem envolvidas" em cada tema, no Anexo I, é apenas uma indicação de UORG que poderia contribuir para discussão aprofundada sobre as necessidades regulatórias. É do conhecimento da equipe elaboradora de que, desde agosto de 2022, há projeto em andamento na SGE e na SGP para readequar a estrutura da ANP para lidar com os novos desafios de regulação, inclusive de CCUS. Assim, caberá a essas unidades, juntamente com a Diretoria Colegiada, a proposição de soluções que considerem as demandas que forem impostas à Agência, os recursos disponíveis e o planejamento futuro.

Nota: Durante a elaboração deste estudo foi apresentado um substitutivo ao PL 4516/2023 (Combustível do Futuro) que, tendo como base o PL 528/2020, acabou por agregar pontos específicos dos demais projetos de lei que tratavam da atividade de CCUS. Nesse cenário de indefinição em relação ao andamento dos PLs, optou-se por manter na tabela do Anexo I a análise individual que já havia sido realizada para os PLs, com inclusão do substitutivo.

Atualização: Entre as determinações da Resolução de Diretoria nº 859/2024 (ANEXO II) está "II - aprovar o conteúdo da minuta de **Norma Interna** (SEI nº 4590133), a qual deve ser completada e publicada pela Superintendência de Governança e Estratégia - SGE;".

A Norma Interna em referência objetiva a gestão da autorização para o exercício da atividade de captura, transporte e estocagem de carbono, nos moldes da legislação vigente. O documento define que a entrada dos processos deve se dar por meio da apresentação à STM de pedido de autorização para o exercício de atividades relativas à captura de dióxido de carbono para fins de estocagem geológica, seu transporte por meio de dutos e estocagem geológica. Após análise do pedido, a STM realiza o direcionamento interno do processo.

7.2.1 Competência Regulatória

Os PLs 4196/2023 (art. 32, § 3º), 4516/2023 (art. 14, § 3º) e o substitutivo (art. 21) atribuem à ANP a competência de regular as atividades de captura e estocagem de CO_2. O PL 1425/2022, por sua vez, indica que as atividades de armazenamento permanente, incluindo o descomissionamento e o encerramento da infraestrutura de injeção de CO_2, serão reguladas e fiscalizadas por autoridade de regulação competente, que não poderá exercer a função de outorga.

Assim, no caso do PL 1425/2022, será necessário um decreto federal para definir a autoridade de regulação competente. No caso dos demais, incluindo o PL 528/2020, substitutivo que tem a previsão de ser levado à votação nas próximas semanas[32], serão exigidas apenas

[32] https://epbr.com.br/pl-do-combustivel-do-futuro-define-novas-obrigacoes-para-estocagem-de-carbono/?utm_source=social&utm_medium=mensagem

alterações no regimento interno da ANP, de modo a estabelecer competências por área.

Atualização: Em 08 de outubro de 2024 foi sancionada a Lei nº 14.993/2024 (Lei do Combustível do Futuro), que em seu capítulo VI tratou "das atividades da indústria da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono". O art. 26 estabeleceu que o exercício das atividades de captura de dióxido de carbono para fins de estocagem geológica, seu transporte por meio de dutos e estocagem geológica será realizado mediante autorização da ANP.

Destaca-se a importância do estudo conduzido pela SGE e pela SGP sobre a reestruturação da ANP e dimensionamento da força de trabalho e dos recursos necessários, visando o recebimento dessas novas atribuições regulatórias.

- Normativo de referência: Regimento Interno
- Área envolvida: SGE e SGP

Atualização: Entre as determinações da Resolução de Diretoria nº 859/2024 (ANEXO II) estão a qualificação e redimensionamento da força de trabalho e a revisão da estrutura organizacional da ANP.

7.2.2 Prospecção de áreas de estocagem

A atividade de prospecção de áreas de estocagem tem tratamentos diferenciados pelos PLs. Nos termos do PL 1425/2022 (art. 8°, § 1°) será realizada por entidade indicada pelo Poder Executivo, sendo a relação de reservatórios geológicos atualizada anualmente e assegurada a publicidade. Além da entidade, o Operador poderá nominar uma área em reservatório que não foi objeto de divulgação pelo Poder Executivo, desde que apresentados alguns documentos (art. 8º, §4º).

Os PLs 4196/2023 (art. 16), 4516/2023 (art. 34) e o substitutivo (art. 23, § 3º), por sua vez, indicam que a ANP dará acesso aos dados técnicos públicos das bacias sedimentares para análise, estudos e identificação de áreas com potencial para estocagem, sem limitar a prospecção de áreas à iniciativa privada.

Em reuniões realizadas com agentes externos, foram levantados questionamentos quanto à eventual limitação imposta pelo PL 1425/2022 para a participação de empresas privadas nesta etapa, indicando que tal limitação poderia prejudicar o desenvolvimento inicial da atividade de CCS no Brasil. Ainda, o modelo de negócio que está a se definir, poderá indicar outras formas de conduzir a atividade.

Destaca-se que a aquisição da dados já dispõe de regulamentação suficiente na ANP para atendimento das necessidades da atividade de CCUS, demandando apenas simples atualização do escopo. De acordo com o art. 8 §2º PL 1425/2022, a Resolução de Nominação deverá ser alterada para receber as informações trazidas.

Atualização: A Lei nº 13.994/2024 pacificou os pontos acima, trazendo em seu artigo 28, §3º, que a **ANP dará acesso aos dados técnicos públicos das bacias sedimentares brasileiras aos interessados** para análise, estudos e identificação de áreas com potencial para estocagem geológica de dióxido de carbono, mitigando eventual limitação trazida no PL 1425/2022 para a participação de empresas privadas nesta etapa, que poderia prejudicar o desenvolvimento inicial da atividade de CCS no Brasil.

- Normativo de referência: RANP 889/2022 (atualização do escopo para inclusão do CCUS) e Resolução ANP nº 837/2021 (atualização do escopo para incluir CCUS)
- Áreas envolvidas: SAG, SDT, SEP, SSO

7.2.3 Outorga

7.2.3.1 Instrumentos de Outorga

Quanto aos instrumentos de outorga, o PL 1425/2022 (art. 5°) prevê o Termo de Outorga Qualificada do Poder Executivo; os PLs 4196/2023 (art. 32), PL 4516/2023 (art. 14) e o substitutivo (art. 21), por sua vez, trazem a autorização pela ANP.

Prevalecendo o modelo de outorga qualificada, entende-se que os atuais contratos de E&P poderiam servir de referência para a elaboração do instrumento. Já no caso da modalidade de autorização, foram previstas as seguintes possibilidades de referências:

- Projetos em áreas concedidas: RANP 17/2015 (Resolução dos Planos de Desenvolvimento); contrato de E&P; minuta de resolução para estocagem subterrânea de gás natural[33]
- Projeto de armazenamento vinculado a plantas autorizadas (refinarias, UPGNs): RANP 852/2021
- Projeto de armazenamento vinculado a plantas de produção de biocombustíveis: RANP 734/2018
- Projetos de armazenamento vinculados a atividades não reguladas: regulação específica.

Destaca-se, ainda, que a depender da forma final da Lei, a autorização da atividade de CCUS em áreas concedidas poderá se dar por aditamento do contrato de E&P.

Atualização: O artigo 26 da Lei nº 14.993/2024 definiu a **autorização** como instrumento de outorga a ser utilizado pela ANP. Assim, o mapeamento das resoluções da ANP acima pode servir como referência inicial para a elaboração das regras para a autorização das atividades, bem como a possibilidade de aditamento em áreas já concedidas.

Ressalta-se que, conforme art. 26, §4º, a atividade de injeção e armazenamento de dióxido de carbono para fins de recuperação avançada de hidrocarbonetos de reservatório geológico (EOR) está excluída do processo de autorização. Assim, o EOR permanece sendo regulado pela ANP, conforme o Plano de Desenvolvimento, cujos conteúdo e procedimento são previstos na

[33] Encontra-se em elaboração pela ANP a regulamentação para estocagem subterrânea de gás natural, deverá utilizar o modelo de autorização, sem a assinatura de contrato.

Resolução ANP nº 17/2015, sob responsabilidade da Superintendência de Desenvolvimento e Produção.

Para os projetos que envolvem agentes que não são autorizados ou contratados pela ANP, há que se definir a UORG competente para autorizar a atividade. A identificação de emissores fixos que se pretende atender não só na captura, mas também no transporte e armazenamento pode ser considerada como fator decisivo sobre a autorização pretendida. Considerar como exemplo: a Diretiva 2009/31/EC (União Europeia) requer que sejam comprovadas: i) viabilidade técnica e operacional do reservatório; e ii) viabilidade financeira, competência técnica e garantia econômico-financeira durante a fase de operação do armazenamento "até a transferência da responsabilidade para a autoridade competente"[34]. A "licença de armazenamento", no caso da UE, depende da aprovação do plano de monitoramento**.** No caso do envolvimento de agentes não regulados pela ANP, será necessário o desenvolvimento de regulação específica, com definição do processo de autorização, ouvindo-se, por pertinência:

- A SEP, SDP ou SAG no caso de plantas estacionárias para armazenamento em reservatório geológico;
- A SPC ou SBQ no caso de uso do CO_2 capturado na indústria;
- A SDP no caso de plantas estacionárias para uso e estocagem destinados a projetos de recuperação avançada (EOR).

- Normativos de referência: RANP 17/2015, RANP 852/2021 e RANP 734/2018
- Áreas envolvidas: SDP, SEP, SPC, SAG, STM ou outra UORG a ser definida

7.2.3.2 Desenvolvimento da atividade em áreas contratadas

Em relação ao desenvolvimento da atividade em áreas contratadas, o PL 1425/2022 (art. 5º, §3º) indica que, na impossibilidade de desenvolvimento simultâneo da atividade de CCS e de exploração mineral, de hidrocarbonetos, ou de recursos hídricos em bloco objeto de contrato ou autorização celebrado anteriormente, a nova atividade dependerá de anuência do titular do direito preexistente, conforme regulamentação. Os PLs 4196/2023 (art. 32, § 4º), PL 4516/2023 (art. 14, § 4º) e substitutivo (art. 23, § 1º), por sua vez, dispõem que, no caso de áreas sob contrato, a ANP ouvirá o detentor de direitos de exploração e produção antes de conceder a autorização. Prevalecendo o PL 1425/2022, será preciso elaborar regulação específica para realização da atividade, considerando o interesse público.

Atualização: A Lei do Combustível do Futuro determina no artigo 26, § 5º, que o **uso prioritário da área será decidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia**, ouvidas as partes interessadas. E, ainda, no artigo 28, §1º, a Lei em referência indica que a ANP ouvirá o detentor de direitos de exploração e produção antes de conceder a autorização.

Do confronto entre o disposto nos art. 26, §5º, e art. 28, §1º, conclui-se que bastará a análise da ANP, ouvido o detentor dos direitos de exploração e produção, quando não houver impossibilidade de desenvolvimento simultâneo das atividades. Caso ocorra conflito, a

[34] À exceção do PL 1425/2022, os outros instrumentos carecem de uma previsão para transferência de responsabilidade após o encerramento da atividade. A ANP pode ter restrição a regular essa etapa do ciclo de vida caso a Lei permaneça omissa.

instância decisória em relação ao uso prioritário será o Ministério de Minas e Energia, inclusive nos casos de coincidência com área concedida para mineração.

Entende-se que a proposição de realização da atividade pelos contratados de E&P poderá se dar a qualquer tempo durante a execução do contrato. Na fase de produção, em que se pode vislumbrar oportunidade de uso de reservatórios depletados, ou mesmo identificados durante as operações, os projetos poderiam ser aprovados por autorização específica, no caso de uso exclusivo do reservatório para armazenamento. Na fase de exploração, a autorização em tudo se identifica com a dos projetos apresentados por agentes não contratados. Assim, em caráter transitório, a aprovação poderia ser feita por decisão da Diretoria fundamentada em análise técnica das UORGs competentes. Futuramente seria preciso elaborar uma regulação específica para o direito de uso dos reservatórios, considerando usos concorrentes e o interesse público.

É preciso considerar estrategicamente, no processo de autorização para realização de projetos de CCS, que os reservatórios neles considerados, que serão permanentemente comprometidos, podem ter usos concorrentes (armazenagem de GN, armazenagem de energia na forma de ar comprimido) eventualmente de maior interesse público.

- Normativos de referência: Não há
- Áreas envolvidas: SDP, SEP

7.2.3.3 Habilitação dos Interessados

Como regra geral, somente empresas ou consórcios de empresas constituídas sob leis brasileiras poderão exercer a atividade. O PL 1425/2023 (art. 9º, §1º) estabelece os requisitos mínimos para requerimento de termo de outorga qualificada. Já os PLs 4196/2023 (art. 32, § 2º), 4516/2023 (art. 14, § 2º) e substitutivo (art. 21, § 2º) apontam que as normas sobre a habilitação dos interessados, as condições para a autorização e para transferência de sua titularidade serão editadas pela ANP.

Atualização: No artigo 26, §1º, a nova Lei reproduz o que já era previsto, ou seja, somente empresas ou consórcios de empresas constituídas sob leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão requerer autorização para o exercício das atividades, que ocorrerão por conta e risco do interessado. Enquanto o §2º está em consonância com o proposto pelos PLs 4196/2023 (art. 32, § 3º), 4516/2023 (art. 14, § 3º) e o substitutivo (art. 21) quando aponta que as normas sobre a habilitação dos interessados, as condições para a autorização e para transferência de sua titularidade serão editadas pela ANP.

Foram visualizadas três possibilidades de habilitação de projetos:

- Processo de habilitação para projetos vinculados a áreas concedidas: RANP 18/2015 e RANP 24/2013
- Processo de habilitação para projetos vinculados a plantas autorizadas: RANP 734/2018 e RANP 852/2021
- Processo de habilitação de projetos não vinculados a atividades reguladas:

regulamento a ser desenvolvido por UORG competente para autorização de agentes independentes

- Normativos de referência: RANP 18/2015, RANP 24/2013, RANP 734/2018, RANP 852/2021
- Áreas envolvidas: Área responsável pela autorização e fiscalização

Importante ressaltar, a depender de como o marco legal seja firmado, pode haver o concurso de outras unidades, por exemplo, para alteração do contrato de concessão. Nesse caso, possivelmente a SPL teria participação nesse processo.

7.2.3.4 Revogação da outorga

O PL 1425/2022 (art. 6º) indica expressamente as hipóteses de revogação. Os PLs 4196/2023 (art. 32, § 5º), 4516/2023 (art. 14, § 5º) e substitutivo (art. 23, § 2º) apontam a revogação/cassação da autorização como possíveis consequências do descumprimento das normas estabelecidas pela ANP.

Atualização: Na Lei nº 14.993/2024, a possibilidade de **cassação da autorização**, sem prejuízo das demais sanções cabíveis, nos termos da regulação, é trazida no artigo 28, §2º, caso os agentes autorizados descumpram as normas estabelecidas pela Agência. O texto não indica expressamente as hipóteses desta revogação.

Foram identificadas as seguintes hipóteses e regulamentos aplicáveis:

- Revogação de projeto de armazenamento: contratos de E&P
- Revogação de projeto de uso: RANP 734/2018 e RANP 852/2021

- Normativos de referência: Contratos de E&P, RANP 734/2018 e RANP 852/2021
- Áreas envolvidas: Área responsável pela autorização e fiscalização

7.2.3.5 Prazos

O PL 1425/2022 (art. 5º, § 1º) e substitutivo PL 4516/2023 (art. 21, § 3º) definem prazo de 30 anos, prorrogável por igual período, para a outorga/autorização. Os PLs 4196/2023 e 4516/2023 não determinam prazo.

Atualização: No § 3º do artigo 26 é estabelecido o **prazo de 30 anos, prorrogável por igual período.** No entanto, a Lei inova quando indica que o **Executivo pode alterar esse prazo** em razão de relevante interesse público, ainda que não detalhe quais seriam os casos.

> "§ 3º A autorização de que trata o caput deste artigo terá prazo de 30 (trinta) anos, prorrogável por igual período na hipótese do cumprimento das condicionantes estabelecidas no termo celebrado

entre as partes, podendo o Executivo alterar esse prazo em razão de relevante interesse público."

Se o prazo for fixado, ainda assim é preciso regular as condições em que o projeto poderia ser terminado antes do prazo, bem como as condições de prorrogação. Caso contrário, será necessário estabelecer em resolução geral sobre o tema um prazo padrão, de acordo com as rotas tecnológicas, ou a possibilidade de se definir o prazo a cada projeto.

- Normativos de referência: Não há
- Áreas envolvidas: Área responsável pela autorização e fiscalização

7.2.4 Captura

O PL 1425/2022 (art. 1º, § 1º) informa que, para fins daquela lei, será disciplinada a captura de CO2 proveniente de fontes estacionárias diversas, incluindo captura direta. Os PLs 4196/2023 (art. 32, § 3º), 4516/2023 (art. 14) e substitutivo (art. 21) dão competência à ANP para regular atividade de captura que, conforme definição proposta nos PLs, abrange todo "processo físico-químico ou biológico de remoção de dióxido de carbono da atmosfera e de fontes estacionárias de emissão".

A abrangência das propostas nos PLs foram objeto de preocupação da área técnica, uma vez que determina a regulação e fiscalização de qualquer atividade de captura, o que traria custos administrativos consideráveis. Na experiência internacional, a atividade de captura não tem sido objeto de regulação (em regra é etapa de processo industrial, sem maiores preocupações regulatórias). Além da gestão de segurança operacional, presente em toda unidade industrial, a única variável importante no processo é a medição[35], para efeito de se auferir créditos, e que, de toda forma, é verificada no processo de certificação. Ademais, considerando que a captura é um processo integrado à unidade industrial, sua conformidade será verificada no licenciamento ambiental correspondente.

Destaca-se que, no âmbito das atuais competências da ANP, a atividade de captura não é avaliada pela SPC (não consta da RANP 734/2018). Mantida a exigência, será necessário o estabelecimento de uma resolução geral sobre a captura e estocagem geológica de carbono. Não é recomendável, contudo, que a etapa de captura, considerada de forma isolada, seja objeto de regulação específica em um primeiro momento.

No entanto, orientações transnacionais como as da ISO para a etapa de captura podem ser referenciadas como boas práticas para o processo: ISO 27919-1:2018 - sobre o método de avaliação de performance para captura de CO2 pós combustão integrado a uma termelétrica; ISO/TR 27912:2016 sobre sistemas, tecnologia e processos para a captura de CO2.

- Normativos de referência: Não há
- Áreas envolvidas: Não há como definir. Sem paralelo da ANP.

Atualização: A Lei nº 14.993/2024 atribuiu à ANP a **regulação do processo de captura de dióxido de carbono para fins de estocagem geológica,** que deve observar as seguintes

[35] A medição é importante na captura para efeito de rateio dos créditos de carbono, auferidos no armazenamento e descontadas as perdas, quando o CO2 provém de vários emissores.

diretrizes:

I - eficiência e sustentabilidade econômicas;

II - adoção de métodos, de técnicas e de processos que considerem as peculiaridades locais e regionais e as melhores práticas da indústria; e

III - integração das infraestruturas, dos serviços e das informações geológicas e geofísicas para gestão eficiente dos recursos naturais envolvidos no desenvolvimento da atividade.

7.2.5 Transporte

7.2.5.1 Abrangência

O texto do substitutivo (art. 21) restringiu o escopo da regulação da atividade de transporte relacionado à atividade de CCUS à modalidade "por meio de dutos". É, todavia, tecnicamente possível o transporte de CO_2 por outros modais, como rodoviário, ferroviário ou marítimo. No caso desses modais, no entanto, o transporte de CO_2 provavelmente se enquadraria como transporte de cargas perigosas, cabendo a regulação à ANTT ou ANTAQ, a depender do modal.

Quanto à regulação da atividade de transporte por dutos, a RANP 52/2015 (construção, ampliação e operação das instalações de movimentação) pode ser utilizada como referência. Há também na ANP normativos que tratam do transporte de gás em modais alternativos ao dutoviário e do acondicionamento de gás natural, conforme previsto pela Lei n° 14.134, de 2021, especialmente em seus arts. 24 e 25. As principais regulações atinentes ao tema são a Resolução ANP n° 41, de 2007 (distribuição de gás natural comprimido – GNC) e Portaria ANP n° 118, de 2000 (distribuição de gás natural liquefeito – GNL), ambas em avançado estágio de revisão. Em relação ao transporte aquaviário, a principal norma da ANP sobre o tema é a Resolução ANP n° 811, de 2020, que regulamenta a atividade de transporte a granel de petróleo, seus derivados, gás natural e biocombustíveis por meio aquaviário e as operações de transbordo entre embarcações (*ship to ship*).

É importante considerar, ainda, as regras transnacionais apontadas como referências regulatórias para a etapa de transporte: 49 CFR PART 195 (PHMSA) do departamento de transporte dos EUA sobre segurança de dutos; ISO 27913:2016 sobre sistema dutoviário de transporte; ISO/AWI TR 27929 sobre transporte de CO_2 por navio; DNV-RP-J202/2010 sobre desenho e operação de dutos de CO_2.

- Normativos de referência: RANP 52/2015, RANP 41/2007, RANP 811/2020, PANP 118/2000.
- Área envolvida: SIM

7.2.5.2 Garantia de acesso

O PL 1425/2022 (art. 19) prevê garantia de acesso não discriminatório e negociado de terceiros à infraestrutura essencial para o transporte de CO_2. Apesar do caput do art. 19 tratar apenas do transporte, o seu § 1º indica que o agente emissor de CO2 terá preferência para uso da infraestrutura de transporte e "armazenamento" sob titularidade própria ou na proporção da participação acionária nos ativos. O art. 20 também menciona acesso à infraestrutura no caso

de armazenamento. Dessa forma, é preciso avaliar se a questão do acesso também não envolveria o armazenamento de CO2.

Os PLs 4196/2023 e PL 4516/2023, por sua vez, não tratam do transporte. No entanto, artigos que estabelecem as diretrizes para as atividades de captura e estocagem indicam necessidade de observar "integração das infraestruturas (...) para gestão eficiente dos recursos naturais envolvidos no desenvolvimento da atividade (arts. 33, III e 15, III respectivamente). Já o substitutivo indica necessidade de observar "integração das infraestruturas (...) para gestão eficiente dos recursos naturais envolvidos no desenvolvimento da atividade" (art. 22, III). Como argumentado na seção que trata da estratégia regulatória, ainda que o modelo regulatório da indústria de óleo e gás possa ser usado como ponto de partida, são necessárias adaptações para adequação ao momento da atividade de CCUS. Nesse sentido, a Europa admite que, em determinadas situações em que se tem como principal objetivo o incentivo ao desenvolvimento da atividade, mesmo as instalações essenciais poderiam ser beneficiadas com um período sem obrigatoriedade de acesso de terceiros, de modo a catalisar investimentos e reduzir os custos regulatórios no estágio inicial de implantação de novas infraestruturas. Importante mencionar a *CCS Directive* (2009) da União Europeia, que aborda em seu capítulo 5° questões relacionadas ao acesso de terceiros à rede de transporte.

Além disso, há também no Brasil regulações que tratam do acesso a oleodutos de transporte, com base na Lei n° 9478, de 1997, em especial seu art. 58. O acesso a essas instalações é negociado entre as partes, cabendo à ANP fixas o valor e a forma de pagamento da remuneração da instalação, caso não haja acordo entre as partes (parágrafo primeiro). Atualmente, as resoluções que tratam do acesso a oleodutos de transporte são a RANP 35/2012 (oleodutos de transporte de extensão superior a 15 km) e a RANP 716/2018 (oleodutos de transporte de extensão inferior a 15 km).

- Normativos de referência: Regulação para o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais de gás natural no Brasil[36], RANP 35/2012, RANP 716/2018. *CCS Directive* (2009) da União Europeia (capítulo 5°).
- Áreas envolvidas: SIM e SDP (no caso do armazenamento)

Atualização: Em relação ao **transporte por dutos** e ao armazenamento geológico, a menos que eventual Decreto regulamentador traga maior luz sobre esses temas, caberá à ANP definir como se dará o acesso aos dutos e aos reservatórios. Destaca-se que as regras sobre esses acessos serão determinantes para as decisões de investimentos dos interessados, pois podem ter forte impacto sobre a economicidade dos projetos.

7.2.6 Perfuração de Poços

[36] Regulação em elaboração. Ver "Estudo prévio para regulamentação do acesso de terceiros negociado e não discriminatório às infraestruturas essenciais de gás natural no Brasil: gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de gás natural liquefeito (GNL)" Disponível em:(https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-previa/2023/cp-01-2023/nt-conjunta-n-25-2022.pdf) - Processo SEI 48610.205614/2022-48

Os projetos de lei analisados não fazem nenhuma recomendação explícita em relação à perfuração e completação de poços.

Sobre a regulação transnacional para a perfuração de poços, cabe destacar como referência a regulação da Agência de Proteção Ambiental dos EUA (EPA) para os poços usados para CCS, o *Class* VI, as regras da diretiva da União Europeia sobre CCS e as normas sobre integridade de poços: ISO 16530; NORSOK D010; O&G *UK Guidelines*. A regulação ambiental do EPA, que é específica para armazenamento geológico, aponta para as preocupações relacionadas à interação química entre o CO_2 e as tubulações, inclusive o revestimento do poço, o cimento e os anéis de vedação. Em consequência, prescreve qualidade mínima dos materiais. A cimentação de abandono (*plugging*) também é abrangida na norma. Será necessário determinar se a regulação nacional apontará para prescrição de qualidade ou para requisitos de desempenho.

Para fins da análise proposta neste documento, foram mapeados os seguintes normativos, conforme o tipo de poço:

- Poços Estratigráficos
  - RANP 46/2016 (Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural). Resolução pode ser aplicada aos poços estratigráficos por analogia aos poços do E&P, enquanto não se evidenciar necessidade de ajustes;
  - RANP 699/2017 necessita de alteração para incluir codificação e documentação de acompanhamento específicas para poços para CCS.
- Poços de Injeção
  - RANP 46/2016 (Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural): Resolução pode ser aplicada aos poços injetores de CO_2 por analogia aos poços do E&P, enquanto não se evidenciar necessidade de ajustes. Como os projetos piloto empregam pressões, vazões e volumes reduzidos, entende-se que os critérios do SGIP são suficientes para o gerenciamento de sua segurança. À medida que os projetos se desenvolvam e as tecnologias amadureçam, a RANP 46/2016 poderá ser ajustada em conformidade com as necessidades dos empreendimentos. A regulação estrangeira também pode ser utilizada como referência no curto prazo, tal como a norma EPA/US para o poço *Class* VI[37] e a regulação da União Europeia
  - RANP 699/2017: necessita de alteração para incluir codificação e documentação de acompanhamento específicas para poços para CCS.
- Poços de Monitoramento
  - RANP 46/2016 (Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural): adequada
  - RANP 699/2017: necessita de alteração para incluir codificação e documentação de acompanhamento específicas para poços para CCS

- Normativos de referência: RANP 46/2016 e RANP 699/2017
- Áreas envolvidas: SSO, SEP e SDP

7.2.7 Armazenamento Geológico

O PL 1.425/2022 (art. 1º) determina que: (1) a injeção e o armazenamento devem

[37] https://netl.doe.gov/sites/default/files/2018-02/FE00006821-Class-VI-Injection-Permit--Salient-Features-and-Regulatory-Challenges_Final.pdf

ocorrer em formação geológica localizada nas bacias sedimentares do território nacional, na zona econômica exclusiva ou na plataforma continental sob jurisdição do Brasil (§ 2º) (note-se que formações basálticas que eventualmente não se encontrem em bacias sedimentares ficam excluídas, o que é um ponto para ajuste no texto); (2) formações geológicas selecionadas devem ser avaliadas conforme sua sismicidade, atestando-se a inexistência de risco significativo de fuga ou de impactos significativos para o ambiente ou a saúde, conforme regulamentação (§ 3º); (3) armazenamento não permanente para fins de comercialização e reuso será realizado em reservatórios acima da superfície que atendam a especificações mínimas aptas a garantir a segurança do conteúdo contra vazamentos, conforme regulamentação técnica e licenciamento ambiental, independentemente de outorga. Os demais PLs não trazem diretrizes sobre o tema.

Atualização: A Lei nº 14.993/2024 não traz o detalhamento indicado no parágrafo acima em relação às características e diretrizes para avaliação das formações geológicas. Além disso, em relação ao transporte por dutos e ao **armazenamento geológico**, a menos que eventual Decreto regulamentador traga maior luz sobre esses temas, caberá à ANP definir como se dará o acesso aos dutos e aos reservatórios. Destaca-se que as regras sobre esses acessos serão determinantes para as decisões de investimentos dos interessados, pois podem ter forte impacto sobre a economicidade dos projetos.

Publicada a autorização para estocagem subterrânea de gás natural, em análise na ANP (Processo SEI 48610.203555/2023-54), os estudos e avaliações a ela relacionados poderão ser relevantes referências.

Importante mencionar como regras transnacionais aplicáveis a ISO 27914:2017 sobre armazenamento geológico e a ISO 27916:2019 sobre o armazenamento de CO_2 usado em recuperação avançada (EOR).

- Normativos de referência: Não há
- Áreas envolvidas: SAG, SEP, SDP, STM (potencialmente)

7.2.8 Monitoramento e gestão do reservatório

7.2.8.1 Obrigações do operador

PL 1.425/2023 (art. 11) e o substitutivo PL 4516/2023 (art. 24) estabelecem obrigações para o operador de estocagem geológica, entre elas: garantir armazenamento ou o reaproveitamento de CO_2 ocorra de forma segura e eficaz; iniciar medidas preventivas e corretivas no caso de eventos não desejáveis; adoção melhores práticas; manter banco de dados relativos à operação de armazenamento; realizar inventário de armazenamento e vazamento de CO_2; permitir acesso a informações e instalações em auditorias/fiscalizações.

As RANP 851/2021 e 21/2014 fornecem uma base para as atividades de fiscalização e monitoramento da atividade. Também poderá ser utilizada como referência adicional a nota técnica sobre autorização para ESGN (elaborada em vista do projeto da empresa Origem)[38]. Destaca-se, entretanto, que o monitoramento se apresenta como um dos principais gargalos técnicos e regulatórios no estágio atual da atividade.

[38] Nota técnica está em elaboração. Ver Processo SEI 48610.203555/2023-54

Entre os aspectos que precisam ser observados na regulamentação específica para a atividade está o estabelecimento de critérios adicionais que verifiquem reativação de falhas, sismicidade, expansão da pluma de CO_2, e vazamentos de CO_2, o que exige tecnologias específicas que constituem o chamado MMV (*measurement, monitoring and verification*).

Em relação às regras transnacionais, podem ser usadas como referência os padrões ISO, API e CARB para gestão de reservatórios de O&G, e ainda os códigos de conduta para a etapa de monitoramento do CCS, como os da IOGP.

Atualização: No art. 29 da Lei nº 14.993/2024, sete incisos determinam as **obrigações dos operadores** de estocagem geológica de dióxido de carbono. Destaca-se que a exceção de um, todas já eram previstas com maior ou menor grau de detalhamento neste Relatório. A inovação encontra-se no inciso V, c, e no parágrafo único que trazem a proposta de certificação de crédito de carbono.

> "V – realizar inventário de armazenamento e de vazamento de dióxido de carbono, comparando as quantidades de armazenamento e de vazamento previstas e realizadas, para:
>
> (...)
>
> c) obter certificação de crédito de carbono, na hipótese de acordos internacionais e de legislação nacional que assim permitam;
>
> (...)
>
> Parágrafo único. O certificado de crédito de carbono de que trata a alínea c do inciso V do caput deste artigo poderá ser objeto de contrato de longo prazo, conforme regulamento."

- Normativos de referência: RANP 851/2021; RANP 21/2014; NT sobre autorização para ESGN (empresa Origem). A maior parte dos critérios deverá ser estabelecida em resolução específica.
- Áreas envolvidas: SAG, SEP, SDP

7.2.8.2 Armazenamento permanente

O PL 1425/2022 (art. 12) estabelece que as atividades de monitoramento e gestão do armazenamento permanente de CO_2 serão mantidas até 40 (quarenta) anos após cessação permanente da atividade. O monitoramento após cessação permanente de atividades poderá, mediante anuência da autoridade de regulação competente, ser transferido à Gestora de Ativos de Armazenamento (GAA): (i) por 20 anos precedentes à transferência de ativo para a União; ou (ii) por até 35 anos precedentes à transferência de ativo para a União, caso atendidos os requisitos de estabilidade de longo prazo do reservatório e de certificação de segurança. A GAA será responsável pelos danos (ao meio ambiente, à saúde humana, a outros recursos ou danos a ativos de terceiros), após o encerramento do período de monitoramento (art. 18, § 2º). Os demais PLs não abordam o tema.

Apesar de ausente na maior parte dos PLs, inclusive no substitutivo, que tem maiores chances de avançar no legislativo, a responsabilidade pelo reservatório após a cessação da atividade autorizada, e pelo armazenamento definitivo, é um dos pontos mais sensíveis da atividade de CCUS. Para a análise da viabilidade do projeto, é importante que o agente tenha definido o tempo pelo qual será responsável pelo reservatório (e em que condições deverá entregá-lo para eventual autoridade pública que venha assumir seu gerenciamento), e se serão ou não recolhidas contribuições para o financiamento da atividade de monitoramento futuro. A

ausência de menção ao tema faz presumir que essa gestão será feita pelo poder público, no entanto, não há qualquer previsão de como se dará o custeio dessa atividade. Essa fragilidade dificilmente poderá ser remediada a nível regulatório, sem o apoio do arcabouço legal.

Feitas as ressalvas acima, acredita-se que os contratos de exploração e produção sejam a melhor referência no que diz respeito aos mecanismos de gestão da atividade prevendo, inclusive, regras de antecipação da devolução e de prorrogação do prazo autorizado para a injeção. Importante adotar também como referência a regulação estrangeira dos países que estão implementando o CCS.

- Normativos de referência: contratos de E&P
- Áreas envolvidas: Área responsável pela autorização ou GAA

Atualização: A lei é inespecífica sobre o que ocorre ao final do período de autorização e/ou prorrogação. O inciso VI do artigo 29, que trata das obrigações do operador de estocagem, impõe a necessidade de realizar o monitoramento das atividades de que trata o caput do art. 26 da Lei conforme o disposto no regulamento, de onde se depreende a necessidade de um Decreto regulamentador que trate dessa atividade e das obrigações do operador. A lei *não indica*, porém, a quem competirá (e com quais recursos) realizar o monitoramento dos poços de injeção de CO2, encerrado o prazo da autorização ao particular.

7.2.9 Medição

Os PLs apresentados não tratam do aspecto da medição, que também é bastante sensível, na medida em que dele dependem a qualidade do inventário de armazenamento e vazamento de CO_2, a própria garantia da mitigação dos efeitos dos gases de efeito estufa, e a integridade do eventual cálculo dos créditos de carbono relativos à atividade.

É importante observar como referência regulatória a ISO/TR 27915:2017 que trata da quantificação e verificação de emissão e redução dos GEE.

- Normativos de referência: Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 1/2013
- Áreas envolvidas: NFP

7.2.10 Segurança Operacional e Comunicação de Incidentes

Conforme o PL 1425/2022 (arts. 15 a 18), o operador é responsável por danos ambientais, em solidariedade com demais consorciados; responsabilidade compartilhada entre diferentes agentes da cadeia no caso da exploração da atividade econômica a serviço do emissor, agente reaproveitador ou terceiro interessado; deve observar as melhores práticas; e ter responsabilidade socioambiental. Os demais PLs não abordam o tema.

Em relação ao tema, as normas transnacionais, como a ISO 27914/2017, que trata do armazenamento geológico em CCS, e ISO/TR 27918-2018, que trata do gerenciamento de risco no ciclo de vida de um projeto integrado de CCS, devem ser observadas inicialmente, tendo em vista sua especificidade. No que couber, entende-se que a regulação de segurança para E&P pode ser usada de forma análoga com as devidas adaptações para características da atividade, em especial do que diz respeito ao gerenciamento da segurança baseado em risco.

Os contratos de E&P já tratam genericamente das responsabilidades do operador. Adicionalmente, as RANPs 43/2007 (Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional para

Instalações Offshore) e 2/2010 (Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural em Campos Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural) trazem exigências como a elaboração do plano de contingência. Já a Resolução ANP 882/2022 traz os requisitos para comunicação (exigidos também pela legislação ambiental) e investigação de incidentes. Nesse ínterim, ajustes nas tipologias de incidentes e nos respectivos manuais de comunicação, de forma a incluir especificidades das atividades de CCUS bastariam, uma vez que os procedimentos de comunicação e de investigação permaneceriam os mesmos.

- Normativos de referência: Contratos de E&P; RANP 43/2017; RANP 2/2010; RANP 882/2022
- Áreas envolvidas: SSO, SIM e SPC

7.2.11 Descomissionamento

Conforme o PL 1425/2022 (art. 5º, § 2º), as atividades de armazenamento permanente, incluindo o descomissionamento e o encerramento da infraestrutura de injeção de CO_2, serão reguladas e fiscalizadas pela autoridade de regulação competente, que não poderá exercer a função de outorga (art. 5º, § 2º). Os demais PLs não abordam o tema.

No caso da atividade de CCUS, o descomissionamento deve se aplicar somente aos dutos e poços de injeção não convertidos para monitoramento, dado que os poços de monitoramento permanecerão enquanto necessários (prazo provavelmente longo).

A RANP 817/2020 deve ser usada como referência para a regulação do descomissionamento da atividade de CCUS, incluindo a questão da recuperação de áreas, bem como as melhores práticas da indústria aplicáveis. No entanto, vale a pena ressaltar que esta norma veda a reutilização de poços para outros finalidades que não E&P, o que poderá merecer uma futura adaptação às necessidades de CCUS.

- Normativos de referência: RANP 817/2020
- Áreas envolvidas: SDP, SEP, SSO e STM

7.2.12 Utilização de CO_2

Entre os objetivos dispostos no art. 3º do PL 1425/2022 está o de "estimular o uso de CO_2 como insumo ou matéria prima para fins comerciais ou industriais ou prestação de serviços, incentivando a economia circular". A atividade de reaproveitamento seria autorizada apenas após período de armazenamento e cessão permanente de injeção (art. 8º, § 5º), mediante pedido direcionado à autoridade competente, que definirá o procedimento a ser adotado (art. 12, § 4º). Os demais PLs não abordam especificamente o tema.

Foram identificadas inicialmente três possibilidades de uso de CO_2:

- Uso de CO_2 na produção de combustíveis sintéticos, tendo como normativo de referência a RANP 856/2021 (especificações de QAV, inclusive alternativos, e controle de qualidade)
- Uso do CO_2 para a produção de outros produtos (ex: minerais carbonáticos para a construção civil), que demandaria regulação específica
- Uso em EOR: já é implicitamente regulado (técnica de recuperação avançada); obrigação de cumprir as melhores práticas nas atividades de E&P (previsão nas leis do petróleo, na lei da partilha e contratos de E&P)

- Normativos de referência: RANP 856/2021, no caso de uso de CO_2 na produção de combustíveis sintéticos
- Áreas envolvidas: SBQ, SPC e SDP

7.2.13 PD&I

Apenas o PL 1425/2022 (art. 21) trata do tema PD&I, propondo a inclusão do fomento à pesquisa e ao desenvolvimento relacionados à energia renovável e à descarbonização do setor de energia no art. 1º da Lei 9478/97.

Durante o trabalho de elaboração deste Relatório, identificou-se a necessidade de alterar a RANP 918/2023 para melhor adequação às particularidades dos projetos de CCUS, como a inclusão de uma qualificação específica para os projetos destinados à avaliação geológica para armazenamento de CO_2 com aquisição de dados; previsão da possibilidade de contratação de serviços de aquisição de dados destinados à avaliação geológica para armazenamento de CO_2, enquanto essa atividade não for comercial; implementação de uma codificação específica para os poços destinados à avaliação geológica para armazenamento de CO2, por meio de alteração da RANP 699/2017.

- Normativos de referência: RANP 918/2023 e RANP 699/2017
- Áreas envolvidas: SDT e STM

8. PERCEPÇÃO PÚBLICA E LICENÇA SOCIAL PARA OPERAÇÃO

Os projetos de CCUS são complexos, e com frequência envolvem grandes infraestruturas, atingindo inúmeros grupos e comunidades. Na atividade *onshore*, a passagem de dutos ou as locações de armazenamento podem afetar a rotina dos moradores locais; no caso da atividade em offshore, a movimentação de embarcações envolvidas no CCUS pode interferir em rotas de outras atividades comerciais e industriais. Além desses efeitos práticos, o pouco conhecimento sobre a atividade pode afetar negativamente sua percepção social, o que já custou atrasos e cancelamento de projetos internacionalmente[39].

Galeazzi et al (2023), em estudo voltado para análise dos custos de transporte e infraestrutura da rede de CO_2 nos Estados Unidos, identificaram quatro prioridades de políticas públicas para acelerar a atividade no ritmo requerido para o cenário de neutralidade em carbono: (i) expansão de incentivos e facilitação de financiamento; (ii) endereçamento das percepções públicas acerca dos dutos de CO_2, por meio do aumento do engajamento das comunidades públicas e privadas com o objetivo de melhorar a licença social para operação; (iii) facilitar a expansão das redes de dutos por meio de colaboração entre os estados; e (iv) simplificação dos processos de licenciamento para facilitar o alcance da meta de expansão. Esta seção tratará sucintamente do segundo aspecto destacado, cuja centralidade tem sido

[39] De acordo com IEA (2023, b), na Holanda, a oposição pública ao projeto de Barendrecht levou a atrasos na implementação do projeto que culminaram em seu cancelamento, no ano de 2010. Em outubro de 2023, o projeto Heartland Greenway CO_2 Pipeline, nos Estados Unidos, foi cancelado por reação de um grupo de proprietários de terra, além de falta de transparência por parte da empresa e preocupações quanto à segurança.

reconhecida nas mais diferentes jurisdições.

A licença social para operar não é um documento obtido pelo preenchimento de requisitos, mas antes, fruto da aceitação, pela comunidade local e outros stakeholders, das atividades conduzidas por empresas, que precisa ser validada continuamente. De acordo com Stuart et al (2023), a popularização da licença social para operar (LSO) é atribuída ao ex-diretor de uma companhia mineradora (Jim Cooney) que, com o avanço das comunicações, passou a observar uma mudança no comportamento de diversas comunidades onde operavam suas plantas. Antes fora do campo de visão do resto do mundo, essas comunidades passaram a exercer pressões sobre as empresas que repercutiram em prejuízos financeiros e reputacionais. Assim, o termo teria sido cunhado para destacar a crescente necessidade de se ir além das exigências legais e regulatórias impostas por um país ou região, de modo a minimizar os riscos políticos e sociais da atividade.

Sinalizando a sensibilidade do tema, a Comissão Europeia lançou, em setembro de 2023, um documento elaborado pelo Grupo de Trabalho do Fórum CCUS (Comissão Europeia, 2023), que trata da percepção pública em relação à atividade de captura e estocagem de carbono, com o objetivo de auxiliar na elaboração da estratégia de comunicação oficial sobre o assunto. Na visão do grupo, a percepção pública será fator determinante para o desenvolvimento da atividade no bloco (tendo inclusive já impactado o andamento e mesmo a continuidade de projetos), sendo fundamental o comprometimento com a ampliação da informação e do conhecimento da sociedade sobre o CCUS. É destacado também o papel dos agentes políticos na promoção da atividade como uma tecnologia relevante para a redução de emissões e para a transição energética, e na ampliação do debate sobre o tema. Para a Comissão, as partes (cidadãos, associações, empresas e instituições) devem ser envolvidas sob a premissa de criação de um cenário de confiança, compartilhamento de informações e estímulo ao debate, com transparência absoluta em relação a benefícios, custos e riscos associados aos projetos.

Na mesma linha, a IEA (IEA, 2023, a) entende que o engajamento com os agentes locais afetados, já nas primeiras etapas dos projetos, é essencial para reduzir potenciais atrasos nas atividades de CCUS. Para incentivar esse engajamento, a IEA sugere que os governos podem criar a exigência do envolvimento comunitário (definindo seus parâmetros) como requisito para a concessão de recursos e incentivos públicos. Como exemplo, a IEA menciona o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DoE), que tem demandado de todos os projetos candidatos a receberem recursos do IRA e da Lei de Investimento em Infraestrutura a criação de Empregos que apresentem "planos de benefícios voluntários, baseados em quatro eixos: investimento na força de trabalho; engajamento da comunidade e dos trabalhadores[40]; diversidade, equidade, inclusão e acessibilidade; e implementação de uma iniciativa do DoE para direcionar investimentos para comunidades carentes.

Segundo Antunes (2023), enquanto a experiência internacional tem demonstrado que a principal questão a afetar os grandes projetos de infraestrutura está na verdade relacionada à LSO, no Brasil, o debate em relação às questões socioambientais tende a se concentrar nos aspectos relativos ao licenciamento ambiental. O estágio ainda bastante inicial dos principais projetos nacionais relacionados a CCUS dá ao país a possibilidade de definir políticas, normas e ações institucionais no sentido de mitigar os riscos associados à percepção social da atividade,

[40] A ruptura de uma tubulação transporte de CO_2 em fevereiro de 2020, no Mississipi (acidente de Sartatia), cristalizou a importância da ampla comunicação e total transparência com as comunidades afetadas pelas atividades. Em casos extremos, a ruptura de tubulações de CO_2 podem deslocar oxigênio, causando asfixia nas pessoas próximas. Foi o que aconteceu em Mississipi, levando à hospitalização de mais de cinquenta pessoas. Segundo Galeazzi et al (2023), as investigações conduzidas pelo Pipeline and Harzadous Materials Safety Administration (PHMSA) revelaram que os proprietários do duto de transporte de CO_2 não deram qualquer informação às comunidades locais, hospitais e serviços de emergência quanto aos danos potenciais e respostas imediatas necessárias no caso de uma ruptura. Esse caso, afirmam os autores, revelam problemas no correto envolvimento dos agentes afetados, o que pode piorar a percepção social sobre a atividade como um todo.

sendo fundamental a ampliação e aprofundamento do debate, a disseminação de informações, e a transparência em relação a todos os benefícios e potenciais impactos da atividade, assim como quanto aos mecanismos de segurança e mitigação de riscos.

A ANP, enquanto órgão técnico autônomo e altamente qualificado, pode desempenhar papel relevante no processo de informação da sociedade, promovendo o debate sobre uma opção tecnológica importante na trilha da redução das emissões de GEE e regulamentando os meios pelos quais se espera que os operadores comuniquem, de forma estruturada, riscos e oportunidades para as comunidades afetadas.

9. RECOMENDAÇÕES PARA A DIRETORIA COLEGIADA

Este estudo pretendeu apresentar o estágio em que se encontra a atividade de CCUS no Brasil e levantar as necessidades regulatórias para sua implementação. Mesmo sem a definição da competência da ANP para regular esta atividade, há diversos projetos em curso financiados pela cláusula de PD&I, ou vinculados a atividade regulada, que exigem ações regulatórias da Agência.

Identificou-se, na experiência internacional, a regulação por projeto piloto como a alternativa mais adequada para o tratamento desses projetos, que servirão como base para a acumulação de conhecimento sobre a atividade de CCUS, e posterior regulação em termos mais gerais. A regulação por projeto piloto, entretanto, demanda algumas balizas iniciais, dadas tanto pela regulamentação vigente, como por normas transnacionais.

Sob essa perspectiva, a STM mapeou, com o apoio de diversas áreas da casa, os normativos internos que podem ser utilizados como uma primeira referência para as diversas etapas envolvidas na atividade de CCUS, assim como normas internacionais que poderiam ser adotadas, buscando maior segurança e eficiência no desenvolvimento das atividades. Para algumas situações previstas nos projetos de lei em curso, não foram identificadas normas de referência, sendo esses pontos destacados como lacunas regulatórias.

Como resultado do trabalho desenvolvido, apresentam-se as seguintes recomendações à Diretoria Colegiada:

1. **Reconhecer a regulação por projeto piloto como instrumento adequado ao tratamento dos projetos relacionados à atividade de CCUS** que sejam submetidos à apreciação e aprovação da ANP;

Nominar as UORGs competentes para receber os projetos, coordenar sua análise, encaminhar a proposta de autorização e estruturar sua fiscalização. Para atingir esse objetivo, sugere-se que a definição se dê considerando a similaridade de competências regimentais estabelecidas, tomando-se por base as ponderações apresentadas ao longo da seção 7.2 deste relatório.

É preciso ressaltar que a análise dos projetos de CCUS será necessariamente transversal/matricial, envolvendo as UORGs com capacitação técnica nos aspectos específicos dos projetos, tal como poços (SSO), reservatórios (SAG, SEP, SDP), transporte (SIM), segurança operacional (SSO), descomissionamento (SSO, STM), monitoramento (SDT, SAG, SDP) e produção de combustíveis (SPC), como indicado na seção 7.2.

A despeito da transversalidade, é ideal que se tenha uma porta de entrada definida para os projetos, com a área competente pelo recebimento dos projetos realizando as distribuições internas, conforme competência regimental.

Atualização: A Resolução de Diretoria nº 859/2024 (Anexo II) autorizou a análise de projetos relacionados à atividade de captura e estocagem de carbono, em andamento ou em vias de implantação, por meio da **regulação experimental por projeto-piloto**, enquanto não for concluído o processo de regulamentação específica.

2. **Viabilizar investimentos na capacitação do corpo técnico da ANP** nas diferentes etapas relacionados à atividade de CCUS. Em especial, sugere-se que seja promovida capacitação nas seguintes áreas:
    - Poços para injeção de CO_2 supercrítico

- Monitoramento de pluma de CO_2 em subsuperfície
- Monitoramento de recursos ambientais de superfície
- Dutos de transporte de CO_2
- Produção de combustíveis sintéticos
- Experiências internacionais de regulação da atividade
- Aspectos determinantes da viabilidade econômica dos projetos

As áreas técnicas que devem ter prioridade nas atividades de capacitação são aquelas indicadas, ao longo da seção 7, como potenciais receptoras de novas competências: SAG, SBQ, SDP, SDT, SEP, SIM, SPC, SSO e STM.

Atualização: A Resolução de Diretoria nº 859/2024 (ANEXO II) determinou que a Superintendência de Gestão de Pessoas e do Conhecimento - SGP apresente o plano de capacitação do corpo técnico da ANP em relação às atividades de CCUS, em especial nas temáticas listadas no item 9 do Relatório, inclusive por meio da busca de parcerias.

3. **Solicitar à SGE e SGP que apresentem estudos relativos à restruturação das áreas envolvidas e redimensionamento da força de trabalho**, visando a preparação da ANP para o recebimento, em suas atribuições institucionais, da regulação da atividade CCUS, considerando a quantidade de processo de trabalho por UORG, conforme Painel Dinâmico da Árvore de Processos da ANP.

Atualização: A Resolução de Diretoria nº 859/2024 determinou:
(i) que a Superintendência de Governança e Estratégia - SGE proceda à implementação, no Regimento Interno, das novas atribuições relacionadas às atividades de CCUS no Brasil, tal como estabelecido na Norma Interna no prazo máximo de trinta dias; e
(ii) que a SGE e a SGP considerem, nos processos de qualificação, redimensionamento da força de trabalho e revisão da estrutura organizacional da ANP, as necessidades apontadas no estudo.

4. **Elaborar, com o apoio das áreas técnicas e da SCI, ações no sentido de promover a aceitação social da atividade**, por meio de um plano de comunicação eficiente e transparente em relação aos benefícios e riscos da atividade de CCUS.

Atualização: A Resolução de Diretoria nº 859/2024 determinou que a Superintendência de Comunicação e Relação Institucional - SCI elabore, com apoio das áreas técnicas, plano de ação, no sentido de promover o acesso e transparência dos dados para fim de aceitação e participação da sociedade civil no processo de implementação da atividade ou projeto de CCS no Brasil.

Referências bibliográficas

Agência Internacional de Energia. IEA, 2022, a. Legal and Regulatory Frameworks for CCUS. Disponível em https://iea.blob.core.windows.net/assets/bda8c2b2-2b9c-4010-ab56-b941dc8d0635/LegalandRegulatoryFrameworksforCCUS-AnIEACCUSHandbook.pdf

Agência Internacional de Energia. IEA, 2023, a. CCUS Policies and Business Models: Building a Commercial Market, disponível em https://www.iea.org/reports/ccus-policies-and-business-models-building-a-commercial-market

Agência Internacional de Energia. IEA, 2023, b. How new business models are boosting momentum on CCUS, https://www.iea.org/commentaries/how-new-business-models-are-boosting-momentum-on-ccus

Agência Internacional de Energia. IEA, 2023, c, Tracking Clean Energy Progress 2023, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023 , License: CC BY 4.0

Antunes, Paulo de Bessa, A Licença Social para Operar, 2023. Publicado em Consultor Jurídico

BP Energy Outlook 2023, https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf

CCS Brasil. Disponível em https://www.ccsbr.com.br/o-que-e-ccs. Acesso em: 24 de janeiro de 2024.

Comissão Europeia, 2023 – Making energy regulation fit for purpose. State of play of regulatory experimentation in the EU. https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC132259/JRC132259_01.pdf

Comissão Europeia, 2023. CCUS Forum WG on public perception of CCUS Working Group Paper

Galeazzi, Clara; Lam, Grace; Holdren, J. P. Carbon Capture, Utilization, and Storage CO2 Transport Costs and NetworkInfrastructure Considerations for a Net-Zero United States, 2023. Belfer Center for Science and International Affairs | Harvard Kennedy School.

Global CCS Institute, 2023. CCUS Hubs Study, disponível em https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2023/11/WA-CCUS-Hubs-Study-Summary_Nov2023-2.pdf

https://circabc.europa.eu/ui/group/75b4ad48-262d-455d-997a-7d5b1f4cf69c/library/ad3aab68-e28b-4fb6-82ff-524f88b0b8b5/details

https://www.belfercenter.org/sites/default/files/files/publication/Galeazzi%20Lam%20Holdren_Carbon%20Transport_FINAL.pdf

https://www.conjur.com.br/2023-abr-22/paulo-bessa-antunes-licenca-social-operar/

https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301420723006736

IEA, 2020. Global energy sector CO2 emissions reductions by measure in the Sustainable Development Scenario relative to the Stated Policies Scenario, IEA, Paris. Disponível em: https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-energy-sector-co2-emissions-reductions-by-measure-in-the-sustainable-development-scenario-relative-to-the-stated-policies-scenario, IEA.

IEA, 2022, b. Direct Air Capture 2022, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/direct-air-capture-2022 , License: CC BY 4.0

Jones, Christopher. The future regulatory framework applicable to Carbon Capture and Storage Infrastructure - issues for discussion, 2023.

Quartic, 2023. Curso Well Integrity & Design – CCS geológico.

Solomon, S. Criteria for Intermediate Storage of Carbon Dioxide in Geological Formations. The Bellona Foundation, October 2006.

Stuart, A.; Bond, Alan; Franco, A.M.A.; Baker, Julia; Gerrard, C.; Danino, V; Jones, K. Conceptualising social licence to operate, 2023. Resources Policy.

The CCUS Hub Search, https://ccushub.ogci.com/ccus-hub-search/#:~:text=The%20CCUS%20Hub%20Search%20currently,including%20capture%2C%20transportation%20and%20stroage.

Wang, R. Status and perspectives on CCUS clusters and hubs. KeAi, Unconventional Resources, 2024. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666519023000444

ANEXO I – ASPECTOS REGULATÓRIOS - IMPLEMENTAÇÃO DO CCUS NO BRASIL

Tema	Tratamento nos Projetos de Lei	Tratamento da Lei 14.993/2024	Normativos de referência	Áreas a serem envolvidas
Competência regulatória	**Regulação da atividade de captura** - PL 1425/2022 (art. 5º, § 2º): as atividades de armazenamento permanente, incluindo o descomissionamento e o encerramento da infraestrutura de injeção de CO2, serão reguladas e fiscalizadas pela autoridade de regulação competente, que não poderá exercer a função de outorga. - PLs 4196/2023 (art. 32, § 3º) e 4516/2023 (art. 14, § 3º): regulação das atividades de captura e estocagem de CO2 atribuída à ANP. - Substitutivo PL 4516/2023 (art. 21): exercício das atividades de captura, transporte por meio de dutos e estocagem geológica de CO2 mediante autorização da ANP.	**Regulação da atividade de captura** - O exercício das atividades de captura de dióxido de carbono para fins de estocagem geológica, seu transporte por meio de dutos e estocagem geológica será realizado mediante autorização da ANP.	- Regimento interno. Estabelecer competências por área conforme similaridade com a competência já estabelecida para as áreas. Eventual reestruturação de áreas e redimensionamento da força de trabalho.	SGE SGP
Prospecção de áreas para estocagem	**Atividade de prospecção** - PL 1425/2022 (art. 8°, § 1°): prospecção das áreas para CCS será realizada por entidade indicada pelo Poder Executivo, com atualização anual, assegurada publicidade. - PLs 4196/2023 (art. 16), 4516/2023 (art. 34) e substitutivo PL 4516/2023 (art. 23, § 3º): prospecção de áreas realizada pela iniciativa privada; ANP dará acesso aos dados técnicos públicos das bacias sedimentares com potencial para CCS.	**Atividade de prospecção** - A ANP dará acesso aos dados técnicos públicos das bacias sedimentares brasileiras aos interessados para análise, estudos e identificação de áreas com potencial para estocagem geológica de dióxido de carbono (artigo 28, §3º).	- RANP 889/2022 (atualização do escopo para incluir CCUS) - Resolução ANP nº 837/2021 (atualização do escopo para incluir CCUS)	SAG SDT SEP SSO
Outorga	**Instrumento** - PL 1425/2022 (art. 5°): Termo de Outorga Qualificada do Poder	**Instrumento** - Autorização da ANP (art. 26).	- Projetos em áreas concedidas: RANP 17/2015 (Resolução Planos de Desenvolvimento);	SAG SBQ SDP SEP SPC

	Executivo. - PLs 4196/2023 (art. 32), PL 4516/2023 (art. 14) e substitutivo PL 4516/2023 (art. 21): autorização da ANP.		contrato de E&P; minuta de resolução para estocagem subterrânea de gás natural31 - Projeto de armazenamento vinculado a plantas autorizadas (refinarias, UPGNs): RANP 852/2021 - Projeto de armazenamento vinculado a plantas de produção de biocombustíveis: RANP 734/2018 - Projetos de armazenamento vinculados a atividades não reguladas: regulação específica. No caso do envolvimento de agentes não regulados pela ANP, será necessário o desenvolvimento de regulação específica, com definição do processo de autorização, ouvindo-se, por pertinência: - A SEP, SDP ou SAG no caso de plantas estacionárias para armazenamento em reservatório geológico; - A SPC ou SBQ no caso de uso do CO2 capturado na indústria; - A SDP no caso de plantas estacionárias para uso e estocagem destinados a projetos de recuperação avançada (EOR).	STM UORG a ser definida
	Desenvolvimento da atividade em áreas contratadas - PL 1425/2022 (art. 5º, §3º): na impossibilidade de desenvolvimento simultâneo da atividade de CCS e de exploração mineral, de hidrocarbonetos, ou de recursos hídricos em bloco objeto de contrato ou	**Desenvolvimento da atividade em áreas contratadas** - Art. 28, § 1º, estabelece que, no caso de áreas sob contrato, a ANP ouvirá o detentor de direitos de exploração e produção antes de conceder a autorização.		SDP SEP

	autorização celebrado anteriormente, a nova atividade dependerá de anuência do titular do direito preexistente, conforme regulamentação. - PLs 4196/2023 (art. 32, § 4º), PL 4516/2023 (art. 14, § 4º) e substitutivo PL 4516/2023 (art. 23, § 1º): No caso de áreas sob contrato, a ANP ouvirá o detentor de direitos de exploração e produção antes de conceder a autorização.	Já de acordo com o Art. 26, § 5º, o MME definirá o uso prioritário da área, no caso de impossibilidade de desenvolvimento simultâneo da estocagem com as atividades de E&P. Do confronto entre o disposto nos art. 26, §5º, e art. 28, §1º, conclui-se que bastará a análise da ANP, ouvido o detentor dos direitos de exploração e produção, quando não houver impossibilidade de desenvolvimento simultâneo das atividades. Caso ocorra conflito, a instância decisória em relação ao uso prioritário será o Ministério de Minas e Energia, inclusive nos casos de coincidência com área concedida para mineração.		
	Habilitação dos interessados - Regra geral: somente empresas ou consórcios de empresas constituídas sob leis brasileiras poderão exercer a atividade. - PL 1425/2023 (art. 9º, §1º): requisitos mínimos para requerimento de termo de outorga qualificada. - PLs 4196/2023 (art. 32, § 2º), 4516/2023 (art. 14, § 2º) e substitutivo PL 4516/2023 (art. 21, § 2º): normas sobre a habilitação dos interessados, as condições para a autorização e para transferência de sua titularidade editadas pela ANP.	**Habilitação dos interessados** - Somente empresas ou consórcios de empresas constituídas sob leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão requerer autorização para o exercício das atividades, que ocorrerão por conta e risco do interessado (art. 26, §1º). As normas sobre a habilitação dos interessados, as condições para a autorização e para transferência de sua titularidade serão editadas pela ANP (art.26, §2º).	Foram visualizadas três possibilidades de habilitação de projetos: - Processo de habilitação para projetos vinculados a áreas concedidas: RANP 18/2015 e RANP 24/2013 - Processo de habilitação para projetos vinculados a plantas autorizadas: RANP 734/2018 e RANP 852/2021 - Processo de habilitação de projetos não vinculados a atividades reguladas: regulamento a ser desenvolvido por UORG competente para autorização de agentes independentes	Área responsável pela autorização e fiscalização
	Revogação da outorga - PL 1425/2022 (art. 6º): indicação das hipóteses de revogação. - PLs 4196/2023 (art. 32, § 5º), 4516/2023 (art. 14, § 5º) e substitutivo PL 4516/2023 (art. 23, § 2º): revogação/cassação da	**Revogação da outorga** - O descumprimento das normas estabelecidas pela ANP sujeitará os infratores à cassação da autorização a que se refere o caput do art. 26 da Lei, sem prejuízo das demais sanções cabíveis, nos termos da regulação (art. 28, §2º). O texto não indica expressamente as hipóteses	- Revogação de projeto de armazenamento: contratos de E&P - Revogação de projeto de uso: RANP 734/2018 e RANP 852/2021	Área responsável pela autorização e fiscalização

	autorização como possíveis consequências do descumprimento das normas estabelecidas pela ANP.	desta revogação.		
	Prazos - PL 1425/2022 (art. 5º, § 1º) e substitutivo PL 4516/2023 (art. 21, § 3º): prazo de 30 anos, prorrogável por igual período. - PLs 4196/2023 e 4516/2023: não determinam prazo.	**Prazos** - Prazo de 30 anos, prorrogável por igual período (art.26, § 3º). Ressalta-se que o Executivo pode alterar esse prazo em razão de relevante interesse público, ainda que a Lei não detalhe quais seriam os casos.		Área responsável pela autorização e fiscalização
Captura	**Abrangência** - PL 1425/2022 (art. 1º, § 1º): disciplina captura de CO2 proveniente de fontes estacionárias diversas, incluindo captura direta. - PLs 4196/2023 (art. 32, § 3º), 4516/2023 (art. 14) e substitutivo PL 4516/2023 (art. 21): dão competência à ANP para regular atividade de captura que, conforme definição proposta nos PLs, abrange todo "processo físico-químico ou biológico de remoção de dióxido de carbono da atmosfera e de fontes estacionárias de emissão".	**Abrangência** A lei define captura de CO2 como "processo físico-químico ou biológico de remoção de dióxido de carbono da atmosfera e de fontes estacionárias de emissão" (art. 2º, III). No que se refere à captura, restringe a regulação da ANP àquela realizada para fins de estocagem geológica: "*Art. 26. O exercício das atividades de captura de dióxido de carbono para fins de estocagem geológica, seu transporte por meio de dutos e estocagem geológica será realizado mediante autorização da ANP.*" Assim, depreende-se que a captura para outros fins não faz parte do escopo da Lei n° 14.993/2024. Dessa forma, o "uso" do CO2 em outros processos, como produção de combustíveis, fabricação de cimento ou fertilizantes, e na indústria alimentícia, por exemplo, não seria regulado pela ANP nos termos da lei em análise (ainda que a produção de combustíveis seja efetivamente regulada pela Agência). Por outro lado, os processos de remoção de CO2, seja por meio da captura direta do ar, seja por meio da captura em fontes estacionárias, que tenham como destino a estocagem geológica, estão sujeitos à regulação da ANP.	- Sem referência de resoluções ANP. - Regras transnacionais: ISO 27919-1:2018 - sobre o método de avaliação de performance para captura de CO2 pós combustão integrado a uma termelétrica; ISO/TR 27912:2016 sobre sistemas, tecnologia e processos para a captura de CO2.	Não há como definir. Sem paralelo da ANP.

Transporte	**Abrangência** - Substitutivo PL 4516/2023 (art. 21): "exercício das atividades de captura, transporte por meio de dutos e estocagem geológica de dióxido de carbono será realizado mediante autorização da ANP".	- Nos termos do art. 26, o transporte por meio de dutos, relacionado à atividade de captura de dióxido de carbono para fins de estocagem geológica será realizado mediante autorização da ANP.	- RANP 52/2015, RANP 41/2007, RANP 811/2020, PANP 118/2000. - Regras transnacionais: 49 CFR PART 195 (PHMSA) do departamento de transporte dos EUA sobre segurança de dutos; ISO 27913:2016 sobre sistema dutoviário de transporte; ISO/AWI TR 27929 sobre transporte de CO2 por navio; DNV-RP-J202/2010 sobre desenho e operação de dutos de CO2	SIM
	Garantia de acesso - PL 1425/2022 (art. 19): prevê garantia de não discriminatório e negociado de terceiros à infraestrutura essencial para o transporte de CO2. - PL 4196/2023, PL 4516/2023: não tratam do transporte, no entanto, artigos que estabelecem as diretrizes para as atividades de captura e estocagem, indicam necessidade de observar "integração das infraestruturas (...) para gestão eficiente dos recursos naturais envolvidos no desenvolvimento da atividade (arts. 33, III e 15, III respectivamente) - Substitutivo PL 4516/2023: indica necessidade de observar "integração das infraestruturas (...) para gestão eficiente dos recursos naturais envolvidos no desenvolvimento da atividade" (art. 22, III)	**Garantia do Acesso** - Em relação ao transporte por dutos, a menos que eventual Decreto regulamentador traga maior luz sobre esses temas, caberá à ANP definir como se dará o acesso.	- Regulação para o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais de gás natural no Brasil (em elaboração), RANP 35/2012, RANP 716/2018 - Regra transnacional: *CCS Directive* (2009) da União Europeia (capítulo 5°)	SIM SDP
Perfuração de poços Estratigráficos / de Injeção / de Monitoramento	- Sem tratamento nos PLs	- A Lei 14.993/2024 não aborda o tema.	- RANP 46/2016 (Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural): adequada para os primeiros projetos. Pode ter necessidade de alteração após o amadurecimento da atividade. - RANP 699/2017: alterar	SDP SEP SSO

			para incluir codificação específica de poços para CCS - Regras transnacionais: EPA/US Class VI e normas sobre integridade de poços: ISO 16530; NORSOK D010; O&G UK Guidelines	
Armazenamento Geológico	**Condições de contorno** - PL 1.425/2023 (art. 1º): injeção e armazenamento devem ocorrer em formação geológica localizada nas bacias sedimentares do território nacional, na zona econômica exclusiva ou na plataforma continental sob jurisdição do Brasil (§ 2º); formações geológicas selecionadas devem ser avaliadas conforme sua sismicidade, atestando-se a inexistência de risco significativo de fuga ou de impactos significativos para o ambiente ou a saúde, conforme regulamentação (§ 3º); armazenamento não permanente para fins de comercialização e reúso será realizado em reservatórios acima da superfície que atendam a especificações mínimas aptas a garantir a segurança do conteúdo contra vazamentos, conforme regulamentação técnica e licenciamento ambiental, independentemente de outorga. - Demais PLs não trazem diretrizes sobre o tema	- A Lei 14.993/2024 não aborda o tema. A menos que eventual Decreto regulamentador traga maior luz sobre o tema, caberá à ANP definir como se dará o acesso aos reservatórios e os parâmetros para as operações realizadas.	- Regulação para ESNG: Processo SEI 48610.203555/2023-54 - Regras transnacionais: ISO 27914:2017 sobre armazenamento geológico e a ISO 27916:2019 sobre o armazenamento de CO2 usado em recuperação avançada (EOR)	SAG SDP SEP STM
Monitoramento e gestão do reservatório	**Obrigações do operador** - PL 1.425/2023 (art. 11) e Substitutivo PL 4516/2023 (art. 24): garantir armazenamento ou o reaproveitamento de CO2 ocorra de forma segura e eficaz; iniciar medidas preventivas e corretivas no caso de eventos não desejáveis; adoção melhores práticas; manter banco de dados relativos à operação de armazenamento; realizar inventário de armazenamento e	**Obrigações do operador** - Nos termos do art. 29,são obrigações do operador de estocagem geológica de dióxido de carbono: I – garantir que o armazenamento do dióxido de carbono ocorra de forma segura e eficaz, seguidos todos os parâmetros definidos em plano de monitoramento e em plano de contingência ou no licenciamento ambiental	- Para fiscalização: RANP 851/2021 (fiscalização do sistema SGSO) - Para o monitoramento: RANP 21/2014 + criação de critérios adicionais em resolução específica. - Poderá ser utilizada como referência adicional a NT sobre autorização para ESGN (empresa Origem)	SAG SDP SEP

	vazamento de CO2; permitir acesso a informações e instalações em auditorias/fiscalizações.	pertinente às operações de armazenamento; II – identificar, alertar e agir de forma adequada em caso de eventos não desejáveis, incluídos quaisquer sinais de vazamento potencial, de modo a iniciar medidas preventivas e corretivas; III – manter calibrados, aferidos e em estado operacional quaisquer ferramentas e equipamentos capazes de identificar e de prevenir eventos não desejáveis; IV – manter em banco de dados, por tempo determinado pela ANP, registros devidamente validados por profissional competente de todos os relatórios emitidos relacionados à operação de armazenamento permanente de dióxido de carbono, inclusive os componentes do plano de monitoramento e do plano de contingência; V – realizar inventário de armazenamento e de vazamento de dióxido de carbono, comparando as quantidades de armazenamento e de vazamento previstas e realizadas, para: a) aferir a eficácia do projeto aprovado; b) garantir o cumprimento das obrigações previstas; e c) obter certificação de crédito de carbono, na hipótese de acordos internacionais e de legislação nacional que assim permitam; VI – realizar o monitoramento das atividades de que trata o caput do art. 26 desta Lei conforme o disposto no regulamento; VII – permitir e dar suporte à realização de auditorias e fiscalização de suas instalações de pesquisa, das instalações e atividades de injeção, da infraestrutura essencial para realização das atividades, dos registros de monitoramento		

		realizados ou de outros documentos solicitados. Parágrafo único. O certificado de crédito de carbono de que trata a alínea c do inciso V do caput deste artigo poderá ser objeto de contrato de longo prazo, conforme regulamento.		
	Armazenamento permanente - PL 1425/2022 (art. 12): as atividades de monitoramento e gestão do armazenamento permanente de CO2 serão mantidas até 40 (quarenta) anos após cessação permanente da atividade. O monitoramento após cessação permanente de atividades, poderá, mediante anuência da autoridade de regulação competente, ser transferido à GAA: (i) por 20 anos precedentes à transferência de ativo para a União; ou (ii) por até 35 anos precedentes à transferência de ativo para a União, caso atendidos os requisitos de estabilidade de longo prazo do reservatório e de certificação de segurança. A Gestora de Ativos de Armazenamento (GAA) será responsável pelos danos (ao meio ambiente, à saúde humana, a outros recursos ou danos a ativos de terceiros), após o encerramento do período de monitoramento (art. 18, § 2º). - Demais PLs não abordam o tema	**Armazenamento permanente** No § 3º do artigo 26 é estabelecido o prazo de 30 anos, para a autorização, prorrogável por igual período. A Lei também indica que o Executivo pode alterar esse prazo em razão de relevante interesse público, ainda que não detalhe quais seriam os casos. A lei é inespecífica sobre o que ocorre ao final do período de autorização e/ou prorrogação. O inciso VI do artigo 29, que trata das obrigações do operador de estocagem, impõe a necessidade de realizar o monitoramento das atividades de que trata o caput do art. 26 da Lei conforme o disposto no regulamento, de onde se depreende a necessidade de um Decreto regulamentador que trate dessa atividade e das obrigações do operador. A lei não indica, porém, a quem competirá (e com quais recursos) realizar o monitoramento dos poços de injeção de CO2, encerrado o prazo da autorização ao particular.	Melhor referência: contratos de E&P (quanto aos mecanismos de gestão da atividade prevendo, inclusive, regras de antecipação da devolução e de prorrogação do prazo autorizado para a injeção) Regras transnacionais: regulação da União Europeia; da EPA/US; padrões ISO, API e CARB para gestão de reservatórios de O&G; códigos de conduta para a etapa de monitoramento do CCS, como os da IOGP	Área responsável pela autorização ou GAA
Medição	- Sem tratamento nos PLs	- A Lei 14.993/2024 não aborda o tema.	- Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 1/2013 - Regra transnacional: ISO/TR 27915:2017	NFP
Segurança Operacional e Comunicação de	**Responsabilidades** - PL 1425/2022 (arts. 15 a 18): operador responsável por danos ambientais, em solidariedade	**Responsabilidades** - O art. 29 elenca as obrigações gerais do operador de estocagem geológica de	- Contrato de E&P: responsabilidade exclusiva do operador - RANP 43/2007: Sistema	SSO SIM SPC

Incidentes	com demais consorciados; responsabilidade compartilhada entre diferentes agentes da cadeia no caso da exploração da atividade econômica a serviço de emissor, agente reaproveitador ou terceiro interessado; melhores práticas; responsabilidade socioambiental. - Demais PLs não abordam o tema	dióxido de carbono.	de Gerenciamento de Segurança Operacional para Instalações Offshore - SGSO - RANP 2/2010: Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural em Campos Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural - SGI - RANP 882/2022: requisitos para comunicação (Comunicação de incidentes) - Regras transnacionais: ISO 27914/2017 e ISO/TR 27918-2018	
Descomissionamento	**Regulação e fiscalização** - PL 1425/2022 (art. 5º, § 2º): as atividades de armazenamento permanente, incluindo o descomissionamento e o encerramento da infraestrutura de injeção de CO2, serão reguladas e fiscalizadas pela autoridade de regulação competente, que não poderá exercer a função de outorga (art. 5º, § 2º). - Demais PLs não abordam o tema	**Regulação e fiscalização** - A Lei 14.993/2024 não aborda o tema de forma direta.	- RANP 817/2020 - descomissionamento de instalações de E&P para O&G. Recuperação de áreas. - Regras transnacionais: melhores práticas da industria e códigos de conduta para descomissionamento de instalações de E&P para O&G.	SDP SEP SSO STM
Utilização de CO_2	**Incentivo ao uso e reaproveitamento** - PL 1425/2022 (Art. 3º, IV): entre os objetivos dispostos no art. 3º está o de "estimular o uso de CO2 como insumo ou matéria prima para fins comerciais ou industriais ou prestação de serviços, incentivando a economia circular". Art. 8º, § 5º: Atividade de reaproveitamento autorizada apenas após período de armazenamento e cessão permanente de injeção. Art. 12, § 4º: Reaproveitamento de CO2 sob monitoramento	**Incentivo ao uso e reaproveitamento** - A Lei 14.993/2024 não aborda o tema.	Foram identificadas inicialmente três possibilidades de uso de CO2: - Uso de CO2 na produção de combustíveis sintéticos: RANP 856/2021 (especificações de QAV, inclusive alternativos, e controle de qualidade) - Uso do CO2 para a produção de outros produtos (ex: minerais carbonáticos para a construção civil), que demandaria regulação específica	SBQ SDP SPC

	definitivo mediante pedido direcionado à autoridade competente, que definirá o procedimento a ser adotado. - Demais PLs não abordam o tema.		- Uso em EOR: já é implicitamente regulado (técnica de recuperação avançada); obrigação de cumprir as melhores práticas nas atividades de E&P (previsão nas leis do petróleo, na lei da partilha e contratos de E&P).	
PD&I	**Tratamento da PD&I** - PL 1425/2022 (art. 21): propõe a inclusão do fomento à pesquisa e ao desenvolvimento relacionados à energia renovável e à descarbonização do setor de energia no art. 1º da Lei 9478/97. - Demais PLs não abordam o tema.	**Tratamento da PD&I** - A Lei 14.993/2024 não aborda o tema.	- RANP 918/2023: alterar para incluir especificidades do CCUS. - RANP 699/2017: alterar para inserir codificação de poços para CCUS.	SDT STM

PLs e Lei de Referência		
PL 1425/2022 (versão em discussão na Câmara dos Deputados)	Disciplina a exploração da atividade de armazenamento permanente de dióxido de carbono de interesse público, em reservatórios geológicos ou temporários, e seu posterior reaproveitamento.	https://www.camara.leg.br/propo sicoesWeb/prop_mostrarintegra?c odteor=2330259
PL 4196/2023	Cria a política decenal de descarbonização da matriz energética dos equipamentos e motores do Ciclo Diesel; dispõe sobre o Sistema de Informação da Qualidade do Diesel B ao consumidor final; dispõe sobre o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV), o marco legal da Captura e Estocagem de Dióxido de Carbono e dá outras providencias	https://www.camara.leg.br/propo sicoesWeb/prop_mostrarintegra?c odteor=2319857
PL 4516/2023	Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono, o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação, o Programa Nacional de Diesel Verde e o marco legal da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono.	https://www.camara.leg.br/propo sicoesWeb/prop_mostrarintegra?c odteor=2329290
Substitutivo PL 4516/2023 (PRLP n.1)	Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono, o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação, o Programa Nacional de Diesel Verde, o Programa Nacional de Biometano e o marco legal da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono.	https://www.camara.leg.br/propo sicoesWeb/prop_mostrarintegra?c odteor=2389514
Lei nº 14.993/2024	Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; 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 as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999, 8.723, de 28 de outubro de 1993, e 13.033, de 24 de setembro de 2014; e revoga dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.	https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/l14993.htm

ANEXO II - RESOLUÇÃO DE DIRETORIA Nº 859/2024

RESOLUÇÃO DE DIRETORIA

PROCESSO (S) ADMINISTRATIVOS (S):	48610.235448/2023-95
REUNIÃO DE DIRETORIA Nº:	1.152
DATA:	19/12/2024
RD Nº:	859/2024

ASSUNTO:

Atualização do Relatório sobre a implementação do marco regulatório de CCUS no país a partir da publicação da Lei nº 14.993, de 08/10/2024.

RESOLUÇÃO:

A Diretoria da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, considerando o constante no processo nº 48610.235448/2023-95, e com base no Despacho de Proposta para Deliberação da Diretoria nº 3/2024/STM-CMA/STM, resolve, por unanimidade:

I - autorizar a análise de projetos relacionados à atividade de captura e estocagem de carbono, em andamento ou em vias de implantação, por meio da regulação experimental por projeto-piloto, enquanto não for concluído o processo de regulamentação específica, sendo as autorizações deferidas nos termos da base legal e normativa indicada no Relatório em referência;

II - aprovar o conteúdo da minuta de Norma Interna (SEI nº 4590133), a qual deve ser completada e publicada pela Superintendência de Governança e Estratégia - SGE;

III - determinar que após a publicação da Norma Interna citada no item II, esta seja incluída como anexo ao Relatório aprovado pela Diretoria Colegiada por meio da Resolução de Diretoria nº 256/2024, de 25 de abril de 2024;

IV - determinar que a Superintendência de Gestão de Pessoas e do Conhecimento - SGP apresente o plano de capacitação do corpo técnico da ANP em relação às atividades de CCUS, em especial nas temáticas listadas no item 9 do Relatório, inclusive por meio da busca de parcerias, em trinta dias;

V - determinar que a Superintendência de Governança e Estratégia - SGE proceda à implementação, no Regimento Interno, das novas atribuições relacionadas às atividades de CCUS no Brasil, tal como estabelecido na Norma Interna no prazo máximo de trinta dias;

VI - determinar que a SGE e a SGP considerem, nos processos de qualificação, redimensionamento da força de trabalho e revisão da estrutura organizacional da ANP, as necessidades apontadas no estudo; e

VII - determinar que a Superintendência de Comunicação e Relação Institucional - SCI elabore, com apoio das áreas técnicas, no prazo máximo de sessenta dias, plano de ação, no sentido de promover o acesso e transparência dos dados para fim de aceitação e participação da sociedade civil no processo de implementação da atividade ou projeto de CCS no Brasil.

Disponível em: https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-de-diretoria-n-859-2024-atualizacao-do-relatorio-sobre-a-implementacao-do-marco-regulatorio-de-ccus-no-pais-a-partir-da-publicacao-da-lei-no-14-993-de-08-10-2024?origin=instituicao&q=859

anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis