

Projeto Decarboost

Viabilização de investimentos na transição para uma sociedade
de baixo carbono em países latino-americanos

Iniciativa Internacional do Clima – IKI

**Uma Estratégia de Descarbonização para
uma Economia Brasileira de Zero Carbono Líquido em 2050:
Instrumentos de Política e Planos Setoriais de Mitigação**

Parte I. Sumário Executivo

Parte III. Plano de Mitigação do Setor de Energia

Centro Clima / COPPE / UFRJ

Rio de Janeiro, 02 de fevereiro de 2023

Supported by:



Federal Ministry
for the Environment, Nature Conservation
and Nuclear Safety

based on a decision of the German Bundestag

On behalf of:



Federal Ministry
for the Environment, Nature Conservation
and Nuclear Safety

of the Federal Republic of Germany

Elaborado pela Equipe do Projeto Centro Clima / COPPE / UFRJ

Emilio Lèbre La Rovere – Diretor de Projeto

Carolina B. S. Dubeux – Coordenador setorial

William Wills – Finanças

Michele Cotta Walter, Carolina Dubeux & Giovanna Napolini – AFOLU

Marcio D'Agosto, Daniel Schmitz & George V. Goes – Transporte

Otto Hebeda, Bruna S. Guimarães & Luciana Contador – Indústria

Bruna S. Guimarães, Lisandra G. Mateus & Fernanda Westin – Energia

Isabela Mancio Lima, Saulo Machado Loureiro & Carolina Dubeux – Resíduos

Ruth Carola Cruzado Mittrany – Gerente de Projetos

Carmen Brandão Reis – Apoio

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO DO ESTUDO	1
Parte I. SUMÁRIO EXECUTIVO.....	3
1. Introdução ao Contexto Brasileiro: Informações Básicas	4
1.1. Política Climática do Brasil e compromissos com a UNFCCC e o Acordo de Paris.....	4
1.2. Planos Setoriais Brasileiros de Mitigação.....	5
2. Construção de Cenários.....	6
2.1. Estória Qualitativa.....	6
2.2. Pressupostos Quantitativos.....	7
3. Metodologia de Modelagem.....	15
4. Ações de Mitigação, Metas e Marcos por Setor.....	19
5. Visão Geral das Barreiras, Instrumentos Políticos Seleccionados e Oportunidades de Investimento.....	32
5.1. Abordagem Metodológica.....	32
5.2. Critérios para a Seleção das Ações de Mitigação	34
5.2.1. Custos de Mitigação	34
5.2.2. Sinergias e Compromissos com os Objetivos Não Climáticos do País	36
6. Requisitos de Investimento e Facilitadores Financeiros.....	39
7. Referências.....	45
Parte III. PLANOS SETORIAIS DE MITIGAÇÃO.....	1
Plano de Mitigação do Setor de Energia	1
1. Apresentação do Setor	2
2. Objetivos	3
3. Ações de Mitigação.....	4
3.1. Aumento da Geração de Energia Renovável, com Foco em Energia Hidrelétrica e Bioeletricidade....	4
3.2. Aumento da Eficiência no Consumo de Energia.....	5
3.3. Redução das Emissões Fugitivas Devido à Menor Queima de Gás em E&P de Petróleo e Gás	5
3.4. Redução das Emissões Fugitivas com a Redução dos Vazamentos em Refinarias de Petróleo e em Plantas de Processamento de Gás Natural	5
3.5. Redução das Emissões Fugitivas Devido à Menor Mineração e Processamento, Armazenamento e Transporte do Carvão	6
3.6. Redução das Emissões dos Fornos de Carvão Vegetal	6
3.7. Cenários de Mitigação.....	6
4. Instrumentos	10
4.1. Regulamentos que Incentivem Medidas para Repotenciar Usinas Hidrelétricas com mais de 20 anos e usar os "Poços Vazios"	17

4.2. Regulamentação que Incentive o uso da Biomassa na Geração de Energia Elétrica, nos Moldes do Programa Renovabio	17
4.3. Lei que Equilibre as Tarifas para os Prosumidores, sem Desencorajar o Crescimento da Geração Distribuída	18
4.4. Leilões Dedicados para Biomassa e Leilões com Parâmetros de Demanda por Fonte	18
4.5. Nova Versão do Decreto para a Geração de Eletricidade a Partir de Projetos de Eólica Offshore	19
4.6. Maiores Garantias de Compra do Excedente Energético da Biomassa pelas Concessionárias, com Preços Competitivos, Considerando as Externalidades entre os Setores	20
4.7. Revisão das Regras de Financiamento do BNDES para Biomassa para Facilitar o Acesso ao Crédito, com menos Exigências, e Priorizando as Tecnologias mais Eficientes para Geração de Energia a partir da Biomassa	20
4.8. Melhoria da Regulamentação com a Aplicação Gradual da Eficiência Energética no Setor Público..	20
4.9. Programas Periódicos de Auditorias Energéticas Obrigatórias como Pré-Requisito para a Liberação de Crédito, com Monitoramento do Desempenho Energético Anual e Rotulagem Energética dos Edifícios	21
4.10. Regulamentos para Padronizar Inventários de Emissões de GEE, Instrumentos de Monitoramento e Compensação de Emissões Fugitivas.....	21
4.11. Adoção da Precificação do Carbono para Induzir Melhorias na Eficiência Energética	22
4.12. Elaboração de Acordos de Cooperação Técnica para Estudo de Possibilidades Concretas de Mitigação de Emissões.....	22
4.13. Criação de um Sistema de Inspeção que Comprove a Origem do Carvão Vegetal	22
4.14. Instrumento Selecionado	23
5. Referências.....	27
Apêndice 1 – Instrumento Proposto para a Produção de Energia Offshore	29
Apêndice 2 – Oportunidade de Investimento – Geração de Energia Termelétrica Utilizando Biogás a Partir de Vinhaça e outros Resíduos da Produção de Etanol e Açúcar.....	32

FIGURAS – Parte I

Figura 1.	Diagrama de modelagem integrada para cenários do Brasil	18
Figura 2.	Emissões de GEE sob os cenários de políticas atuais (CPS) e de descarbonização profunda (DDS) (Mt CO ₂ e)	30
Figura 3.	Emissões de GEE, CO ₂ e não-CO ₂ , nos cenários (Mt CO ₂ e)	30
Figura 4.	Emissões de GEE x População x PIB (2010 =1)	31
Figura 5.	Intensidade de emissões per capita e por PIB	31
Figura 6.	Curva de custo de abatimento marginal 2021-2030 (ações de mitigação evitando pelo menos 5 Mt CO ₂ e).....	35
Figura 7.	Curva de custo de abatimento marginal 2031-2040 (ações de mitigação evitando pelo menos 5 Mt CO ₂ e).....	35
Figura 8.	Curva de custo de abatimento marginal 2041-2050 (ações de mitigação evitando pelo menos 5 Mt CO ₂ e).....	36

FIGURAS - Parte III

Figura 1.	Oferta interna de energia do Brasil de 1940 a 2021	2
Figura 2.	Trajetórias de emissão de carbono nos cenários CPS e DDS	7

TABELAS – Parte I

Tabela 1.	Total de emissões brasileiras de GEE por setor, 2005-2050, nos cenários CPS (políticas atuais) e DDS (descarbonização profunda) (Mt CO ₂ e).....	20
Tabela 2.	Emissões evitadas cumulativas (CPS-DDS) por ações de mitigação, por década (Mt CO ₂ e)	21
Tabela 3.	Emissões evitadas cumulativas (CPS-DDS) por faixa de custo de ações de mitigação, por década (Mt CO ₂ e)	23
Tabela 4.	Principais resultados macroeconômicos dos cenários	24
Tabela 5.	Renda disponível das famílias por cenário e por classe de renda, 2015-2050	24
Tabela 6.	Sinergias com os objetivos de desenvolvimento sustentável (ODS)	36
Tabela 7.	Requisitos adicionais de investimento em mitigação no DDS no Brasil em comparação com o CPS, por setor econômico, por década	43

TABELAS – Parte III

Tabela 1.	Premissas e resultados por cenário.....	8
Tabela 2.	Emissão de carbono por fonte nos cenários CPS e DDS	9
Tabela 3.	Geração de eletricidade no setor (TWh)	9
Tabela 4.	Energia – Instrumentos políticos e barreiras identificadas	11
Tabela 5.	Taxas de leasing por países.....	26
Tabela 6.	Critérios de qualificação para cessão de uso de área para a produção de energia elétrica a partir de uma empresa offshore.....	30
Tabela 7.	Projeção de usinas de biomassa, geração de energia elétrica e respectivo potencial de mitigação	35
Tabela 8.	Projeções de custos para geração com biogás a partir de vinhaça e outros resíduos da produção de etanol e açúcar	36

APRESENTAÇÃO DO ESTUDO

Este relatório apresenta a proposta de uma estratégia de descarbonização para o Brasil, preparada no âmbito do Projeto DecarBoost "Viabilização de investimentos na transição para uma sociedade de baixo carbono em países da América Latina", coordenado pela SouthSouthNorth (SSN) e apoiado pela Iniciativa Internacional do Clima (IKI) do Ministério Federal do Meio Ambiente, Conservação da Natureza e Segurança Nuclear (BMU) da República Federal da Alemanha.

Elaborada pelo Centro de Estudos Integrados sobre Meio Ambiente e Mudanças Climáticas (Centro Clima/COPPE/UFRJ), essa estratégia de descarbonização para a economia brasileira está alinhada ao objetivo geral do Acordo de Paris: chegar a emissões de GEE líquidas zero em 2050. Engloba ações de mitigação adicionais às políticas atuais, juntamente com as principais barreiras identificadas e os instrumentos mais relevantes que removeriam esses obstáculos. Estas barreiras, propostas políticas e alguns exemplos de oportunidades de investimento estão detalhados em cinco Planos Setoriais de Mitigação: AFOLU, Transportes, Indústria, Energia e Resíduos. A proposta de um sistema de precificação do carbono também é destacada como um facilitador fundamental dessa transição, como uma ferramenta de política econômica transversal que fornece um sinal ao mercado de um quadro estável de longo prazo para a descarbonização.

O caminho da transição baseia-se em exercícios de cenário anteriores realizados pelo Centro Clima com o envolvimento dos principais stakeholders, apresentando uma forte sinergia com o projeto Decarboost: o projeto DDP BIICS coordenado pelo IDDRI (La Rovere et al., 2021) e o projeto Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030, desenvolvido em colaboração com o Instituto Talanoa (Unterstell, La Rovere, et al. 2021). Os projetos desenvolveram dois cenários de emissão, um considerando políticas de mitigação em andamento e outro considerando ações adicionais de mitigação que levem a emissões líquidas zero até 2050. Esses cenários foram desenhados, avaliados e validados com a ajuda de especialistas técnicos representativos e lideranças políticas para propor uma NDC brasileira mais ambiciosa até 2030, em linha com o Acordo de Paris. Juntamente com o Decarboost - que melhorou significativamente a avaliação das barreiras ao cenário de descarbonização profunda (DDS) e respectivos instrumentos - estes projetos permitiram a seleção de ações de mitigação que compõem a estratégia de descarbonização apresentada neste relatório.

A Estratégia de Descarbonização pretende construir pontes entre investidores e recursos e contribuir para a transformação do mercado. Essa transformação pode ocorrer ampliando o nível de implantação das tecnologias disponíveis, destacando barreiras e a necessidade de instrumentos específicos. Além disso, as oportunidades de investimento ilustrativas selecionadas serão úteis para os agentes econômicos interessados na execução de projetos de mitigação e/ou na compensação das emissões, bem como valiosas para as instituições financeiras.

O Brasil ainda não entregou uma LTS/LEDS - Estratégia de Longo Prazo/Estratégia de Desenvolvimento de Baixas Emissões à UNFCCC, conforme solicitado a todos os signatários do Acordo de Paris. O presente relatório pretende dar uma contribuição para o debate que sua preparação enseja.

O relatório completo do estudo está organizado da seguinte forma:

- a primeira parte é um Sumário Executivo de todo o estudo, incluindo: algumas informações básicas sobre o contexto brasileiro; o desenho dos cenários; a metodologia de modelagem; ações de mitigação, metas e marcos para os cinco principais setores emissores de GEE da economia brasileira: AFOLU, Transportes, Indústria, Energia e Resíduos; a visão geral das barreiras às ações de mitigação, os instrumentos para os superá-las e as oportunidades de investimento ilustrativas em cada setor; e os requisitos de investimento para o cenário de descarbonização profunda.
- em sequência, é apresentada a proposta detalhada de um facilitador fundamental para alcançar uma meta em toda a economia de emissões líquidas zero de GEE até 2050: uma política de precificação do carbono.
- por fim, são propostos cinco planos setoriais de mitigação: Agricultura, Florestas e Uso do Solo (AFOLU), Transportes, Indústria, Oferta de Energia e Resíduos, detalhando as ações de mitigação, barreiras e instrumentos políticos para superá-los, e incluindo apêndices com propostas ilustrativas de instrumentos selecionados e oportunidades de investimento.

O presente documento inclui o Sumário Executivo do relatório completo (Parte I) e uma proposta de Plano de Mitigação do Setor de Energia (Parte III).

Parte I. SUMÁRIO EXECUTIVO

1. Introdução ao Contexto Brasileiro: Informações Básicas

1.1. Política Climática do Brasil e compromissos com a UNFCCC e o Acordo de Paris

O foco brasileiro nas mudanças climáticas teve início em 2007, quando o governo criou um comitê por meio do decreto federal 6.263 para elaborar um Plano Nacional de Mudança do Clima (Brasil, 2008). Esse comitê elaborou um documento no ano seguinte identificando medidas e oportunidades para mitigar as emissões de gases de efeito estufa no Brasil e medidas de adaptação aos impactos das mudanças climáticas (Brasil, 2008).

Os objetivos específicos do Plano são "(i) melhorar a eficiência de todos os setores econômicos; (ii) manter as energias renováveis em níveis elevados na matriz energética; (iii) estimular a participação dos biocombustíveis no sector dos transportes; (iv) alcançar o desmatamento ilegal zero; (v) eliminar a perda líquida de cobertura florestal; (vi) fortalecer ações voltadas para a redução da vulnerabilidade da população; e (vii) identificar os impactos ambientais causados pelas mudanças climáticas e promover a pesquisa científica (Brasil, 2008).

O Brasil assumiu seu primeiro compromisso de redução das emissões de GEE em 2009, ao apresentar suas NAMAs (sigla em inglês para Ações de Mitigação Nacionalmente Apropriadas) à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) como parte da Política Nacional sobre Mudanças Climáticas (PNMC) (Lei 12187/09, Brasil, 2009). Este compromisso voluntário visava reduzir as emissões entre 36,1% e 38,9% em relação a um cenário *business as usual* projetado, até 2020. Além da meta de mitigação, a PNMC exigiu que nove planos setoriais de mitigação fossem elaborados pelas instituições públicas responsáveis.

Em setembro de 2015, o Brasil apresentou sua pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada (iNDC) à UNFCCC, confirmada como a primeira NDC em 2016. A nova meta voluntária era para toda a economia e visava reduzir as emissões de GEE em 37% em 2025, com uma meta indicativa de 43% em 2030, em comparação com os níveis de emissões de 2005. O valor do ano-base foi o do Segundo Inventário Nacional. Apresentou igualmente os meios de execução no seu anexo.

Em dezembro de 2020, o governo brasileiro apresentou sua "nova primeira NDC" à UNFCCC. Este documento atualizou o valor de 2005 para 2,8 Gt CO₂e, obtido no Terceiro Inventário Nacional, representando uma alteração substancial no valor utilizado na primeira versão do 2,1 Gt CO₂e. Portanto, o limite absoluto de emissões de GEE em toda a economia aumentou em 2025 (de 1,3 para 1,8 Gt CO₂e) e 2030 (de 1,2 para 1,6 Gt CO₂e). Por outro lado, foi incluída uma meta indicativa para a neutralidade climática até 2060 (Brasil, 2020). Em abril de 2021, o presidente brasileiro anunciou o compromisso do país em alcançar a neutralidade climática até 2050 na Cúpula de Líderes Climáticos organizada pelo presidente dos EUA. Em novembro de 2021, durante a COP 26, o governo brasileiro anunciou a intenção de apresentar uma NDC atualizada, com o objetivo de reduzir, até 2030, 50% das emissões de GEE em relação ao ano de 2005, com o objetivo final de atingir emissões líquidas zero até 2050. Os números absolutos por trás da meta não foram publicados, e o governo indicou que os dados do 4º Inventário Nacional de Emissões seriam utilizados. O Brasil também assinou o Acordo Florestal para acabar com o desmatamento ilegal até 2028 e o Compromisso Global de Metano de reduzir coletivamente as emissões de

metano em 30% até 2030 (a partir dos níveis de 2020). Em abril de 2022, o país apresentou uma versão final da primeira NDC com o objetivo de reduzir as emissões em 37% em 2025 e 50% em 2030, indicando o objetivo de longo prazo de alcançar a neutralidade climática em 2050. O ano de 2005 manteve-se como referência, com novos valores a serem apurados no mesmo inventário nacional disponível apresentado à UNFCCC utilizado para a avaliação dos resultados da NDC. Interinamente, considerando os valores de 2,6 Gt CO₂e de 2005 do Quarto Inventário Nacional, o relatório mais recente, as novas metas de emissão são de 1,6 Gt CO₂e em 2025 e 1.3 Gt CO₂e em 2030.¹

Um marco regulatório crucial é o projeto de lei 258/2021, que propõe a criação do Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE). Nesse mercado, alguns setores da economia têm metas obrigatórias para a redução das emissões de gases de efeito estufa: os agentes que emitem além do limite permitido devem comprar créditos de agentes que emitem aquém do limite, gerando assim créditos. O MBRE estava previsto na lei que instituiu a Política Nacional sobre Mudanças Climáticas (Lei 12.187/2009). Em maio de 2022, o Governo Federal publicou o decreto 11.075/2022, que é um primeiro passo para a regulamentação de um mercado interno de créditos de carbono, embora menos restritivo que o Projeto de Lei 258. O decreto pode ser um ponto de partida para a implementação de uma política de precificação de carbono no Brasil, já que o Projeto de Lei 258 permanece parado no Congresso.

1.2. Planos Setoriais Brasileiros de Mitigação

O Decreto 7390/2010 foi um passo no sentido de detalhar as metas de mitigação voluntária estabelecidas pelo governo ao regulamentar a PNMC (lei 12187/09). Estabelece as metas de mitigação até 2020, seguindo as NAMAs brasileiras, e planos setoriais para apoiar sua realização, conforme abaixo:

- Plano Decenal de Expansão de Energia;
- Plano de Ação para Prevenção e Controle do Desmatamento na Amazônia Legal - PPCDAm;
- Plano de Ação para Prevenção e Controle do Desmatamento e das Queimadas nos Cerrados - PPCerrado;
- Plano Setorial de Mitigação e de Adaptação às Mudanças Climáticas para a Consolidação de uma Economia de Baixa Emissão de Carbono na Agricultura - Plano ABC;
- Plano de Redução de Emissões no Setor Siderúrgico;
- Plano de Transporte e Mobilidade Urbana para Mitigar as Mudanças Climáticas - PSTM;
- Plano de Mitigação das Mudanças Climáticas para a Consolidação de uma Economia de Baixo Carbono na Indústria de Transformação;
- Plano de Mineração de Baixo Carbono (Plano MBC); e
- Plano de Saúde para Mitigação e Adaptação às Mudanças Climáticas.

¹ A maior dificuldade no cálculo do inventário anual de emissões de GEE reside na estimativa das emissões de AFOLU. Em particular, no subsector Alteração do Uso do Solo. As emissões causadas pelo desmatamento são muito importantes e difíceis de estimar, introduzindo uma complexidade única no mundo para a elaboração do inventário brasileiro.

Para o período 2020-2030, há um novo Plano ABC, o Plano Setorial de Adaptação às Mudanças Climáticas e Baixas Emissões de Carbono na Agricultura 2020-2030 (ABC+). Possui um conjunto de medidas de mitigação e uma diretriz estratégica para fomentar a ciência e a inovação, visando auxiliar a tomada de decisão sobre ações que potencialmente reduzam as emissões de GEE.

O decreto 11.075/2022, acima mencionado, além de ser uma tentativa de regulação do mercado de carbono, também prevê a elaboração de planos setoriais de mitigação para implementar as ações necessárias para atingir a meta de neutralidade climática da NDC. Para isso, os planos setoriais a serem aprovados por um Comitê Interministerial sobre Mudanças Climáticas e Crescimento Verde, composto por ministérios setoriais e sob a liderança do Ministério do Meio Ambiente e do Ministério da Economia, estabelecerão metas de redução gradual de emissões, mensuráveis e verificáveis, considerando as especificidades dos agentes setoriais.

2. Construção de Cenários

2.1. Estória Qualitativa

O exercício simula dois cenários de emissões de GEE no Brasil até 2050. Ele fornece uma estrutura para analisar indicadores setoriais e de toda a economia de um caminho de descarbonização alinhado com o objetivo geral do Acordo de Paris. O Cenário de Políticas Atuais (CPS, sigla em inglês) segue a tendência das ações de mitigação em andamento. Suas emissões são de 1,68 Gt CO₂e em 2030, sem aumento na ambição entre 2030 e 2050. O Cenário de Descarbonização Profunda (DDS, sigla em inglês) atinge 0,95 Gt CO₂e em 2030, indo além da meta da NDC e segue uma trajetória de emissões de GEE compatível com o objetivo global de 1,5°C, alcançando emissões líquidas zero em 2050.²

- **Principais facilitadores globais da descarbonização profunda da economia brasileira**

A implementação do DDS no Brasil pressupõe que o mundo está fortemente comprometido em cumprir a meta de 1,5°C do Acordo de Paris e pelo menos os países do G-20 também estão no caminho para a neutralidade de carbono até 2050 (ou 2060 para a China e um pouco mais tarde para a Índia). A oferta de financiamento internacional para investimento e inovação cresce ao longo do período, permitindo que a produtividade do trabalho nos países em desenvolvimento cresça mais rapidamente e promova educação, saúde e infraestrutura de boa qualidade. Existe um melhor acesso ao financiamento de baixo custo (em condições acessíveis) para permitir investimentos em infraestruturas de baixo carbono nos países em desenvolvimento, em consonância com a neutralidade de carbono global e fluxos de investimento robustos do Anexo I para os países não incluídos no Anexo I em mitigação e inovação. O progresso técnico continua em energias renováveis, mobilidade elétrica, eficiência energética, H₂, CCS e processos industriais altamente emissores (aço verde, cimento, etc.).

² Novos valores já ajustados pelo projeto Climate and Development Initiative (Unterstell, La Rovere et al., 2021). As alterações são insignificantes.

A cooperação internacional e os mecanismos de comércio apoiam a meta brasileira de desmatamento líquido zero. A adoção da precificação do carbono pela maioria dos países favorece produtos de baixo carbono no comércio e nas finanças. Os mercados voluntários de carbono ajudam o desenvolvimento de um mercado de carbono latino-americano. Há uma abertura de comércio para produtos de baixo carbono com mecanismos comerciais preferenciais que exigem rastreabilidade e comprovação de origem das exportações de produtos agrícolas e florestais que possam contribuir para o controle do desmatamento no Brasil.

Os esforços de pesquisa e desenvolvimento alcançam avanços em biocombustíveis de 2ª e 3ª geração, baterias elétricas e processos industriais verdes (aço, cimento, etc.), mas no Brasil, o DDS é baseado apenas na implantação de tecnologias já disponíveis.

- **Facilitadores domésticos**

O DDS fornece uma estratégia para a retomada do desenvolvimento econômico e social, com uma transição justa para a neutralidade climática do país em 2050. O cenário considera um aumento considerável da produtividade, uma política cambial ativa e o uso das receitas de exportação de petróleo para educação, saúde e importação de bens de capital.

Baseia-se também em duas políticas climáticas:

- Redução radical do desmatamento e aumento dos sumidouros de CO₂;
- Precificação do Carbono, aplicada às emissões de GEE provenientes do uso de combustíveis fósseis e processos industriais e uso de produtos (IPPU):
 - ✓ Mercado de licenças negociáveis de emissão provenientes da utilização de energia fóssil e de processos/produtos (IPPU) para o setor industrial; e imposto sobre o carbono sobre as emissões resultantes da utilização de combustíveis fósseis noutros setores da economia;
 - ✓ A precificação do carbono é neutra do ponto de vista fiscal, com a reciclagem de 100% de suas receitas voltando para a economia; é usada para reduzir os encargos trabalhistas, criar empregos e financiar transferências sociais para as famílias mais vulneráveis, protegendo seu poder de compra;
 - ✓ Adoção em todos os setores da economia de ações de mitigação compatíveis com o preço do carbono em cada período (medidas mais baratas entram primeiro), proporcionando marcos econômicos e setoriais de um caminho de emissões de GEE para a descarbonização até 2050.

2.2. Pressupostos Quantitativos

❖ **Economia**

O tamanho da população aumenta de 210 milhões em 2019 para cerca de 233 milhões em 2050. Nesse período, a parcela da população urbana cresce de 86% para 89%. Após a forte desaceleração da economia de 2015 a 2020 devido à crise político-econômica e à pandemia de COVID-19, a recuperação econômica brasileira começa

em 2021: as taxas médias anuais de crescimento do PIB seriam de 2,26% de 2021 a 2030; 2,25% de 2031 a 2040; e 2% de 2041 a 2050 (com crescimento linear assumido a cada década). Após o recuo de 2015-2020, a redução das desigualdades de renda é retomada novamente, mas mais lentamente do que no período 2000-2015. Prevê-se que o tamanho das famílias diminua lentamente, enquanto o rendimento disponível das famílias em % do PIB aumente. O comércio se torna mais importante para o Brasil durante o período do cenário, e os impostos de importação e o protecionismo são reduzidos, seguindo a tendência global. Uma política ativa deve ser implementada para manter uma taxa de câmbio estável em 5,15 R\$/USD (2020). O preço do carbono aumenta linearmente, atingindo 19,0 USD / t CO_{2e} em 2030 e 49,3 USD / t CO_{2e} em 2050.

❖ **Agricultura, Florestas e Uso do Solo (AFOLU)**

A agricultura é um motor essencial do crescimento econômico brasileiro. A produção cresceu rapidamente nas últimas décadas, impulsionada pela crescente demanda global e avanços tecnológicos. Mudanças nas práticas de manejo da lavoura e expansão da área colhida permitiram que o Brasil se tornasse um dos principais exportadores de soja, carne bovina e celulose.

Tanto o CPS quanto o DDS assumem uma continuidade das tendências históricas nas preferências alimentares. As preocupações ambientais nos países desenvolvidos levam a um menor consumo de animais, dando preferência a alimentos ricos em micronutrientes e vitaminas, como frutas e vegetais. Por outro lado, os alimentos básicos (como os carboidratos) continuam a desempenhar um papel essencial nas preferências alimentares em países de baixa e média renda. O consumo global de carne per capita tende a aumentar devido à renda e ao crescimento populacional, especialmente nos países asiáticos e latino-americanos. Os níveis de consumo nas regiões desenvolvidas já são elevados. A demanda por carne aumenta à medida que se torna mais acessível nos países em desenvolvimento.

O setor AFOLU é a principal fonte de emissões de gases de efeito estufa (GEE) no Brasil. Portanto, ações de mitigação nesse setor são fundamentais para que o Brasil alcance a neutralidade climática em 2050.

No DDS, a produção agrícola aumenta significativamente, mas as emissões de GEE são mantidas quase as mesmas de 2020, em 2050. Há um crescimento expressivo da produção agrícola, enquanto a área agrícola aumenta moderadamente devido aos altos ganhos de produtividade. Em 2020-2030, a produção total aumenta 22% e entre 2030-2050, 47%. A área ocupada pelas culturas aumenta 5% até 2030 e 6% em 2030-2050, atingindo 75 Mha em 2050 (sem considerar a área de segunda safra). A produção de carne bovina cresce 67%, atingindo 18,3 milhões de TEC, em 2050, com um rebanho total de 200 milhões de cabeças. O tamanho do rebanho bovino diminui em 7% ao longo do tempo devido a ganhos de produtividade, e é criado em 105 Mha de pastagens (uma redução de 36%).

A intensificação da pecuária é a medida com maior potencial de mitigação. A recuperação adicional de 60 Mha de pastagens degradadas associada ao aumento da produtividade do rebanho bovino reduz as emissões da fermentação entérica em 6% em 2020-2050. Nesse cenário, a taxa de lotação passa de 1,31 cabeça/ha para 1,96 até 2050. A adoção de tecnologias agrícolas de baixo carbono como o sistema de plantio direto e a fixação biológica de

nitrogênio, recomendadas pelo Plano de Agricultura de Baixo Carbono (Plano ABC), aumenta junto com a soja e outras culturas.

A redução do desmatamento é fundamental para que o Brasil atinja a neutralidade climática. A área anual desmatada em 2020 no bioma Amazônia mais que dobrou em relação a 2012 e foi 44% maior do que em 2018 (INPE, 2022). Os esforços para conter o desmatamento são retomados em 2023, dada a possibilidade de mudança nas políticas governamentais e o aumento da pressão internacional sobre as cadeias agrícolas associadas ao desmatamento. As políticas de controle do desmatamento propiciam uma redução de 10% no desmatamento entre 2023-2025.

O desmatamento ilegal zero no bioma Amazônia é alcançado em 2050. As emissões do desmatamento totalizam 71 Mt CO_{2e} em 2050, correspondendo a uma redução de 93% em relação a 2020. As Áreas Protegidas (unidades de conservação e terras indígenas) removem 487 Mt CO_{2e} em 2050 (24% a mais do que em 2020), graças à adição de 53 Mha de florestas públicas não destinadas registradas no Serviço Florestal Brasileiro aos 276 Mha protegidas hoje.

Promover o reflorestamento e a restauração de 30 Mha com espécies nativas em áreas públicas e privadas também é relevante pois contribui para remover cerca de 417 Mt CO_{2e} até 2050, e é uma medida alinhada com a Primeira NDC do Brasil (NDC submetida a UNFCCC em 2016/arquivada), com o Desafio de Bonn (Bonn Challenge, 2011) e com o Plano Nacional de Recuperação da Vegetação Nativa (Planaveg, 2017). Esta medida de mitigação é um desafio e vai além da área considerada na meta da NDC 2016 (12 Mha até 2030). No entanto, isso pode ser possível com o apoio do governo, fundos internacionais, programas de pagamento por serviços ambientais e compensações florestais permitidas através do sistema de cap-and-trade imposto à Indústria.

Florestas plantadas de rápido crescimento (eucalipto e pinus) são importantes na remoção de carbono. Elas incluem florestas homogêneas e sistemas de integração lavoura-pecuária-floresta. A superfície das florestas plantadas chega a 13 Mha em 2030 e 19,5 Mha em 2050. Esta área atende à demanda de todos os setores: energia (carvão vegetal e lenha), indústria (celulose e papel, madeira serrada, compensado, painéis e outros) e produção de pellets para exportação.

No DDS, as emissões líquidas do setor AFOLU atingem valores negativos (-537 Mt CO_{2e}), permitindo que o país alcance a neutralidade de carbono em 2050.

No CPS, a produção agrícola cresce mais do que no DDS (24% em 2020-2030 e 50% entre 2030 e 2050), resultante da maior demanda por biocombustíveis no CPS devido a uma frota com mais veículos de combustão interna e menos veículos elétricos do que no DDS. A área de cultivo agrícola aumenta 4,5% até 2030 e 7% no período 2030-2050, atingindo 76 Mha (sem a área de cultivos de segunda safra). A produção de carne bovina cresce 69%, atingindo 18,5 milhões de TEC em 2050, com um rebanho 23% maior, atingindo 263 milhões de cabeças e uma área de pastagem de 171 Mha (aumento de 4%).

A recuperação de pastagens no CPS equivale à metade do DDS. 30 Mha são recuperados até 2050, atingindo uma taxa de lotação de 1,54 cabeça/ha em 2050. As emissões da fermentação entérica crescem 23% entre 2020 e 2050. A taxa de penetração de tecnologias de baixo carbono, como o sistema de plantio direto e a fixação biológica

de nitrogênio, limita-se ao aumento da área plantada de soja. As emissões do setor agrícola aumentam 23% em 2050 em comparação com 2020.

Assim como no DDS, a área desmatada anualmente cresce até 2023 e diminui 10% entre 2023-2025. No entanto, a área anual desmatada simulada para 2025 (1,98 Mha) é mantida no período 2026-2050. O desmatamento desta área emite aproximadamente 1.024 Mt CO₂eq por ano. Considerando o desinteresse do governo anterior em ampliar as áreas de proteção ambiental, bem como alocar recursos humanos e financeiros para sua gestão, o CPS não prevê a criação ou expansão de áreas protegidas entre 2021-2050, mantendo-se o nível de 2020 constante até 2050 (279 Mha). Esta área remove 391 Mt CO₂eq em 2050.

Embora mais modestamente do que no DDS, o reflorestamento e a restauração de 3 Mha com espécies nativas em áreas públicas e privadas removem 55 Mt CO₂eq até 2050. É equivalente a 25% da área considerada na primeira NDC para 2030 (12 Mha) (NDC submetida à UNFCCC em 2016/arquivada). A área de florestas plantadas com espécies de pinus e eucalipto cresce 60% entre 2020-2050, totalizando 13,5 Mha.

No CPS, as emissões líquidas da AFOLU totalizam 1.073 Mt CO₂eq em 2050, um aumento de 13% em relação a 2020. Desse total, 60% vêm da agricultura e 40% da mudança do uso da terra e da silvicultura.

O setor agrícola brasileiro pode se tornar ainda mais competitivo globalmente se aumentar a produtividade de forma eficiente e sustentável. As pressões internacionais sobre o controle das cadeias agrícolas associadas à degradação e ao desmatamento contribuem para tornar o DDS viável. Os países que não se comprometerem a reduzir as emissões de GEE e controlar o desmatamento enfrentarão barreiras de mercado que dificultarão as exportações. As cadeias de soja, carne bovina e florestal são exemplos desse contexto que se aplica ao Brasil.

Programas de financiamento internacionais e nacionais com foco em mudanças climáticas, agricultura sustentável e meio ambiente ajudariam a tornar o caminho do DDS viável. Entre eles estão: Fundo Verde para o Clima, Fundo Global para o Meio Ambiente (GEF), Fundo para Países Menos Desenvolvidos (LDCF - GEF), Fundo Especial para Mudanças Climáticas (SCCF - GEF), Fundo de Adaptação (AF) e Fundo Amazônia.

O plano de mitigação de AFOLU fornece mais pormenores sobre estes elementos.

❖ **Transporte**

Os cenários de transportes incorporam diferentes visões do futuro da mobilidade de passageiros e cargas no Brasil. O CPS representa a continuação dos atuais incentivos para os biocombustíveis e a eficiência energética, mas sem aumento da ambição após 2030. O DDS expande e diversifica o mercado de biocombustíveis, exigindo outras medidas, como aceleração da eletrificação da frota de veículos e expansão da infraestrutura de transporte em áreas-chave.

Globalmente, o DDS exige uma redução contínua na relação entre o preço da bateria e a densidade de energia. Os veículos totalmente autônomos continuam sendo um nicho de mercado, restrito a economias desenvolvidas ou testes piloto em países emergentes. O Óleo Vegetal Hidrotratado (HVO) se torna uma importante fonte de energia nas refinarias de petróleo, aproveitando a cadeia de distribuição de combustíveis fósseis líquidos.

Programas internacionais de financiamento focados em políticas e infraestrutura sustentáveis se tornam comuns entre os principais agentes financeiros.

Em ambos os cenários, a sociedade vivencia novas configurações de mobilidade ligadas ao envelhecimento populacional, teleatividades, novas tecnologias e mudanças estruturais. As cidades são planejadas para aumentar a integração e descentralizar as atividades para reduzir os tempos de deslocamento e o congestionamento. As principais áreas metropolitanas se concentram em modos de alta eficiência e transporte ativo, criando ambientes mais acessíveis aos pedestres. As teleatividades levam a mudanças no padrão de transporte de passageiros e cargas. Em áreas não metropolitanas, os sistemas de transporte mantêm o padrão histórico de crescimento e ordenação.

No DDS, os consumidores escolhem tecnologias mais eficientes e ecológicas, estimulando a penetração da eletromobilidade e dos biocombustíveis. O Brasil investe cada vez mais em infraestrutura de recarga e condições básicas para veículos elétricos, como normas e regulamentações, financiamento e novos modelos de negócio. Ao contrário do CPS, os novos fabricantes locais de caminhões elétricos, ônibus e componentes automotivos mudam o padrão da indústria, reduzindo o impacto da desvalorização da moeda local nas importações. A eletrificação da frota de ônibus e as medidas de priorização induzem a população a aumentar o uso do transporte público, reduzindo a necessidade de possuir um veículo particular. Os incentivos financeiros para desenvolver uma indústria nacional de bioenergia avançada expandem a oferta e a variedade de biocombustíveis, por exemplo, bioquerosene, bio-óleo e HVO.

Não haverá registro de automóveis com motores de combustão interna (MCI) a partir de 2045. Ao mesmo tempo, a penetração no mercado de veículos elétricos é ainda mais acelerada em comparação com o CPS. Em 2050, quase metade do estoque de automóveis será composto por híbridos (HEV), híbridos plug-in (PHEV) e veículos elétricos a bateria (BEV). Assim, a frota circulante de automóveis atingirá 76 milhões, com uma taxa de motorização inferior à observada no CPS (326 contra 456 carros por 1.000 habitantes). A mobilidade privada (pkm/cap) representará uma participação de 41% nesse cenário. A eletricidade atingirá 11% do total de energia consumida no transporte de passageiros, enquanto os biocombustíveis líquidos representarão 52%. Como resultado, as emissões de GEE cairão 52%, atingindo 49 Mt CO₂e.

Ainda considerando o DDS, as ferrovias de carga a diesel são gradualmente modernizadas e eletrificadas por meio de aditivos contratuais em suas respectivas concessões. Os marcos regulatórios aumentam a produtividade nos transportes ferroviários e aquáticos. A logística sustentável e os programas de certificação aumentam a eficiência no transporte rodoviário. O redesenho das redes de transporte com foco em modos de alta capacidade equilibra razoavelmente a divisão modal do transporte de cargas brasileiro. Em 2050, o transporte rodoviário representará 42% da atividade de transporte (tkm) e o ferroviário e o aquaviário representarão 35% e 22%, respectivamente.

BEV, HEV e PHEV constituirão aproximadamente um terço do estoque de veículos de carga, concentrado nos transportes urbanos. Apesar dos avanços, a energia elétrica será responsável por apenas 3,4% da energia consumida no transporte de carga. Por sua vez, os biocombustíveis representarão 35%. Essas ações decorrem da priorização estratégica da eletrificação do transporte de passageiros, alocando o excedente de oferta de combustível líquido ao transporte de carga. As emissões de GEE cairão 32%, atingindo 62 Mt CO₂e.

No CPS, a indústria de biocombustíveis está restrita ao biodiesel e ao etanol hidratado. Os incentivos à eletromobilidade são limitados a experimentos em áreas metropolitanas. O fim das vendas de carros de combustão interna deverá ocorrer apenas em 2050, quando o estoque total de carros atingir 106 milhões. A mobilidade privada representará uma participação de 50%, superior à do DDS. Essa participação decorre de uma menor proporção de transporte público e não motorizado, haja vista que menos investimentos são esperados. A eletricidade não é representativa neste cenário, chegando a apenas 4% do total de energia consumida no transporte de passageiros em 2050. No entanto, os biocombustíveis representarão 38% no mesmo ano. As emissões de GEE do transporte de passageiros aumentarão 25%, atingindo 126 Mt CO₂e.

As ferrovias de carga continuam a ter apenas locomotivas diesel-elétricas. As atividades de transporte ferroviário e aquático crescem a níveis inferiores ao seu potencial. Em 2050, o transporte rodoviário representará 48% da atividade de transporte (tkm). BEV, HEV e PHEV atingirão 20% da frota de veículos de carga. A eletricidade será menos intensa em relação ao DDS, representando apenas 0,2% da energia consumida no transporte de carga até 2050. Os biocombustíveis líquidos representarão 18%. As emissões do transporte de mercadorias aumentarão 18%, atingindo 112 Mt CO₂e.

Maiores detalhes desses elementos são fornecidos no Plano de Mitigação de Transporte.

❖ **Indústria**

A indústria brasileira representou 26% do PIB nacional em 2019 (CNI, 2022). Esta participação diminuiu nos últimos 30 anos devido a sucessivas crises. No entanto, presume-se que o crescimento industrial seja reiniciado. De 2020 a 2050, a taxa média de crescimento anual do valor agregado das indústrias de cimento, ferro e aço e química atinge 2,6%, 1,9% e 1,7%, respectivamente.

As emissões setoriais da indústria correspondem a cerca de 11% (165 Mt CO₂e) do total do país, em 2020, sendo que metade provém dos três setores acima mencionados. No CPS, assumindo o mesmo desempenho das atuais políticas e medidas de mitigação, as emissões de GEE atingem 267 Mt CO₂e em 2050, 40% do consumo de energia e 60% da IPPU.

No DDS, a implementação de medidas de mitigação bem conhecidas no setor industrial reduz 34% de suas emissões de GEE em 2050, comparando com o CPS. Não são assumidos novos processos industriais nem tecnologias de mitigação. As ações de mitigação incluem: aceleração substancial da melhoria da eficiência energética, permitindo reduções na intensidade energética das indústrias variando entre 13 e 25% entre 2020-2050, dependendo do ramo industrial; troca de combustível para as energias renováveis, incluindo o aumento da utilização de carvão vegetal para a produção de gusa e de madeira e resíduos em fornos de cimento; e aumento do uso de cinzas e escória para substituir o clínquer na mistura de cimento. A substituição total dos HFCs por gases de baixo poder de aquecimento global (GWP, sigla em inglês) estaria perto da conclusão (redução de 96% de suas emissões) até 2050, em relação a 2020. Como resultado, as emissões de DDS atingem 176 Mt CO₂e em 2050, com as indústrias intensivas em energia respondendo por 87% dessas emissões.

O plano de mitigação da indústria apresenta maiores detalhes.

❖ **Oferta de Energia**

Em ambos os cenários, a produção *offshore* de petróleo e gás a partir da camada pré-sal aumenta de forma constante. Após a forte redução do preço do petróleo devido à crise do COVID-19 (de 66 USD / barril em 2019 para 23 USD / barril em 2020) e o aumento dos preços do petróleo e do gás devido à guerra da Ucrânia, assumiu-se que os preços do petróleo atinjam 50 USD / barril em 2025 e variem em torno desse nível médio ao longo do período 2025-2050. Sob esses pressupostos, o aumento das participações da produção brasileira de petróleo é direcionado para as exportações, uma vez que os custos de produção permanecem baixos e competitivos no mercado mundial. No DDS, essa participação é maior, pois o consumo doméstico de petróleo e gás é 25% menor do que no CPS (em 2050), o que também permite controlar as emissões de GEE das refinarias e as emissões fugitivas.

As emissões totais da oferta de energia em 2050 são de 93 Mt CO₂e no CPS e 52 Mt CO₂e no DDS. No cenário CPS, as emissões relacionadas com a oferta total de energia diminuem até 2025 (devido à redução da utilização de centrais elétricas a combustíveis fósseis) e crescem ligeiramente em 2030 (principalmente devido ao autoconsumo e às emissões fugitivas). As emissões da geração de energia mostram pouco crescimento, atingindo o pico por volta de 2035 e depois diminuindo ligeiramente até 2050. No cenário DDS, as emissões relacionadas à oferta de energia diminuem (devido à redução do uso de usinas térmicas fósseis e à ausência de subsídios para geração térmica a carvão, além de medidas para reduzir a intensidade de carbono no refino e E&P). A tendência de expansão da geração de energia do Brasil já é baseada em fontes renováveis e, portanto, tem menores emissões de GEE do que a maioria dos outros países. Em ambos os cenários, as emissões de GEE da geração de eletricidade diminuem passando de 49 Mt CO₂e em 2020 para 16 Mt CO₂e no CPS e 2 Mt CO₂e no DDS, em 2050.

O consumo de eletricidade cresce mais rapidamente do que o consumo geral de energia, mas os ganhos de eficiência no uso final permitem um menor crescimento do DDS. No CPS, o consumo de eletricidade cresce quase 80% de 2020 a 2050, atingindo 972 TWh (terawatt-hora), mas no DDS, o seu crescimento está limitado a 934 TWh (aumento de 73%), apesar de um aumento de 31 TWh na sua utilização nos transportes, graças a uma redução do consumo de 64 TWh no setor industrial, em comparação com o CPS.

No DDS, a geração de eletricidade brasileira atinge quase emissões líquidas zero até 2050. Em ambos os cenários, a energia hídrica, eólica e fotovoltaica são as principais fontes para expansão da oferta. Após 2040, quando o potencial hidrelétrico brasileiro estará quase totalmente explorado, a biomassa substituirá seu papel e complementarará as contribuições eólicas e solares. Em 2050, a capacidade instalada necessária de energia hidrelétrica será de 147 GW em ambos os cenários. A capacidade eólica *onshore* atinge 41 GW no CPS e 41GW no DDS, enquanto os sistemas fotovoltaicos representam 64 GW no CPS e 63 GW no DDS. A biomassa atinge 31 GW no CPS e 32 GW no DDS. O gás natural é restrito ao CPS com 11 GW e o eólico *offshore* ao DDS com 3 GW.

Além disso, as antigas usinas termelétricas são desativadas e substituídas por usinas renováveis (eólica, solar fotovoltaica e biomassa) devido aos seus custos mais baixos em ambos os cenários. No entanto, no CPS, o gás natural ainda desempenha um papel importante na geração de energia despachável. Por outro lado, no DDS,

grandes capacidades renováveis intermitentes são desenvolvidas usando cada vez mais a geração de energia hidrelétrica para garantir a flexibilidade da operação da rede.

A precificação global do carbono e o rápido desenvolvimento tecnológico em tecnologias de energia renovável (principalmente baterias, energia solar e eólica) são os principais facilitadores internacionais do DDS. Um imposto interno sobre o carbono pode reduzir a competitividade da produção de energia a partir do gás natural, ao passo que as melhorias tecnológicas e o desenvolvimento da experiência internacional podem permitir a competitividade das energias renováveis.

O plano de mitigação da energia fornece informações mais detalhadas sobre estes elementos.

❖ **Resíduos**

Ambos os cenários consideram que as metas da Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) e do Plano Nacional de Saneamento (PNSB) são cumpridas quanto à ampliação da cobertura do serviço.

Em relação aos resíduos sólidos, o percentual de resíduos coletados aumenta de 92% hoje para 100% em 2035 em ambos os cenários. No DDS, a disposição adequada em aterro diminui de 57% para 29% em 2050 devido à adoção de outros tipos de tratamento, enquanto no CPS, chega a 61%.

No DDS, a taxa de captura de biogás e destruição de metano em aterros sanitários atinge 25% do biogás produzido em 2050. Assim como nos países desenvolvidos, são introduzidas usinas térmicas e biológicas, atingindo 20% e 6% do total de resíduos gerados, respectivamente. A taxa de reciclagem passa de 2% para 25% também em 2050.

No CPS, apenas a disposição em aterro é a opção tecnológica considerada, com a captura de biogás e a destruição de metano permanecendo a uma taxa de 12% durante todo o período. A taxa de reciclagem permanece em torno de 2%.

A coleta e o tratamento de esgoto em ETEs (estações de tratamento de efluentes) variam de acordo com os cenários. No DDS, a taxa passa de 42% para 96% considerando todas as águas residuais geradas, em 2050, com as estações de tratamento anaeróbio aumentando de 20% para 35% desse volume em 2050. No CPS, a taxa de coleta e tratamento chega a 50%, com o tratamento anaeróbio chegando a 24%. Considerando o metano gerado nessas plantas, no DDS, a taxa de destruição de metano passa de 33% para 43% em 2050, enquanto na CPS, permanece em 33%.

Em 2050, as emissões de GEE no DDS atingem 86 Mt CO₂e, cerca de 50% menos do que o CPS, que aumenta até 169 Mt CO₂e, o que significa 170% a mais do que as emissões de 2020 no setor de resíduos.

A extensão substancial dos serviços de saneamento para melhorar o atual déficit de infraestrutura pode aumentar significativamente as emissões, a menos que as tecnologias de captura e queima de biogás sejam massivamente introduzidas.

As emissões acumuladas de GEE evitadas neste setor são de cerca de 2 bilhões de toneladas de CO₂e. As novas tecnologias serão rentáveis graças aos esquemas globais de precificação do carbono que levam ao comércio

internacional de créditos de carbono e aos fluxos financeiros necessários para atender aos requisitos de financiamento para esses investimentos.

O plano de mitigação de resíduos fornece informações mais detalhadas sobre estes elementos.

3. Metodologia de Modelagem³

Para simular os cenários, utilizamos uma modelagem que integra um conjunto de seis modelos setoriais a um modelo macroeconômico de equilíbrio geral (CGE) específico para o Brasil. Os modelos setoriais são: quatro modelos de demanda de energia (transportes, indústria, edificações e agricultura), um modelo para AFOLU e um modelo de oferta de energia (MATRIZ). Finalmente, um modelo de resíduos completa as estimativas.

As estimativas para a demanda de energia exigem dados semelhantes, como dados demográficos (população) e macroeconômicos (PIB, PIB setorial), bem como níveis de atividade e intensidade energética, de modo a fornecer resultados comparáveis (por exemplo, demanda final de energia em toneladas de óleo equivalente e emissões de GEE). No entanto, podem diferir amplamente em termos de especificação setorial, nível de detalhe e disponibilidade de outros dados.

O modelo 'Transport-Energy-Emissions Multi-Tier Analysis' (TEMA - Análise multinível de emissões de energia de transporte) é utilizado para calcular o uso de energia no setor de transportes brasileiro. O modelo foi desenvolvido por Gonçalves et al. (2019) e aplicado em estudos como Goes et al. (2020a; 2020b) e Gonçalves et al. (2020). Os cenários são projetados simulando a aplicação de políticas climáticas, tendências de mercado e comportamento do usuário que melhor representam as transformações da sociedade ao longo dos anos. Os dados macroeconômicos são utilizados para projetar a atividade de transporte (e a repartição modal) e a consequente utilização de energia bem como as emissões de GEE. No TEMA, o transporte rodoviário é o modo com o mais alto nível de detalhe, considerando 31 tecnologias que incluem categorias de veículos (por exemplo, carros, ônibus, caminhões) e *powertrains* (por exemplo, motores de combustão interna, veículos elétricos movidos a bateria, veículos híbridos, etc.). Os setores ferroviário, aéreo, aquático e de dutos são modelados de forma mais agregada devido à falta de dados em termos de tecnologia. Nesse caso, a abordagem "Activity-Structure-Intensity-Fuel" (ASI, Atividade-Estrutura-Intensidade-Combustível) é utilizada para calcular a utilização de energia e as emissões de GEE.

A abordagem ASIF também é aplicada para estimar o consumo de energia e as emissões de GEE do setor industrial brasileiro desagregado em onze segmentos: (i) Ferro e Aço, (ii) Ferroligas, (iii) Cimento, (iv) Indústria química, (v) Metais não ferrosos, (vi) Papel e Celulose, (vii) Alimentos e Bebidas, (viii) Têxtil, (ix) Mineração e pelletização, (x) Cerâmica, e (xi) Outras Indústrias. A estimativa das emissões de GEE é dividida em duas: (i) emissões do consumo de energia e (ii) emissões de processos industriais e uso de produtos (IPPU). No geral, os processos industriais que emitem GEE são a produção de metais, cimento e outros produtos minerais e produtos

³ Este é um extrato de Wills, et al. 2021, com algumas atualizações.

químicos. As emissões de utilização do produto abrangem as emissões de HFC para refrigeração e as emissões de SF₆ de equipamentos de transporte e distribuição de eletricidade.

As emissões de GEE da demanda de energia de edifícios (residencial, comercial e administração pública) e da agricultura são estimadas considerando as tendências históricas na evolução da demanda de energia e hipóteses do CPS até 2050, de acordo com diferentes fatores. No setor residencial, a demanda de energia responde à demografia e à renda per capita. Nos setores de serviços e da agricultura é impulsionada pelo crescimento setorial do PIB. Dado que não são simuladas mudanças tecnológicas, este cálculo é suficientemente detalhado para fornecer as estimativas globais da demanda setorial de energia. Eventuais diferenças entre os cenários CPS e DDS refletem apenas pequenas mudanças na renda per capita e na participação do PIB na agricultura e nos serviços.

Além do desmatamento, a modelagem AFOLU estima os níveis de atividade futura por correlação com as taxas de crescimento do PIB. Os níveis de atividade são ajustados para atender à demanda por produtos agrícolas de outros setores (etanol, biodiesel e florestas plantadas homogêneas) e exportações, conforme definido pelo modelo CGE. Os pressupostos sobre os ganhos de produtividade são retirados da literatura pertinente e a maioria das estimativas de emissões é calculada de acordo com a metodologia do inventário nacional. Também é simulada a adoção de práticas de mitigação de baixo carbono na agricultura, conforme prescrito no Plano Nacional de Agricultura de Baixo Carbono - Plano ABC (recuperação de pastagens, fixação biológica de nitrogênio, sistemas de integração lavoura-pecuária-floresta e plantio direto). A simulação da produção e da área agrícola inclui soja, milho, cana-de-açúcar e um grupo de 14 culturas (algodão, amendoim, arroz, aveia, centeio, cevada, ervilha, fava, feijão, girassol, mamona, sorgo, trigo e triticale) e carne bovina. As taxas de desmatamento não são diretamente ligadas ao PIB, são definidas com base no julgamento de especialistas. Assim como a taxa de desmatamento, as terras a serem destinadas a unidades de conservação e as terras indígenas são determinadas de forma exógena. A área destinada à restauração de florestas nativas varia de acordo com os cenários.

Por fim, o modelo MATRIZ (CEPEL, 2020) representa o sistema energético brasileiro e detalha os setores de oferta de energia elétrica e refino de petróleo. O MATRIZ é um modelo de programação linear *bottom-up* para o planejamento de sistemas energéticos de médio a longo prazo, semelhante ao MESSAGE e ao TIMES (IEA-ETSAP, 2020; IIASA, 2020).⁴ Uma função objetiva minimiza o valor presente do custo total de investimento e operação do sistema para suprir a demanda final exógena de energia com base na disponibilidade de recursos, escolhendo a melhor configuração para expansão de capacidade e oferta de energia no horizonte avaliado. As cadeias de energia são representadas pela ligação de níveis de energia primários, secundários, finais e úteis. Uma mistura de diferentes tecnologias representa conversões de energia e extrações de recursos. Quatro subsistemas operacionais respondem pela complexidade do setor elétrico brasileiro. Além disso, cada período da análise é detalhado em quatro estações, cada uma contendo dois níveis de demanda de energia: pico e fora de pico. Esse nível de especificação é essencial para a segurança energética, garantindo que o sistema atenda às demandas sazonais e horo-sazonais e à geração de energia, bem como a períodos potenciais de hidrologia crítica. O MATRIZ calcula

⁴ MESSAGE e TIMES são ambos modelos *bottom up* de oferta de energia que usam programação linear para produzir um sistema de energia de menor custo, otimizado de acordo com uma série de restrições do usuário, geralmente em horizontes de tempo de médio a longo prazo.

as emissões de GEE de forma endógena. Uma penalidade é simulada na função objetivo especificamente para as tecnologias de combustíveis fósseis para representar a precificação do carbono.

Os modelos setoriais alimentam o IMACLIM-BR, um modelo de equilíbrio geral capaz de simular os efeitos macroeconômicos e sociais das políticas climáticas e da precificação de carbono no Brasil, (Wills et al., 2021; Gherzi, 2015; Hourcade et al., 2006).⁵ É um modelo de simulação dinâmica que retrata o crescimento econômico anual resultante de pressupostos sobre disponibilidade de mão de obra e produtividade do trabalho. Além dessas especificações centrais e para aumentar a relevância empírica, de forma semelhante às versões de outros países, o IMACLIM-BR se desvia do padrão CGE neoclássico por meio de quatro características principais, criando assim um modelo CGE híbrido para o Brasil⁶.

Em primeiro lugar, o IMACLIM-BR é calibrado com base em dados híbridos originais que conciliam as contas nacionais com o balanço energético e os preços verificados no ano base. Os dados de 2015 recentemente atualizados assumem a forma de uma Matriz de Contabilidade Social de 19 setores apoiada por contas satélites de seis fluxos de commodities energéticas consistentes com os preços documentados do mercado de energia específicos de agentes. A contabilidade híbrida tem uma influência significativa na análise macroeconômica por meio da reavaliação das participações de custo da energia nas funções de produção por meio das parcelas orçamentárias de energia para as famílias e da desagregação do consumo de energia entre setores e agentes (Combet et al., 2014; Le Treut, 2017).⁷

Em segundo lugar, o IMACLIM-BR traça caminhos de crescimento sob restrição de fluxos de energia a preços específicos do agente e requisitos de capital para oferta de energia e uso final de energia (Gherzi, 2015). Isso aloca parte do valor agregado para despesas de energia sob restrição e parte das dotações de fatores primários para volumes de oferta de energia restritos. Essas restrições de volumes, custos e preços pesam sobre o crescimento econômico.

Em terceiro lugar, o IMACLIM-BR simula um crescimento subótimo baseando-se em trajetórias de investimento exógenas em vez de otimização intertemporal e considerando mercados não energéticos imperfeitos através da subutilização de capital e trabalho. No mercado de trabalho, a inércia dos salários reais impede o pleno emprego, ou seja, simula a taxa de desemprego por meio de uma "curva salarial" (Blanchflower e Oswald, 2005). A taxa de utilização do capital é uma variável exógena que efetivamente aumenta o estoque de capital disponível. A trajetória da mobilização da capacidade ociosa é calibrada de modo a ser compatível com a reabsorção gradual do desemprego em condições de BAU (para o nosso cenário BAU, ver abaixo). É comum a todos os cenários.

⁵ O IMACLIM existe em uma versão multirregional global (Crassous et al., 2006; Sassi et al., 2010) e em um número crescente de versões de países (Hourcade et al., 2010; Testamentos, 2013; Schers et al., 2015; Le Treut, 2017; De Lauretis, 2017; Gupta et al., 2019, 2020; Soummane et al., 2020; Le Treut et al., 2021). Ver <http://www.centre-cired.fr/en/imaclim-network/imaclim-network-en/>.

⁶ Por uma questão de transparência e para facilitar a expansão para novas economias, o IMACLIM, incluindo sua versão brasileira IMACLIM-BR, agora tem acesso aberto e hospedada no Github (Le Treut et al., 2019). Além disso, Le Treut (2020) apresenta as equações genéricas das versões nacionais do IMACLIM. Todas as especificações nele contidas aplicam-se ao IMACLIM-BR, salvo especificação em contrário nos parágrafos seguintes.

⁷ Os 19 setores são: carvão, petróleo e derivados excluindo diesel, gás natural, biocombustíveis, diesel, eletricidade, silvicultura, pecuária, outra agricultura, cimento, ferro e aço, metais não ferrosos, produtos químicos, laticínios e produtos à base de carne, outras indústrias alimentícias, papel e celulose, outras indústrias, transportes e outras atividades. Os setores foram agregados a partir da matriz híbrida de 40 setores publicada em Grottera et al. (2021).

Por fim, o IMACLIM-BR se desvia ainda mais do paradigma neoclássico ao considerar o fechamento da poupança externa, ou seja, da balança comercial, para acomodar a dinâmica exógena do investimento e da poupança das famílias e o balanço orçamentário público resultante de alíquotas exógenas de impostos e dos gastos públicos (em proporção do PIB). Essa escolha de fechamento destina-se a representar a política monetária efetivamente adaptando a poupança externa para alinhar a poupança total com os requisitos de investimento (Taylor e Lysy, 1979).

O acoplamento entre os modelos *bottom-up* e o IMACLIM-BR é realizado por meio de uma troca de informações e dados chaves, de forma interativa, notadamente para atividade econômica setorial, intensidades e custos de energia, energia comercializada e custos de capital (Figura 1).

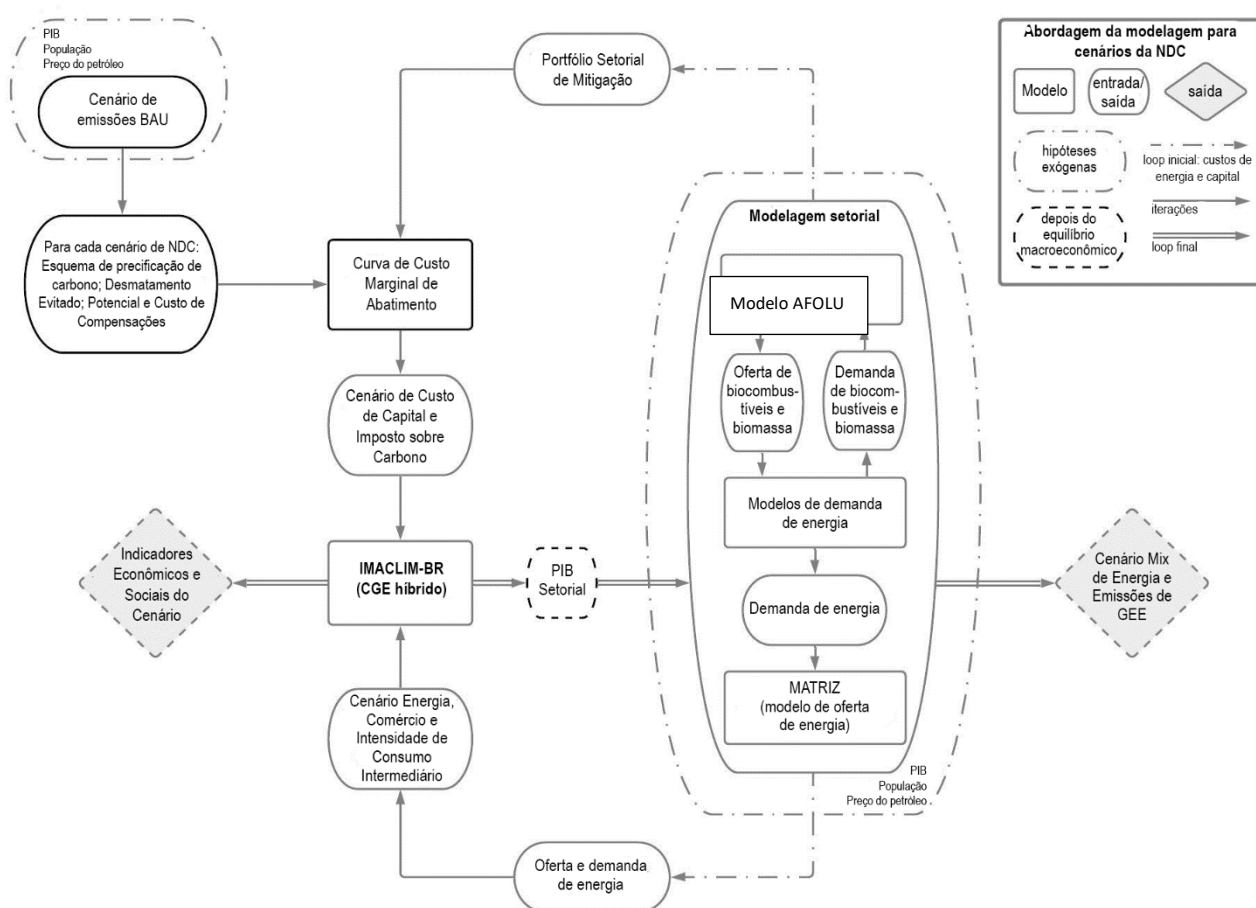


Figura 1. Diagrama de modelagem integrada para cenários do Brasil

Fonte: Adaptado de Wills et al. (2021)

O preço do carbono aumenta linearmente dentro de cada década, e auxiliou na definição de quais medidas de mitigação devem ser simuladas pelos modelos setoriais que informaram o IMACLIM-BR sobre a oferta e

demanda de energia e o total de investimentos necessários em mitigação. Esta troca de informações permite estimar os custos de mitigação e a demanda/oferta de energia por modelos setoriais e ser coerentes com a demanda de capital e os coeficientes de energia e tecnologia do modelo CGE. Após garantir o equilíbrio macroeconômico, além dos indicadores econômicos e sociais, o IMACLIM-BR disponibiliza novos níveis de atividade por setor, iniciando novamente o processo de iteração para calcular a demanda e oferta total de energia e o preço de equilíbrio do carbono.

Reduzir as emissões do desmatamento requer a retomada das políticas de comando e controle, já que a maioria delas resulta de atividades ilegais (Wills et al, 2021; Grottera et al., 2022).⁸

4. Ações de Mitigação, Metas e Marcos por Setor⁹

Nos cenários, as emissões de GEE atingem -87 Mt CO₂e no DDS e 1868 no CPS até 2050. A Tabela 1 apresenta os números por setor.

A maior parte das reduções de emissões de GEE vem da mudança do uso da terra e florestas. Em comparação com o CPS, em 2050, as emissões de DDS do desmatamento são 93% menores, uma redução de 967 Mt CO₂e. Além disso, as remoções de carbono aumentam 87%, o equivalente a 531 Mt CO₂e, graças ao aumento das áreas florestais e protegidas (terras indígenas e unidades de conservação). Os transportes são o segundo setor mais relevante, com uma redução de emissões de 129 Mt CO₂e (54%), seguido do setor dos resíduos com uma redução de 83 Mt CO₂e (49%), e das atividades pecuárias com 116 Mt CO₂e (22%). Finalmente, na indústria, a redução é de 91 Mt CO₂e (34%), e na oferta de energia somada a outros setores de consumo de energia é de 41 Mt CO₂e (35%). A única atividade com um ligeiro aumento nas emissões é o cultivo, com 4 Mt CO₂e (3%) a mais no DDS devido a um crescimento expressivo na produção, apesar da área agrícola aumentar moderadamente devido a altos ganhos de produtividade.

No DDS, apenas dois setores têm emissões de GEE mais altas em 2050 do que no ano-base de 2020: as atividades de cultivo aumentam as emissões em 29% e a indústria em 7%. Nestes casos, sob a suposição de que não há grandes avanços ou tecnologias disruptivas, a melhoria tecnológica atual é insuficiente para compensar os níveis de produção mais elevados.

⁸ Carolina Grottera, Giovanna Ferrazzo Napolini, Emilio Lèbre La Rovere, Daniel Neves Schmitz Gonçalves, Tainan de Farias Nogueira, Otto Hebeda, Carolina Burle Schmidt Dubeux, George Vasconcelos Goes, Marcelo Melo Ramalho Moreira, Gabriela Mota da Cruz, Claudio Joaquim Martagão Gesteira, William Wills, Gabriel Malta Castro, Márcio de Almeida D'Agosto, Gaëlle Le Treut, Sergio Henrique Ferreira da Cunha, Julien Lefèvre. Implicações da política energética dos cenários de precificação de carbono para a implementação da NDC brasileira, Política Energética, Volume 160, 2022, 112664, versão impressa ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112664>.

⁹ Esta seção é um extrato do relatório DDPBIIICS atualizado pela Climate and Development Initiative (Unterstell e La Rovere, et al., 2021)

Tabela 1. Total de emissões brasileiras de GEE por setor, 2005-2050, nos cenários CPS (políticas atuais) e DDS (descarbonização profunda) (Mt CO₂e)

MtCO ₂ e	Cenário	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Mudança de Uso do Solo (MUT) – emissões brutas	CPS	2.258	933	932	1034	1.039	1.039	1.039	1.039
	DDS					1.039	624	204	72
Remoções (MUT, Floresta, Áreas Protegidas e Outros)	CPS	-678	-675	-562	-608	-591	-573	-593	-610
	DDS					-683	-747	-882	-1.141
Agricultura	CPS	127	143	157	92	93	97	101	115
	DDS					91	99	106	119
Pecuária	CPS	393	395	399	432	450	466	485	529
	DDS					442	453	444	413
Transporte	CPS	139	174	206	175	195	209	220	240
	DDS					181	166	138	111
Indústria (Energia + IPPU)	CPS	141	162	167	165	176	194	231	267
	DDS					164	169	175	176
Energia (Oferta + Residencial e Serviços)	CPS	115	128	182	124	111	126	116	118
	DDS					96	93	86	77
Resíduos	CPS	67	74	84	99	110	121	143	169
	DDS					102	102	93	86
Total	CPS	2.562	1.336	1.564	1.511	1.584	1.679	1.742	1.868
	DDS					1.432	957	364	-87

Fonte: 2005-2015 a partir de Brasil (2020); estimativas dos autores para 2020-2050 (Unterstell, La Rovere et al., 2021)¹⁰

- Contribuição setorial para a mitigação

No DDS, além do enorme esforço para conter o desmatamento e aumentar as remoções, a política de precificação do carbono fornece as ações complementares de mitigação em outros setores necessárias para atingir emissões líquidas zero em 2050. A Tabela 2 apresenta as emissões acumuladas de GEE evitadas por década (Mt CO₂e).

¹⁰ Unterstell e La Rovere et al., (2021). Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030

Tabela 2. Emissões evitadas cumulativas (CPS-DDS) por ações de mitigação, por década (Mt CO₂e)

Emissões evitadas cumulativas por década (Mt CO ₂ e)	Décadas		
	2021 – 2030	2031 – 2040	2041 – 2050
Ações de mitigação total	2.584	9.720	14.548
Política de Precificação de Carbono	1.188	2.809	5.358
AFOLU	785	1.483	3.281
Restauração de florestas nativas em áreas públicas (por meio de concessão governamental)	57	302	1.291
Restauração de mata nativa em áreas privadas (compensações)	181	322	572
Florestas plantadas (sistemas lavoura-pecuária-floresta integrados e florestas homogêneas)	275	244	275
Agricultura	70	76	38
Pecuária (restauração de pastagens degradadas, intensificação, outros)	202	538	1.105
Transporte (carga e passageiro)	239	639	1.064
Troca de modal	65	169	271
Eletromobilidade	125	346	520
Biocombustíveis	48	124	273
Indústria	139	387	694
Indústrias energo-intensivas	99	257	451
Indústria leve (resto da indústria)	40	129	243
Oferta de Energia	25	300	319
Geração de eletricidade	8	112	100
Autoconsumo e emissões fugitivas	17	188	219
Outras políticas de mitigação	1.396	6.911	9.190
AFOLU	1.290	6.531	8.458
Redução da taxa anual de desmatamento + aumento de unidades de conservação, terras indígenas e outras áreas protegidas	1.290	6.531	8.458
Resíduos	106	380	732

Fonte: Baseado em La Rovere et al. (2021) e Unterstell, La Rovere et al. (2021) com ajustes de atualização

As políticas de comando e controle combinadas com a restrição do acesso de agricultores e pecuaristas a créditos públicos (sujeitos à conformidade com as leis e regulamentos ambientais) são responsáveis por 65% do total cumulativo de reduções de emissões de GEE até 2050 por meio da redução acentuada da taxa anual de desmatamento. O registro de 2004-2012 já demonstrou o potencial destas medidas se puderem ser novamente adotadas com êxito. As medidas de comando e controle permitem também aumentar a captura de carbono, aumentando o número e a superfície das áreas de conservação (por exemplo, áreas de preservação permanente, demarcação de terras indígenas e outras reservas legais).

A política de precificação do carbono pode fornecer 35% do total de emissões acumuladas evitadas até 2050 em diferentes setores: AFOLU (59%), Transportes (21%), Indústria (13%) e Oferta de energia (7%). A

restauração da vegetação nativa em áreas públicas e privadas tem um potencial de redução significativo e custos mais baixos do que em outros setores. Permite a remoção de 1650 Mt CO₂e até 2050, quando a restauração da vegetação nativa atinge 30,18 milhões de ha. As áreas privadas apresentam custos mais atrativos do que as áreas públicas (5,3 versus 12,9 USD/t CO₂e em 2021, 6,1 versus 21,3 em 2031 e 6,8 versus 23,5 em 2041). Considerando a aplicação do Código Florestal, as áreas privadas geram maiores emissões evitadas cumulativas nos períodos 2021-2030 (181 versus 57 Mt CO₂e) e 2031-2040 (322 versus 302 Mt CO₂e) do que as áreas públicas. No entanto, na última década, a maior parte das remoções vem de áreas públicas, graças a uma melhor relação custo-benefício. Assim, sua contribuição para as emissões cumulativas evitadas de GEE ao longo do período 2020-2050 alcança 1.650 contra 1.075 Mt CO₂e de áreas privadas.

A análise dos custos de mitigação indica a trajetória dos preços do carbono. Os custos de uma determinada opção de mitigação podem variar ao longo das três décadas devido ao aumento das economias de escala e variações nos pressupostos de custo (por exemplo, diminuição dos custos para veículos elétricos e eletricidade renovável). A Tabela 3 apresenta as emissões evitadas acumuladas de cada década por faixa de custo de mitigação (USD/t CO₂e).

Uma parte significativa das emissões evitadas pode ser obtida a custos negativos. Por exemplo, as trocas de modais no setor do transporte de mercadorias (por exemplo, de rodoviário para ferroviário e aquaviário), uma vasta gama de medidas de eficiência energética na indústria e práticas agrícolas sustentáveis (por exemplo, sistemas de plantio direto, fixação biológica de nitrogênio) podem ser implementadas a custos negativos até 2050. Na última década, essa participação foi reduzida para 13%.

Um caminho para emissões líquidas zero de GEE em 2050 pode ser alcançado com um preço de carbono de 19,0, 34,1 e 49,3 USD/t CO₂e, respectivamente, em cada década (taxa de câmbio de 2020). AFOLU continua a ser o setor-chave, uma vez que apresenta o maior potencial de mitigação, com um baixo custo por emissão de GEE evitada. As medidas de eficiência energética na indústria e a eletromobilidade no transporte de passageiros também fazem contribuições relevantes. A carteira de ações de mitigação identificada apresenta um declínio significativo nos retornos marginais após 26,6 USD/t CO₂e. Portanto, uma trajetória muito mais econômica dos preços do carbono (como 19,0, 22,8 e 26,6 USD/t CO₂e em cada década, por exemplo) pode fornecer uma meta ambiciosa de mitigação em 2050, não garantindo, mas se aproximando da neutralidade climática, pois forneceria 100%, 87% e 94% das emissões acumuladas evitadas no DDS em cada década. Isso se deve principalmente à hipótese de utilização apenas das tecnologias disponíveis. Ele ilustra o vasto potencial de mitigação pronto para ser aproveitado a baixos custos no Brasil, mesmo antes da implantação de novas tecnologias disruptivas que devem entrar em operação até 2050.

Tabela 3. Emissões evitadas cumulativas (CPS-DDS) por faixa de custo de ações de mitigação, por década (Mt CO₂e)

Faixas de custo da ação de mitigação (USD / t CO ₂ e)	2021 – 2030		2031 – 2040		2041 – 2050	
	Mt CO ₂ e	% Mt CO ₂ e / período	Mt CO ₂ e	% Mt CO ₂ e / período	Mt CO ₂ e	% Mt CO ₂ e / período
até 3,8	365	36%	1.060	40%	1.647	32%
até 7,6	659	65%	1.613	62%	2.236	43%
até 11,4	659	65%	1.613	62%	3.299	63%
até 15,2	963	95%	1.619	62%	3.299	63%
até 19,0	1,013	100%	1.619	62%	3.299	63%
até 22,8			2.282	87%	3.308	63%
até 26,6			2.309	88%	4.916	94%
até 30,4			2.319	89%	4.916	94%
até 34,2			2.618	100%	4.916	94%
até 49,3					5.254	100%

- Implicações macroeconômicas e sociais do cenário de mitigação

O DDS permite alcançar a neutralidade de carbono, mantendo resultados de desenvolvimento econômico e social ligeiramente melhores do que o CPS. Ao longo do período até 2050, o PIB e o PIB per capita são ligeiramente mais elevados, a taxa de desemprego é ligeiramente inferior e o rendimento disponível médio para a classe de rendimento familiar mais pobre é ligeiramente superior ao CPS. As Tabelas 4 e 5 comparam os resultados macroeconômicos e sociais dos dois cenários.

Tabela 4. Principais resultados macroeconômicos dos cenários

Cenário	2015	2020	CPS (2030)	CPS (2050)	.DDS (2030)	.DDS (2050)
População	203	212	225	233	225	233
PIB (Bilhões 2020 USD)*	1.438	1.405	1.810	2.692	1.814	2.695
Varição do PIB em relação ao CPS	-	-	-	-	0,3%	0,1%
PIB per capita (Mil 2020 USD)	7,07	6,64	8,05	11,56	8,07	11,57
Balança Comercial (% do PIB)	-0,4%	-1,0%	-0,4%	-0,2%	-0,5%	-0,9%
Taxa de desemprego (%)	9,5%	7,6%	6,9%	7,4%	6,8%	7,2%
Índice de preços em relação ao CPS (CPS=1)	-	-	-	-	1,01	1,04
Total das emissões líquidas (Mt CO ₂ e)	1.564	1.511	1.679	1.868	957	-87
Emissões per capita (t CO ₂ e)	7,70	7,13	7,46	8,02	4,25	-0,37
Preço do carbono (2020 USD/t CO ₂ e)	-	-	-	-	19,0	49,3
Receitas de precificação de carbono (Bilhões 2020 USD)	-	-	-	-	16,0	43,0

* taxa de câmbio: 5,15 R\$/USD (2020).

Fonte: com base em La Rovere, et al. (2021) e Unterstell, La Rovere et al. (2021)

Tabela 5. Renda disponível das famílias por cenário e por classe de renda, 2015-2050

Cenário	2015	2020	CPS (2030)	CPS (2050)	.DDS (2030)	.DDS (2050)
Renda Disponível HH1 (2015=1) (20% mais pobres das famílias)	1,00	1,05	1,45	2,43	1,46	2,46
Renda Disponível HH2 (2015=1) (40% dos domicílios)	1,00	1,04	1,38	2,16	1,38	2,17
Renda Disponível HH3 (2015=1) (30% dos domicílios)	1,00	1,01	1,29	1,92	1,29	1,93
Renda Disponível HH4 (2015=1) (10% mais ricos das famílias)	1,00	0,98	1,22	1,79	1,23	1,80
Renda Disponível HH1 (em relação ao CPS)	-	-	-	-	0,3%	1,15%
Renda Disponível HH2 (em relação ao CPS)	-	-	-	-	0,07%	0,35%
Renda Disponível HH3 (em relação ao CPS)	-	-	-	-	-0,01%	-0,08%
Renda Disponível HH4 (em relação ao CPS)	-	-	-	-	-0,06%	-0,28%

Fonte: com base em La Rovere, et al. (2021) e Unterstell, La Rovere et al. (2021)

A política de precificação do carbono conduz a níveis de preços internos mais elevados, contribuindo para a deterioração dos termos de troca e afetando os resultados da balança comercial. A relação déficit da balança comercial/PIB é mais elevada no DDS do que no CPS, ao longo do período até 2050, embora inferior à de 2020 (mas superior à de 2015).

A reciclagem inteligente das receitas da precificação de carbono pode ser socialmente amigável. As receitas de carbono são distribuídas de volta para a economia, mantendo a evolução da capacidade líquida de financiamento do governo idêntica nos cenários CMA e REF, sob as seguintes regras: (i) parte das receitas de carbono é transferida de volta do governo para as famílias para neutralizar o efeito do preço do carbono sobre poder de compra; (ii) o

restante das receitas de carbono é usado para reduzir os encargos trabalhistas. Este último reduz as distorções na economia e é fundamental para criar mais 150 mil empregos no DDS em comparação com o CPS. Esses empregos são criados principalmente nos setores de serviços, transporte, florestas e biocombustíveis. O preço do carbono penaliza os setores intensivos em carbono em uma proporção mais alta, e a reciclagem das receitas de carbono favorece setores mais intensivos em mão-de-obra e classes domésticas mais pobres.

Os níveis mais elevados de emprego e salário no DDS melhoram a distribuição de renda. O impacto positivo nos níveis de renda das famílias é particularmente relevante nos grupos HH1 e HH2 (60% da base), que dependem mais da renda do trabalho. O HH1 (os 20% de domicílios mais pobres, a maioria dos quais estava abaixo da linha de extrema pobreza no ano base) se beneficia ainda mais do cenário DDS devido às transferências diretas das receitas de carbono coletadas do governo.

O DDS permite a neutralização das emissões de GEE em 2050, ao mesmo tempo em que mitiga os efeitos adversos da tributação do carbono nas famílias pobres. Os ganhos de renda disponível no DDS são significativos em comparação com o CPS, graças a níveis mais altos de atividade, menores encargos trabalhistas e maiores transferências do governo, que se refletem em mais empregos e maior renda. O DDS também é progressivo na distribuição de renda ao longo do período até 2050, já que as classes de renda mais baixas apresentam maior crescimento da renda disponível do que as mais ricas e um aumento mais rápido do que no CPS.

- Políticas e ações prioritárias de curto prazo no caminho para o zero líquido em 2050

As prioridades para o curto prazo derivadas da análise de cenários são:

- ✓ Retomar as políticas bem-sucedidas adotadas no passado recente (2004-2012) para reduzir drasticamente as taxas anuais de desmatamento (comando e controle e instrumentos econômicos).
- ✓ Desenvolver mecanismos financeiros inteligentes para promover o financiamento de oportunidades de investimento, principalmente na restauração da cobertura florestal e infraestrutura de baixo carbono.
- ✓ Precificação do carbono: fornecer um sinal estável e de longo prazo para induzir os agentes econômicos a escolher tecnologias de baixo carbono por meio de um esquema de *cap-and-trade* bem estruturado para a indústria e uma taxa de carbono em outros setores.
- ✓ Contar com o setor AFOLU para reduzir e capturar a maior parcela de emissões na primeira metade do século para se aproximar da meta líquida zero até 2050 ajuda a reduzir os custos gerais para o Brasil e fornece tempo suficiente para que as tecnologias disruptivas sejam economicamente viáveis.

No setor de AFOLU, políticas e ações focadas na redução do desmatamento e no aumento dos sumidouros de carbono são fundamentais no Brasil. Infelizmente, o governo que se encerrou em 2022 interrompeu várias políticas ambientais bem-sucedidas; portanto, as taxas anuais de desmatamento aumentaram nos últimos anos. A

retomada das estratégias de comando e controle – monitoramento, fiscalização, cobrança de multas e aplicação de embargos – que já são conhecidas e eficazes na redução do desmatamento, é considerada uma prioridade de curto prazo. Outras políticas e ações efetivas são: promover a articulação e a integração entre os diversos órgãos governamentais; regularização ambiental e fundiária; concessão florestal em terras públicas não designadas para qualquer uso específico; ampliação das áreas de conservação sob a categoria de unidades de conservação e demarcação de terras indígenas.

No setor agropecuário, políticas e ações efetivas estão associadas ao condicionamento de empréstimos públicos em condições favoráveis a agricultores e pecuaristas ao cumprimento do Código Florestal e das normas ambientais (Cadastro Ambiental Rural – CAR); monitoramento da origem dos produtos agrícolas (rastreadabilidade) e restrição à comercialização de produtos associados ao desmatamento; e mecanismos financeiros para promover práticas agrícolas de baixo carbono, incluindo assistência técnica e extensão rural.

No transporte, as reduções mais rápidas de emissões de GEE no curto prazo podem ser alcançadas acelerando-se o programa **RenovaBio** com metas maiores para as vendas de biocombustíveis e atualizando-se regularmente as metas de eficiência energética para motores de combustão interna. Isso inclui um maior incentivo público aos biocombustíveis de segunda geração, particularmente HVO, cada vez mais adicionado às misturas de biodiesel-diesel. A introdução da taxa de carbono sobre a gasolina e o diesel também é necessária. Além disso, é necessário implantar um conjunto complementar de instrumentos de política para priorizar o transporte público. Isso significa aumentar os subsídios e as isenções fiscais aos sistemas de transporte público de massa para melhorar a capacidade do setor de lidar com a incerteza e a instabilidade econômica pós-pandemia. A concepção e implementação de novos modelos de negócio associados à penetração dos carros elétricos pode ajudar a recuperar e melhorar o serviço de transporte rodoviário urbano (altamente impactado pela pandemia). Além disso, o desenvolvimento e a aprovação de normas e regulamentos, combinados com campanhas de educação e conscientização, são necessários para o crescimento do mercado de veículos elétricos (principalmente nas áreas metropolitanas).

O apoio financeiro ao investimento em tecnologias de baixo carbono através de mecanismos de crédito e isenções fiscais são prioridades de curto prazo para a indústria. A transição para uma indústria menos intensiva em carbono deve ser apoiada por investimentos significativos e uma mudança na atual estrutura financeira que não favorece as tecnologias de baixo carbono. O acesso a produtos financeiros e isenções fiscais para esses tipos de investimento é necessário para torná-los mais rentáveis. Além disso, um sistema de *cap-and-trade* para redução de emissões de GEE na indústria, permitindo compensações da AFOLU até um limite, é fundamental para ajudar a descarbonizar o setor. A precificação do carbono melhora a competitividade e os benefícios às empresas que assumem a liderança.

No que diz respeito à oferta de energia, é fundamental manter a política energética nacional orientada para explorar o potencial de implantação de energias renováveis. Um esquema de precificação do carbono incentivará o uso e a produção de biocombustíveis e evitará o aumento da capacidade de geração de energia termelétrica a combustíveis fósseis. O gás natural é um combustível de transição para uma transformação sustentável do sistema energético, enquanto devem ser aplicados incentivos para acelerar o descomissionamento da geração a carvão. A

eliminação gradual dos subsídios aos combustíveis fósseis, que não ajudam os pobres e dificultam os esforços em matéria de energias renováveis e de eficiência energética, é também uma medida fundamental. A reforma dos subsídios aos combustíveis fósseis deve ser acompanhada de um apoio transitório direcionado e limitado no tempo para indústrias, comunidades, regiões e consumidores vulneráveis. Os incentivos à geração distribuída de energia solar fotovoltaica têm de ser mantidos durante algum tempo (os subsídios e as isenções fiscais só seriam totalmente retirados em 2045).

No setor dos resíduos, é fundamental conceber e implementar incentivos e regulamentos adequados para promover a captura e queima do biogás e a sua utilização como combustível. Promover a capacitação dos municípios e incentivar parcerias para desenvolver um portfólio de oportunidades de investimento também é fundamental. O aumento das taxas de reciclagem pode ser alcançado através de uma regulamentação mais rigorosa e de sinais de mercado corretos para incentivar a reinserção de materiais de sucata e resíduos pós-consumo no ciclo económico.

- Principais facilitadores e aceleradores internacionais de transições domésticas

As principais condições internacionais que tornam o DDS plausível no Brasil são:

- ✓ Forte esforço internacional para cumprir o Acordo de Paris, com a maioria dos países adotando a precificação do carbono.
- ✓ Apoio substancial dos países do Anexo I para promover fluxos financeiros direcionados para ações de mitigação em países não incluídos no Anexo I, incluindo tanto os instrumentos de financiamento climático no âmbito da UNFCCC (GCF, SDM) como as iniciativas financeiras internacionais para canalizar capital privado para investimentos de baixo carbono.
- ✓ Os preços internacionais do petróleo permitem que a produção doméstica de petróleo *offshore* do pré-sal seja competitiva.
- ✓ Mecanismos comerciais preferenciais com impostos mais baixos que incentivem as importações de produtos de baixo carbono (por exemplo, aço verde) pelos países do Anexo I e exijam rastreabilidade e prova de origem das exportações de produtos agrícolas e florestais (contribuindo para o controle do desmatamento no Brasil).

AFOLU: Imposto de ajuste de fronteira de acordo com as pegadas de carbono e incentivos de mercado para produtos agrícolas e florestais com rastreabilidade e prova de origem podem ajudar a controlar o desmatamento no Brasil. A crescente demanda internacional por pellets de madeira pode ajudar o Brasil a plantar florestas para exportação maciça. O consumo global de carne per capita aumentará, e o Brasil continuará sendo um importante ator global no fornecimento de carne bovina. A demanda continuará aumentando à medida que a carne se tornar mais acessível nos países em desenvolvimento e menos desenvolvidos. O crescimento económico global, especialmente em países asiáticos e latino-americanos com grandes classes médias, favorecerá o crescimento da demanda por carne, mesmo com um declínio na demanda dos países desenvolvidos.

Transportes: A consciencialização global e os interesses locais (decisores políticos e potenciais investidores) convergirão, tornando a mobilidade elétrica a bateria a principal mudança tecnológica no setor dos transportes, em detrimento, por exemplo, dos veículos a célula de combustível, dos híbridos não plug-in e dos convencionais equipados com motores de combustão interna. O fim da produção de veículos de passageiros com motores de combustão interna em larga escala ocorrerá primeiro nos países exportadores líderes. Ao mesmo tempo, a relação entre preço e densidade energética das baterias continuará em declínio, atingindo a paridade de preço de compra em relação aos veículos convencionais no Brasil entre 2035 e 2040. O ritmo lento em comparação com os principais atores globais se deve à ausência de fabricantes e fornecedores locais de veículos elétricos e a uma moeda instável. As principais rotas que conectam as áreas metropolitanas regionais e nacionais entre os países fornecerão estações de carregamento para médias e longas distâncias. Os problemas relacionados à interoperabilidade entre estações geridas por diferentes operadores e a segunda vida útil das baterias de veículos elétricos não serão representativos. Os biocombustíveis *drop-in* serão fundamentais ao considerar soluções não elétricas em todos os países, sendo alocadas sobretudo ao transporte de carga de longa distância.

Indústria: A precificação global de carbono e a implantação de tecnologias de baixo carbono ajudam a indústria nacional a embarcar em um caminho de descarbonização. Os preços globais do carbono tornarão os produtos menos intensivos em carbono mais competitivos, recompensando os pioneiros que investem em tecnologias de baixo carbono. Novos processos industriais econômicos reduzirão a pegada de carbono do cimento e do aço. Os custos de investimento são um dos principais obstáculos para o setor. Tecnologias como a redução direta do minério de ferro usando hidrogênio são caras para a indústria brasileira. A consolidação de novas tecnologias e a diminuição de custos serão fundamentais para ajudar na descarbonização do setor industrial.

Oferta de energia: Pesquisa, desenvolvimento e transferência de tecnologia mais eficazes e financiamento internacional de investimento de longo prazo são os principais facilitadores para a descarbonização no setor. A disponibilidade de tecnologias custo-efetivas de gás natural para substituir o carvão e os derivados de petróleo na indústria (por exemplo, redução direta do minério de ferro para a fabricação de aço), bem como para a geração de energia com baixo fator de carga (para complementar fontes de energia intermitentes, como geração eólica e solar) ajudará a evitar o *lock-in* de carbono (se o gás natural for canalizado para a geração de energia de carga na base). Os preços internacionais do petróleo permitirão que a produção doméstica de petróleo *offshore* do pré-sal seja competitiva. Isso proporcionará a oportunidade de ampliar o uso da renda do petróleo para a melhoria da educação e da saúde no país. A reciclagem das receitas de preços de carbono para reduzir os impostos sobre o trabalho e reduzir os custos de capital incentivará a criação de empregos e o investimento em infraestrutura de baixo carbono, melhorando a produtividade econômica geral.

Resíduos: Os fluxos financeiros internacionais, tanto através do artigo 6.º do Acordo de Paris como dos mercados voluntários de carbono, podem aumentar significativamente os investimentos na captura e queima de biogás. A promoção da utilização do biogás como fonte de energia (por exemplo, como biometano) e a transferência de tecnologia de outras soluções ambientalmente adequadas podem ajudar a mitigação neste setor.

- Resumo das principais conclusões

- ✓ O DDS é apenas um entre muitos caminhos para o Brasil alcançar a neutralidade climática até 2050.
- ✓ Pressuposto subjacente: utilização apenas das tecnologias disponíveis; enorme potencial de mitigação a baixos custos no Brasil mesmo antes da implantação de *breakthroughs* tecnológicos.
- ✓ A redução acentuada da taxa anual de desmatamento e a restauração da vegetação nativa em áreas públicas e privadas têm um potencial de redução significativo e custos mais baixos do que as ações de mitigação em outros setores.
- ✓ Um caminho para emissões líquidas zero de GEE em 2050 pode ser alcançado com um preço de carbono de 19,0, 34,1 e 49,3 USD / t CO₂e, respectivamente, em cada década.
- ✓ Esta via de precificação do carbono permite estabelecer metas e marcos setoriais de mitigação consistentes com uma meta de emissões líquidas zero de GEE em toda a economia em 2050, abrindo caminho para a criação de um esquema de *cap-and-trade* para o setor industrial e planos de mitigação setoriais.
- ✓ O DDS permite alcançar a neutralidade de carbono e, ao mesmo tempo, alcançar resultados de desenvolvimento econômico e social ligeiramente melhores do que o CPS (graças a uma reciclagem inteligente das receitas de precificação de carbono).

- Visualização dos resultados do país

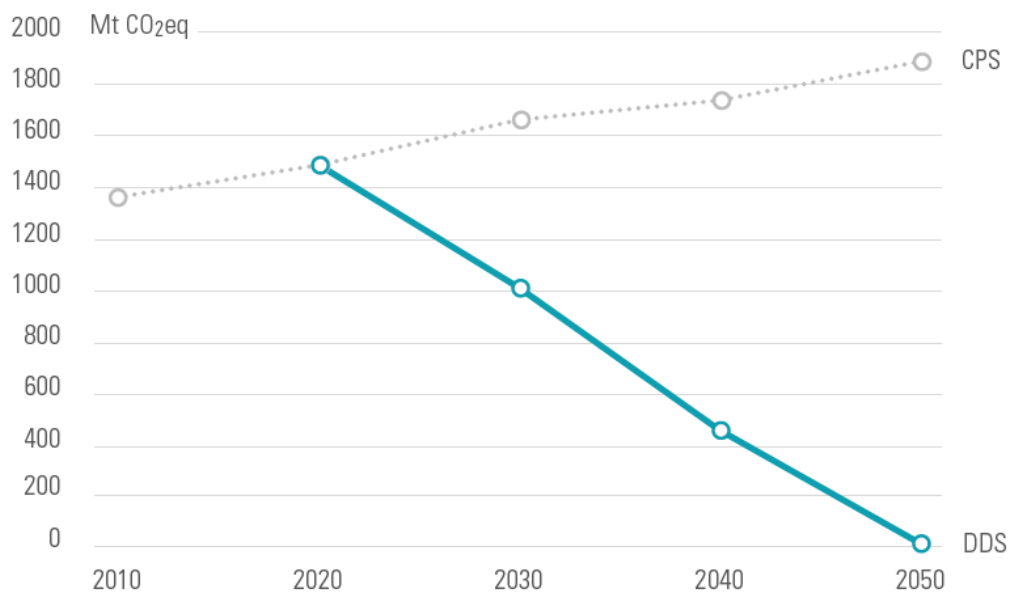


Figura 2. Emissões de GEE sob os cenários de políticas atuais (CPS) e de descarbonização profunda (DDS) (Mt CO₂e)

Fonte: La Rovere, et al. (2021)

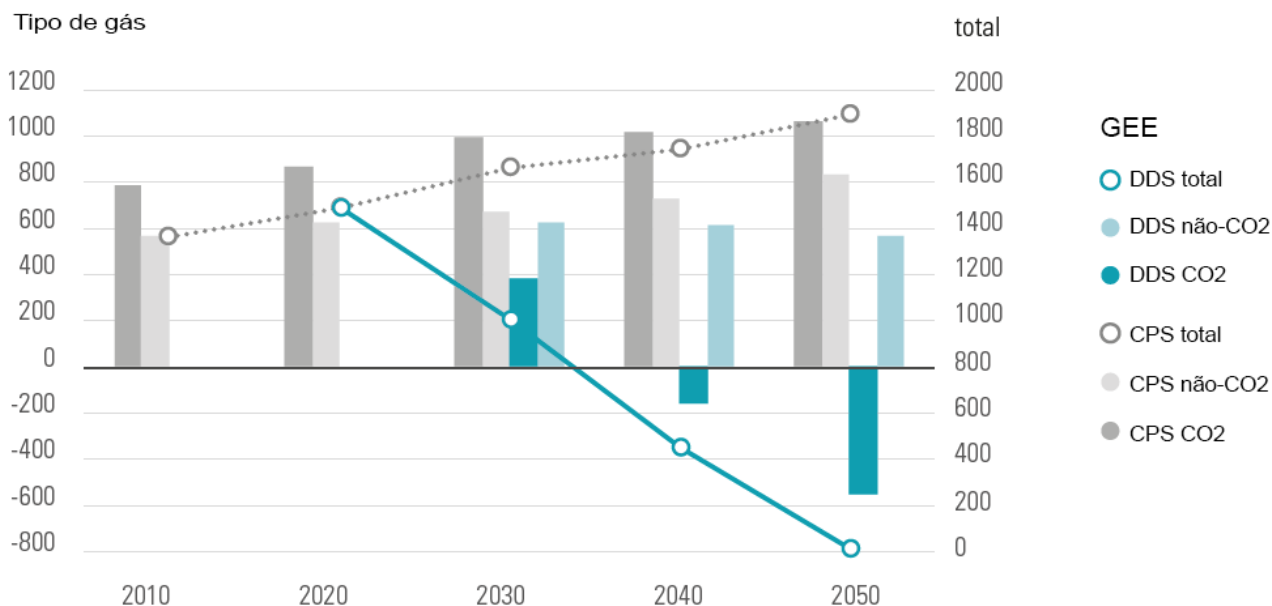


Figura 3. Emissões de GEE, CO₂ e não-CO₂, nos cenários (Mt CO₂e)

Fonte: La Rovere, et al. (2021)

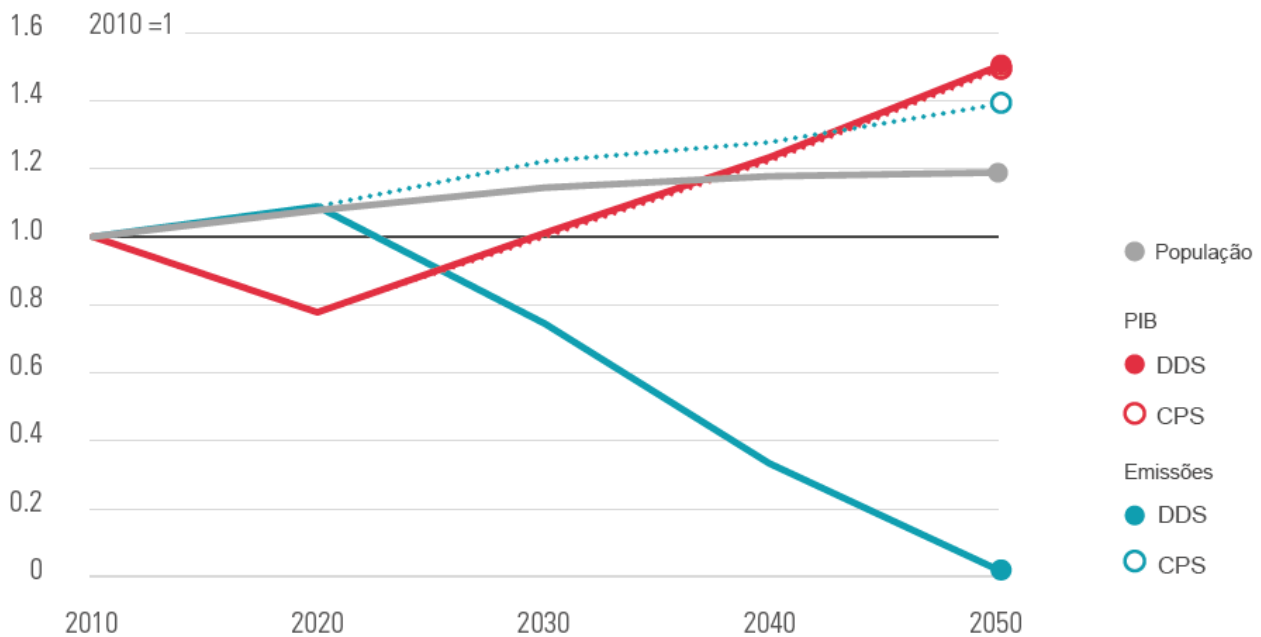


Figura 4. Emissões de GEE x População x PIB (2010 =1)

Fonte: La Rovere, et al. (2021)

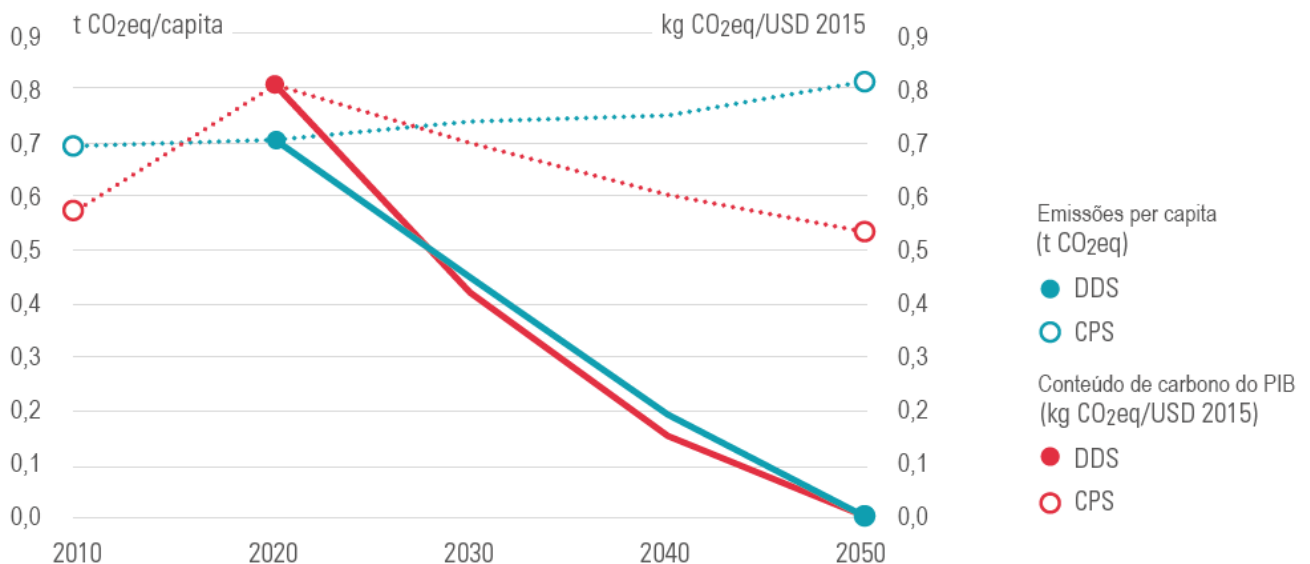


Figura 5. Intensidade de emissões per capita e por PIB

Fonte: La Rovere, et al. (2021)

Nota: O indicador da direita usa USD de 2015.

5. Visão Geral das Barreiras, Instrumentos Políticos Seleccionados e Oportunidades de Investimento

5.1. Abordagem Metodológica

O processo de elaboração dos planos de mitigação setorial apresentados no presente relatório incluiu vários diálogos multilaterais (organismos governamentais, sector empresarial, comunidade científica e ONGs) para cada sector, cujo *feedback* é incorporado ao longo do desenvolvimento do estudo. Essa interação da equipe técnica com os *stakeholders* contribui para a validação e maior concretude dos resultados, além de ajudar a reduzir as incertezas quanto aos riscos políticos envolvidos nas opções, contribuindo para aumentar a conscientização dos investidores sobre alguns nichos de oportunidades para investir em ações de mitigação no Brasil, foco deste relatório.

As ações de mitigação enfrentam muitas barreiras para atrair investimentos em um país em desenvolvimento como o Brasil. As barreiras mais fundamentais são herdadas do processo histórico que levou à inserção do Brasil na economia global como país periférico. Eles são geralmente conhecidos como os "riscos políticos" do país (instabilidade política; condições macroeconômicas; risco cambial (flutuações da taxa de câmbio); risco de inflação; dívida pública; dívida externa; flutuação das taxas de juros; insegurança legal, entre outros).

O Plano de Mitigação aborda os obstáculos a nível microeconômico, identificando ou desenvolvendo instrumentos e mecanismos financeiros adequados e propostas de alteração de políticas. Diferentes barreiras para as ações de mitigação são encontradas juntamente com as etapas do ciclo de planejamento e implementação, desde a concepção até a redução real das emissões de GEE em comparação com uma linha de base.

A metodologia geral aplicada na elaboração de cada Plano Setorial inclui:

- Revisão de literatura;
- Revisão de estudos de mitigação nacionais anteriores e exercícios de cenários de baixo carbono (La Rovere et al, 2018);¹¹
- Identificação das ações de mitigação mais relevantes em cada setor, com base na identificação e seleção prévias dos principais obstáculos que afetam o seu desempenho e dos instrumentos para superar esses obstáculos;
- Verificação e apresentação do estado atual das ações de mitigação;
- Mapeamento de stakeholders e realização do processo de consulta de especialistas através de telefone, e-mail, reuniões virtuais, roteiros de entrevistas semiestruturadas e estruturadas, diálogos *multistakeholders* organizados pelo Centro Clima no âmbito de projetos sinérgicos (Projeto ACT DDP e Projeto Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030);
- Coleta e tratamento das respostas ao processo de consulta; e

¹¹ La Rovere et al., 2018.

- Detalhamento de oportunidades de investimento pré-selecionadas.

A aplicação deste quadro metodológico baseou-se no julgamento de especialistas da equipe do Centro Clima e na validação dos *stakeholders* consultados. A experiência anterior com a quantificação de diferentes vias de emissão de GEE para cumprir as metas brasileiras no âmbito do Acordo de Paris, com o envolvimento de vários *stakeholders* nas equipes de construção de cenários (SBT- *Scenario Building Team*), foi particularmente valiosa. Em vários estudos realizados desde 2014 (ver <http://www.centroclima.coppe.ufrj.br/index.php/br/estudos-e-projetos/encerrados>), os cenários de descarbonização profunda foram comparados com os cenários de políticas atuais. A avaliação de desempenho das políticas, planos e programas de mitigação atualmente em andamento foi necessária para projetar cenários de referência de emissões de GEE no futuro. A análise de tendências passadas e atuais tem permitido avaliar a lacuna entre as metas de mitigação e os resultados, indicando a falta de efetividade das atuais ações de mitigação causada por diferentes barreiras à sua implementação. Os principais *stakeholders* já estiveram envolvidos em estudos anteriores do Centro Clima no âmbito das equipes de construção de cenários (SBT) e foram novamente consultados no âmbito deste projeto ao longo de 2020 e 2021, a fim de atualizar a análise e validar a priorização de barreiras – propostas de políticas – oportunidades de investimento de acordo com dois critérios fundamentais: mérito e viabilidade.

A metodologia para uma abordagem orientada para as partes interessadas inclui as seguintes etapas principais:

- Apresentar, discutir, obter *feedback* e validar pressupostos e resultados dos enredos e cenários iniciais elaborados pelo Centro Clima para o Cenário de Políticas Atuais (CPS) e o Cenário de Descarbonização Profunda (DDS);
- Identificar as principais barreiras para materializar o DDS e os instrumentos políticos (tanto de comando e controle quanto econômicos) para superá-los.

Em abril de 2021, realizamos uma série de quatro *webinars* multissetoriais para o projeto ACT DDP que, juntamente com os comentários e sugestões que recebemos dos parceiros do projeto DecarBoost, permitiram um primeiro relatório incorporando os *insights* fornecidos. Os eventos foram:

(i) Cenário Nacional para atingir Emissões de GEE Líquidas Zero até 2050 (100 participantes, em 7 de abril); (ii) O Setor Elétrico (65 participantes, no dia 8 de abril); (iii) A Indústria do Cimento (43 participantes, no dia 13 de abril); e (iv) AFOLU, com foco na cadeia produtiva da carne (31 participantes, no dia 15 de abril). Além disso, outra iniciativa de consulta foi realizada virtualmente para o Projeto Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030 entre julho e outubro de 2021, envolvendo aproximadamente 150 especialistas técnicos e cem lideranças de governos subnacionais, parlamento, organizações da sociedade civil, comunidades, empresas, fundos de investimento, coalizões e associações privadas. Nesses eventos, foram apresentadas e discutidas as principais

barreiras e instrumentos identificados quanto ao conjunto de ações setoriais de mitigação elencadas por meio deste estudo e dos projetos acima mencionados, fornecendo elementos valiosos para o aprofundamento da análise.

Assim, cada Plano Setorial proposto neste documento baseia-se em nossas estimativas modeladas do potencial de mitigação de cada NAMA e na validação de barreiras e instrumentos obtidos de diversos stakeholders.

5.2. Critérios para a Seleção das Ações de Mitigação

As ações de mitigação foram selecionadas entre inúmeras opções identificadas no Cenário de Descarbonização Profunda (DDS) do projeto DDP BIICS. O conjunto de opções é consistente com os objetivos de desenvolvimento do país, pode contribuir para a atual NDC, ou mesmo aumentar sua ambição, e foi corroborado por um extenso grupo de especialistas selecionados. Essas opções estão diretamente associadas a barreiras à sua implementação, mas podem ser superadas com instrumentos adequados. Para restringir e selecionar as ações de mitigação de GEE por setor, a equipe do Centro Clima analisou o conjunto de medidas de mitigação e utilizou os seguintes critérios básicos:

- Viabilidade: aceitabilidade e aspectos operacionais;
- Mérito: potencial de emissões de GEE evitadas, custo de implementação e cobenefícios das ações de mitigação.¹²

5.2.1. Custos de Mitigação

Até 2050, o DDS incluiu 32 ações de mitigação em diferentes setores. Elas foram escolhidas de acordo com seus custos, que foram limitados aos preços do carbono definidos para cada década de modo a garantir uma trajetória de emissões que leve a emissões líquidas zero até 2050. Tais custos são: até 19,0, 34,1 e 49,3 USD/t CO₂e, em 2030, 2040 e 2050, respectivamente. Para ilustrar¹³ melhor a relação entre os custos de mitigação e o potencial de redução, destacamos separadamente nos três algarismos abaixo as principais ações de mitigação (incluindo apenas aquelas que evitam pelo menos 5 MtCO₂e) que contribuem para o abatimento total em cada década. A Figura 6 apresenta a curva de custo de abatimento marginal (MACC) para o primeiro período (2021-2030). A Figura 7 e a Figura 8 apresentam o MACC para as décadas seguintes (2031-2040 e 2041-2050, respectivamente).

¹² Melhoria da qualidade de vida da grande maioria da população graças aos cobenefícios do DDS: serviços ecossistêmicos, menor poluição do ar nas cidades, melhor infraestrutura de saneamento, etc.

¹³ Os valores foram originalmente expressos em USD de 2015, conforme calculado em análises anteriores. O preço do carbono deve ser aplicado no Brasil usando a moeda local (reais) que foi acentuadamente desvalorizada entre 2015 e 2020. Assim, foram aplicados os seguintes ajustes para fazer a conversão adequada dos valores para USD de 2020: Preço do carbono em 2030 = Br\$ 97,70 / t CO₂e na moeda de 2020 = USD 19 / t CO₂e (a 1 USD = Br\$ 5,15 em 2020). Esse valor equivale a Br\$ 78,75/t CO₂e na moeda de 2015 = USD 25/t CO₂e (a 1 USD = Br\$ 3,15 em 2015).

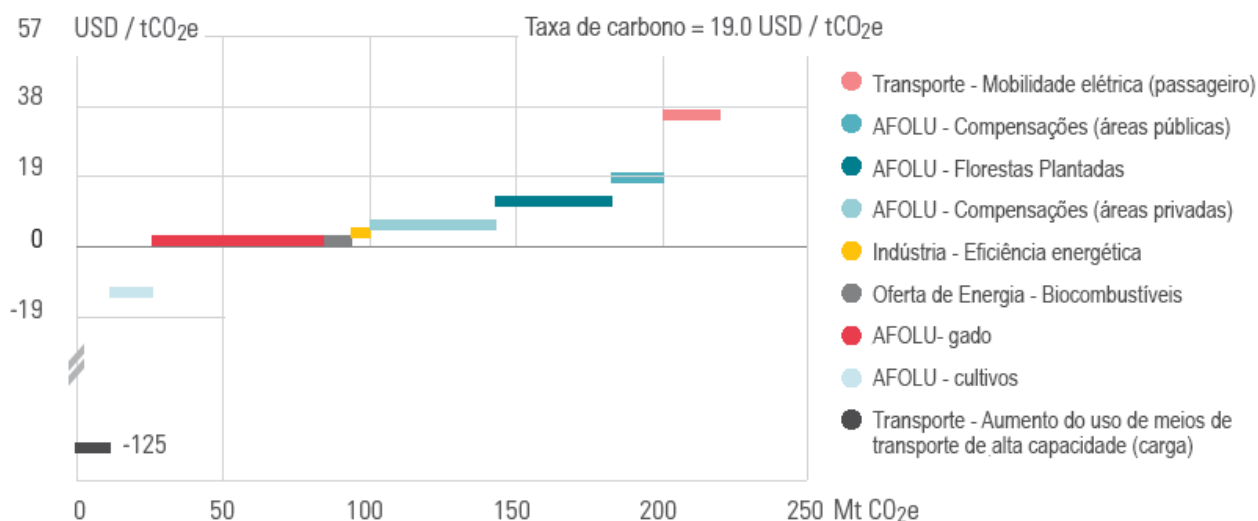


Figura 6. Curva de custo de abatimento marginal 2021-2030 (ações de mitigação evitando pelo menos 5 Mt CO_{2e})
Fonte: a partir de La Rovere et al (2021)

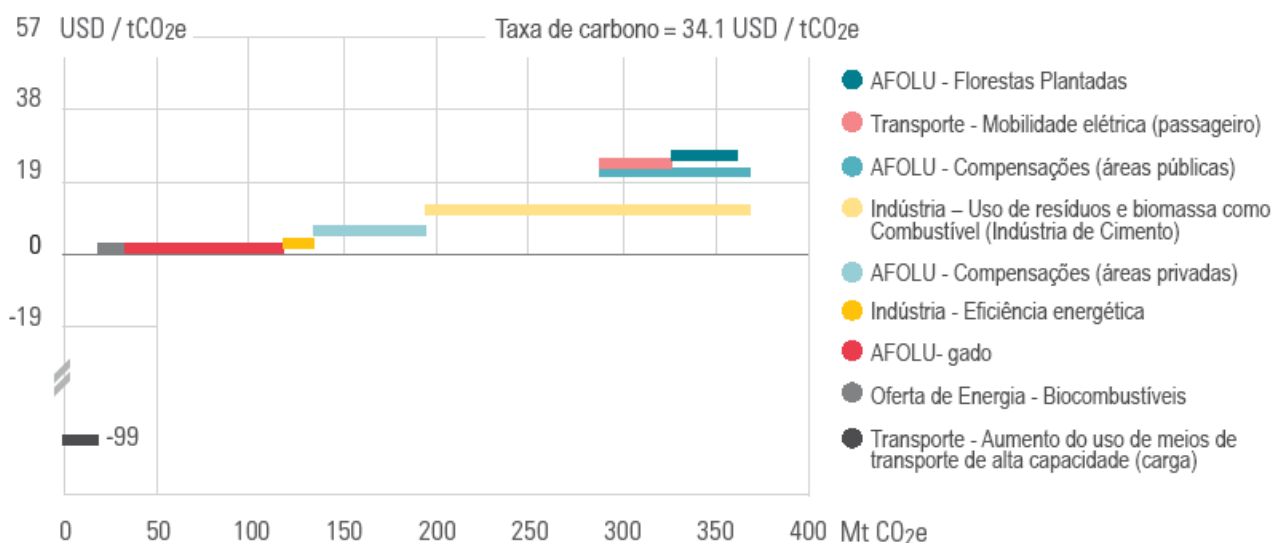


Figura 7. Curva de custo de abatimento marginal 2031-2040 (ações de mitigação evitando pelo menos 5 Mt CO_{2e})
Fonte: a partir de La Rovere et al (2021)

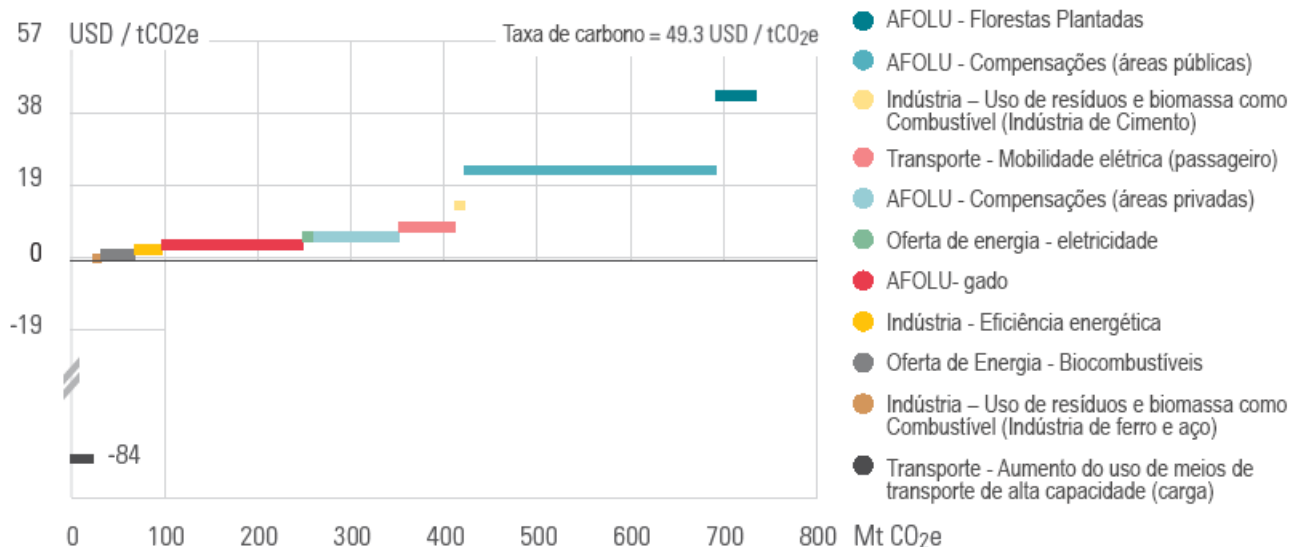


Figura 8. Curva de custo de abatimento marginal 2041-2050 (ações de mitigação evitando pelo menos 5 Mt CO₂e)
Fonte: a partir de La Rovere et al (2021)

Os custos das opções de mitigação podem diminuir ao longo das três décadas devido ao aumento das economias de escala e às reduções de custo das novas tecnologias (por exemplo, diminuição dos custos para veículos elétricos e geração de energia renovável). No entanto, um pressuposto subjacente importante no cenário DDS foi o de que ele considerava apenas o uso de tecnologias disponíveis, deixando claro que um enorme potencial de mitigação está disponível a baixos custos no Brasil, mesmo antes da implantação de *breakthroughs* tecnológicos.

5.2.2. Sinergias e Compromissos com os Objetivos Não Climáticos do País

Os padrões de vida no Brasil melhorarão lentamente e a distância para os países desenvolvidos será reduzida até 2050, seguindo a tendência global. Sob o DDS, a reciclagem inteligente das receitas de precificação de carbono reduz as emissões de GEE e as desigualdades sociais. Compensar as famílias pobres pelo aumento dos níveis de preços através de cheques verdes e promover o emprego através da redução dos impostos sobre o trabalho são os principais facilitadores para maximizar a sinergia entre as políticas climáticas e fiscais. Existem várias iterações complexas com os ODS (Objetivos do Desenvolvimento Sustentável), mas as sinergias gerais com o DDS estão resumidas na Tabela 6.

Tabela 6. Sinergias com os objetivos de desenvolvimento sustentável (ODS)

Sinergia muito alta com os ODS	
13	Ação contra a mudança global do clima (mitigação radical)
07	Energia limpa e acessível (a geração de eletricidade alcança emissões líquidas quase zero)
11	Cidades e comunidades sustentáveis (cidades mais limpas devido ao maior uso de biocombustíveis, veículos elétricos, e aumento do uso de transporte de massa público)

15	Vida terrestre (redução radical do desmatamento e aumento da proteção das florestas)
Sinergia alta com os ODS	
9	Indústria, inovação e infraestrutura (mais inovação e competitividade industrial e maior investimento em infraestrutura de baixo carbono)
17	Parcerias e meios de implementação (maior nível de cooperação internacional)
6	Água potável e saneamento (crescimento mais rápido da infraestrutura de saneamento graças a maiores investimentos destinados à mitigação de emissões)
Sinergia moderada com os ODS	
1	Erradicação da pobreza
2	Fome zero e agricultura sustentável
3	Saúde e bem-estar
8	Trabalho decente e crescimento econômico (PIB per capita e renda disponível das famílias ligeiramente superior; menor taxa de desemprego e novos postos de trabalho nos setores de serviço, transporte, florestas e biocombustíveis)
10	Redução das desigualdades
12	Consumo e produção responsáveis
Neutro em relação aos ODS	
5	Igualdade de gênero
14	Vida na água
16	Paz, justiça e instituições eficazes

Fonte: La Rovere et al (2021)

❖ **AFOLU**

A segurança alimentar global e a conservação da biodiversidade podem ser objetivos complementares e sinérgicos usando práticas agrícolas sustentáveis que protegem, restauram e promovem o uso racional dos ecossistemas, reduzindo as emissões de GEE.

O aumento do uso de práticas agrícolas sustentáveis, como culturas mistas, rotativas e de sucessão, com plantio direto e integração lavoura-pecuária-silvicultura, proporcionam co-benefícios, como otimização e intensificação da ciclagem de nutrientes do solo, maior retenção de água do solo, conservação da biodiversidade e aumento da produtividade agrícola.

Proteger, restaurar e promover o uso sustentável das florestas, incluindo a diversificação e a gestão florestal, previne a desertificação, interrompe/reverte a degradação dos solos e reduz as perdas de biodiversidade. Além disso, o estoque de carbono florestal também contribui para a redução de emissões por meio do uso de produtos de base florestal para substituir recursos não renováveis.

❖ **Transporte**

Além de reduzir as emissões de GEE, a mobilidade elétrica proporciona cobenefícios consideráveis para a saúde, para a segurança energética e para os gastos com a seguridade social da população afetada. Existe uma relação direta entre o orçamento da saúde e a poluição do ar nas cidades, causada principalmente por veículos equipados

com motores de combustão interna. Quanto mais os planejadores urbanos percebem uma redução nas internações hospitalares por problemas respiratórios, bem como de implicações associadas ao elevado ruído de tráfego, mais incentivam o uso de veículos elétricos nas regiões metropolitanas, principalmente motocicletas, ônibus e caminhões leves. A disseminação da mobilidade elétrica acompanha a expansão da oferta de eletricidade e telecomunicações para áreas remotas, levando a um maior controle de tensão na rede secundária. Por fim, a mobilidade elétrica no transporte rodoviário e ferroviário reduz a dependência do óleo diesel, um grande problema no Brasil, especialmente no transporte de carga. Além de ser uma fonte de energia mais cara e poluente, a alta volatilidade dos preços do petróleo bruto e do diesel mineral tem causado instabilidade social, incluindo greves e atos disruptivos, bem como pressões inflacionárias.

❖ **Indústria**

A descarbonização através de uma maior eficiência energética promove a produtividade industrial e a geração de emprego para recursos humanos qualificados na indústria e em toda a sua cadeia de suprimentos. A adoção de processos industriais de baixo carbono e outras inovações aumenta a competitividade e a resiliência. Além disso, a melhoria da eficiência energética e o aumento de combustíveis alternativos reduzem a dependência externa e os riscos associados às flutuações cambiais e nos preços das commodities energéticas, uma vez que as indústrias siderúrgica e cimenteira importam uma parcela significativa de seus combustíveis.

❖ **Oferta de Energia**

A expansão da produção de energia renovável e acessível (com a geração de energia atingindo quase zero emissões líquidas até 2050) promove a geração de emprego, reduz a poluição do ar e da água e melhora o bem estar e a resiliência social em geral. A implantação descentralizada de energia eólica e solar permite o desenvolvimento regional e é uma excelente oportunidade para estimular o crescimento econômico em comunidades distantes. O desenvolvimento da bioenergia em várias formas e para diferentes fins tem muitas sinergias com o desenvolvimento industrial e a proteção ambiental nas áreas rurais. A energia eólica offshore ganha força no Brasil, contando com diversos projetos em fase de licenciamento ambiental. Essa energia contribuirá para a produção do hidrogênio verde.

❖ **Resíduos**

A redução de baixo custo das emissões de GEE disponível qual seja a captura e queima de biogás de aterros incentiva o investimento em saneamento e ajuda a acelerar a construção da infraestrutura necessária para preencher a lacuna histórica no nível de cobertura do serviço. As famílias de baixa renda são as principais beneficiárias dessa expansão do serviço, trazendo benefícios sociais consideráveis. A geração de energia através da incineração controlada de resíduos nas grandes cidades, o uso de combustível derivado de resíduos (RDF) e o biogás como combustível na indústria aumentam a oferta de energia.

6. Requisitos de Investimento e Facilitadores Financeiros

O financiamento climático no Brasil não pode começar a ser discutido a partir do zero, pois o país tem um perfil muito peculiar em relação ao setor financeiro e aos mercados de capitais. O Brasil é bem conhecido por sua baixa taxa de poupança e alto custo de capital, que tem, ao longo dos anos, limitado os investimentos não apenas em projetos de baixo carbono, mas em infraestrutura geral. Aumentar a estabilidade política do país e melhorar os sistemas jurídicos e judiciais ajudará a reduzir riscos como altas taxas de câmbio voláteis e altas taxas de juros e beneficiará o mercado de capitais, fomentando todos os tipos de investimentos no país.

Serão necessários recursos financeiros sem precedentes e um setor financeiro público e privado preocupado com o ambiente para alcançar os objetivos do Acordo de Paris e dos ODS. Os recursos públicos por si só não serão suficientes. O setor financeiro é importante para mobilizar e canalizar os recursos financeiros para investimentos de baixo carbono, resilientes e sustentáveis. Cada vez mais, os proprietários de ativos, gestores de investimentos e bancos veem essa transição como uma oportunidade de negócio e alinham suas estratégias para esse fim.

Apesar do volume crescente de investimentos verdes e sustentáveis, os montantes totais ainda estão longe dos necessários para uma economia sustentável e de baixo carbono. A resolução das questões das mudanças climáticas e do crescimento sustentável é complexa e requer ações coordenadas entre muitos atores. Nos países em desenvolvimento, a superação das barreiras estruturais é fundamental para o desenvolvimento de um setor financeiro sustentável. Essas questões são particularmente relevantes para o Brasil.

Uma análise do setor financeiro brasileiro aponta três conjuntos principais de barreiras que comprometem o desenvolvimento saudável do financiamento climático no país:

- i. A primeira está relacionada ao alto nível de subsídios aos combustíveis fósseis no país: quase R\$ 100 bilhões, correspondendo a aproximadamente 1,4% do PIB do país, em 2019. A maioria destes subsídios deve-se a incentivos e deduções fiscais.
- ii. A segunda principal barreira é a falta de instrumentos financeiros e econômicos para fomentar investimentos de baixo carbono, como os títulos verdes e a implementação de uma política de precificação de carbono no Brasil. As barreiras a isso, de acordo com a revisão da literatura e entrevistas com *stakeholders* são: percepção de riscos mais elevados, falta de oferta e demanda por títulos verdes, baixa atratividade financeira, macroambiente instável, deficiências nos sistemas jurídico e judicial, ambiente político instável, cultura conservadora de investimento e *crowding-out* devido ao crédito subsidiado.
- iii. Por último, mas não menos importante, é também necessário ajustar e propor novas políticas e regulamentos financeiros para facilitar os investimentos em projetos de baixo carbono.

Para o setor financeiro, após uma extensa revisão da literatura e uma fase de consulta a *stakeholders*, foram concentrados esforços em quatro tipos de instrumentos políticos que são fundamentais para desencadear investimentos de baixo carbono no Brasil:

- i) **Redução progressiva e eliminação dos subsídios aos combustíveis fósseis:** no Brasil, os subsídios aos combustíveis fósseis totalizaram quase R\$ 100 bilhões em 2019, correspondendo a aproximadamente 1,4% do PIB do país. O montante total dos subsídios foi igual a três vezes o programa "Bolsa Família", que transfere recursos para famílias extremamente pobres no Brasil, e a cerca de 29 vezes o total de recursos do Ministério do Meio Ambiente do Brasil em 2019. O desafio de dimensionar e alterar os incentivos aos combustíveis fósseis não pode ser negligenciado e é um caminho estratégico para alcançar a redução da produção e do consumo de combustíveis fósseis no Brasil. No entanto, do ponto de vista nacional e geopolítico, lidar com incentivos e subsídios é um enorme desafio. Além das dificuldades metodológicas, do conteúdo técnico e da falta de transparência por parte dos governos, exige, de fato, um debate político sobre a direção do desenvolvimento.
- ii) **Instrumentos Financeiros:** Debêntures verdes ou títulos verdes e debêntures incentivadas são títulos de renda fixa usados para levantar fundos para implementar ou refinar projetos de longo prazo e comprar ativos com preocupação ambiental. Acabam atraindo investidores institucionais, como fundos de pensão e seguradoras. Os países em desenvolvimento enfrentam desafios no avanço de seus mercados de títulos verdes, em grande parte porque essas nações têm economias e mercados de capitais menos desenvolvidas. Esses desafios podem estar relacionados a barreiras estruturais que comprometem o desenvolvimento do mercado de títulos e a obstáculos específicos ao aumento dos fluxos financeiros para setores de baixo carbono. No que diz respeito às barreiras estruturais, de um modo geral, o estudo conclui que as condições que fomentam o desenvolvimento de um mercado de títulos convencionais também contribuem para o desenvolvimento de um mercado de títulos verdes e, por conseguinte, devem ser perseguidas pelo país. Fundos garantidores e instrumentos financeiros de compartilhamento de risco também são iniciativas muito promissoras para acelerar investimentos de baixo carbono em países em desenvolvimento.
- iii) **Precificação do carbono:** Com a precificação do carbono, seja um imposto ou um mercado, a decisão de reduzir as emissões ou pagar o preço do CO₂e emitido é feita pelo agente econômico, que compara o preço do poluente a ser precificado com seu custo marginal de mitigação. O que se espera é que os agentes econômicos com menor custo de controle reduzam mais, pois é mais barato controlar do que pagar o preço. No Brasil, o projeto *Partnership for Market Readiness* (PMR) do Banco Mundial discutiu, simulou e analisou muitas opções de precificação de carbono em conjunto com o Ministério da Economia. O Centro Clima/COPPE/UFRJ foi responsável pelo componente de modelagem e simulou oito diferentes cenários econômicos e de emissão de GEE

até 2030, seis deles com precificação de carbono (Wills et al, 2021). De acordo com os resultados obtidos a partir das simulações, um cenário de precificação ideal no Brasil deve ter as seguintes características: a) aumento gradual de preços para permitir que os agentes se adaptem; b) amplo escopo para reduzir o preço de equilíbrio; c) ajustes fiscais de fronteira pareceram ser mais eficientes do que as opções de *grandparenting*; d) as compensações de reflorestamento florestal nativo são cruciais para o controle do preço do carbono; e) as receitas da precificação do carbono são muito importantes para reduzir os encargos trabalhistas e melhorar a distribuição de renda e reduzir a pobreza. Essas políticas públicas complementares são cruciais para a implementação bem-sucedida da precificação do carbono em um país em desenvolvimento como o Brasil.

- iv) **Políticas e Regulamentos Financeiros:** Políticas e regulamentações financeiras são fundamentais para desencadear investimentos sustentáveis e promover o financiamento climático no Brasil. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é a principal fonte de recursos reembolsáveis para o financiamento climático no Brasil. Atua por meio de importantes fundos ligados à sustentabilidade, como o Fundo Clima (Fundo Nacional de Mudanças Climáticas) e a Linha de Crédito Ambiental. Por meio dos recursos do Fundo Clima, o BNDES apoia a implementação de projetos, a aquisição de máquinas e equipamentos e o desenvolvimento tecnológico para mitigação e adaptação às mudanças climáticas. A composição das taxas de juros varia de acordo com a forma de apoio. Pode incluir o custo financeiro, a remuneração do BNDES, a taxa de intermediação financeira, a taxa do agente financeiro e a taxa de risco de crédito. Outros bancos de desenvolvimento, como bancos regionais de desenvolvimento e bancos multilaterais de desenvolvimento, também são fundamentais para promover a aceleração necessária no setor financeiro, a fim de permitir a realização das ambiciosas e desafiadoras metas do Acordo de Paris. O papel do Banco Central do Brasil também é relevante, e já começou a emitir regulamentos sobre a exposição das instituições financeiras a riscos climáticos. A extensão dessas regulamentações para cobrir também os riscos de transição de produtos e instituições financeiras e a criação de uma taxonomia brasileira de investimentos verdes e climáticos certamente serão uma importante contribuição para canalizar recursos financeiros para investimentos de baixo carbono.

Além disso, clubes climáticos e parcerias como as "Parcerias de Transição Energética Justa" (JET-Ps) em andamento com a África do Sul e com a Indonésia também são iniciativas muito promissoras, e estão resumidas abaixo para ilustrar como esse tipo de parceria poderia desencadear investimentos sem precedentes de baixo carbono no Brasil:

- **Parceria de Transição Energética Justa com a África do Sul:** Os governos da África do Sul, França, Alemanha, Reino Unido e Estados Unidos, juntamente com a União Europeia, criaram uma nova Parceria de Transição Energética Justa ambiciosa e de longo prazo para ajudar os esforços de descarbonização da África do Sul. A Parceria visa acelerar a descarbonização da economia da

África do Sul, com foco no setor elétrico. Um investimento inicial de US\$ 8,5 bilhões será feito na primeira fase, usando uma variedade de mecanismos, incluindo subvenções, empréstimos concessionais e investimentos, bem como instrumentos de compartilhamento de riscos. Espera-se que a Parceria reduza até 1-1,5 giga toneladas de CO₂e nas emissões de GEE nos próximos 20 anos e ajude a África do Sul a acelerar sua transição para uma economia de baixa emissão e resiliente ao clima.

- **Parceria de Transição Energética Justa com a Indonésia:** Os governos dos Estados Unidos, Japão, Canadá, Dinamarca, França, Alemanha, Itália, Noruega, Reino Unido e União Europeia anunciaram sua dedicação a metas climáticas inovadoras e financiamento relacionado para ajudar a Indonésia em uma transição energética ambiciosa e justa, consistente com os objetivos do Acordo de Paris e ajudando a manter o limite de aquecimento global de 1,5 °C ao alcance. Inclui uma estratégia baseada no crescimento das energias renováveis, na eliminação progressiva da produção de eletricidade a carvão dentro e fora da rede e em compromissos adicionais em matéria de reformas regulamentares e de eficiência energética. Este plano também inclui um caminho acelerado de redução de emissões do setor de energia para líquido zero até 2050. O objetivo geral dessa cooperação de longo prazo com a Indonésia é mobilizar US\$ 20 bilhões em financiamento público e privado durante um período de três a cinco anos, utilizando uma combinação de subvenções, fundos garantidores, empréstimos a taxas de mercado, garantias e investimentos privados. O caminho para alcançar os ambiciosos objetivos climáticos e energéticos será pavimentado por esta iniciativa. Os países membros levantarão US\$ 10 bilhões, ou metade desse montante. Através do Banco Europeu de Investimento (EIB, sigla em inglês), a UE disponibilizará um bilhão de euros deste montante à Parceria, a fim de financiar projetos qualificados que promovam e integrem as energias renováveis para descarbonizar o sistema energético da Indonésia. Além disso, a UE destinará 25 milhões de dólares em subvenções e assistência técnica.

Uma iniciativa semelhante pode ser desenhada para o Brasil, com base na experiência do Fundo Amazônia (que também pode ser significativamente ampliada em sua próxima fase sob a administração que se iniciou em 2023), permitindo abranger outros setores além do uso da terra (especialmente silvicultura, transporte e resíduos – ver Tabela 7 abaixo).

Em suma, para orientar o país para o caminho da neutralidade climática até meados do século, é necessário conectar a demanda por financiamento climático a instrumentos econômicos e financeiros que ajudem a reorientar as fontes para investimentos em baixo carbono, atualmente direcionadas para a Formação Bruta de Capital Fixo. Um dos principais instrumentos é a implementação de uma política de precificação do carbono, que idealmente deveria ocorrer no âmbito de uma reforma tributária mais ampla, onde várias questões que estão correlacionadas podem ser abordadas como a limitação de subsídios e despesas fiscais a atividades intensivas em carbono e a criação de novos instrumentos financeiros capazes de aumentar a atratividade de investimentos de baixo carbono.

Um mercado de carbono *cap-and-trade* pode cobrir as emissões do setor industrial, garantindo flexibilidade e favorecendo a minimização de custos para reduzir as emissões de GEE.

No entanto, para que o país atinja a neutralidade de emissões em 2050 (NDC brasileira revisada entregue à UNFCCC em abril de 2022), será necessário que o setor AFOLU contribua ativamente, não apenas alcançando taxas líquidas de desmatamento anual zero, mas também fornecendo uma quantidade substancial de remoções de CO₂ por meio da restauração de florestas nativas, e programas de arborização em terras degradadas.

Permitir que a indústria utilize compensações da restauração florestal nativa pode ser uma oportunidade para alavancar investimentos nesse setor-chave no Brasil, levando a restauração de florestas nativas a um novo patamar. Por outro lado, é importante que a utilização de compensações pelo setor industrial se limite a 30% dos objetivos de redução das emissões (de acordo com os resultados do DDS), pelo que as empresas industriais continuam a investir na sua modernização, aumentando a eficiência e, assim, mantendo-se competitivas no mercado internacional ao longo do século.

Para o setor de transportes, uma possibilidade é a utilização de uma taxa inteligente sobre o carbono, que auxilie a Petrobras em sua política de precificação de combustíveis para o mercado interno. Esta taxa consideraria e harmonizaria a volatilidade dos preços do petróleo no mercado internacional, mais a volatilidade da taxa de câmbio, criando um corredor de preços que aumentam ao longo do tempo, a fim de permitir a competitividade dos combustíveis renováveis e as opções de eficiência energética, permitindo uma transição suave, com uma pequena volatilidade, de modo a que os agentes do mercado teriam uma visão clara do comportamento de longo prazo dos preços dos combustíveis.

Essa é uma das muitas maneiras diferentes de implementar uma política de precificação de carbono no Brasil. Com os incentivos econômicos e financeiros adequados, seria possível implementar um plano de investimento ambicioso em consonância com o objetivo de neutralidade das emissões em 2050 e com o Acordo de Paris (ver Parte II do presente relatório).

A Tabela 7 abaixo apresenta os requisitos adicionais de investimento no DDS em comparação com os níveis do CPS nas próximas três décadas por setor (La Rovere et al., 2021).

Tabela 7. Requisitos adicionais de investimento em mitigação no DDS no Brasil em comparação com o CPS, por setor econômico, por década

Investimento setorial (em bilhões de US\$)	2021-2030	2031-2040	2041-2050
AFOLU	3,23	11,08	27,62
Transporte	12,92	29,09	41,41
Indústria	1,81	5,98	11,11
Oferta de energia	0,34	1,32	2,65
Resíduos	-	21,33	30,14
Total	18,31	68,80	112,93

Notas: 1. O investimento adicional na oferta de energia considera a eletricidade e os biocombustíveis. 2. Taxa de câmbio 5,15 R\$/USD (valores de 2020). 3. Valores não descontados.

Fonte: La Rovere et al., 2021.

O investimento adicional em mitigação somaria cerca de US\$ 200 bilhões em um caminho que levaria a emissões de GEE líquidas zero em 2050. Isso representaria apenas um aumento de 0,5% na taxa de investimento (Total de Investimentos/PIB) no DDS em relação ao CPS.

No entanto, as necessidades variam de acordo com os setores. Seriam necessários mais investimentos nos setores dos transportes, resíduos e AFOLU (agricultura, florestas e uso do solo). Os investimentos em energia do CPS não precisam de um alto nível de investimentos adicionais para trilhar um caminho de descarbonização profunda. Tal pode ser explicado por uma parte significativa das emissões evitadas obtidas a custos negativos ou muito baixos e pelo sistema de licitações em vigor para assegurar parcerias público-privadas para financiar a expansão do sistema elétrico.

Um aumento substancial da taxa de investimento não é necessário no DDS (em relação ao CPS), destacando que uma mudança nos padrões de investimento atuais é mais importante do que encontrar recursos adicionais para a descarbonização. Isto demonstra a necessidade de criar instrumentos econômicos e financeiros que possam promover uma forte transição dos investimentos tradicionais para os investimentos de baixo carbono.

7. Referências

- Brasil (2020). Quarta Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. CNI/DDIE/ECON/Unidade de Edição. Atualizado em 7 de março de 2022 https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/b0/6f/b06f3ef0-14f3-4497-b1d2-5716d2c95df5/industrvs_importance_in_brazil_march2022.pdf
- Goes, G. V., Gonçalves, D. N. S., Márcio de Almeida, D. A., La Rovere, E. L., & de Mello Bandeira, R. A. (2020a). MRV framework and prospective scenarios to monitor and ratchet up Brazilian transport mitigation targets. *Climatic Change*, 162(4), 2197-2217.
- Goes, G. V., Gonçalves, D. N. S., Márcio de Almeida, D. A., de Mello Bandeira, R. A., & Grottera, C. (2020b). Transport-energy-environment modeling and investment requirements from Brazilian commitments. *Renewable Energy*.
- Gonçalves, D.N.S.; Goes, G.V.; D'Agosto, M. de A (2019). Transportes no Brasil – Panorama e Cenários Prospectivos para atendimento da Contribuição Nacionalmente Determinada; Rio de Janeiro, 2019. Available at: <https://ibts.eco.br/relatorios-tecnicos/>. Accessed on 10 December 2020.
- Gonçalves, D.N.S.; Goes, G.V.; D'Agosto, M. de A (2020). Energy transition in Brazil: Paris Agreement compatible scenario for the transport sector up to 2050. *Climate Transparency*. Available at: <https://climate-transparency.org/>. Accessed on 01 January 2022.
- La Rovere, Emilio L.; Wills, William; Grottera, Carolina; Dubeux, Carolina B. S.; Gesteira, Claudio. Economic and social implications of low-emission development pathways in Brazil. *Carbon Management JCR*, v. 9, p. 563-574, 2018.
- Unterstell, La Rovere, Ana Paula Prates, Berta Pinheiro, Bruna Guimarães, Carolina Burle Schmidt Dubeux, Clara de Queiroz, Claudio Gesteira, Daniel Neves Schmitz Gonçalves, Emilio La Rovere, Erika Carvalho Nogueira, Fernanda Westin, George Vasconcelos Goes, Giovanna Cavalcanti de Carvalho, Giovanna Napolini, Isabela Cristina de Araújo Lima, Márcio de Almeida D'Agosto, Marina Caetano, Michele K. Cotta Walter, Natalie Unterstell, Nathalia Martins, Olivia Ainbinder, Otto Hebeda, Saulo Machado Loureiro, Sergio Henrique F. Cunha, Taciana Stec, Walter Figueiredo De Simoni e William Wills, 2021. *Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030*. Disponível em <https://www.institutotalanoa.org/documentos>
- Wills, W.; La Rovere, Emilio Lèbre; Grottera, C.; Napolini, G. F.; Le Treut, G.; Gherzi, F.; Lefevre, J.; Dubeux, C. B. S.. Economic and social effectiveness of carbon pricing schemes to meet Brazilian NDC targets. *CLIMATE POLICY JCR*, v. 22, p. 48-63, 2021.

Parte III.

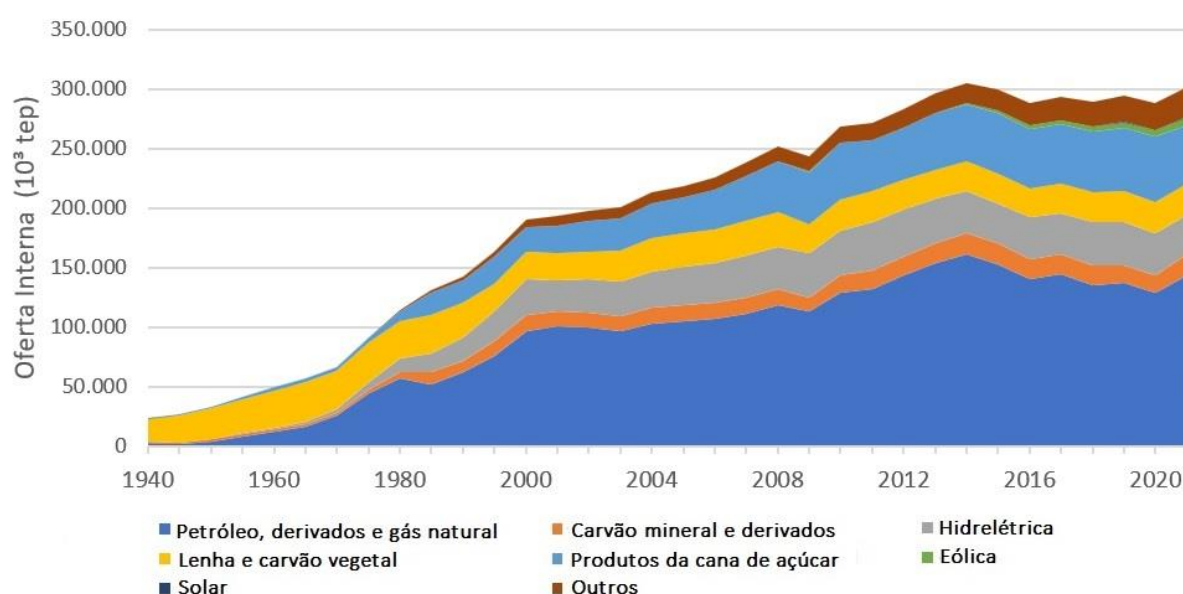
PLANOS SETORIAIS DE MITIGAÇÃO

Plano de Mitigação do Setor de Energia

Autoras: Fernanda Westin, Bruna S. Guimarães & Lisandra Mateus

1. Apresentação do Setor

O Brasil é um dos países do mundo que tem o setor de energia mais limpos do mundo. Contudo, o país precisa vencer alguns desafios de sua política climática: manter sua trajetória de baixas emissões e incentivos para as energias renováveis. A matriz energética brasileira possui 44,7% de renováveis e 55,3% de não renováveis, enquanto a média mundial é de 14,1% de renováveis e 85,9% de não renováveis. No setor elétrico, as renováveis representam 78,1%, sendo a energia hidrelétrica a fonte principal, seguida pela energia eólica e de biomassa (EPE, 2022a). A figura 1 mostra a evolução da oferta interna de energia desde 1940 no país.



Fonte: EPE, 2022b

Figura 1. Oferta interna de energia no Brasil de 1940 a 2021

O Brasil atualmente está na 16^a posição do ranking mundial de reservas provadas de petróleo (ANP, 2021). De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020), a produção de petróleo nas reservas nacionais irá aumentar continuamente até 2030, conduzida pelo pré-sal, descoberto em 2007. As novas reservas devem mudar o papel Geopolítico brasileiro, consolidando sua posição como um dos maiores agentes na indústria de petróleo do mundo.

O Brasil também tende a investir mais no mercado de Gás Natural (GN). Nos últimos 20 anos, a produção de GN tem crescido significativamente devido à exploração do petróleo, passando de 40 Mm³/dia para 120 Mm³/dia. Cerca de 60 Mm³/dia são reinjetados nos reservatórios de petróleo (BARROSO, 2020; ANP, 2022). Em 2021, a Nova Lei de Gás Natural (Lei nº 14.134/2021) foi criada para tentar abrir, dinamizar e tornar mais competitivo o mercado de gás natural. O programa do Novo Mercado de GN visa proporcionar maior eficiência

no uso da infraestrutura existente, atraindo novos investimentos e promovendo a competitividade a partir do acesso não discriminatório à infraestrutura, além da não formação de monopólios e a queda de preços na lógica da competição gás-gás, garantindo maior segurança quanto aos preços (BRASIL, 2021; EPE, 2021)

A Petrobras é responsável por mais de 90% da exploração de petróleo e gás do Brasil. O conceito de resiliência do portfólio de petróleo e gás da Petrobras envolve operar com baixa intensidade de carbono em suas instalações (PETROBRAS, 2020). Além disso, a pegada de carbono da produção brasileira de petróleo e gás é baixa, assim como o custo de extração, levando a um risco comercial reduzido em comparação com seus concorrentes em face da transição energética.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável por coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, o ONS é responsável pelo planejamento e operação dos sistemas de gestão de sistemas do Brasil sob inspeção e tributação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tem como objetivo prestar serviços ao Ministério de Minas e Energia (MME) em estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor de energia, abrangendo energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e biocombustíveis. O desenvolvimento de grandes capacidades renováveis intermitentes foi possível com o aumento da geração termelétrica a partir de fontes renováveis (biomassa), uma medida para aumentar a flexibilidade da rede usando tecnologia de baixo carbono.

A capacidade instalada do SIN é composta principalmente por usinas hidrelétricas distribuídas em diferentes regiões do país. Os parques eólicos têm crescido nos últimos anos, principalmente nas regiões Nordeste e Sul. As usinas térmicas, geralmente localizadas próximas aos principais locais de consumo (sudeste e sul do Brasil), desempenham um importante papel estratégico, pois contribuem para a segurança do abastecimento. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o abastecimento do mercado consumidor.

Para colher os benefícios da descarbonização, o Brasil deve empreender uma gestão estratégica da abundância e diversidade de recursos. Assim, a economia do país pode melhorar, aumentar sua resiliência e trazer benefícios na forma de um aumento na qualidade de vida da sociedade. O país tem vantagens comparativas devido à grande disponibilidade de áreas com bons recursos naturais para a produção competitiva de energia renovável. A transição energética será baseada em fontes de energia renováveis, eletrificação (especialmente renovável), biocombustíveis, mudanças nos padrões de consumo, eficiência energética e gás natural (MME/EPE, 2020).

2. Objetivos

O Plano de Mitigação do setor de Energia visa reduzir as emissões propondo ações de mitigação relacionadas a caminhos que viabilizem o cenário de DDS. Em busca de emissões líquidas zero, um caminho economicamente produtivo deve ser estabelecido, resultando em uma economia de energia limpa, dinâmica e resiliente, dominada por energias renováveis em vez de combustíveis fósseis. Os objetivos específicos do plano são:

- Diagnosticar problemas que afetam o cumprimento dos compromissos ambientais
- Propor alternativas que possibilitem a adoção de medidas de mitigação que pareçam mais relevantes a serem enfrentadas no curto prazo, selecionadas de acordo com critérios previamente definidos
- Propor modificações e melhorias em instrumentos que pareçam mais viáveis de serem colocados em prática, selecionados de acordo com critérios previamente definidos
- Aumentar a segurança jurídica dos contratos de energia atuais e futuros, propondo melhorias ou novos regulamentos
- Aumentar a geração de energia a partir de fontes renováveis, reduzindo as emissões de poluentes atmosféricos.

3. Ações de Mitigação

As medidas de mitigação consideradas neste estudo foram: (1) Aumentar a geração de energia renovável, com foco em energia hidrelétrica e bioeletricidade, (2) Aumentar a eficiência no consumo do setor de energia (3) Reduzir as emissões fugitivas com a menor queima de gás em Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás, (4) Reduzir as emissões fugitivas devido à redução de vazamentos em refinarias de petróleo e plantas de processamento de gás natural, (5) Reduzir as emissões fugitivas devido a menores atividades de mineração e manuseio/ logística de armazenamento e transporte do carvão e (6) Reduzir as emissões de fornos de carvão.

3.1. Aumento da Geração de Energia Renovável, com Foco em Energia Hidrelétrica e Bioeletricidade

Com o objetivo de aumentar a geração de energia renovável, a hidroeletricidade, cuja fonte é um recurso abundante no Brasil e que apresenta um preço competitivo, deveria ser priorizada nos planos de investimento (modernização e/ou repotenciação de usinas hidrelétricas, por exemplo). A bioeletricidade também deve ser incentivada, pois preserva o meio ambiente, ajuda a manter a camada de ozônio e desempenha um papel fundamental na suplementação de energia hidrelétrica.

O incentivo à bioeletricidade deve ser realizado por meio da criação de políticas públicas que considerem os benefícios ambientais e sociais da biomassa. Essas políticas são: a criação de leilões dedicados à biomassa, garantias para a compra de energia excedente a partir da biomassa, mecanismos que possibilitem aproveitar o potencial de hibridização das usinas (gás e biogás), realização de um inventário nacional sobre o potencial e viabilidade ambiental das usinas hidrelétricas, entre outras.

Outros investimentos para aumentar a geração renovável devem ser feitos na geração eólica e solar offshore, por exemplo, por meio de um regulamento de energia eólica offshore, criando leilões dedicados. Além disso, o processo de licenciamento ambiental deve ser realizado com maior transparência, a fim de proteger o meio ambiente e os interesses da sociedade.

3.2. Aumento da Eficiência no Consumo de Energia

Aumento da eficiência no consumo de energia afeta diretamente as esferas econômicas, ambientais e sociais. Os hábitos de uso influenciam a eficiência energética, e algumas mudanças específicas podem ter um impacto significativo. Alguns exemplos são: substituição de equipamentos, investimento em sistemas de inspeção e verificação relacionados com a modernização energética dos edifícios e investimentos dos municípios em medidas de EE para edifícios públicos ou iluminação pública, envolvimento público em ações de economia de energia, atualização dos indicadores e rotulagem de EE, transparência e divulgação de dados sobre os resultados da EE, normas que considerem a EE em leilões e licitações, melhoria nos sistemas de revolução digital, incluindo a falta de regulamentação, etc.

Vale ressaltar que é no setor industrial que a autoprodução de energia se torna mais relevante, pois é possível deslocar grande parte do consumo final de energia, permitindo a redução de investimentos na expansão do complexo gerador do setor elétrico.

3.3. Redução das Emissões Fugitivas Devido à Menor Queima de Gás em E&P de Petróleo e Gás

A redução das emissões fugitivas neste setor enfrenta algumas barreiras que precisam ser superadas, como por exemplo: a regulamentação existente não se concentra na redução de emissões, mas na segurança operacional, especialmente devido a questões de viabilidade técnico-econômica. Há ausência de padrões de emissões para a fase de comissionamento das plataformas petrolíferas brasileiras, principalmente FPSOs (*Floating, Production, Storage and Offloading*), falta de informações sobre emissões de gases e dificuldade em substituir equipamentos antigos e incertezas sobre as tecnologias de Captura e Armazenamento de Carbono (*Carbon Capture and Storage - CCS*).

Algumas opções para auxiliar à redução das emissões deste subsetor seriam: a adoção de um mercado de carbono para induzir melhorias de eficiência energética, a elaboração de acordos de cooperação técnica para estudar possibilidades concretas de mitigação de emissões, a adoção de regulamentos para reduzir as emissões fugitivas, o estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos, a padronização dos inventários de emissões de GEE, a criação de instrumentos de monitoramento e compensação de emissões fugitivas e a criação de garantias para sua divulgação, a integração de sistemas de CCS e a definição do marco regulatório sobre a Captura, Uso e Armazenamento do Carbono (*Carbon Capture, Use and Storage - CCUS*), entre outras ações.

3.4. Redução das Emissões Fugitivas com a Redução dos Vazamentos em Refinarias de Petróleo e em Plantas de Processamento de Gás Natural

Alguns fatores contribuem para as emissões fugitivas em refinarias de petróleo e plantas de processamento de gás natural, incluindo: a falta de regulamentação de padrões de eficiência para refinarias de petróleo, falta de informação pública discriminatória sobre o perfil de emissões por unidade de refino e altos custos e dificuldades logísticas para a substituição de equipamentos nas usinas.

Os instrumentos que podem colaborar com a redução das emissões fugitivas são: o estabelecimento de novas normas de emissão e programas de inspeção, o estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para os equipamentos (Criação de etiqueta de Eficiência Industrial e rotulagem de refinarias), a criação de regulamentos para padronizar os inventários de emissões de GEE, instrumentos de monitoramento e compensação de emissões fugitivas e que assegurem sua publicação, a criação de medidas de incentivo à adoção das melhores tecnologias disponíveis (MTD) em refinarias e plantas de processamento de gás e a criação de um programa de depreciação obrigatória para equipamentos de geração de calor e vapor.

3.5. Redução das Emissões Fugitivas Devido à Menor Mineração e Processamento, Armazenamento e Transporte do Carvão

Os principais problemas são o fato de não existir um quadro regulamentar para os limites de emissão, normas de tecnologias limpas para as centrais a carvão e incentivos fiscais e financeiros para o carvão. Alguns instrumentos devem ser levados em conta para que ocorra a redução de emissões, tais como: exigências legais de tecnologias como gaseificação, síntese de metanol e obtenção de produtos a partir de gás de síntese (syngas), aumentar a cogeração com biomassa, aumentar a eficiência das termelétricas a carvão de 40% para 45% e viabilizar a regulamentação da tecnologia CCUS. Deve-se também consolidar, por meio de regulamentações, a prática atual do BNDES de não investir mais em novas usinas a carvão e ter programas de incentivo à substituição dessa atividade econômica no estado de Santa Catarina.

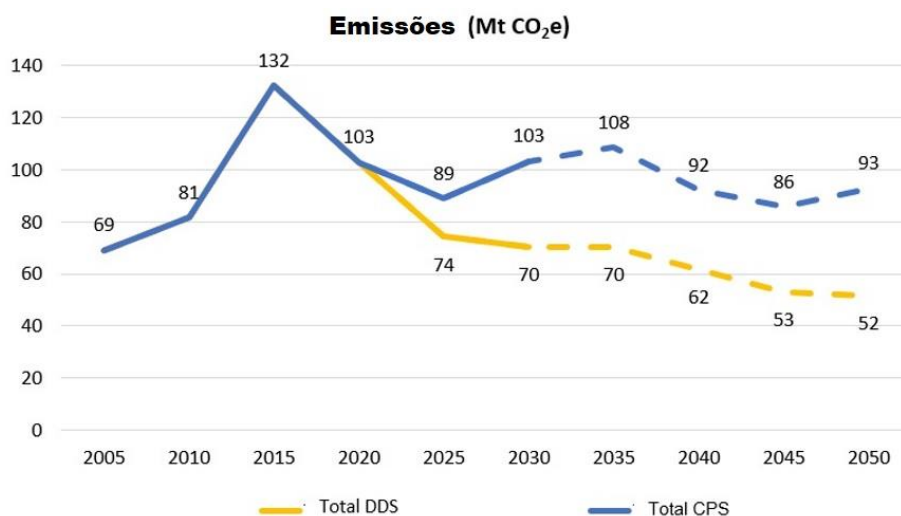
3.6. Redução das Emissões dos Fornos de Carvão Vegetal

O principal problema das emissões dos fornos de carvão é a falta de fiscalização para evitar o uso ilegal de carvão vegetal proveniente do desmatamento em indústrias como produtoras de ferro-gusa e siderúrgicas. Portanto, a sugestão para a redução de emissões nesse setor é a criação de um sistema de inspeção eficiente que comprove a origem legal da biomassa e o fortalecimento dos órgãos ambientais responsáveis.

É importante evitar o desmatamento de florestas nativas e aumentar a inovação e a competitividade no que diz respeito à modernização dos processos de produção de carvão vegetal no contexto de uma economia de baixo carbono.

3.7. Cenários de Mitigação

O processo de depuração de instrumentos de política e oportunidades de investimento exigiu a análise de carteiras de compromissos assumidos e cenários prospectivos. Com a participação ativa de *stakeholders* e considerando o contexto local, foi feito um esforço para traduzir as metas do NAMA e NDC em ações de mitigação para representar melhor as transformações necessárias para atender ou mesmo superar os compromissos assumidos. Além disso, foram analisados os prospectivos cenários de La Rovere *et al.*, 2021 atualizados por Unterstell e La Rovere (2021). As trajetórias de emissão de carbono dos cenários analisados estão ilustradas na Figura 2.



Fonte: Unterstell, La Rovere *et al.* (2021).

Figura 2. Trajetórias de emissão de carbono nos cenários CPS e DDS

No Cenário CPS, as políticas de mitigação de GEE já em vigor continuam a ser implementadas com o nível habitual de desempenho. No entanto, nenhuma política climática adicional é adotada até 2050. O Cenário DDS, por outro lado, baseia-se nas seguintes políticas: redução radical do desmatamento e aumento dos sumidouros de CO₂ e precificação de carbono de parte das emissões de GEE, para alcançar a neutralidade climática do país até 2050.

A Tabela 1 apresenta os principais pressupostos considerados no estudo (La Rovere et al., 2021). No setor de energia, a produção de O&G offshore do pré-sal aumenta em ambos os cenários.

Tabela 1. Premissas e resultados por cenário

Escopo	Premissas e resultados por Cenário	
	CPS	DDS
Produção de Petróleo em 2050	5,3 Mbarris/dia (PNE 2050)	5,3 Mbarris/dia (PNE 2050)
Consumo interno de Gás natural em 2050	245 Mm ³ /dia	170 Mm ³ /dia
% de GN queimado nas plataformas (parte das Emissões Fugitivas)	2020: 3,2% 2025-2030: 3,0% 2030-2050: 3,0%	2020: 3,2% 2025-2030: 3,0% 2030-2050: Zero em 2050
Setor de Energia e Emissões Fugitivas (Refino e exploração)	-	32% redução na intensidade de carbono no segmento de E&P até 2025 comparado à 2015 <i>(mantido até 2050);</i> 16% redução na intensidade de carbono no refino até 2025, aumentando para 30% até 2030 comparado a 2015 <i>(mantido até 2050)</i>
Refino – Expansão da capacidade (até 150 mil barris/dia = 2º trem da Ref. Abreu de Lima – RNEST em 2024) e % de produção de óleo diesel	Produção de derivados de petróleo 122 Mtep em 2030	Produção de derivados de petróleo 103 Mtep em 2030
Nuclear	Angra III começa a operar em 2027. 2,75 em 2050 (Angra II e III operando)	
Termelétricas fósseis Hipóteses Resultados	Óleo Diesel e óleo combustível TPPs: 1,2 GW em 2030 (Descomissionamento total em 2045)	
	GN TPP: possibilidade de expansão durante o horizonte de estudo	NG TPP: sem expansão além do contratado nos novos leilões de energia até 2050 devido à precificação de carbono
	Usinas a carvão: funcionam em condições de flexibilidade parcial para contratos <i>take or pay</i> de compra de carvão mineral 14 TWh em 2030	Usinas a carvão: Não há condições mínimas nos contratos. Há outras opções mais baratas. 0 TWh em 2030
Renováveis	Restrições de expansão iguais em ambos os cenários	
Novas tecnologias	-	Eólicas <i>offshore</i> em 2040 3 GW em 2050

Fonte: La Rovere *et al.* (2021).

A Tabela 2 mostra a evolução das emissões no setor.

Tabela 2. Emissão de carbono por fonte nos Cenários CPS e DDS

Mt CO _{2e}	Histórico				CPS			DDS		
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2050	2025	2030	2050
Usinas Termelétricas*	27	37	77	49	25	27	16	20	14	2
<i>UTES a carvão</i>	7,4	11,4	17,2	10,5	12,3	12,5	0	6,9	0	0
<i>Usinas a Gás Natural</i>	6,9	6,9	32,4	18,5	12,4	12,8	11,7	12,4	12,4	0
Consumo do Setor Elétrico	22	24	30	32	34	41	43	30	31	28
Fugitivas	20	21	23	22	28	35	34	23	26	21
Usinas a carvão vegetal	1,0	0,7	0,6	0,3	0,4	0,5	0,6	0,5	0,6	0,9
Total	70	82	131	103	89	103	93	74	70	52

*inclui outras fontes emissoras além de carvão e gás natural

Fonte: La Rovere *et al.* (2021).

Em ambos os cenários, as emissões de GEE da geração de eletricidade diminuem, mas tecnologias disruptivas como CCS e Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono (BECCS) não foram consideradas. O consumo de eletricidade cresce um pouco mais rápido do que o consumo geral de energia em ambos os cenários, mas os ganhos de eficiência no uso final permitem um crescimento mais lento do DDS. Além disso, as energias hídrica, eólica e fotovoltaica são as principais fontes para a expansão da geração de eletricidade até 2030 em ambos os cenários, seguidas de uma redução na geração termelétrica a gás natural. Por fim, no DDS, há também flexibilidade e redução da geração termelétrica a carvão. A Tabela 3 mostra a evolução da geração de energia elétrica no setor.

Tabela 3. Geração de eletricidade (TWh)

	Histórico			CPS			DDS		
	2005	2015	2020	2025	2030	2050	2025	2030	2050
Carvão	6	19	12	14	14	0	8	14	0
Derivados do Petróleo	11	25	8	0	0	0	0	0	0
Gás Natural	19	79	53	34	35	32	34	34	0
Nuclear	10	15	14	14	25	21	14	25	21
Hidroeletricidade	337	360	396	472	520	634	467	520	633
Vento	0	22	57	94	114	163	94	114	171
Solar	0	0	11	22	29	145	22	29	138
Biomassa	13	47	56	49	54	116	49	51	108
Total	396	567	607	699	791	1111	688	773	1071

Fonte: La Rovere *et al.* (2021).

Do conjunto de oportunidades de mitigação para o setor, foram selecionados uma tecnologia e um instrumento para posterior consideração no âmbito deste projeto: (i) geração termelétrica utilizando biogás a partir de vinhaça e outros resíduos da produção de etanol e açúcar, e (ii) criação de uma nova versão do Decreto para geração de energia elétrica a partir da eólica offshore.

A geração termelétrica utilizando biogás a partir de vinhaça e outros resíduos da produção de etanol e açúcar é a tecnologia escolhida a ser descrita no tópico 'Oportunidade de Investimento' (Anexo 2). Esta tecnologia, apesar de já ser bastante utilizada no Brasil, ainda precisa de investimentos para atender ao potencial do país.

Há muitas vantagens em adotar essas plantas térmicas, que, nesse caso utilizam fontes renováveis, as quais podem produzir energia com certa previsibilidade e gerar cobenefícios com o uso dos resíduos. Um exemplo é a geração de energia de segunda geração a partir do uso do bagaço da cana e vinhaça. Dessa forma, há a redução de custos de transporte e tratamento de resíduos. Além disso, o resíduo resultante da biodigestão, na etapa de geração de biogás, ainda pode ser utilizado como fertilizante "turbo", rico em potássio e nitrogênio. Esta é uma fonte segura e competitiva, sendo inclusive adotada por usinas de biomassa vencedoras do leilão A-5/2016.

Em relação ao instrumento selecionado, os detalhes são fornecidos na seção a seguir.

4. Instrumentos

A implementação de medidas de mitigação de GEE no setor de energia pode ser facilitada usando instrumentos regulatórios, econômicos, financeiros ou institucionais. Neste sentido, foram identificados os instrumentos com maior potencial de mitigação e/ou implementação.

A Tabela 4 resume as principais medidas de mitigação, instrumentos de política e suas barreiras relacionadas, considerando as revisões de literatura e entrevistas realizadas. As medidas, instrumentos e barreiras correspondentes, marcadas em negrito, são mais viáveis de serem abordadas através deste projeto.

Tabela 4. Energia – Instrumentos políticos e barreiras identificadas

Ações de Mitigação	Barreiras	E/F e R/I	Instrumentos
1. Aumentar a geração de energia renovável (Aumentar a oferta de energia hidrelétrica e bioeletricidade)	1.a. Obstáculos socioambientais na maioria das áreas com potencial hidrelétrico disponível desestimulam novos investimentos	R/I	1.a.1. Melhorar a transparência no processo de licenciamento ambiental; 1.a.2. Criar regras com metodologias especializadas para melhorar o diálogo com as comunidades indígenas e a população autóctone para a construção de novas usinas hidrelétricas, evitando maiores conflitos sociais e impactos ambientais inesperados;
	1.b. Falta de regulamentação que incentive a repotenciação das centrais hidroelétricas (necessidade de novos critérios de garantia de fornecimento com aumento da capacidade das centrais hidroelétricas etc.)	R/I e E/F	1.b.1. Criar regulamentos que incentivem medidas para a repotenciação de centrais hidroelétricas com mais de 20 anos e a utilização de "poços vazios", aproveitando o momento da renovação da concessão para incluir um mecanismo de remuneração ou compensação financeira pelo aumento da produção hidroelétrica; isso inclui um regulamento relativo à remuneração dos serviços ancilares e a reformulação do mercado para novas funções de UHE no sistema energético.
	1.c. Falta de regulamentação e estudos para usinas hidrelétricas reversíveis	R/I e E/F	1.c.1. Elaborar inventário nacional sobre o potencial e viabilidade econômico-ambiental das usinas hidrelétricas reversíveis; 1.c.2. Criar um quadro regulatório sobre usinas hidrelétricas reversíveis (usinas de acumulação por bombeamento); 1.c.3. Verificar a possibilidade de barragens reversíveis em algumas UHEs já existentes, e criar um marco regulatório para elas;
	1.d. Falta de alta tecnologia para a produção de novos componentes para a geração de energia renovável no país e aumento das taxas de juros;	R/I e E/F	1.d.1. Implementar incentivos financeiros como isenção de impostos de importação ou isenção fiscal para atrair novas indústrias para o Brasil; 1.d.2. Estabelecer padrões mínimos de qualidade para instalações e desempenho energético para produtos, serviços e equipamentos.
	1.e. Intermittência da geração de energia eólica e solar associada à falta de sistema de armazenamento (alto custo das baterias e de outras medidas de armazenamento).	R/E	1.e.1. Aumentar da contratação através do mercado livre de energia; 1.e.2. Fortalecer o sistema de transmissão para permitir o maior fluxo de excesso de energia eólica e solar produzida da região nordeste para outras regiões do país (JORNAL DA USP, 2021); 1.e.3. Investir no aproveitamento do grande potencial da geração eólica offshore pode ajudar a reduzir os problemas de explosão e promover a indústria de produção de hidrogênio no país;
	1.f. Altos custos de instalação de painéis solares para a geração distribuída (Brasil precisa importar equipamentos de alta tecnologia)	E/F	1.f.1. Manter alguns benefícios fiscais e outros incentivos financeiros e econômicos; 1.f.2. Incentivo à pesquisa nacional de forma mais direcionada e objetiva para redução de

Ações de Mitigação	Barreiras	E/F e R/I	Instrumentos
			<p>custos na fabricação de equipamentos no país;</p> <p>1.f.3. Promover a DG, incluindo novas tecnologias, como o Sistema fotovoltaico Integrado (BIPV), e as telhas solares, proporcionando a pesquisa sobre novas tecnologias;</p> <p>1.f.4. Maior divulgação de informações sobre instrumentos de financiamento existentes (como PEE de concessionárias de energia, BNDES...);</p>
	<p>1.g. Incertezas quanto à cobrança da tarifa dos prosumidores**</p>	E/F	<p>1.g.1. Estabelecer um marco legal que garanta a tarifa inicial aos investidores antes das mudanças regulatórias;</p> <p>1.g.2. Criar uma lei que equilibre as tarifas sem desestimular o aumento da geração distribuída; com a recente Lei 14.300/2022, os benefícios são mantidos para quem já investiu em geração distribuída e para quem fez novas solicitações de geração fotovoltaica distribuída nos próximos 12 meses, além de prever um pagamento gradual da tarifa para o uso do sistema de transmissão após esse período.</p> <p>1.g.3. Promover maior incentivo para que o público-alvo adira à autoprodução de energia solar;</p> <p>1.g.4. Melhorar a regulamentação para as distribuidoras, garantindo benefícios com o uso de serviços de distribuição como a Criação da TUSD Geração (Tarifas de uso de sistemas de distribuição de energia elétrica para consumidores livres);</p> <p>1.g.5. Melhorar a regulamentação para conectar a energia elétrica autoproduzida à rede elétrica, especialmente na geração distribuída;</p>
	<p>1.h. Dificuldades em expandir a geração de eletricidade a partir da biomassa (incentivos desiguais, falta de logística para o transporte; complexidade de armazenamento; falta de conexão à rede elétrica)</p>	R/I e E/F	<p>1.h.1. Melhorar os regulamentos para conectar a energia elétrica autoproduzida à rede elétrica, especialmente na geração distribuída;</p> <p>1.h.2. Criar regulamentação que aumente a utilização de biodiesel em geradores a diesel;</p>
	<p>1.i. Falta de incentivo para investir em tecnologias mais eficientes no setor da biomassa</p>	E/F	<p>1.i.1. Criar um programa estratégico de geração de energia considerando a complementaridade entre as diferentes fontes no Sistema Nacional Interligado (SIN);</p> <p>1.i.2. Criar uma regulamentação que incentive o uso da biomassa na geração de energia elétrica nos moldes do programa RenovaBio;</p> <p>1.i.3. Maiores garantias de compra do excedente energético da biomassa pelas concessionárias, com preço competitivo, considerando as externalidades entre os setores;</p>

Ações de Mitigação	Barreiras	E/F e R/I	Instrumentos
			<p>1.i.4. Rever as regras de financiamento do BNDES para biomassa para facilitar o acesso ao crédito, com menos exigências, mas priorizando as tecnologias mais eficientes para geração de energia a partir da biomassa;</p> <p>1.i.5. Criar incentivos fiscais para a adoção de tecnologias mais eficientes no setor de energia de biomassa;</p> <p>1.i.6. Criar incentivos para as Usinas com o uso de biogás de palha de cana para exportação de energia elétrica;</p> <p>1.i.7. Criar mecanismos que permitam aproveitar o potencial de hibridização das plantas (gás e biogás);</p>
	<p>1.j. Preço da energia gerada a partir da biomassa não é competitivo</p>	E/F	<p>1.j.1. Criar políticas públicas de incentivo que considerem os benefícios ambientais e sociais (agregando valor à cadeia produtiva de base rural) da biomassa (MORELLO, 2020), como leilões direcionados e valorização dos atributos da fonte;</p> <p>1.j.2. Garantias de compra do excedente de energia de biomassa, com preço competitivo;</p> <p>1.j.3. Agregar a bioeletricidade ao modelo de negócio das usinas de biomassa, considerando a geração de receita adicional, previsibilidade do fluxo de caixa e garantia de obtenção de financiamento;</p> <p>1.j.4. Rever as regras de financiamento e a viabilidade do <i>Project Finance</i> através dos bancos nacionais.</p>
	<p>1.k. Ausência de um ambiente regulado com leilões dedicados ao estímulo à produção de energia de biomassa</p> <p>1.l. Incertezas em relação à regulamentação da energia eólica offshore</p> <p>1.m. Altos custos de parques eólicos offshore</p> <p>1.h. Dificuldades em expandir a geração de eletricidade a partir da biomassa (incentivos desiguais, falta de logística para o transporte; complexidade de armazenamento; falta de conexão à rede elétrica)</p>	R/I	<p>1.k.1. Criar leilões dedicados para biomassa e leilões com parâmetros de demanda por fonte;</p>
		R/I	<p>(*) 1.l.1. Criação de um regulamento de energia eólica offshore¹⁴</p> <p>1.l.2. Crie leilões dedicados para energia eólica offshore;</p>
		R/I and E/F	<p>1.h.1. Melhorar as regulamentações para conectar a energia elétrica autoproduzida à</p>

¹⁴ O instrumento proposto é uma nova versão do Decreto para a Geração de Energia Elétrica Offshore

Ações de Mitigação	Barreiras	E/F e R/I	Instrumentos
			rede elétrica, especialmente na geração distribuída; 1.h.2. Criar regulamentação que aumenta o uso de biodiesel em geradores a diesel (adaptação dos geradores);
2. Aumento da eficiência no consumo do setor de energia	2.a. Baixo índice de substituição de equipamentos menos eficientes por outros mais eficientes	E/F	2.a.1. Realização de campanhas de sensibilização, formação e informação junto dos setores público, comercial e residencial; 2.a.2. Auditorias energéticas obrigatórias como pré-requisito para liberação de crédito para os setores comercial e industrial; 2.a.3. Incentivo fiscal ou redução do imposto de renda para pessoas físicas ou jurídicas que comprovem a substituição dos equipamentos antigos por equipamentos mais eficientes; 2.a.4. Viabilizar linhas de crédito atrativas para a eficiência energética;
	2.b. Falta de sistemas de inspeção e verificação relacionados com a modernização energética dos edifícios existentes e baixos investimentos dos municípios em medidas de EE para edifícios públicos ou iluminação pública	R/I	2.b.1. Criar um programa sobre divulgação de gastos energéticos e recomendações para edifícios residenciais e não residenciais; 2.b.2. Melhorar a regulamentação com aplicação gradual da eficiência energética no setor público; 2.b.3. Criar regulamentos com aplicação gradual sobre eficiência energética no setor privado; 2.b.4. Criar programas periódicos de auditorias energéticas obrigatórias como pré-requisito para a liberação de crédito, com monitoramento do desempenho energético anual e rotulagem energética dos edifícios;
	2.c. Falta de envolvimento do público em ações de economia de energia;	R/I	2.c.1. Melhor divulgação da bandeira tarifária para que os consumidores contribuam mais para a economia de energia durante os horários de pico de demanda; 2.c.2. Realização de campanhas de sensibilização, formação e informação sobre EE;
	2.d. Falta de atualização dos indicadores de EE e rotulagem	E/F	2.d.1. Adotar de uma política de execução para a divulgação de dados de todos os níveis de consumidores;
	2.e. Falta de transparência e divulgação de dados sobre os resultados da EE	R/I	2.e.1. Melhoria da transparência do programa de EE; atualizar sempre o Banco de Dados do PROCEL, INMETRO, etc., e demais mídias, com fácil acesso à consulta pública.
	2.f. Falta de normas que considerem EE em leilões e licitações		2.f.1. Realizar leilões de EE para estimular a troca de equipamentos ineficientes nas cidades brasileiras (ex. Programa-piloto na cidade de Boa Vista) 2.f.2. Considerar, em licitações, padrões mínimos de eficiência energética
	2.g. Atraso nos sistemas de revolução digital, incluindo a falta de regulamentos	R/I	2.g.1. Criar regulamentos e programas de investimentos em infraestrutura, software e cibersegurança (redes inteligentes), a partir da expansão de alguns programas de financiamento e recursos piloto de P&D;

Ações de Mitigação	Barreiras	E/F e R/I	Instrumentos
			2.g.2. Criar programas de incentivo para a área de formação em digitalização de redes e cibersegurança em empresas de energia;
3. Reduzir as emissões de queima de gás em E&P de petróleo e gás	3.a. O regulamento não se concentra na redução de emissões, mas na segurança operacional, especialmente devido a questões de viabilidade técnico-econômica	R/I e E/F	3.a.1. Adoção de um mercado de carbono para induzir melhorias na eficiência energética; 3.a.2. Elaboração de acordos de cooperação técnica para estudo de possibilidades concretas de mitigação de emissões; 3.a.3. Adoção de regulamentos para reduzir as emissões fugitivas;
	3.b. Ausência de padrões de emissões para a fase de comissionamento de plataformas de petróleo brasileiras, principalmente FPSOs	E/F e R/I	3.b.1. Adoção de regulamentos sobre o comissionamento de plataformas de petróleo, exigindo maior transparência sobre as atividades e suas emissões e redução de emissões, limitando o tempo de comissionamento;
	3.c. Falta de informação sobre as emissões de gases	R/I	3.c.1. Criar regulamentos para padronizar inventários de emissões de GEE, instrumentos de monitoramento e compensação de emissões fugitivas e garantir sua publicação;
	3.d. Dificuldade em substituir equipamentos antigos (equipamentos de O&G são caros e volumosos, muitas vezes importados)	R/I e E/F	3.d.1. Exigir programa de treinamento técnico; 3.d.2. Estabelecer padrões mínimos de eficiência para equipamentos (Criação de etiqueta de Eficiência Industrial e etiquetagem de plataformas); 3.d.3. Adotar, obrigatoriamente, as melhores tecnologias disponíveis (MTD) para novas plataformas ou mudança de equipamento em plataformas existentes;
	3.e. Incertezas da CCS: uma variedade de vias; armazenamento seguro; ampliação e velocidade de desenvolvimento e implantação; viabilidade econômica e financeira e questões políticas e regulamentares; bem como a percepção pública	R/I	3.e.1. Integração de sistemas CCS; 3.e.2. Desenvolvimento de plataformas piloto voltadas para a adaptação da tecnologia no Brasil; 3.e.3. Definição do marco regulatório do CCUS;
4. Reduzir as emissões fugitivas devido a vazamentos em refinarias de petróleo e em plantas de processamento de gás natural	4.a. Falta de regulamentação para normas de eficiência para as refinarias de petróleo	R/I	4.a.1. Estabelecimento de novos padrões de emissão e programa de inspeção; 4.a.2. Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos (Criação de etiqueta de Eficiência Industrial e etiquetagem de refinarias);
	4.b. Falta de informação pública discriminatória sobre o perfil de emissões por unidade de refinação	R/I	4.b.1. Criar regulamentos para padronizar os inventários de emissões de GEE, instrumentos de monitoramento e compensação de emissões fugitivas e que garanta sua publicação;
	4.c. Altos custos e dificuldades logísticas para substituição de equipamentos nas plantas	E/F	4.c.1. Criar medidas de incentivo à adoção das melhores tecnologias disponíveis (MTD) em refinarias e unidades de processamento de gás; 4.c.2. Criação de um programa de depreciação obrigatória para equipamentos de geração de calor e vapor;

Ações de Mitigação	Barreiras	E/F e R/I	Instrumentos
5. Reduzir as emissões da mineração, processamento, logística e uso de carvão	5.a. Não existe um quadro regulamentar para limitar a emissão ou normas que exijam o uso de tecnologias limpas para as usinas termelétricas a carvão	R/I	5.a.1. Exigência legal de tecnologias como gaseificação, síntese de metanol e obtenção de produtos a partir de gás de síntese (syngas); 5.a.2. Aumentar a cogeração com o uso de biomassa (10 a 30%) (ZANCAN, 2021); 5.a.3. Aumento da eficiência das usinas termelétricas a carvão de 40% para 45% e viabilizar a regulamentação da tecnologia CCUS;
	5.b. Incentivos fiscais e financeiros ao carvão	R/I e E/F	5.b.1. Consolidar por meio de regulamentação a prática atual do BNDES não investir mais em novas usinas de carvão; 5.b.2. Programas de incentivo à substituição dessa atividade econômica no estado de Santa Catarina;
6. Reduzir as emissões provenientes da utilização de carvão vegetal ilegal	6.a. Falta de fiscalização para evitar o uso ilegal de carvão vegetal proveniente do desmatamento em indústrias como produtoras de ferro-gusa e siderúrgicas	R/I	6.a.1. Criar um sistema de fiscalização que comprove a origem do carvão vegetal, evite seu uso quando se trata do desmatamento e fortaleça os órgãos ambientais responsáveis por ele.

Legenda: R - Regulatório, I - Institucional, E - Econômico e F - Fiscal

Fonte: Compilação de diversos autores.

Os principais Instrumentos de Política ¹⁵são detalhados abaixo:

4.1. Regulamentos que Incentivem Medidas para Repotenciar Usinas Hidrelétricas com mais de 20 anos e usar os "Poços Vazios"

A Resolução ANEEL nº112/1999 foi o primeiro instrumento legal relacionado à repotenciação, mas não incluiu a fonte hidráulica. Estabeleceu os requisitos necessários para a obtenção de registro ou autorização, implantação, ampliação ou repotenciação de usinas termelétricas, parques eólicos e outras fontes alternativas de energia.

Estudo da ANEEL sobre repotenciação pressupõe ganho médio de capacidade de 23,3% no caso de repotenciação pesada (quando o rotor da turbina e vários componentes da unidade geradora são substituídos, além do gerador). No caso da motorização de poços vazios, a potência instalada das usinas pode ser aumentada de 3.341 MW para 5.096 MW, necessitando de desenvolvimento regulatório para a maior viabilidade dessas ações.

Embora tecnicamente viáveis, os projetos de repotenciação hidrelétrica devem ser economicamente viáveis a partir da previsão legal de compensação pelos ganhos energéticos decorrentes do aumento da energia hidrelétrica (EPE, 2008). A EPE ressalta que é preciso criar uma legislação própria para repotenciar usinas no Brasil, o que repele financeiramente o aumento da capacidade e/ou energia da empresa.

4.2. Regulamentação que Incentive o uso da Biomassa na Geração de Energia Elétrica, nos Moldes do Programa Renovabio

O uso de biomassa na geração de eletricidade pode aumentar com a criação de regulamentos que incentivem seu uso. Essa tecnologia é bem desenvolvida no país e pode contribuir positivamente para a redução da poluição e dos benefícios à saúde com a substituição dos combustíveis fósseis no setor elétrico e seria um passo importante na diversificação da matriz energética (EPE, 2018a).

Os resíduos agrícolas e florestais do Brasil lhe conferem vantagens competitivas significativas para a expansão do uso da biomassa. No setor de energia, existe um regulamento conhecido como **RENOVABIO** desde 2007, que incentiva o uso de biomassa, mais especificamente biocombustíveis. O principal objetivo do **RenovaBio** (Política Nacional de Biocombustíveis, instituída pela Lei nº 13.576/2017) é ampliar a produção e o uso de biocombustíveis na matriz energética brasileira, visando uma importante redução das emissões de gases de efeito estufa no país (ANP, 2021).

Para ampliar o uso da biomassa para o setor elétrico, sugere-se a criação de uma nova regulamentação denominada "**Renovabio Ele** (Política Nacional de Bioeletricidade)", mais especificamente para incentivar a expansão das termelétricas a biomassa no país, reduzindo as emissões e contribuindo para os subprodutos da produção de biocombustíveis.

Esta nova regulamentação dependeria exclusivamente da participação e aprovação do governo e das suas instituições. O governo brasileiro seria responsável pela elaboração e publicação do "**Renovabio Ele**" e o Conselho

¹⁵Marcadas em negrito.

Nacional de Política Energética (CNPE) seria responsável pela publicação das metas de redução de emissões das termelétricas.

A certificação das termelétricas de biomassa e a validação de uma pontuação para a Eficiência Energético-Ambiental seriam realizadas por inspetores credenciados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Vale ressaltar que essa regulamentação depende da aceitação de empresas privadas e geradoras de biomassa, que seriam instruídas quando o projeto for aprovado. A complexidade da criação de uma Política Nacional de Bioeletricidade exigiria uma análise envolvendo instituições governamentais e privadas, a fim de melhor adequar a proposta desse instrumento às condições legais vigentes no país.

4.3. Lei que Equilibre as Tarifas para os Prosumidores¹⁶, sem Desencorajar o Crescimento da Geração Distribuída

As unidades consumidoras com mini ou microgeradores devem pagar uma taxa para utilizar a infraestrutura do sistema de acordo com o sistema brasileiro de geração distribuída definido pela ANEEL. As Resoluções Normativas da ANEEL n° 482/2012, n° 687/2015 e n° 786/2017 estabelecem as condições gerais de acesso para micro e minissistemas de geração distribuída (até 5 MW) e definem a medição líquida.

As incertezas quanto à tarifa dos prosumidores foram identificadas no Projeto Decarboost como uma barreira com potencial para dissuadir potenciais consumidores de gerar sua energia, atrasando o processo de maior eficiência energética e geração limpa (Barreira 1.f). Alguns têm argumentado que, se os prosumidores utilizarem linhas de distribuição, terão que pagar mais caro por suas contas de luz e, possivelmente, uma tarifa binomial, que deve ser acompanhada de outras medidas para incentivar a autogeração de energia elétrica (ENERCONS, 2019).

Durante o Projeto Decarboost, os projetos de lei foram discutidos no legislativo, culminando com a publicação da Lei n° 14.300/2022, que estabelece o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, do Sistema de Compensação de Energia Elétrica ("SCEE") e do Programa Social de Energias Renováveis ("PERS"). Além disso, vale ressaltar que uma das principais mudanças na Lei foi a modificação do sistema de compensação de medição líquida.

As novas regras de compensação têm um regime transitório para as unidades de produção distribuída existentes e para as que solicitam acesso no prazo de 12 meses: neste caso, as regras só serão aplicáveis a partir de 2046. A modificação do sistema de compensação não acabou com os incentivos para a expansão da geração distribuída. Isso pode ser considerado como uma conquista positiva para o setor de energia que foi seguida durante o projeto.

4.4. Leilões Dedicados para Biomassa e Leilões com Parâmetros de Demanda por Fonte

Para alavancar e ativar economicamente a cadeia produtiva da biomassa no Brasil, recomendam-se leilões exclusivos para geração de energia de biomassa e biogás. Apesar da viabilidade de aumentar esta fonte, ela compete com outras fontes renováveis, como a energia eólica.

¹⁶ Prosumers are generally defined as electricity consumers that produce part of their electricity.

A Associação da Indústria de Energia de Cogeração (COGEN) reforça essa ideia, pois já existem dezenas de projetos de geração de biomassa inscritos para os próximos leilões, e já há a concorrência necessária para isso e preços interessantes. Os leilões devem considerar preços que valorizem adequadamente seus atributos.

Os leilões devem ser combinados com um planejamento energético mais diretivo, economizando reservatórios hidrelétricos ou evitando o uso de combustíveis fósseis (JORNAL DA CANA, 2019). Segundo a COGEN, uma solução seria a realização de leilões regionais próximos ao centro de cargas, refletindo a vocação regional de cada fonte.

4.5. Nova Versão do Decreto para a Geração de Eletricidade a Partir de Projetos de Eólica Offshore

Em janeiro de 2022, o governo brasileiro publicou o Decreto nº 10.946/2022, que dispõe sobre a cessão de uso de espaços físicos e recursos naturais em águas interiores sob domínio da União, mar territorial, zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica a partir de empreendimentos offshore, denominados prismas (BRASIL, 2022).

O Decreto abrange todas as tecnologias de geração elétrica offshore, mas é importante destacar a atual proeminência da energia eólica offshore no Brasil. Este setor tem vindo a desenvolver-se ao longo dos anos, principalmente devido ao interesse dos stakeholders que pretendem expandir esta fonte. Atualmente, existem 54 projetos em licenciamento junto ao órgão ambiental IBAMA, totalizando 133 GW (IBAMA, 2022).

Apesar de ser uma fonte renovável com um impacto ambiental relativamente baixo em comparação com outras fontes energéticas, a energia eólica offshore também pode causar impactos ambientais relevantes se esses aspectos não forem considerados durante seu planejamento de expansão. Assim, o Decreto recém-publicado (Decreto nº 10.946/2022) precisa ser refinado para evitar problemas regulatórios e ambientais no futuro. Alguns dos aspectos que devem ser discutidos e implementados na regulamentação pelo governo brasileiro são:

- (i) Incluir a análise de aspectos ambientais durante a atribuição sobre o uso de prismas;
- (ii) Desenvolver um plano espacial marinho e definir áreas proibidas para o desenvolvimento de projetos eólicos offshore;
- (iii) Definir uma metodologia para a seleção da empresa vencedora em caso de sobreposição de múltiplos projetos;
- (iv) Definir os tep a serem realizados pelos empresários para a apresentação de Declarações de Interferência Prévia (DIPS) e criar um balcão único para a apresentação de DIPS;
- (v) Criar uma política de incentivo para esta fonte, por exemplo, através de leilões exclusivos.

4.6. Maiores Garantias de Compra do Excedente Energético da Biomassa pelas Concessionárias, com Preços Competitivos, Considerando as Externalidades entre os Setores

A Portaria MME nº 564/2014 passou a estabelecer a revisão anual do cálculo dos valores físicos de garantia de energia das termelétricas de biomassa com custo variável unitário zero com base na geração de energia elétrica ou disponibilidade de combustível sem aumento da capacidade instalada (EPE, 2016).

Essa Portaria comprometeu os ganhos do setor sucroenergético, fazendo com que a COGEN sugerisse sua alteração para aumentar o valor da garantia física (volume de bioeletricidade que as usinas podem vender no ambiente regulado), permitindo que as usinas aumentassem sua capacidade de geração de energia em até 30% (maior eficiência ou compra de mais bagaço de cana-de-açúcar). Dessa forma, as usinas poderiam vender seu excedente de energia para o mercado livre, o que não é possível hoje e desestimula investimentos. A COGEN estima que cerca de 1 GW poderia ser adicionado à produção de energia do país, economizando cerca de 2% dos níveis dos reservatórios hidrelétricos (CANAL ENERGIA, 2019).

4.7. Revisão das Regras de Financiamento do BNDES para Biomassa para Facilitar o Acesso ao Crédito, com menos Exigências, e Priorizando as Tecnologias mais Eficientes para Geração de Energia a partir da Biomassa

A partir de 2013, a biomassa passou a ter ajustes para um período de amortização estendido, de 16 a 20 anos, juntamente com a PCH, além da falta de subcréditos escalonados nos casos em que os Contratos de Compra e Venda de Energia (CCVE) apresentam crescimento gradual na quantidade de energia contratada (NOVA CANA, 2013). Em 2016, as regras do BNDES para energia eólica, biomassa, cogeração e PCHs passaram a ter uma participação de até 70% dos itens financeiros, com um custo de 100% da TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo).

O Programa Fundo Climático para iniciativas que ajudem a mitigar as mudanças climáticas é regido pelo Decreto nº 10.143 de 28/11/2019 e tem como objetivo apoiar a implementação de projetos, a aquisição de máquinas e equipamentos e o desenvolvimento tecnológico relacionado à redução das emissões de gases de efeito estufa e à adaptação às mudanças climáticas e seus efeitos. Possui nove subprogramas: Mobilidade Urbana, Cidades Sustentáveis e Mudanças Climáticas, Máquinas e Equipamentos Eficientes, Energias Renováveis, Resíduos Sólidos, Carvão Vegetal, Florestas Nativas, Gestão e Serviços de Carbono e Projetos Inovadores.

A dificuldade é que os pequenos empreendedores nem sempre têm acesso ao crédito dos grandes bancos financiadores, pois não atingem o faturamento mínimo exigido pelo banco. Assim, por exemplo, a Associação Brasileira de Biogás e Biometano (Abiogás) sugere a criação de cooperativas de crédito para atender pequenos produtores de biomassa para gerar energia limpa a partir do biogás.

4.8. Melhoria da Regulamentação com a Aplicação Gradual da Eficiência Energética no Setor Público

Algumas estratégias de eficiência energética são aplicadas em busca da redução de custos. No entanto, eles ainda precisam de financiamento porque apresentam custos elevados, como a substituição de lâmpadas LED convencionais na iluminação pública e a construção ou renovação de edifícios mais eficientes em termos

energéticos. Sugere-se a criação de um regulamento que exija prazos para a substituição de equipamentos de iluminação pública e equipamentos de energia pública obsoletos; um exemplo seria a promoção de parcerias público-privadas, leilões e financiamento a juros baixos associados à assistência técnica.

Outra ação que contribui para iniciativas de incentivo, como o projeto Instrumentos Financeiros para Cidades Energeticamente Eficientes no Brasil (FinBRAZEEC). Trata-se de um programa do Fundo Verde para o Clima (GCF), a ser implementado pelo Banco Mundial (entidade credenciada pelo GCF) em parceria com a Caixa Econômica Federal (entidade executora).

Outra ação que contribui para iniciativas de incentivo, como o projeto Instrumentos Financeiros para Cidades Energeticamente Eficientes no Brasil (FinBRAZEEC). Trata-se de um programa do Fundo Verde para o Clima (GCF), a ser implementado pelo Banco Mundial (entidade credenciada pelo GCF) em parceria com a Caixa Econômica Federal (entidade executora).

O projeto visa superar as barreiras de financiamento e catalisar uma mudança significativa na trajetória das emissões relacionadas à energia, visando desbloquear o prazo de financiamento privado para projetos de eficiência energética urbana, reduzindo o risco de crédito da iluminação pública LED (SL). Outra opção são os projetos de eficiência industrial (IEE) e a melhoria de sua qualidade técnica. Expirando em 2020, o projeto criou uma facilidade de EE hospedada em um banco público local, a Caixa Econômica Federal (CEF), e apoiará a CEF na captação de financiamento privado para SL eficiente e financiamento extrapatrimonial para o IEE, incentivando os credores locais brasileiros a iniciar empréstimos com base no "risco do projeto" versus o "financiamento corporativo" atualmente dominante. O Brasil tem sete projetos e recebeu US\$ 381,3 milhões do GCF e US\$ 1,8 milhão de apoio de prontidão aprovado a ser desenvolvido até 2033 (GREEN CLIMATE FUND, 2020).

4.9. Programas Periódicos de Auditorias Energéticas Obrigatórias como Pré-Requisito para a Liberação de Crédito, com Monitoramento do Desempenho Energético Anual e Rotulagem Energética dos Edifícios

Um decreto presidencial na década de 1990 criou o selo Procel de eficiência energética. O selo obrigatório foi estendido aos prédios públicos federais no mês passado por meio da publicação no Diário Oficial da União pelo Departamento de Logística e Tecnologia do regulamento IN02/2014, que exige que novos prédios ou prédios em reforma sejam "rotulados". Apenas 25 edifícios públicos já possuem ENCE (Etiqueta Nacional de Conservação de Energia) no país, um número insignificante em relação ao número total de edifícios públicos existentes.

Uma mudança nesse cenário pode ocorrer se o governo criar regulamentações que exijam a rotulagem dos edifícios em termos de eficiência energética e um mecanismo de verificação de resultados, via ESCOS (Empresa de Serviços Energéticos) com relatórios anuais e divulgação de resultados, por exemplo.

4.10. Regulamentos para Padronizar Inventários de Emissões de GEE, Instrumentos de Monitoramento e Compensação de Emissões Fugitivas

A Lei Federal nº 12.351, de 22/12/2010, rege a exploração e produção de petróleo e gás natural em regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal e estratégicas. Entre outras cláusulas, a Lei exige um inventário de

emissões de gases de efeito estufa (inciso XXI, art. 29). Para tanto, as empresas costumam seguir as diretrizes de estoque do IPCC (ANP, 2021).

Vale ressaltar que não há uma especificação da quantidade das diferentes fontes de emissões dos setores de exploração e produção de petróleo (*upstream, midstream e downstream*). Assim, a legislação brasileira deve exigir maior especificidade para contribuir com medidas de mitigação.

4.11. Adoção da Precificação do Carbono para Induzir Melhorias na Eficiência Energética

A precificação do carbono é uma forma de atribuir um custo aos impactos gerados pelo aumento das emissões de GEE na atmosfera. A precificação do carbono é uma forma de atribuir um custo aos impactos gerados pelo aumento das emissões de GEE na atmosfera. A falta de informação sobre as emissões de GEE é uma das maiores dificuldades para a cobrança no setor energético, resultando em ineficiência econômica. A precificação é derivada do princípio do poluidor-pagador e tem como um de seus objetivos impulsionar a redução das emissões de carbono por meio de seu reflexo nos custos de produtos e serviços.

No Brasil, a precificação do carbono ainda está sendo discutida, mas na Europa, o preço das licenças de emissão no mercado europeu ultrapassou, pela primeira vez em maio de 2021, a barreira de 50 euros, refletindo uma maior ambição das políticas europeias de descarbonização (PORTUGAL, 2021). Em maio de 2022, o governo federal publicou o Decreto nº 11.075/2022, conhecido como "decreto do mercado de carbono", que prevê diretrizes para a elaboração de Planos Setoriais de Mitigação das Mudanças Climáticas. Também instituiu o Sinare (Sistema Nacional de Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa) e trouxe a possibilidade de criar um mercado de gás metano. No entanto, devem ser tomadas medidas antes de implementar um mercado do carbono.

A criação do mercado de carbono no Brasil é abordada no terceiro capítulo sobre finanças deste documento.

4.12. Elaboração de Acordos de Cooperação Técnica para Estudo de Possibilidades Concretas de Mitigação de Emissões

O alto custo do equipamento no setor de petróleo e gás geralmente dificulta sua substituição para aumentar a eficiência energética. Além disso, ainda há um baixo nível de desenvolvimento tecnológico e altos custos para a implementação de tecnologias CCUS, exigindo também regulamentação para sua viabilidade neste setor. A Shell, por exemplo, investe na diversificação de seu portfólio, como parques solares e projetos para estações com infraestrutura para carregamento de carros elétricos.

A elaboração de acordos de cooperação técnica para estudar possibilidades concretas de mitigação de emissões pode aumentar o conhecimento, reduzir custos e disseminar novas tecnologias.

4.13. Criação de um Sistema de Inspeção que Comprove a Origem do Carvão Vegetal

É essencial regular a atividade para evitar o uso de biomassa do desmatamento como matéria-prima em fornos de carvão. "A padronização visa conter definitivamente o uso da floresta nativa pelos produtores rurais".

A Resolução Conjunta nº 34 do Instituto do Meio Ambiente do Estado do Paraná e do Ibama determina que a produção de carvão vegetal deve ser uma atividade licenciada e cumprir prazos para a apresentação de pedidos de regularização de seus empreendimentos. A empresa carbonífera deve, com a nova regulamentação, seguir as regras listadas abaixo (AGÊNCIA ESTADUAL DE NOTÍCIAS, 2007):

- Respeite a distância mínima de 500 metros das áreas urbanas e estradas de alto tráfego;
- Nas áreas rurais, eles não podem ser localizados a uma altitude maior do que as casas residenciais e uma distância mínima de 100 metros;
- Todo o transporte de bracatinga nativa manejada com lenha e plantações com espécies nativas deve ser feito com um Documento de Origem Florestal (DOF) – que se refere ao trajeto entre a floresta (cortada) e o local transformação em carvão vegetal (produto final). Assim, o objetivo da regulamentação da atividade é retirar os produtores do mercado informal em todo o país.

4.14. Instrumento Selecionado

Com base na pesquisa bibliográfica e em diversas discussões com os stakeholders, foi selecionado um instrumento prioritário dentre os analisados no setor de energia: a criação de uma nova versão do Decreto para Geração de Energia Elétrica Offshore.

O potencial offshore brasileiro é extenso, tem ventos intensos e é relativamente raso a quilômetros de distância da costa. Além disso, o Brasil possui conhecimento técnico dos setores eólico *onshore* e *offshore* de O&G. Portanto, as condições e experiências do país podem contribuir para o desenvolvimento sustentável do setor eólico offshore (GUIMARÃES, 2020).

Por outro lado, a falta de parques eólicos offshore no Brasil está relacionada não apenas a aspectos técnicos e econômicos, mas também a aspectos legais e regulatórios. A falta de um marco legal e regulatório pode levar à insegurança jurídica e alienação dos investidores (OCDE, 2012; PEREIRA, 2017).

O desenvolvimento de uma regulamentação robusta que proporcione segurança jurídica e regulatória para o desenvolvimento de parques eólicos offshore no Brasil traria benefícios aos investidores. Também beneficiaria a sociedade, que teria uma maior oferta de energia a partir de uma fonte renovável com impacto ambiental relativamente baixo, o que pode contribuir para a geração de emprego e aumento de renda.

Primeiramente, sugere-se a inclusão de aspectos ambientais no processo de concessão. Apesar da existência da etapa de licenciamento ambiental pelo Ibama, a Agência Federal do Ministério do Meio Ambiente (MMA), a destinação de áreas para o desenvolvimento de parques eólicos offshore pode envolver uma análise prévia das áreas adequadas para a atividade. Atualmente, a atribuição prevista consiste em oferecer prismas previamente delimitados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), e de acordo com o ordenamento do território da Comissão Interministerial para os Recursos do Mar (CIRM) que não abrangem algumas especificidades para as atribuições dos aspectos por esse motivo, sugere-se a inclusão do Ministério do Meio Ambiente (MMA).

Ainda em relação à identificação das áreas mais adequadas para o desenvolvimento dessa atividade, a responsabilidade pela execução do Plano de Espaço Marinho (PEM) no Brasil foi atribuída à Comissão

Interministerial para os Recursos do Mar (CIRM), conforme mencionado no Decreto. No entanto, de acordo com CORREA (2022), o Brasil não será capaz de cumprir o compromisso internacional da Conferência dos Oceanos da ONU em 2017, um compromisso voluntário de implementar o PEM no país até 2030. Portanto, na ausência do PEM, a sugestão é que as áreas sejam definidas por meio da ação conjunta do MME e do MMA.

Com o desenvolvimento do PEM, será possível elaborar mapas de sensibilidade ambiental, identificando as áreas mais e menos adequadas para a instalação de parques eólicos *offshore*, à semelhança do que a FEPAM desenvolveu para a energia eólica no estado do Rio Grande do Sul. A FEPAM é o órgão ambiental estadual do Rio Grande do Sul, um estado do sul do Brasil. Assim, a sugestão é a criação de mapas que contribuam para o setor *offshore*:

- Mapa de sensibilidade ambiental em 4 níveis: sem informação, sensibilidade muito baixa, baixa sensibilidade, sensibilidade média e alta sensibilidade;
- Mapa de sensibilidade ambiental com a definição de áreas inadequadas para parques eólicos *offshore*.

No entanto, enquanto esses mapas não são construídos, é possível fazer uma análise mais simplificada para identificar áreas de sensibilidade ambiental, avaliando os seguintes aspectos: proximidade de unidades de conservação, áreas de preservação permanente ("APPs"), rotas migratórias da fauna, recifes de corais e áreas próximas ao litoral.

Outro aspecto que deve ser analisado e implementado na atualização do Decreto é a definição de uma metodologia para solucionar casos com múltiplos projetos sobrepostos (item iii). Essa questão fica ainda mais evidente quando percebemos que já existem pedidos de licenciamento sobrepostos com o IBAMA. Assim, o estabelecimento de regras e diretrizes por meio da legislação promove não só maior segurança para as empresas, mas também para a sociedade diretamente afetada pelo empreendimento.

Sugere-se uma metodologia que leve em consideração aspectos técnico-econômicos e ambientais. Assim, desenvolvemos uma metodologia que consiste em atribuir pontuações e pesos aos diferentes projetos apresentados pelos empreendedores. Trata-se de uma ponderação ilustrativa e preliminar, onde 60% da ponderação se refere à confiabilidade das empresas e 40% à qualidade ambiental dos projetos. O quadro 1 do anexo 1 contém os pormenores dos critérios e respectivos pesos. Os critérios são:

- Número de projetos eólicos *offshore* para os quais a empresa fez medições, projeto e estruturação;
- Número de projetos eólicos *offshore* em que a empresa realizou construção e operação. Esta experiência deve ser demonstrada para projetos que já entraram em operação e já geraram o primeiro kWh de energia;
- Demonstração de experiência na construção e/ou operação de projetos de transmissão ou geração de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável não convencional em mercados

emergentes (que aderiram à OCDE a partir de 2010 ou não são membros da OCDE). Os projetos para os quais a experiência é credenciada já devem ter começado a operar;

- Distância de áreas de sensibilidade ambiental;
- Programas de mitigação socioambiental a serem realizados durante a implantação, operação e descomissionamento do parque eólico.

Deve-se notar que os três primeiros critérios foram inspirados na Lei publicada pela Colômbia sobre a atribuição de áreas para o desenvolvimento eólico *offshore*. Os dois últimos critérios foram inseridos devido à necessidade de inclusão da variável ambiental na análise.

Em relação ao item iv, estabelecer prazos e regras para a apresentação das declarações é essencial para o processo. A criação de um balcão único para a apresentação de DIPs também favoreceria tanto os investidores quanto os órgãos e entidades, pois reduziria a burocracia de contato com diferentes atores e o tempo necessário para realizar essa etapa.

Sobre o desenvolvimento da energia eólica *offshore*, sabe-se que esse crescimento foi impulsionado pela facilitação de políticas e incentivos em diversos países do mundo (IRENA, 2016). Portanto, o Brasil pode seguir o mesmo caminho de desenvolvimento e promover ações para o crescimento do setor no país, conforme mencionado no item v. Uma das opções seria a criação de leilões exclusivos para esta fonte no mercado regulado de energia.

Outro aspecto que o Brasil deve avaliar e implementar é o valor a ser cobrado pela concessão de prisms. O GWEC (2022) identificou diferentes direitos de arrendamento ao fundo do mar em diferentes países:

"Na Dinamarca, Holanda e Alemanha, locais de projeto específicos são selecionados e dados detalhados são fornecidos antes da licitação de estágio único. No Reino Unido, EUA e Taiwan, alguns dados são compartilhados, mas o ônus é dos desenvolvedores para realizar pesquisas detalhadas e obter consentimento antes de entrar na segunda fase da licitação para um contrato de compra de energia. Ambas as abordagens funcionam e alguns desenvolvedores preferem a existência de diversas abordagens que possam ajudar a mitigar o risco em seus portfólios."

As taxas também variam entre os países (Tabela 5). Por exemplo, a Dinamarca não cobra pelo arrendamento, mas na maioria dos países, existem taxas e aluguéis do fundo do mar. Em média, as taxas operacionais equivalem a 2% da receita bruta.

Tabela 5. Taxas de leasing por países

País	Órgão público	Fase/elemento do projeto	Locadora	Unidades
Inglaterra e País de Gales	A Propriedade da Coroa	Operação	2%	Da receita bruta
Países Baixos	O Governo Central Real Estate Agency	Operação	€0.98 (USD1.15)	Por MWh
		Construção	€650 (USD763)	Por MW por ano
		Cabos de matriz	€3.29 (USD3.86)	Por m ² (pagamento único)
Escócia	Crown Estate Escócia	Operação	£1.07 (USD 1.48)	Por MWh
Estados Unidos	Gabinete de Gestão de Energia Oceânica	Construção	USD 3.00	Por acre por ano
		Operação	2%	Por receita bruta
		Cabo de exportação	USD 70.00	Por milha

Fonte: GWEC, 2022.

Este trabalho não define uma taxa de arrendamento para o Brasil. O país precisa avaliar e escolher um valor que não impeça o interesse dos investidores, mas que seja suficiente para gerar aquisições especulativas dessas áreas.

5. Referências

- AGÊNCIA ESTADUAL DE NOTÍCIAS (2007) Carvão vegetal, agora regulamentado. Paraná, August, 21, 2007. Available at: <http://www.biologia.seed.pr.gov.br/modules/noticias/article.php?storyid=29>
- ANP (2021). Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2021/ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. – Rio de Janeiro. Available at: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2021/anuario-2021.pdf>
- ANP (2021). Inventário de emissões de gases de efeito estufa (GEE) referente aos contratos de partilha de produção. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Available at: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/inventario-de-emissoes-de-gases-de-efeito-estufa-gee-referente-aos-contratos-de-partilha-de-producao>
- ANP (2022). Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural. Available at: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>
- Barroso, L. A., Kelman, R. & Gaspar, L. de S. (2020). Panorama e Perspectivas para o Gás Natural no Brasil. Editora Brasil Energia 1-58
- BRASIL (2022). DECRETO N° 10.946, DE 25 DE JANEIRO DE 2022. Available at: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2022/Decreto/D10946.htm
- BRASIL (2021). LEI No 14.134, DE 8 DE ABRIL DE 2021, Brasília, Brasil. Available at: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14134.htm.
- BRASIL (2022). BRASIL, LEI N° 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022. Available at: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>.
- Correa (2022). Bases para o desenvolvimento regional com foco na economia azul: realidade ou panacea?. Available at: https://repositorio.enap.gov.br/bitstream/1/6997/1/Disserta%C3%A7%C3%A3o-PDF%20Giuliana_Correa%28vers%C3%A3o%20final_mar22_catalogada%29.pdf
- EPE (2016). Cálculo e revisão da garantia física de energia de empreendimentos termelétricos movidos a biomassa com CVU nulo com base na geração de energia elétrica verificada. N EPE-DEE-RE-088/2016. 20 oct. 2016. 42 p. (pdf) Available at: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-523/topico-548/EPE_DEE_RE_083_2016_r1_Calc_Rev_GF_por_Ger_Verif_2016.pdf
- EPE (2020). Previsão de Produção de Petróleo e Gás Natural. Available at: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/Caderno%20de%20Previs%C3%A3o%20de%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20Petr%C3%B3leo%20e%20G%C3%A1s%20Natural_final.pdf
- EPE (2022a). Balanço Energético Nacional: Relatório Síntese. Available at: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN_S%C3%ADntese_2022_PT.pdf
- EPE (2022b). BEN - Séries Históricas e Matrizes. Capítulo 1 (Análise Energética e Dados Agregados) 1970-2021. [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-145/topico-515/Cap%C3%ADtulo%201%20\(An%C3%A1lise%20Energ%C3%A9tica%20e%20Dados%20Agregados\)%201970-2021.xls](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-145/topico-515/Cap%C3%ADtulo%201%20(An%C3%A1lise%20Energ%C3%A9tica%20e%20Dados%20Agregados)%201970-2021.xls)
- Guimarães, Bruna Silveira (2020). O licenciamento ambiental de empreendimentos eólicos offshore: histórico mundial e diretrizes para o Brasil. Dissertação de Mestrado – Programa de Planejamento Energético. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE. Available at: <http://www.ppe.ufrj.br/images/BrunaGuimar%C3%A3es-Mestrado.pdf>
- GREEN CLIMATE FUND (2020). Financial Instruments for Brazil Energy Efficient Cities (FinBRAZEEC). Available at: <https://www.greenclimate.fund/project/fp065>
- GWEC (2022). GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2022. Available at: https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/06/GWEC-Offshore-2022_update.pdf
- IBP (2021). Metas compulsórias anuais do Renovabio (Ciclo 2022 - 2031). Available at: http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=9082c591-637c-b81d-416e-2611198867ed&groupId=36112

- IBAMA (2022). Mapas de projetos em licenciamento - Complexos Eólicos Offshore. Available at: <http://www.ibama.gov.br/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>
- IPEA. ANÁLISE DO ARCABOUÇO LEGAL ASSOCIADO AO DESENVOLVIMENTO DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE NO BRASIL. Available at: http://www.mestrado-profissional.gov.br/sites/images/mestrado/turma2/felipe_pereira.pdf
- IRENA (2016), Innovation Outlook: Offshore Wind, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- JORNAL DA CANA (2019). Biomassa deve ter leilão específico, defende a Cogen. 13, sep. 2019. Available at: <https://jornalcana.com.br/biomassa-deve-ter-leilao-especifico-defende-a-cogen/>
- La Rovere E., Dubeux C., Wills W. Walter, K. C., Napolini, G. Hebeda O., Gonçalvez D. N. S., Goes, G. V., D'Agosto M. A., Nogueira E. C., Cunha H. F., Gesteira C., Treut G., Cavalcanti G., Bermanzon M. (2021). Policy lessons on deep decarbonization in large emerging economies. Available at: <https://www.iddri.org/en/publications-and-events/report/policy-lessons-deep-decarbonization-large-emerging-economies>. Accessed on 01 January 2022.
- MME/EPE (2020). Plano Nacional de Energia 2050. Available at: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio_Final_do_PNE_2050.pdf.
- OCDE (2012). *Recomendação do Conselho sobre política regulatória e governança*. Available at: <https://www.oecd.org/publications/recomendacao-do-conselho-sobre-politica-regulatoria-e-governanca-9789264209084-pt.htm#:~:text=Publications,Recomenda%C3%A7%C3%A3o%20do%20Conselho%20sobre%20pol%C3%ADtica%20regul%C3%B3ria%20e%20governan%C3%A7a,fazer%20progredir%20a%20reforma%20regul%C3%B3ria>.
- PETROBRAS (2020). Caderno de mudança do clima. Available at: <https://petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/meio-ambiente/mudancas-do-clima/>.
- PORTUGAL (2021). Preço de carbono supera os 50 euros por tonelada. Available at: <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc22/comunicacao/noticia?i=preco-de-carbono-supera-os-50-euros-por-tonelada>
- Unterstell and La Rovere, et al. (2021). Climate and Development: Visions for Brazil 2030. Available at: <www.climaesociedade.org>. Accessed on 01 January 2022.
- Pereira, Felipe (2017). Análise do arcabouço legal associado ao desenvolvimento de parques eólicos offshore no Brasil. Dissertação de mestrado. Instituto de pesquisa econômica aplicada - IPEA. Brasília, DF, 2017.

Apêndice 1 – Instrumento Proposto para a Produção de Energia Offshore

Nova versão do Decreto para Geração de Energia Offshore

DECRETO nº 10.946, DE 25 DE JANEIRO DE 2022

Dispõe sobre a atribuição de utilização de espaços físicos e a utilização de recursos naturais em águas interiores sob domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a produção de energia elétrica a partir de uma empresa offshore.

CAPÍTULO I

DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 2º Para efeitos do presente Decreto, considera-se:

X – Áreas de sensibilidade ambiental: áreas de relevante interesse ambiental relacionadas às condições de preservação, à presença de espaços territoriais especialmente protegidos e de importância para a conservação da fauna e da flora. Essas áreas podem ser delimitadas e mapeadas usando os resultados do Planejamento do Espaço Marinho (MSP). Na ausência dos mapas de sensibilidade, unidades de conservação, áreas de preservação permanente ("APPs"), rotas migratórias de fauna, recifes de corais e áreas próximas ao litoral podem ser consideradas áreas de sensibilidade ambiental.

XI – Programas de mitigação socioambiental: projetos com escopo, prazo e custo bem definidos, além de metas, indicadores, responsáveis e cronogramas de execução.

CAPÍTULO II

CESSÃO DE UTILIZAÇÃO

Art. 4º A cessão de uso de espaços físicos e o uso de recursos naturais em águas interiores sob domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica offshore estarão sujeitos a **análise conjunta do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério do Meio Ambiente (MMA)**, observado o disposto neste Decreto, nas normas complementares, nos art. 7º, art. 8º e art. 13 da Lei nº 8.617, de 1993, e no art. 18 da Lei nº 9.636 de 1998.

§ 4º O exercício da competência referida no caput diz respeito à zona econômica exclusiva, sendo que a plataforma continental será precedida de **análise conjunta do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério do Meio Ambiente (MMA)**, que avaliarão se a mesma área já foi reivindicada ou destinada a outro empreendimento.

Art. 8º O Ministério de Minas e Energia (MME) e o **Ministério do Meio Ambiente (MMA)** poderão estabelecer limite máximo para a área cuja utilização poderá ser atribuída no mesmo contrato, de acordo com o interesse público e as diretrizes estabelecidas pelas normas complementares.

CAPÍTULO III

PROCEDIMENTO DE CESSÃO DE UTILIZAÇÃO

Art. 11º. Sem prejuízo do cumprimento de outros requisitos previstos na legislação, os editais de licitação para a cessão de uso de que trata este Decreto deverão observar:

II – O critério para julgamento da licitação será aquele de maior retorno econômico para a transferência do prisma. No entanto, aspectos técnico-econômicos e ambientais também serão considerados.

III – Os critérios de qualificação estão detalhados na Tabela 6, que são utilizados em caso de concorrência e/ou sobreposição entre duas ou mais empresas.

Tabela 6. Critérios de qualificação para cessão de uso de área para a produção de energia elétrica a partir de uma empresa offshore

CRITÉRIOS	CLASSIFICAÇÃO	PONDERAÇÃO	
1	Número de projetos eólicos offshore para os quais a empresa fez medições, projeto e estruturação	Pontos 1 a 10. O proponente com mais projetos receberá 10 pontos e o proponente com menos experiência receberá 1 ponto. A pontuação dos outros licitantes será determinada por aproximação linear.	20%
2	Número de projetos eólicos offshore em que a empresa realizou construção e operação. Esta experiência deve ser demonstrada para projetos que já começaram a operar e já geraram o primeiro kWh	Pontos 1 a 10. O licitante que apresentar o maior número de projetos terá 10 pontos, e o licitante com menos experiência 1 ponto. As outras pontuações dos licitantes serão determinadas por aproximação linear.	30%
3	Demonstração de experiência na construção e/ou operação de projetos de transmissão ou geração de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável não convencional em mercados emergentes (que aderiram à OCDE a partir de 2010 ou não são membros da OCDE). Os projetos para os quais a experiência é credenciada já devem ter começado a operar	Sem experiência: 0 pontos Com experiência: 5 pontos Com experiência no Brasil: 10 pontos	10%
4	Distância de áreas de sensibilidade ambiental	Pontos 1 a 10. O licitante com a maior distância receberá 10 pontos, e o licitante com a menor distância será premiado com 1. Os outros licitantes serão determinados por aproximação linear.	20%
5	Programas de mitigação socioambiental a serem realizados durante a implantação, operação e descomissionamento do parque eólico	Pontos 1 a 10. Os licitantes que trouxerem maiores benefícios sociais e ambientais terão pontuações mais altas.	20%

§ 1º A falta de informação para a avaliação de um desses critérios resultará em nota 0 na avaliação dos referidos critérios. Essas informações devem ser fornecidas além das fornecidas durante a fase de qualificação e terão como objetivo apoiar o cumprimento dos critérios de qualificação.

Secção I Atribuição planejada

Art. 12º. O Ministério de Minas e Energia e o Ministério do Meio Ambiente são responsáveis por definir os prismas disponíveis a serem oferecidos nos processos de cessão planejados após consulta à Empresa de Pesquisa Energética – EPE e Aneel.

§ 3º Após a publicação do PEM, o Ministério de Minas e Energia, juntamente com o Ministério do Meio Ambiente, deverá publicar mapas de sensibilidade ambiental, identificando as áreas mais adequadas e menos adequadas para a instalação de parques eólicos offshore. No entanto, enquanto esses mapas não são construídos, é possível fazer uma análise mais simplificada para identificar áreas de sensibilidade ambiental, avaliando os seguintes aspectos: proximidade de unidades de conservação, áreas de preservação permanente ("APPs"), rotas migratórias da fauna, recifes de corais e áreas próximas ao litoral.

Secção II Atribuição Independente

Art. 15. Após o recebimento do pedido de cessão de uso independente, o Ministério de Minas e Energia verificará se há sobreposição entre a área solicitada e os prismas que já foram cedidos ou que estão em processo de cessão.

§ 2º Caso o interessado não observe o prazo fixado, aplicar-se-á o critério de desempate de acordo com a metodologia detalhada no art. 11. Dessa forma, as propostas das empresas serão julgadas, avaliando principalmente os aspectos técnico-econômicos e ambientais.

Art. 16º. Caso não haja sobreposição a que se refere o art. 15, o interessado solicitará o DIP, nos termos do disposto no art. 10. **Se houver sobreposição, os DIPs devem ser selecionados após a determinação da empresa com a maior pontuação na metodologia detalhada no art. 11.**

Apêndice 2 – Oportunidade de Investimento – Geração de Energia Termelétrica Utilizando Biogás a Partir de Vinhaça e outros Resíduos da Produção de Etanol e Açúcar

I. INFORMAÇÕES BÁSICAS DO PROJETO		
1	Título da atividade do projeto (AP)	Geração de energia termelétrica utilizando biogás a partir de vinhaça e outros resíduos da produção de etanol e açúcar
2	Escala da atividade do projeto	Grande Escala (acima de 15MW). Para obter mais detalhes, acesse as diretrizes para o mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL).
3	Localização da atividade do projeto	Em nível de país, com foco em usinas termelétricas existentes e novas ao lado de produtores de cana-de-açúcar.
4	Tecnologia / serviço / outro	Geração de energia termelétrica utilizando biogás a partir de vinhaça e outros resíduos da produção de etanol e açúcar
5	Setor econômico	Transição energética
6	Redução média anual das emissões de GEE (t CO ₂ e)	A média anual de emissões evitadas de GEE é de 1,1 Mt CO ₂ e/ano, de acordo com estimativas do Projeto DDPBIICS.
7	Data	Esta ficha de projeto foi escrita em outubro de 2021
8	Informações de contato	<p>Primeira representante (Empresa de Energia): Débora Cardoso Vieira Oliver / Raízen Geo Biogás Cargo: Diretor de Operações (COO) e-mail: debora.vieira@raizen.com/ Telefone: 11 99649-6913</p> <p>Segundo representante: Alysson de Camargo de Oliveira Empresa: Geo Biogás e Tecnologia / Gerente de Processos e-mail: a.oliveira@geobiogas.tech Telefone: 43 99171-0463</p> <p>Terceira representante: Bruna Guimarães, Pesquisadora, Centro Clima/Coppe/Universidade Federal do Rio de Janeiro Informações de contato da terceira representante: brunasvg@ppe.ufrj.br/ +55 21 96528-0380</p> <p>Quarta representante: Fernanda Westin, Pesquisadora, Centro Clima/Coppe/Universidade Federal do Rio de Janeiro Informações de contato da quarta representante: fernanda@lima.coppe.ufrj.br/ +55 21 99871-9841</p> <p>Quinta representante: Lisandra Mateus, Pesquisadora, Centro Clima/Coppe/Universidade Federal do Rio de Janeiro Informações de contato da quinta representante: lisandramateus@ppe.ufrj.br/ +55 21 99828-3334</p>

II. DESCRIÇÃO DA ATIVIDADE DO PROJETO (PA)		
1	Descrição do projeto	<p>O Brasil é um grande produtor e consumidor de bioenergia. Há vantagens competitivas significativas para a expansão do uso de biomassa, especialmente quando se considera resíduos agrícolas e florestais. Essa tecnologia já está desenvolvida no país, mas não é aplicada em todo o seu potencial. Ou seja, não pode se traduzir em projetos financiáveis devido a uma série de barreiras e dificuldades. Desta forma, a dinâmica do projeto consiste em aumentar o nível de implantação deste tipo de tecnologia, assumindo também que os instrumentos propostos serão aplicados para a sua viabilidade.</p> <p>O investimento em usinas termelétricas de biomassa levaria à expansão desse tipo de fonte em outras regiões do Brasil, beneficiando investidores e produtores de biomassa. Além disso, pode contribuir positivamente para a redução da poluição e dos benefícios para a saúde, substituindo os combustíveis fósseis no setor elétrico. Seria um passo fundamental na diversificação do mix energético (EPE, 2018a).</p> <p>A tecnologia escolhida para o desenvolvimento desta nota conceitual baseia-se na tecnologia utilizada pela Raízen na usina termelétrica Bonfim, que gera energia elétrica a partir do biogás utilizando resíduos da produção de etanol e açúcar: vinhaça e torta de filtro (SEBIGASCOTICA, 2022).</p>
2	Números-chave da tecnologia	<p>A tecnologia escolhida para o desenvolvimento desta nota conceitual é baseada na tecnologia utilizada pela Raízen na usina termelétrica Bonfim. A tecnologia Covered Lagoon Bio Reactor (CLBR) é baseada em biodigestores na forma de uma lagoa de biogás coberta com seus próprios sistemas de recirculação, com a recuperação do gás produzido. Os processos de biodigestão da vinhaça utilizando essa tecnologia alcançaram indicadores até 15% mais eficientes do que os referenciais teóricos. Ao contrário dos digestores tradicionais, o CLBR pode ser dimensionado para o volume de digestão nas taxas de fluxo mais altas de efluentes do processo industrial para garantir a estabilidade biológica da digestão anaeróbica. Além disso, a CLBR pode utilizar diferentes tipos de resíduos no processo: resíduos orgânicos, líquidos, semilíquidos e sólidos agroindustriais (como resíduos de açúcar e etanol); efluente de tratamento de óleo de palma; águas residuais de tapioca; estrume de suínos; e outros (SEBIGASCOTICA, 2020; SEBIGASCOTICA, 2022).</p> <p>As principais vantagens do CLBR são: possuem baixos custos de instalação e operação; Soluções à medida com base na biomassa disponível e definida pelo cliente; Operação segura da instalação por meio de um projeto específico destinado a reduzir os riscos em caso de tempestades sazonais, típicas em regiões tropicais (SEBIGASCOTICA, 2020; SEBIGASCOTICA, 2022).</p> <p>Esse tipo de usina funcionaria em usinas termelétricas existentes e novas junto aos produtores de cana-de-açúcar, reduzindo os custos de logística e transporte, e proporcionando um destino mais adequado para os resíduos agroindustriais. É uma alternativa com alto potencial de replicabilidade, considerando o potencial do setor sucroalcooleiro no Brasil. Só a Raízen tem outros 30 parques de bioenergia onde o modelo com algumas variações poderia ser replicado.</p> <p>Sabe-se que para cada 1 litro de álcool produzido, em média, 12 litros de vinhaça são gerados como resíduo e utilizados como fertirrigação em canaviais. Estimativas relatam que o setor tem a capacidade de gerar biogás a uma taxa de 3x mais do que a Agricultura e 8x mais do que o Setor de Saneamento.</p> <p>A usina do Bonfim é a 2ª maior operação de moagem de cana-de-açúcar da Raízen, com capacidade de 5 milhões de toneladas/ano, e gera 2,3 bilhões de litros de vinhaça por ano. A capacidade de geração da usina é de 21MW, sendo 17MW provenientes apenas da vinhaça (SEBIGASCOTICA, 2020).</p>
3	Descrição técnica da medida de mitigação	<p>De acordo com a EPE (2021), em 2020, 9% da oferta de energia elétrica no Brasil veio da biomassa (lenha, bagaço de cana-de-açúcar, água sanitária, biodiesel e outras fontes primárias), em torno de 58 TWh. Considerando apenas a geração termelétrica, a biomassa foi responsável por 37,4% da geração. Por fim, o biogás representou apenas 0,1% da capacidade instalada de geração de energia elétrica.</p>

		<p>Segundo o Canal Energia (2021), o Brasil tem potencial para gerar 47 bilhões de m3 de biogás por ano. Esse potencial poderia suprir aproximadamente 34% da demanda de eletricidade do país. Como incentivo ao setor, o país aderiu ao Compromisso Global de Metano, que prevê uma redução de 30% nas emissões até 2030.</p> <p>Portanto, esta fonte já é técnica e economicamente viável. No entanto, por se tratar de uma fonte renovável e que ajuda a remover carbono, é importante promover incentivos para a sua expansão.</p>
4	Participantes do projeto	<p>Partes envolvidas: – Brasil (Parte anfitriã) Participantes do projeto: – Produtores de cana-de-açúcar – Empresas privadas (Geração de eletricidade via usinas termelétricas de biomassa)</p> <p>Exemplo: Para a construção de usinas de energia utilizando tecnologia de conversão de torta de filtro e vinhaça (subprodutos da cana-de-açúcar) como matéria-prima, algumas das empresas poderiam ser: Geo Biogas and Tech (biodigestores verticais para torta), Sebigás (lagoas de biodigestão de vinhaça), Paques (sistema de dessulfurização), Innio Jenbacher (motores).</p>
5	Potencial de redução de emissões de GEE	<p>O potencial de redução das emissões de GEE pode variar dependendo do tipo de biomassa utilizada nos projetos, uma vez que existe uma grande variedade de biomassa e suas características intrínsecas</p> <p>Ainda, calculou-se o impacto do aumento da geração de energia elétrica com biomassa com base nas projeções do Projeto DDPBIICS, conforme detalhado na Tabela 7. Os principais pressupostos e dados utilizados foram:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Utilização de valores médios para custos e fatores de emissão; • As projeções seguem os resultados do Projeto DDPBIICS; • Fator médio de emissão da usina de biomassa: 0,012 t CO₂e/MWh (SEEG, 2018); • Fator médio de emissão da usina a gás natural: 0,479 t CO₂e/MWh (SEEG, 2018). <p>Para calcular as emissões evitadas pela aplicação do projeto a cada ano, considerou-se a substituição de usinas a gás natural por usinas de biomassa, e a geração de 2021 foi estabelecida como valor base para fins de comparação.</p> <p>Os resultados mostram que a média de emissões evitadas de GEE atinge 1,1 Mt CO₂e/ano. Além disso, as emissões anuais evitadas de GEE atingiriam até 3,5 Mt CO₂e em 2030 e 21,7 Mt CO₂e em 2050. Até 2050, o potencial de mitigação acumulado atinge 72,7 Mt CO₂e</p> <p>As projeções mostram um atraso no desenvolvimento de usinas de biomassa no curto-médio prazo, mas o potencial aumenta significativamente até 2050. Além disso, as projeções mostram o potencial mínimo, de modo que a resposta real do setor à implementação de tais usinas, pode ser muito melhor.</p> <p>*Tabela 7: Projeções de geração de eletricidade de usinas de biomassa e respectivo potencial de mitigação.</p>
6	Mercado-alvo e potencial	<p>Há um aumento potencial de aproximadamente 15% na geração de energia de biomassa em 2030, que pode dobrar em 2050.</p>

Tabela 7. Projeção de usinas de biomassa, geração de energia elétrica e respectivo potencial de mitigação

Ano	Capacidade instalada (MW)	Capacidade instalada adicional (MW)	Geração de eletricidade (MWano)	Emissões mitigadas em relação a 2021 (Mt CO ₂ e)	Mitigação cumulativa do projeto (Mt CO ₂ e)
2021	14,025	-	5,230	-	-
2022	14,185	160	5,275	0.2	0.2
2023	14,330	145	5,331	0.4	0.6
2024	14,330	0	5,364	0.5	1.1
2025	14,470	140	5,420	0.8	1.9
2026	14,470	0	5,454	0.9	2.8
2027	14,470	0	5,454	0.9	3.8
2028	14,470	0	5,587	1.5	5.2
2029	14,470	0	5,621	1.6	6.8
2030	14,470	0	6,089	3.5	10.3
2035	17,970	3,500	7,355	8.7	19.0
2040	22,544	4,574	8,959	15.3	34.3
2045	26,966	4,422	9,328	16.8	51.0
2050	31,713	4,747	10,531	21.7	72.7

Fonte: Autores.

III. FINANCIAMENTO DE PROJETOS		
1	Principais detalhes de financiamento de projetos/financiamento estruturado	<p>Este projeto não consiste em uma configuração específica de usinas térmicas de biomassa, uma vez que uma grande variedade de biomassa pode ser usada. Como tal, os custos variam de planta para planta.</p> <p>Ainda, foram calculados os custos médios com base nas projeções do Projeto DDPBIICS, considerando a capacidade instalada e a geração de energia elétrica mostradas na Tabela 7. Os resultados são apresentados na Tabela 8. Os pressupostos incluem: As projeções seguem os resultados do Projeto DDPBIICS; foram utilizados valores médios de custo (EPE, 2020; La Rovere et al., 2021).</p> <p>*Quadro 8: Projeções de custos</p>
2	Fontes de financiamento	A atividade do projeto será financiada por entidades privadas.
3	Créditos de carbono	Não se espera que o projeto seja (co)financiado por meio de padrões de crédito de carbono.
4	Custo por tonelada de carbono (\$/t CO ₂ e)	O custo por tonelada de carbono até 2030 é de 106 USD/t CO ₂ e. A estimativa de custo para 2050 é de 73 USD/t CO ₂ e. O cálculo é baseado nas projeções do Projeto DDPBIICS (Ver Tabela 8). Taxa de câmbio de 2020
5	Risco de financiamento	<ul style="list-style-type: none"> -Custo da termelétrica - Necessidade de criação de contratos para disponibilidade de biomassa - Custo de concorrência com outras fontes de energia, uma vez que as termelétricas devem participar de leilões de energia para serem conectadas à REDE brasileira
6	Modelagem financeira	Este projeto é um modelo inicial; portanto, não possui um modelo financeiro.
7	Modelo de aquisição	Produtor Independente de Energia (IPP)
9	Estágio do projeto	3. Fase de viabilidade
10	Suporte de assistência técnica	A implantação do projeto depende da aceitação das empresas privadas e dos geradores de cana-de-açúcar. Além disso, exigirá suporte técnico de empresas de engenharia para cada sistema implantado.

Tabela 8. Projeções de custos para geração com biogás a partir de vinhaça e outros resíduos da produção de etanol e açúcar

Ano	OPEX (milhões USD)	CAPEX (milhões USD)	Custo total (milhões USD)
2021	490	24	514
2022	500	42	543
2023	504	56	561
2024	504	56	561
2025	513	70	582
2026	513	70	582
2027	517	70	587
2028	517	70	587
2029	536	70	605
2030	554	70	624
2030-2035	697	398	1.096
2035-2040	859	853	1.713
2040-2045	1.120	1.291	2.410
2045-2050	1.313	1.766	3.079
		Total	14.044

Nota: 2020 Taxa de variação.
Fonte: Autores.

IV. BARREIRAS E RISCOS DO PROJETO

1	Barreiras e riscos do projeto	<ul style="list-style-type: none"> - Custo da usina termelétrica - Dependência da cultura da cana-de-açúcar - Sazonalidade - Falta de garantia de disponibilidade de biomassa (necessidade de contratos) - Nem todas as tecnologias são adequadas para uso na geração de resposta rápida
2	Condições favoráveis	<ul style="list-style-type: none"> - Desenvolvimento de um regulamento como o Renovabio (ou atualização da Lei Renovabio), ampliando-o para incluir a biomassa como fonte de energia no setor elétrico - Interesse de produtores e investidores de cana-de-açúcar em participar de um programa de incentivo às fontes renováveis. - Incentivos financeiros - Desenvolvimento de condições de mercado
3	Desenvolvimento de políticas	<ul style="list-style-type: none"> - Realização de leilões de energia exclusivos para biomassa - Desenvolvimento de um regulamento como o Renovabio (ou atualização da Lei Renovabio), ampliando-o para incluir a biomassa como fonte de energia no setor elétrico.

V. INFORMAÇÕES E DOCUMENTAÇÃO ADICIONAIS		
1	Benefícios e riscos sociais, econômicos e ambientais	<p>As termelétricas de biomassa são uma fonte renovável e firme (mas sazonal) sem a intermitência das fontes eólicas e solares. Apresentam a possibilidade de serem expedidos centralmente, permitindo ao Operador Nacional do Sistema (ONS) um maior grau de flexibilidade na gestão da fonte quando comparada com outras fontes renováveis. Algumas rotas de biomassa se enquadram na exigência de um recurso controlável com resposta rápida (e resposta rápida e variável), mais especificamente, aquelas que utilizam tecnologias de motores (ciclo Otto e ciclo Diesel) e turbinas aeroderivadas do ciclo Brayton, que são as tecnologias mais adequadas para esse fim. Portanto, algumas delas podem contribuir para uma maior segurança energética (EPE, 2018a). É uma fonte de energia renovável que gera poucos poluentes em comparação com as fontes não renováveis, com um custo relativamente baixo para reutilização, uma alta capacidade de reutilização de resíduos do setor sucroalcooleiro e menor risco ambiental. Além disso, a cana-de-açúcar tem disponibilidade sazonal em períodos que coincidem com regimes hidrológicos baixos, aumentando a segurança do setor elétrico.</p> <p>No caso da biomassa residual, outra vantagem é o aumento da produtividade econômica, uma vez que há geração de valor a partir de subprodutos, bem como a mitigação dos impactos ambientais locais e regionais (EPE, 2018b). Além disso, o resíduo resultante da biodigestão para gerar biogás ainda será utilizado como fertilizante "turbinado", rico em potássio e nitrogênio (FREIRE, 2020).</p> <p>Como impacto negativo, as mudanças climáticas podem afetar a biomassa e a disponibilidade de água, influenciando diretamente o uso da terra. O uso de biomassa para geração termoelétrica pode afetar a produção de alimentos, transferindo o uso de biomassa da produção de alimentos para a geração de energia. Além disso, pode impulsionar a corrida pela terra diretamente (por meio de aquisições de terras para a expansão de sistemas de energia) e indiretamente (por meio de ameaças à segurança alimentar e competição sobre usos da terra) (Scheidel e Sorman, 2012).</p>
2	Potencial transformacional	A atividade atual do projeto visa aumentar a replicação da geração termelétrica utilizando biogás da vinhaça e outros resíduos da produção de etanol e açúcar sobre o território brasileiro, aumentando as energias renováveis no mix elétrico.
3	Aprovações / licenças regulatórias	<p>Para a instalação de novas termelétricas de biomassa:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Agência ambiental para licenciamento - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP (Porque a usina utiliza o biogás como fonte de energia)
4	Consulta pública	As consultas com as partes interessadas assumiram a forma de entrevistas em linha realizadas ao longo da existência do projeto Decarboost. Nessas entrevistas, alguns atores destacaram a vantagem brasileira em relação ao seu potencial de utilização da biomassa na geração de energia elétrica. Eles também destacaram que a criação de incentivos poderia acelerar o crescimento desta fonte, como aconteceu com os biocombustíveis após a criação da Renovabio.
5	Documentação chave e documentos de apoio	<p>ANP. Renovabio. 2021. Available at: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio</p> <p>Centro Clima. DDPBIICS Project Projections. 2021</p> <p>EPE. Papel da Biomassa na Expansão da Geração de Energia Elétrica^a 2018a.</p> <p>Energia em Movimento (2012). https://movimentoenergia.blogspot.com/2012/09/energia-limpa-biomassa.html</p> <p>EPE. Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050. Nota técnica pr 04 18. 2018b.</p> <p>EPE. Balanço Energético Nacional. 2021.</p>

	<p>Scheidel, A., & Sorman, A. H. Energy transitions and the global land rush: Ultimate drivers and persistent consequences. <i>Global Environmental Change</i>, 22(3), 588–595. 2012.</p> <p>La Rovere E., Dubeux C., Wills W. Walter, K. C., Napolini, G. Hebeda O., Gonçalves D. N. S., Goes, G. V., D'Agosto M. A., Nogueira E. C., Cunha H. F., Gesteira C., Treut G., Cavalcanti G., Bermanzon M. (2021). Policy lessons on deep decarbonization in large emerging economies. Available at: https://www.iddri.org/en/publications-and-events/report/policy-lessons-deep-decarbonization-large-emerging-economies. Accessed on 01 January 2022.</p> <p>SEEG. Monitor Elétrico. 2018. Available at: http://monitoreletrico.seeg.eco.br/</p> <p>SEBIGASCOTICA. Biogás de vinhaça: uma realidade. 2020. Available at: http://sebigascotica.com.br/artigo/biogas-de-vinhaca-uma-realidade.html</p> <p>SEBIGASCOTICA. CLBR – Covered Lagoon Bio Reactor. 2022. Available at: http://sebigascotica.com.br/technology/clbr?lang=en</p>
--	--