

Brasil 2045

CONSTRUINDO UMA POTÊNCIA AMBIENTAL

VOLUME 4

Futuro da Energia: visão do Observatório do Clima para uma transição justa no Brasil

Estratégia Brasil 2045

Futuro da Energia: visão do Observatório do Clima para uma transição justa no Brasil

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
(Câmara Brasileira do Livro, SP, Brasil)**

Futuro da energia [livro eletrônico] : visão do observatório do clima para uma transição justa no Brasil / [organização Suely Araújo e David Tsai ; redação e edição Felipe Betim]. -- São Paulo : Laboratório do Observatório do Clima (LABOC), 2024. -- (Brasil 2045: construindo uma potência ambiental ; 4)

PDF

Vários autores.

ISBN 978-65-998407-8-4

1. Crescimento econômico 2. Energia 3. Energia - Fontes alternativas - Aspectos econômicos 4. Fontes energéticas renováveis - Brasil 5. Gases do efeito estufa - Aspectos ambientais 6. Mudanças climáticas - Brasil I. Araújo, Suely. II. Tsai, David. III. Betim, Felipe. IV. Série.

24-246427

CDD-333.794

Índices para catálogo sistemático:

1. Brasil : Energias renováveis : Desenvolvimento sustentável : Economia 333.794

Eliane de Freitas Leite - Bibliotecária - CRB 8/8415

Equipe do secretariado do Observatório do Clima

Suely Araújo
Mirela Coelho
Fábio Ishisaki
Felipe Betim

Equipe do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG) / Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA)

David Tsai
Felipe Barcellos e Silva
Helen Sousa
Ingrid Graces
Ricardo Baitelo
Vinicius Oliveira da Silva

Organizações autoras

1. **350.org**
2. **Associação Rare Brasil**
3. **Engajamundo**
4. **Greenpeace Brasil**
5. **Gambá – Grupo Ambientalista da Bahia**
6. **Instituto Alziras**
7. **Instituto ClimaInfo**
8. **IDEC – Instituto de Defesa de Consumidores**
9. **IEMA – Instituto de Energia e Meio Ambiente**
10. **INESC – Instituto de Estudos Socioeconômicos**
11. **ITDP – Instituto de Políticas de Transporte e Desenvolvimento**
12. **Instituto E+ Transição Energética**
13. **Instituto Internacional Arayara**
14. **Instituto Talanoa**

- 
15. **IEI – International Energy Initiative**
 16. **Oceana Brasil**
 17. **Pólis – Instituto de Estudos, Formação e Assessoria em Políticas Sociais**
 18. **Projeto Hospitais Saudáveis**
 19. **Projeto Saúde e Alegria**
 20. **Purpose Brasil**
 21. **The Climate Reality Project Brasil**
 22. **WRI Brasil – World Resources Institute Brasil**
 23. **WWF Brasil**
-

Organização: Suely Araújo e David Tsai

Redação e Edição: Felipe Betim

Revisão: Suely Araújo, Ricardo Baitelo, Shigueo Watanabe Jr., Anton Schwyter

Design: Bia Gomes (Revuó Design)

SUMÁRIO


CONTEXTUALIZAÇÃO	11
PARTE I – FONTES DE ENERGIA HOJE E AMANHÃ	17
1. GERAÇÃO DE ENERGIA, EMISSÕES DE GEE E INJUSTIÇA ENERGÉTICA: UM PANORAMA GERAL DO BRASIL	19
1.1. As matrizes energética e elétrica e as emissões do setor	20
1.2. A necessária reforma do setor elétrico. Para quem?	23
1.3. Pobreza e injustiça energética: o acesso desigual à energia no Brasil	26
1.4. Os desafios relacionados à gestão da demanda e à eficiência energética	29
2. PETRÓLEO, EXPANDIR OU NÃO? A PRODUÇÃO NO BRASIL E O PAPEL DA PETROBRAS	31
3. O GÁS FÓSSIL NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: NARRATIVA E REALIDADE	35
4. SUBSÍDIOS E ROYALTIES PARA COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS EM MEIO À TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	39
5. TRANSPORTES E MOBILIDADE URBANA	43
5.1. Descarbonizar o transporte de passageiros	45
5.2. Promover migração para modos de transporte mais sustentáveis	45
5.3. Promover o planejamento urbano integrado	47
6. HIDROGÊNIO RENOVÁVEL: POTENCIAL E LIMITES	49
7. PERSPECTIVAS PARA A NOVA INDÚSTRIA: DESCARBONIZAR PARA REINDUSTRIALIZAR	53
8. ENERGIA RENOVÁVEL E MINERAIS ESTRATÉGICOS: OS IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS DA TRANSIÇÃO	57
8.1. Parques eólicos	58
8.2. Usinas hidrelétricas	60
8.3. Biomassa e biocombustíveis	64
8.4. Sistemas de energia solar fotovoltaica	66
8.5. Novas frentes da mineração e seus impactos	68
9. INCINERAÇÃO DE RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA	75
10. ENERGIA NUCLEAR, ALTERNATIVA LIMPA OU CILADA AMBIENTAL?	77
11. O BRASIL NECESSITA USAR CARVÃO MINERAL PARA GERAR ELETRICIDADE?	81



PARTE II – PREMISSAS E DIRETRIZES PARA DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS	85
12. PROJEÇÕES DE CRESCIMENTO ECONÔMICO ALIADO À TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	87
13. PETRÓLEO	91
13.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial	92
13.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC	94
14. GÁS FÓSSIL	97
14.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial	98
14.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC	101
15. BIOCOMBUSTÍVEIS	103
15.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial	104
15.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC	105
16. HIDROGÊNIO	107
16.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial	108
16.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC	109
17. TRANSPORTES	111
17.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial	112
17.1.1. Transporte de passageiros	112
17.1.2. Transportes de carga	115
17.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC	117
17.2.1. Transporte de passageiros	117
17.2.2. Transportes de carga	120
18. INDÚSTRIA	123
18.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial	124
18.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC	124
19. HIDRELÉTRICA, SOLAR E EÓLICA: AS FONTES RENOVÁVEIS DO SETOR ELÉTRICO	127
19.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial	128
19.1.1. Hidrelétricas	129
19.1.2. Fontes eólica e solar	130
19.1.3. Geração Distribuída	132



19.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC	133
19.2.1. Hidrelétricas	133
19.2.2. Fontes eólica e solar	134
19.2.3. Geração Distribuída	134
20. MITIGAÇÃO DOS IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS DAS RENOVÁVEIS E DA MINERAÇÃO	137
20.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial	138
20.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC	140
21. POBREZA E INJUSTIÇA ENERGÉTICA	143
21.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial	144
21.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC	145
22. GESTÃO DE DEMANDAS E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA: PREMISSAS E DIRETRIZES	147
22.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial	148
22.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC	148
23. INCINERAÇÃO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA E GESTÃO DE RESÍDUOS SÓLIDOS	151
23.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial	152
23.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC	155
24. ENERGIA NUCLEAR	157
24.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial	158
24.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC	159
25. CARVÃO	161
24.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial	162
24.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC	162
PARTE III – RESULTADOS E DISCUSSÃO DOS CENÁRIOS DE EMISSÃO	165
26. CENÁRIO VISÃO DO OC	167
26.1. Transporte de cargas	172
26.2. Transporte de passageiros	178
26.3. Cimento, química, outras matérias primas e indústrias	184
26.4. Ferro-gusa e aço e outras metalúrgicas	188
26.5. Geração de eletricidade	192



26.6. Edificações	196
26.7. Agropecuária	198
26.8. Produção de combustíveis	200
27. CENÁRIO TENDENCIAL	203
27.1. Transporte de cargas	206
27.2. Transporte de passageiros	209
27.3. Cimento, química, outras matérias primas e indústrias	212
27.4. Ferro-gusa e aço e outras metalúrgicas	213
27.5. Geração de eletricidade	214
27.6. Edificações	217
27.7. Agropecuária	218
27.8. Produção de combustíveis	219
28. CENÁRIOS COM VARIAÇÃO DA DEMANDA ENERGÉTICA EM FUNÇÃO DO PIB	223
PARTE IV – CONCLUSÕES	229
29. PRINCIPAIS MEDIDAS PARA UMA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA JUSTA	231
ANEXO METODOLÓGICO	235

Brasil 2045



CONTEXTUALIZAÇÃO



O relatório síntese do Balanço Energético Nacional (BEN) 2024,¹ produzido pela Empresa Brasileira de Pesquisa Energética (EPE), mostra que a participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira foi de 49,1% em 2023, um aumento de 1,7 ponto percentual (p.p.) em um ano. Já a participação dessas fontes em nossa matriz elétrica foi de 89,2%, 1,3 p.p. a mais em relação a 2022. Considerando apenas o Sistema Interligado Nacional (SIN), a proporção de fontes renováveis na geração de eletricidade chega a 93%.

Esses números, bastante elevados quando comparados à maior parte dos países, incluindo os membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), se devem à oferta hidráulica, estagnada desde 2010 mas ainda elevada, “associada ao incremento expressivo das fontes eólica e solar na geração de energia elétrica (perda zero), assim como da biomassa”, segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) 2024.² O carvão mineral, por exemplo, representa apenas 4,4% de nossa matriz energética,³ realidade muito distinta de outros países de economia emergente, como a China, a Rússia ou a Índia.

A vantagem comparativa no setor de energia, especialmente na geração de eletricidade, é um dos motivos que levam o Observatório do Clima a afirmar que o Brasil, entre as grandes economias do mundo, é o único país com potencial para alcançar o *status* de carbono negativo até o ano de 2045.⁴ A principal fonte de geração de gases de efeito estufa (GEE) do Brasil está na mudança do uso da terra (MUT), uma vez que o desmatamento responde por 48,3% de nossas emissões, seguido da agropecuária, com 26,6% das emissões, do setor de energia, com 17,8%, dos resíduos, com 3,9%, e dos processos industriais, com 3,4%, segundo os dados do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG) de 2022.⁵

Se investir na transição energética é útil para qualquer país, isso é especialmente válido para países em desenvolvimento, uma vez que precisam expandir sua infraestrutura numa proporção maior que os países desenvolvidos. Alocar recursos nas energias renováveis garante que o país diminua a necessidade de subsidiar os combustíveis fósseis, de custear seus impactos à saúde pública e

¹ EPE, 2024. **Balanço Energético Nacional (BEN): Relatório Síntese 2024 – Ano Base 2023**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

² EPE, 2024. **Balanço Energético Nacional (BEN): Relatório Síntese 2024 – Ano Base 2023**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

³ EPE, 2024. **Balanço Energético Nacional (BEN): Relatório Síntese 2024 – Ano Base 2023**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

⁴ OBSERVATÓRIO DO CLIMA, 2022. **Brasil 2045 - construindo uma potência ambiental: Volume 1 - Propostas para a Política Ambiental Brasileira em 2023–2024**. Disponível em: <https://www.oc.eco.br/wp-content/uploads/2022/05/2045%E2%80%94VF.pdf>. Acesso em: 17 set. 2024.

⁵ Ver dados do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG). Disponíveis em: <https://plataforma.seeg.eco.br/>. Acesso em: 17 set. 2024.



de refazer investimentos para concluir sua transição energética. Também possibilita a alocação de recursos do bônus da transição para ações que visem combater as desigualdades historicamente perpetuadas no Brasil. Ademais, avançar na descarbonização da matriz energética eleva a influência do Brasil nas negociações internacionais — não apenas climáticas, mas também comerciais.

Pode-se afirmar, contudo, que o alcance efetivo das políticas em prol da descarbonização e da eficiência energética ainda é limitado no país. Houve piora nesse quadro com medidas do governo Jair Bolsonaro (2019-2022) abertamente contrárias ao controle da poluição e à transição energética.⁶ Concretizaram-se incentivos às termelétricas, a redução da verba para pesquisa e desenvolvimento em eficiência energética e a retirada de subsídios à geração solar. Subverteu-se completamente o conceito de transição energética justa ao garantir a contratação de energia carbonífera até 2040.⁷

O terceiro governo Luiz Inácio Lula da Silva incluiu a transição energética em sua narrativa desde o início, colocando o tema como um dos eixos do Plano de Transformação Ecológica liderado pelo Ministério da Fazenda,⁸ mas ainda não trouxe mudanças estruturais nesta perspectiva, nem mesmo propostas de alcance significativo.

Isso ficou patente quando o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou, no dia 26 de agosto de 2024, a Política Nacional de Transição Energética (PNTE). No lançamento, que contou com a presença do Presidente Lula, o Ministério de Minas e Energia estimou o potencial de atrair R\$2 trilhões em investimentos na chamada economia verde nos próximos 10 anos, com a possibilidade de gerar 3 milhões de empregos.

A iniciativa aponta um caminho, uma carta de intenções, mas ainda não traz um plano concreto. Por ora, foram anunciados dois instrumentos para a implementação da política: o Fórum Nacional de Transição Energética (FONTE), um espaço de participação da sociedade nas discussões sobre o tema; e o Plano Nacional de Transição Energética (PLANTE), que ainda será elaborado.

O governo assegura que o plano deverá ser articulado com outras iniciativas governamentais, como o plano Nova Indústria Brasil, o Plano de Aceleração do Crescimento (PAC), a Política Nacional de Mudança do Clima e o Pacto pela Transformação Ecológica — assinado dias antes pelos chefes dos Três Poderes —, entre outros. Também será estruturado com base em doiseixos: setorial, que contemplará

⁶ Ver Resolução Conama nº 493/2019, disponível em https://conama.mma.gov.br/index.php?option=com_sisconama&view=processo&id=2538; Lei nº 14.120/2021, disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14120.htm; e Lei nº 14.182/2021, disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2021/Lei/L14182.htm. Acesso em: 17 set. 2024.

⁷ Ver Lei nº 14.299/2022, disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14299.htm; e ADI nº 7095 no STF, disponível em: <https://portal.stf.jus.br/processos/detalhe.asp?incidente=6361174>. Acesso em: 17 set. 2024.

⁸ MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2023. **Haddad apresenta o Plano de Transformação Ecológica para acelerar crescimento econômico**. Disponível em: <https://www.gov.br/fazenda/pt-br/assuntos/noticias/2023/agosto/haddad-apresenta-o-plano-de-transformacao-ecologica-para-acelerar-crescimento-economico>. Acesso: 17 set. 2024

os setores industrial, elétrico, mineral, de transportes e de petróleo e gás fóssil; e transversal, com foco em marcos legais e regulatórios, no combate à pobreza energética e nas desigualdades, e no ambiente atrativo para investimentos.⁹

Entretanto, o que se vê, na prática, são ações que vão em direção contrária das intenções anunciadas para a transição energética. Vemos com preocupação o constante estímulo para ampliação das atuais fronteiras de exploração e produção de petróleo e gás fóssil, incluindo leilões de novas áreas, além das discussões sobre a continuidade de novos projetos termelétricos com combustíveis fósseis. Essas ações são totalmente contrárias a um verdadeiro entendimento de transição energética.

Cabe reconhecer os importantes e rápidos avanços do atual governo no controle do desmatamento na Amazônia, mas o destaque obrigatório para esse tema, no caso brasileiro, não pode gerar desatenção para o setor de energia, sobretudo quando propostas de expansão da produção de petróleo e gás em áreas sensíveis na perspectiva socioambiental recebem o apoio entusiasmado de autoridades governamentais importantes, como tem ocorrido no debate sobre a exploração da Foz do Amazonas e de outras bacias sedimentares da Margem Equatorial brasileira. O que deveria estar sendo colocado para a sociedade seria a redução gradativa do uso de combustíveis fósseis, e sua substituição por fontes renováveis.

No caminho para a transição energética justa, é preciso fazer escolhas. A expansão do uso de fontes fósseis de energia não deve integrar as opções, sob pena de se anularem as conquistas alcançadas em termos de redução de emissões de GEE com o controle do desmatamento, a intensificação da agricultura de baixo carbono, a expansão das fontes renováveis e as iniciativas de eficiência energética, entre outros avanços.

Nesse contexto, o Brasil tem o desafio de fazer crescer e desenvolver sua economia, o que resultará em maior demanda energética da população e dos setores econômicos, ao mesmo tempo em que avança na descarbonização de sua matriz energética em meio a obstáculos climáticos que já são realidade, como o aumento dos períodos de seca extrema e ocorrência de chuvas fortes.

O Brasil possui grande potencial de seguir aumentando a participação das fontes de energia renováveis, especialmente solar e eólica. Entretanto, a implementação dessas tecnologias ainda enfrenta desafios, principalmente quando consideramos os impactos socioambientais negativos de sua exploração a partir de modelos predatórios e da fraca regulação, além da necessidade de infraestrutura e de investimentos adequados em áreas mais remotas e vulnerabilizadas, sobretudo a partir da perspectiva da geração distribuída de energia elétrica.

⁹ ABDI, 2024. **Governo Federal lança Política Nacional de Transição Energética**. Disponível em: <https://www.abdi.com.br/governo-federal-lanca-politica-nacional-de-transicao-energetica/>. Acesso em: 15 set. 2024.



Nessa viagem rumo ao futuro da energia, o Observatório do Clima apresenta a seguir uma visão factível e tecnicamente fundamentada para uma transição energética justa, com compromissos firmes que buscam corrigir injustiças e evitar impactos socioambientais negativos, sem ignorar o crescimento da demanda energética em diferentes cenários de crescimento econômico e as particularidades e desafios de diferentes setores. Este estudo integra a Estratégia Brasil 2045 do OC, mediante a qual se defende que nosso país pode se tornar a primeira grande economia do mundo a sequestrar mais gases de efeito estufa do que emite, tornando-se negativo em carbono até o ano de 2045.

Brasil 2045

PARTE I

FONTES DE ENERGIA
HOJE E AMANHÃ

× + #



Brasil 2045

1

#

+

x

GERAÇÃO
DE ENERGIA,
EMISSÕES DE
GEE E INJUSTIÇA
ENERGÉTICA:
UM PANORAMA
GERAL DO BRASIL

1.1. As matrizes energética e elétrica e as emissões do setor

Na matriz energética brasileira, somando derivados da cana-de-açúcar (16,9%), hidrelétricas (12,1%), lenha e carvão vegetal (8,6%), eólica (2,6%), solar (1,7%) e licor preto e outras renováveis (7,2%), tem-se o total de 49,1% de fontes renováveis. Petróleo e derivados assumem destaque e participam com 35,1% de nossa matriz energética, seguido por gás fóssil (9,6%), carvão mineral (4,4%), nuclear (1,2%) e outras não renováveis (0,6%).¹⁰

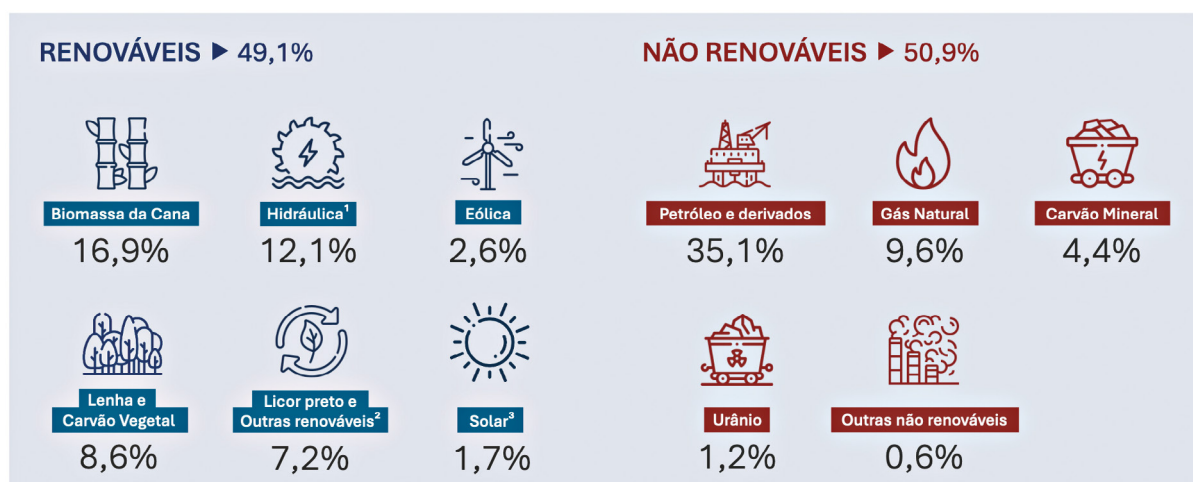


Figura 1 – **Repartição da Oferta Interna de Energia (OIE) 2023**. Fonte: EPE.

Na matriz elétrica brasileira, as hidrelétricas são historicamente dominantes e responderam por 58,9% da produção energética em 2023. Em seguida estão a geração eólica (13,2%), a biomassa (8%) e a geração solar (7%). O gás fóssil representou 5,3% da produção elétrica; a geração nuclear, 2%; carvão e derivados, 1,9%; derivados de petróleo, 1,5%. Por fim, a eletricidade importada participou com 2,1%.¹¹

Considerando a parcela importada de Itaipu, a participação das fontes renováveis na matriz elétrica em 2023 foi de 89,2%. Se computado apenas o Sistema Interligado Nacional (SIN), esse número sobe para 93%, crescimento de quase um ponto p.p. em relação a 2022. Para comparação, a média mundial de participação de renováveis na matriz elétrica foi de 28,7% em 2021.¹²

¹⁰ EPE, 2024. **Balanco Energético Nacional (BEN): Relatório Síntese 2024 – Ano Base 2023**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%-C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

¹¹ EPE, 2024. **Balanco Energético Nacional (BEN): Relatório Síntese 2024 – Ano Base 2023**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%-C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

¹² EPE, 2024. **Balanco Energético Nacional (BEN): Relatório Síntese 2024 – Ano Base 2023**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%-C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

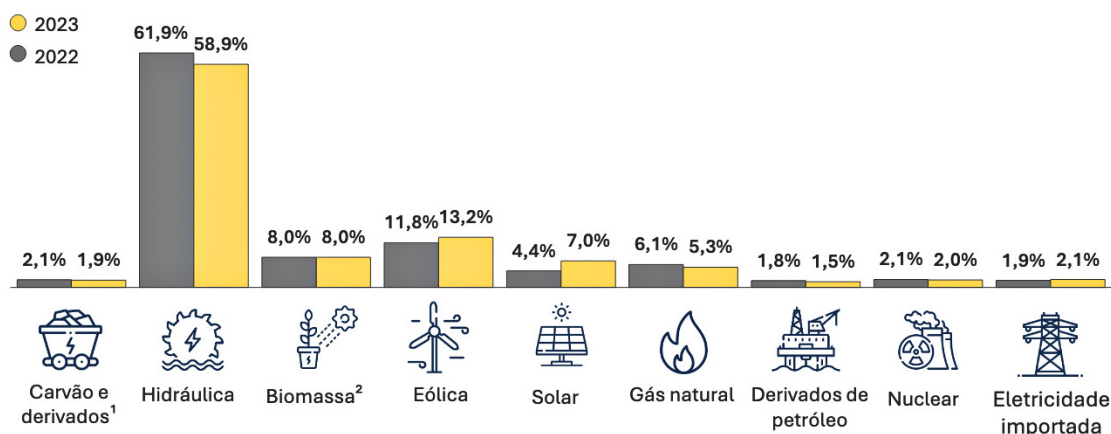


Figura 2 – **Produção de eletricidade na matriz elétrica brasileira.** Fonte: EPE.

De acordo com o BEN 2024, o consumo final de eletricidade aumentou 5,2% em 2023, ao mesmo tempo em que a oferta de energia elétrica hidráulica praticamente se manteve igual e a geração caiu ligeiramente. Esse aumento do consumo foi majoritariamente atendido pelo aumento significativo da geração solar fotovoltaica (+68,1%), incluindo a geração distribuída, e eólica (+17,4%). Com esse avanço das fontes renováveis, foi possível uma queda considerável da geração a partir do gás fóssil (-7,9%) e do óleo diesel (-24,6%).

A perspectiva, contudo, é de redução da contribuição das hidrelétricas. A seca na Amazônia paralisou a geração da usina de Santo Antônio no rio Madeira em 2023 — quarta maior geradora em 2022¹³ —, e voltou a gerar interrupção em 2024,¹⁴ entre outros problemas que afetam o SIN, levando ao possível aumento da utilização das termelétricas nos próximos anos, a depender da velocidade de expansão de outras renováveis.

Em setembro de 2024, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) acionou a bandeira vermelha patamar 1, devido à baixa afluência nos reservatórios das hidrelétricas, estimada em cerca de 50% abaixo da média.¹⁵ “Esse cenário de escassez de chuvas, somado ao mês com temperaturas superiores à média histórica em todo o país, faz com que as termelétricas, com energia mais cara que hidrelétricas, passem a operar mais”, justificou a Aneel, que inicialmente chegou a anunciar patamar 2.

¹³ AGÊNCIA BRASIL, 2023. **Seca faz usina suspender geração de energia em Rondônia.** Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2023-10/seca-faz-usina-suspender-geracao-de-energia-em-rondonia>. Acesso em: 15 set. 2024.

¹⁴ G1, 2024. **Seca extrema do rio Madeira causa paralisação parcial de uma das maiores hidrelétricas do Brasil.** Disponível em: <https://g1.globo.com/ro/rondonia/noticia/2024/09/04/hidreletrica-de-santo-antonio-paralisa-parte-das-turbinas-por-causa-da-seca-historica-do-rio-madeira-na-amazonia.ghtml>. Acesso em: 16 set. 2024.

¹⁵ FOLHA DE SÃO PAULO, 2024. **Aneel recua, aciona bandeira vermelha 1, e conta de luz vai subir menos em setembro.** Disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2024/09/aneel-aciona-bandeira-vermelha-patamar-1-apos-correcao-de-dados-pelo-ons.shtml>. Acesso em: 16 set. 2024.

Essa decisão não só afeta as emissões do setor e a saúde das comunidades próximas a essas plantas, como também impacta negativamente a população vulnerabilizada, cuja capacidade de pagamento fica ainda mais comprometida com o aumento das tarifas elétricas durante esses períodos de escassez.

Segundo a EPE, o setor de energia respondeu por 427,8 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂e) em 2023, 3,5 milhões a mais (+0,8%) em relação ao ano anterior. Nesse total, 217 MtCO₂e (50,7%) são referentes aos transportes, 73,9 MtCO₂e (17,3%) às indústrias, 18,4 MtCO₂e (4,3%) às residências e 118,4 MtCO₂e (27,7%) a outros setores, como agropecuária e serviços.¹⁶

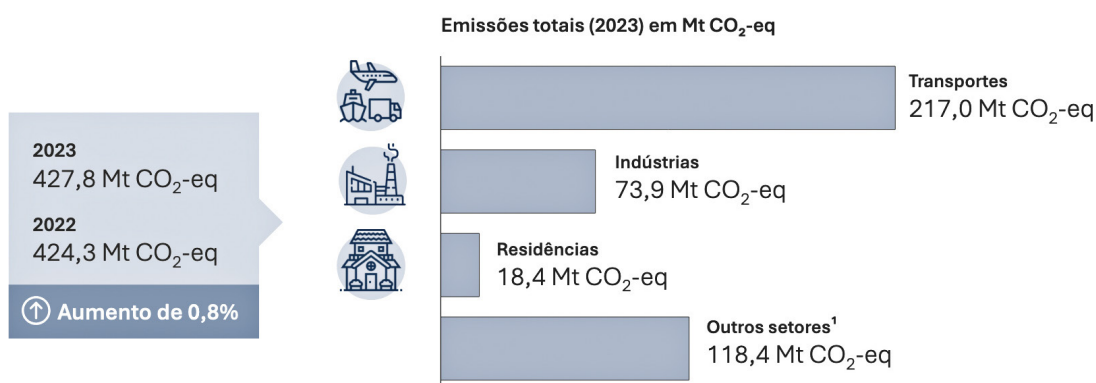


Figura 3 – Emissões de GEE associadas à matriz energética em cada setor. Fonte: EPE.

Esse ligeiro aumento das emissões oriundas da produção energética se deu após uma redução de 5,1% entre 2021 e 2022. Essa queda tem relação com o regime hídrico favorável e o menor uso das termelétricas,¹⁷ situação que possivelmente não se repetirá nos próximos anos por conta das secas e da falta de planejamento alternativo às termelétricas no setor.

No Brasil, os transportes reúnem atividades que são as maiores emissoras de GEE no setor de energia. A queima do diesel lidera os números devido à opção rodoviária de nossa matriz de transportes. Os esforços para a expansão do uso do biodiesel ainda não têm sido suficientes para alterar esse quadro. Em 2022, na direção oposta, a produção de biodiesel teve queda de 7,5% em relação ao ano anterior. Em 2023, porém, a produção nacional voltou a crescer, registrando um aumento de 20,3% em um ano, enquanto que o percentual médio de biodiesel adicionado compulsoriamente ao diesel mineral subiu de 10% para 11,5%.¹⁸

¹⁶ EPE, 2024. **Balço Energético Nacional (BEN): Relatório Síntese 2024 – Ano Base 2023.** Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

¹⁷ EPE, 2023. **Balço Energético Nacional (BEN): Relatório Síntese 2023 – Ano Base 2022.** Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN_S%C3%ADntese_2023_PT.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

¹⁸ EPE, 2024. **Balço energético nacional 2024: relatório completo.** Página 10. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-723/BEN2024.pdf>. Acesso em: 15 set. 2024.



As emissões do setor de energia não têm sido tratadas com a atenção necessária no caso brasileiro. Além da insistente priorização das fontes fósseis, há retrocessos regulatórios que ainda têm de ser corrigidos pelo governo Lula. Não se reverteu, por exemplo, nem a contratação de energia carbonífera até 2040, prevista pelo Programa de Transição Energética Justa (Lei 14.299/2022),¹⁹ nem a exclusão formal do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) da lista de iniciativas abrangidas pelo Plano Nacional sobre Mudança do Clima (Decreto 9.578/2018).²⁰ Ao mesmo tempo, o Congresso se mobiliza para aprovar ainda mais retrocessos, como a inclusão no Projeto de Lei (PL) 11.247/2018, que cria o marco legal das eólicas *offshore*, do jabuti estendendo a contratação de térmicas de carvão até 2050.

1.2. A necessária reforma do setor elétrico. Para quem?

A transição energética no setor elétrico representa um grande desafio em termos globais. Muitas alterações vêm ocorrendo na indústria da eletricidade global, tanto em termos de mercado como em termos tecnológicos, para permitir sua adequação às novas realidades que a transição impõe. No Brasil não é diferente: é preciso se adaptar aos novos tempos.

Nosso sistema elétrico ainda opera com base em hidrelétricas e térmicas para ofertar energia ao sistema, funcionando a maior parte das horas do ano. As térmicas deveriam ser acionadas no período de demanda máxima (o chamado horário de ponta) e para compensar a severa escassez de água.

Por outro lado, esse quadro vem se alterando de forma rápida nos últimos anos, como na crescente opção pelo uso da geração distribuída, assim como no aumento da capacidade instalada das usinas solar e eólica centralizadas ao longo da última década. De acordo com o BEN 2024, a capacidade instalada da fonte solar, incluindo geração distribuída, subiu de 24,5 GW para 37,8 GW entre 2022 e 2023, um salto de 54,8%. Em agosto de 2024, atingiu a marca de 45,7 GW operacionais, de acordo com a Absolar e a Aneel. Já a capacidade instalada da fonte eólica cresceu de 23,8 GW para 28,7 GW entre 2022 e 2023, um aumento de 20,7%. Nos oito primeiros meses de 2024, chegou a 31,4 GW, segundo a Aneel.

Desse modo, as fontes solar, incluindo geração distribuída, e eólica ocupam segundo e terceiro lugar, respectivamente, em capacidade instalada, atrás somente das fontes hídricas. E, juntas, superaram 77 GW de potência instalada, se aproximando das hidrelétricas, que somaram 109,9 GW em agosto de 2024.²¹

¹⁹ Ver Lei nº 14.299/2022, disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14299.htm; e ADI nº 7095 no STF, disponível em: <https://portal.stf.jus.br/processos/detalhe.asp?incidente=6361174>. Acesso em: 17 set. 2024.

²⁰ Ver art. 17 do Decreto nº 9.578/2018. O PDE foi excluído pelo Decreto nº 11.075/2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/decreto/d9578.htm. Acesso em: 17 set. 2024.

²¹ ABSOLAR, 2024. Energia fotovoltaica no Brasil. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 17 set. 2024.

Se considerarmos apenas a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), composta majoritariamente por energia solar fotovoltaica, a produção passou de 18,4 TWh para 30,9 TWh entre 2022 e 2023, um aumento de aproximadamente 68%.

Como resultado, a matriz elétrica no Brasil apresenta, hoje, forte participação de fontes renováveis, dada a predominância da hidreletricidade somada à participação de eólicas, solar e biomassa, o que é um diferencial importante em comparação com a maioria dos outros países, que ainda possuem na geração de eletricidade alto grau de carbonização.

Já que nossa matriz elétrica tem alto índice de renovabilidade, pode-se considerar que a transição energética não é uma “ameaça” no Brasil. Na verdade, abre oportunidades. E quanto mais as fontes renováveis ampliam seu papel na matriz, maior a necessidade de um novo desenho para nosso setor elétrico. Em outras palavras, é fundamental que se criem condições para a consolidação da participação da geração renovável a partir de um novo enquadramento, que também deve garantir equidade de acesso, em termos de eficiência e qualidade, e justiça tarifária.

Com maior inserção da geração distribuída, o consumidor que optar por essa modalidade terá um novo papel em todo o sistema, uma vez que irá produzir a própria energia ao longo do dia. Essa nova forma de produção energética demandará alto grau de resiliência do sistema elétrico, ou reforço de transmissão e geração de energia de outras fontes para lidar com a flutuação diária da energia solar no sistema. Também será importante a inclusão de um novo segmento no sistema, o de armazenamento de energia, para servir de estabilizador para as usinas eólicas e solares. Um papel relevante poderá ser reservado para as grandes hidrelétricas já operantes, o de conferir segurança e flexibilidade ao sistema, usando para isso os reservatórios de água das usinas.

Existem ainda alternativas, em termos de tecnologia de produção de energia, que deveriam ser consideradas nos estudos de planejamento do setor elétrico. Além do armazenamento já mencionado anteriormente, merece destaque a adoção de usinas híbridas (duas tecnologias de produção que se complementam, como eólica e solar no mesmo lugar) e usinas reversíveis (combinação entre o modelo hidrelétrico e outra tecnologia como eólica, por exemplo, no qual a energia produzida por essa última bombeia de volta a água do reservatório).

Além disso, será importante garantir que os consumidores que permaneçam no mercado cativo, sem acesso à geração distribuída, não sejam sobrecarregados com custos adicionais. A transição para esse novo modelo deve ser feita de maneira a assegurar que todos os consumidores, independentemente do seu acesso à geração distribuída, tenham um sistema elétrico justo, eficiente e acessível, em termos de custo.

Finalmente, para as térmicas que utilizam combustíveis fósseis, seu papel deveria ser cada vez menor, devendo ser acionadas somente no horário de pico em situações de escassez hídrica ou de



temperaturas extremas — que vêm fazendo a demanda energética bater novos recordes desde novembro de 2023.²²

Vemos com extrema preocupação movimentos que ampliam o uso de térmicas fósseis. São exemplos gritantes a lei que permite a continuidade de subsídios para geração com carvão no estado de Santa Catarina (Lei 14.229/2022), e o projeto em tramitação no Senado Federal que amplia esse subsídio para o estado do Rio Grande do Sul (PL 4653/2023). Outro exemplo é a inclusão na lei de privatização da Eletrobras (Lei 14.182/2021) da obrigação de construção de térmicas a gás fóssil inflexíveis com capacidade total de 8 GW.

Em contradição com o discurso referente ao processo de transição energética, o próprio Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034, elaborado pela EPE, incluiu em suas previsões a expansão da produção líquida de gás fóssil — crescimento de 158% previsto para 2034, quando comparado com 2023.²³ Soma-se a isso a previsão de maior participação das termelétricas a gás na geração de eletricidade, o que não é compatível com os compromissos globais de redução de emissões de GEE e mitigação de desigualdades para os próximos anos.

Em resumo, para garantir a transição energética na nossa matriz elétrica, entendemos ser necessário um novo planejamento e modelo de desenvolvimento do setor elétrico que garanta maior inserção de renováveis e otimize sua operação, permita aos consumidores a opção de uso de fontes não despacháveis — como geração distribuída —, juntamente com novas tecnologias de armazenamento, entre outros avanços, além de garantir equidade e justiça no acesso.

São inúmeros os desafios e obstáculos para que todos esses pontos sejam desenvolvidos no setor elétrico brasileiro, como verificaremos a seguir. Não se trata apenas de viabilidade tecnológica e econômica, mas também da criação de ambiente propício para que a população efetivamente possa ter acesso à energia elétrica, com custos compatíveis.

Outro ponto fundamental diz respeito aos subsídios embutidos nos custos suportados pelas tarifas. Não é possível compreender, tampouco justificar, que as tarifas de energia elétrica ainda possam servir para dar continuidade aos subsídios da indústria carbonífera e das termelétricas que utilizam esse combustível fóssil. O consumidor acaba duplamente apenado: pela emissão de GEE e por mais poluição de ar, do solo e contaminação de água; e pelos subsídios que as usinas de carvão precisam para operar. Trata-se de uma energia suja e cara.

²² MME, 2024. **Demanda instantânea de energia elétrica bate recorde**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/demanda-instantanea-de-energia-eletrica-bate-recorde>. Acesso em: 15 set. 2024.

²³ EPE, 2024. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - PDE 2034: Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Página 7. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno%20de%20Previs%C3%A3o%20da%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20-%20PDE%202034_padr%C3%A3o_V6.pdf. Acesso em: 15 set. 2024.

Também é injustificável que outros inúmeros subsídios permaneçam na tarifa sem que sejam continuamente revistos, causando várias distorções de mercado e prejudicando o consumidor do ambiente regulado. O aperfeiçoamento do setor passa necessariamente por uma revisão criteriosa dos subsídios que não sejam diretamente associados a um caráter social, como a Tarifa Baixa Renda.

A redistribuição justa de custos e seus impactos tarifários precisam ser abordados, de modo que a reforma do setor elétrico efetivamente resulte em uma política energética mais equitativa e sustentável. Reavaliar e ajustar esses subsídios é essencial para proteger os consumidores de menor renda e promover um desenvolvimento mais equilibrado do setor elétrico.

1.3. Pobreza e injustiça energética: o acesso desigual à energia no Brasil

A energia é um tema essencialmente multidimensional, interseccional e basilar para o desenvolvimento e manutenção de uma vida digna e a mitigação das mudanças climáticas no mundo contemporâneo. Por isso, é fundamental que ampliemos o discurso sobre acesso à energia, transição energética e descarbonização do setor para além dos aspectos de expansão da infraestrutura, modernização tecnológica e oferta e demanda de energia. O debate necessita contemplar também a luta por direitos das populações socialmente marginalizadas e se estabelecer enquanto reivindicação por justiça energética.

O acesso a suprimento energético suficiente, adequado, confiável, eficiente, moderno, seguro e a preço acessível é fundamental para a satisfação das necessidades fundamentais e básicas humanas, que envolvem alimentação e higiene, iluminação e acesso a dispositivos eletrônicos para educação, trabalho e comunicação, além de conforto térmico. Assim, assegurar o acesso equânime e de qualidade à energia também passa por assegurar acesso à alimentação, saúde, educação e moradia, entre outros direitos. Isso considerando o nível do domicílio. Quando ampliamos a escala e passamos para a esfera da vida pública, a energia desempenha um papel fundamental na provisão de serviços públicos, sobretudo em termos de funcionamento dos equipamentos públicos e da mobilidade.

O Brasil é um país marcado por profundas desigualdades sociais e regionais, que se refletem também na disponibilidade, adequação e acesso à energia. Ainda que os desafios para o acesso equitativo e de qualidade variem de acordo com a localização geográfica e necessidades culturais, sobretudo em termos de áreas urbanas, rurais e remotas, a vulnerabilidade energética no Brasil também é determinada a partir dos marcadores de raça, renda, gênero e faixa etária, evidenciando uma sobreposição de desigualdades e a suscetibilidade dos grupos marginalizados à pobreza energética.

Mesmo que os desafios para a universalização do acesso à energia elétrica no Brasil, em termos de infraestrutura, estejam concentrados nas áreas rurais e, sobretudo, remotas, o país ainda está lon-



ge de garantir o acesso equânime e de qualidade para todos os brasileiros, sobretudo aqueles que pertencem a grupos vulnerabilizados.

As políticas sociais no setor energético, como a Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), são insuficientes para aliviar os custos dos consumidores. A falta de integração e coordenação dos programas de acesso à energia dificultam o pagamento das contas de luz para muitos, além de resultar em baixa qualidade do serviço em diversas áreas.

A pesquisa *Justiça Energética* (2023),²⁴ do Instituto Pólis, aponta que a conta de luz é um dos gastos que mais impacta o orçamento das famílias brasileiras. Para 50% da população, a conta de luz pesa tanto quanto os gastos com alimentação, e 53% das famílias de baixa renda destinam metade ou mais de seus rendimentos para pagar gastos com energia — elétrica e para a cocção de alimentos.

Além disso, 60% das famílias das classes D e E estão atrasadas no pagamento das contas de eletricidade, com 30% delas reduzindo a compra de alimentos para manter as contas em dia. A inadimplência, em 2023, foi de 21% entre os 17 milhões de beneficiários da TSEE. Um estudo sobre a qualidade do fornecimento de energia elétrica em três capitais brasileiras — Rio de Janeiro (RJ), Maceió (AL) e Rio Branco (AC) — demonstrou que famílias de baixa renda, formadas por pessoas negras ou chefiadas por mulheres, residentes nas periferias, enfrentam apagões mais vezes e por mais tempo no ano, se tomadas como referência as médias de interrupção de energia elétrica observadas nas respectivas cidades.²⁵ A Aneel aponta que 25% das residências são atendidas por distribuidoras que não cumprem os critérios mínimos de qualidade.²⁶

Especialmente no que tange às áreas remotas, em maio de 2023, em Belém (PA), representantes dos povos indígenas, quilombolas e extrativistas da Amazônia brasileira se reuniram para discutir questões energéticas cruciais a serem demandadas ao Estado brasileiro (Rede Energia e Comunidades). O não acesso à energia e aos serviços energéticos foi ponto principal na discussão, sobretudo quando essa privação denuncia uma escolha política, e não limitações de infraestrutura e tecnologia. Os estados da Amazônia Legal apresentam um grau de exclusão bastante superior ao de outras regiões, com 3,5% de sua população — quase 1 milhão de pessoas — sem acesso à energia elétrica.²⁷

²⁴ INSTITUTO PÓLIS, 2024. **Justiça Energética: pesquisa de opinião pública**. Disponível em: <https://polis.org.br/estudos/justica-energetica-pesquisa-de-opinio-publica/>. Acesso em: 26 ago. 2024.

²⁵ INSTITUTO PÓLIS, 2022. **Justiça energética nas cidades brasileiras, o que se reivindica?** Disponível em: <https://polis.org.br/estudos/justica-energetica/>. Acesso em: 17 set. 2024.

²⁶ ANEEL, 2024. **Consulta Pública nº 008/2024 - Aprimoramentos na regulamentação voltados a aumentar a satisfação do consumidor**. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ide-Documento=53075&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso: 17 set. 2024

²⁷ IEMA, 2020. **Exclusão elétrica na Amazônia Legal: quem ainda está sem acesso à energia elétrica?** Disponível em: <https://energiaambiente.org.br/wp-content/uploads/2021/02/relatorio-amazonia-2021-bx.pdf>. Acesso em: 17 set. 2024.

No que diz respeito aos marcadores de gênero, mulheres e meninas enfrentam barreiras adicionais no acesso e uso da energia, especialmente em áreas rurais. Mesmo em áreas urbanas, quando o uso precário de lenha para cocção supre a falta de energia adequada e suficiente para a satisfação das necessidades fundamentais, são elas as mais afetadas pela contaminação intradomiciliar, visto que as tarefas domésticas geralmente recaem sobre esse grupo.²⁸

Nesse contexto, ainda que haja métricas e indicadores para qualificar o acesso à energia renovável e acessível no Brasil, especialmente no âmbito da Agenda 2030, acreditamos que esses sejam insuficientes para refletir a realidade sob a qual vive a população brasileira em situação de vulnerabilidade, notadamente a partir da perspectiva da pobreza energética. Além disso, as metas estabelecidas para o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável (ODS) 7 da ONU não consideram as diferentes desigualdades e potencialidades existentes entre o Norte e o Sul Global, muito menos as diferenças intrarregionais desses contextos tão distintos. Quando se trata de avaliar o acesso universal, confiável, moderno e a preços acessíveis a serviços de energia, o indicador que temos no Brasil para mensurar esse objetivo projeta o país em uma posição confortável em relação ao mundo, falhando em refletir a realidade de pobreza energética brasileira.

Os trabalhos voltados à mensuração da pobreza energética no Brasil são recentes e buscam compreender como as metodologias de indicadores internacionais, centrados na leitura do fenômeno, podem ser aplicadas à realidade brasileira. Em março de 2024, a EPE lançou uma nota técnica sobre as experiências internacionais relativas à pobreza energética, buscando referências para definições, indicadores, medidas e governança para a questão, à luz da realidade brasileira.²⁹ O intuito, considerando o evento de lançamento da Política Nacional de Transição Energética, em agosto de 2024, é levar a pauta para a agenda do G20.

Tendo em vista que os indicadores são instrumento para mensuração de um fenômeno, o desenvolvimento de uma metodologia multidimensional pautada nas particularidades socioterritoriais para análise da condição de pobreza energética em que se encontra a população, combinada com o estabelecimento de uma governança para monitorar a questão, é urgente e necessário para pautar o planejamento energético nacional.

²⁸ Red de Pobreza Energética (RedPE) & Generadoras de Chile, 2022. **Una mirada multi-dimensional a la pobreza energética en Chile**. Reporte no 1. Disponível em: <https://pobrezaenergetica.cl/wp-content/uploads/2022/01/Reporte-N%C2%B0-01-Una-mirada-multidimensional-a-la-pobreza-energetica-en-Chile.pdf>. Acesso em: 17 set. 2024.

²⁹ EPE, 2024. **Análise de experiências estatais internacionais relativas à Pobreza e Justiça Energética: Definições, Indicadores, Medidas e Governança**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-802/NT%20Experi%C3%AAncias%20internacionais_finalSMA19_03_2024.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.



1.4. Os desafios relacionados à gestão da demanda e à eficiência energética

Os setores industrial e de transporte são os maiores consumidores de energia e devem responder, cada um, por 32% do consumo energético brasileiro em 2032,³⁰ segundo o PDE 2032³¹ — até o fechamento deste texto, o caderno sobre Demanda e Eficiência Energética do PDE 2034 ainda não havia sido divulgado. Da mesma forma, a contribuição setorial projetada para os ganhos de eficiência energética no fim do decênio (2022-2032) é de 43% para o setor de transportes e 39% para o industrial. Portanto, de forma ampla, qualquer incentivo para aumento da eficiência energética deve contemplar políticas públicas ou programas setoriais voltados para os maiores consumidores que, conseqüentemente, têm maior potencial quanto à eficiência.

De acordo com o mesmo PDE, os ganhos de eficiência elétrica podem ser de 5% do consumo elétrico projetado. Contudo, pode haver redução do consumo elétrico total se consideradas a autoprodução não injetada na rede e a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD).

Os ganhos de eficiência elétrica nas residências chegam a 13 TWh em 2032, ou 6,2% do consumo total. Essas projeções incluem as regulamentações de índices mínimos de eficiência energética dos condicionadores de ar, refrigeradores e congeladores.

³⁰ EPE, 2023. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2032. Caderno de Demanda e Eficiência Energética. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Efici%C3%Aancia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final_20230313.pdf. Acesso em: 15 set. 2024.

³¹ EPE, 2023. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2032. Caderno de Demanda e Eficiência Energética. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Efici%C3%Aancia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final_20230313.pdf. Acesso em: 15 set. 2024.

Brasil 2045

2

#

+

x

PETRÓLEO,
EXPANDIR
OU NÃO? A
PRODUÇÃO NO
BRASIL E O PAPEL
DA PETROBRAS

Embora seja hoje a principal fonte de energia no mundo, é necessário que a demanda por petróleo decresça paulatinamente nos próximos anos pela necessidade de se reduzirem drasticamente as emissões de GEE. Assim, investimentos em fontes renováveis e no fim da dependência do petróleo ocorrem com cada vez mais força ao redor do mundo: eletrificação e desenvolvimento de combustíveis alternativos, hidrogênio de baixo carbono, eletrocombustíveis e química verde ganham força em vários países.

Tais políticas abrem novas oportunidades de negócios e estimulam a geração de emprego pelo desenvolvimento de cadeias fornecedoras relacionadas aos combustíveis alternativos e à energia renovável, abrindo uma janela de oportunidade para o Brasil aproveitar suas vocações. Temos, por exemplo, uma pujante indústria de biocombustíveis, a qual pode ser aprimorada, por exemplo, com o etanol de 2ª geração e os combustíveis sustentáveis de aviação, além de novos potenciais a serem explorados, como o hidrogênio e a amônia de baixo carbono, que podem ser feitos a partir da biomassa e das fontes solar e eólica.

Desse modo, investir na exploração de novas reservas petrolíferas implica desviar recursos de fontes renováveis e desestimular o processo de transição da nossa matriz energética, ainda muito dependente de petróleo e gás fóssil. Mais grave ainda é quando esses investimentos são direcionados a novas fronteiras exploratórias, como as bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Camamu-Almada e Pelotas, nas quais o volume de investimentos e os prazos de maturação são consideravelmente maiores. Num contexto de precificação de emissões e exigência cada vez maior de descarbonização, investimentos dessa natureza tendem a se tornar ativos encalhados. De acordo com o próprio PDE 2034, a produção de petróleo deve atingir o pico em 2030 e começar a declinar. “A produção de petróleo se amplia até 2030, mas não se sustenta ao longo do decênio, mesmo com a entrada em produção de recursos ainda não descobertos”, afirma o documento.³²

Existem hoje 472 blocos de petróleo na Amazônia brasileira (floresta e costa), que representam 13% dos 3.743 projetos dos países pan-amazônicos. A maior parte (399 blocos, ou 84%) ainda está em estudo ou oferta, indicando um evidente avanço dessa indústria sobre a floresta. Eles se localizam *onshore* e *offshore*, com casos sensíveis em cada área, a exemplo de Azulão e Foz do Amazonas, respectivamente.

Houve uma escalada na costa amazônica ao longo do último governo, em especial com a inclusão de 218 novos blocos em setembro de 2022. Muitos já haviam sido devolvidos pelo Ibama com negativas de exploração, mas foram colocados novamente nas prateleiras dos leilões ou encaminhados para estudo, segundo dados do Monitor da Amazônia Livre de Petróleo e Gás.³³

³² EPE, 2024. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2034: Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Página 6. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno%20de%20Previs%C3%A3o%20da%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20-%20PDE%202034_padr%C3%A3o_V6.pdf. Acesso em: 15 set. 2024.

³³ Consultar o **Monitor da Amazônia Livre de Petróleo e Gás**, disponível em: <https://amazonialivredepetroleo.org/>. Acesso em: 15 set. 2024.



A expansão fóssil também pode ser reconhecida no eixo Transição e Segurança Energética do novo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), onde mais de 65% dos investimentos estão direcionados a fontes fósseis e apenas 0,3% à eficiência energética.³⁴

A Petrobras pode ser um ator sem dúvida importante na transição energética no Brasil. Além de conhecer o setor de combustíveis brasileiros como nenhuma outra empresa atuante no país, ela possui experiência na geração de energia e produção de fertilizantes, áreas em que a possibilidade de desenvolvimento de cadeias produtivas de baixo carbono é enorme. A empresa pode, por exemplo, produzir hidrogênio de baixo carbono, insumo cada vez mais valorizado, e utilizá-lo em refinarias, fábricas de fertilizantes ou mesmo fornecê-lo para o setor industrial ou de transportes. Desenvolver esses novos negócios é complexo e exige muita inovação, mas é também uma guinada em direção a setores que tendem a se tornar a base da economia nas próximas décadas, permitindo que o setor de energia seja efetivamente vetor do desenvolvimento sustentável.

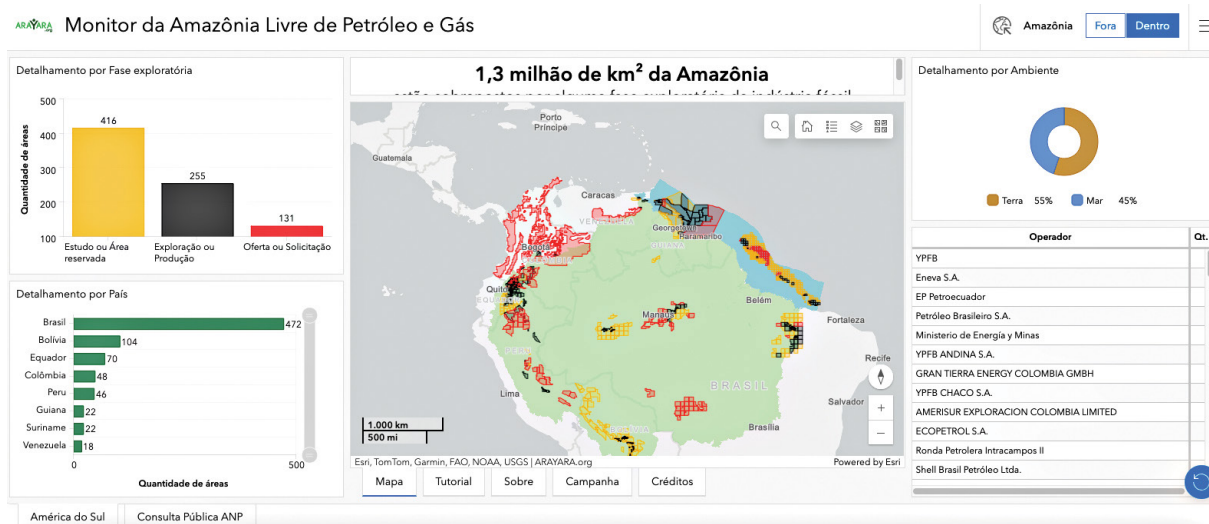


Figura 4 – Cenário do avanço dos projetos de Petróleo e Gás ao redor da Pan-Amazônia. Fonte: Monitor da Amazônia Livre de Petróleo e Gás.

³⁴ CASA CIVIL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Novo PAC - Transição e Segurança Energética. Disponível em: <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/novopac/transicao-e-seguranca-energetica>. Acesso em: 15 set. 2024.

Brasil 2045

3

#

+

x

O GÁS FÓSSIL
NA TRANSIÇÃO
ENERGÉTICA:
NARRATIVA E
REALIDADE

O gás fóssil foi considerado em todo o mundo como um importante combustível de transição na confecção de cenários de descarbonização no início do milênio e pode voltar a ter papel relevante após o documento final da COP28, em Dubai, explicitamente mencionar o uso de combustíveis de transição. O estágio inicial no desenvolvimento das fontes eólica e solar posicionava o uso do gás fóssil como fonte que complementaria a redução de emissões de termelétricas a carvão mineral, enquanto o desenvolvimento e a escala da indústria renovável não estivessem maduros.

No Brasil, a realidade é distinta. Na matriz elétrica brasileira, as fontes eólica e solar já assumem papel de destaque, presentes em segundo e quarto lugares entre as fontes que mais produziram eletricidade em 2023, respectivamente, conforme mostrado acima a partir dos dados do BEN 2024. Ficaram atrás da geração hidrelétrica, que ocupa a primeira posição, enquanto a biomassa e o gás fóssil ocuparam, respectivamente, o terceiro e o quinto lugar.

Também cabe destacar que as matrizes renováveis já superaram as térmicas a gás fóssil em capacidade instalada: até agosto de 2024, as hidrelétricas ocupavam a primeira posição, com 109,9 GW de potência instalada; em segundo lugar estava a fonte solar fotovoltaica, incluindo geração distribuída, com 45,7 GW; em terceiro lugar vinham as usinas eólicas, com 31,4 GW; e, por fim, as térmicas a gás fóssil apareciam em quarto lugar, com 17,9 GW de potência instalada.³⁵

A indústria do gás fóssil tenta manter sua posição sob o argumento controverso de que as termelétricas a gás são necessárias para compensar a variabilidade dessas fontes renováveis. Outra justificativa usada é que o desenvolvimento do mercado de gás fóssil permitiria um uso mais nobre do gás do pré-sal do que a queima de seu excesso. Na prática, parte do gás utilizado é o gás natural liquefeito (GNL).

Ainda que a operação de termelétricas a gás tenha emissões de GEE inferiores às térmicas alimentadas por outros combustíveis fósseis — entre 422 e 578 g/kWh para térmicas a gás contra 663 a 1.061 para térmicas a óleo combustível e carvão mineral —, esta média não pode ser comparada à de energias renováveis, mesmo se incluído o ciclo de vida completo dessas fontes. A geração por termelétricas a gás fóssil respondeu por quase 60% das emissões do setor elétrico brasileiro em 2021, que totalizaram 58 milhões de toneladas de CO₂ equivalente, segundo dados do SEEG de 2022.³⁶

O Brasil tem aberto cada vez mais caminhos para o aumento da demanda de gás fóssil, especialmente no setor elétrico. Em 2021, o aumento de operação de usinas termelétricas para minimizar o risco de racionamento de eletricidade impulsionou o aumento da importação de GNL — representando R\$115 milhões em subsídios para importação do combustível fóssil no mesmo ano, segundo

³⁵ ABSOLAR, 2024. *Energia fotovoltaica no Brasil*. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 17 set. 2024.

³⁶ Ver dados do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG). Disponível em: <https://plataforma.seeg.eco.br/>. Acesso em: 17 set. 2024



o Instituto de Estudos Socioeconômicos (Inesc)³⁷ —, assim como a contratação de térmicas no leilão emergencial de outubro de 2021.

No médio prazo, o gás fóssil teve projetos contratados nos leilões de reserva de capacidade de 2021. Também está prevista pela Lei 14.182/2021, de privatização da Eletrobras, a contratação de 8 GW para início de operação entre 2026 e 2030, em estados sem infraestrutura de dutos.³⁸ O total é de 76 usinas térmicas a gás em licenciamento e oito em construção, segundo um levantamento da Arayara, feito em setembro de 2024, com base no Sistema de Informações de Geração da Aneel (SIGA).³⁹

A produção bruta de gás fóssil tem um aumento planejado de 150 milhões de m³/dia em 2023 para 315 milhões de m³/dia em 2034, segundo o PDE 2034.

Adicionalmente, o planejamento de 17 novos terminais de GNL, dos quais cinco são previstos no PDE 2032,⁴⁰ somado aos cinco terminais de regaseificação já existentes, sinaliza a possibilidade de importação desse combustível. O uso de GNL em termelétricas resultará em um *lock-in* de investimentos, devido à necessidade de infraestrutura de alto custo para transportar o combustível.

Convém destacar que os impactos ambientais e sociais de projetos na cadeia do gás fóssil são subdimensionados nos processos de licenciamento e fracamente mitigados, gerando sucessivas violações de direitos. A expansão da exploração *offshore* e *onshore* de petróleo e gás em áreas de reconhecida sensibilidade ambiental, sem o devido conhecimento sobre os impactos ecológicos, tem colocado em severo risco áreas prioritárias para conservação da biodiversidade, entre outros problemas.

Os empreendimentos termelétricos também colocam em risco os recursos hídricos presentes nas bacias hidrográficas e aquíferos, por demandarem alto consumo de água, muitas vezes competindo com a agricultura, o abastecimento humano e a dessedentação animal. Mais importante, emitem GEE e outros poluentes que prejudicam a saúde humana, exigem linhas de distribuição que aumentam o desmatamento e a extração de vegetação nativa, além de provocarem sérios conflitos sociais nos locais em que são implantados.

³⁷ INESC, 2023. **Subsídios às fontes fósseis e renováveis (2018-2022): reformar para uma transição energética justa.** Disponível em: https://inesc.org.br/wp-content/uploads/2023/11/resumooexecutivo-subsidio-fosseis_renovaveis.pdf?x59185. Acesso em: 16 set. 2024.

³⁸ COALIZÃO ENERGIA LIMPA, 2023. **Dois anos após a lei da privatização da Eletrobras: uma análise dos “jabutis do gás”.** Disponível em: https://energiaambiente.org.br/wp-content/uploads/2023/09/NOTA-TECNICA-JABUTIS-DO-GAS_Coalizacao.pdf. Acesso em: 15 set. 2024.

³⁹ ANEEL. **Sistema de Informações e Geração da Aneel (SIGA).** Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoIn-GE3NjVmYjAtNDkZC00MDY4LTliNTItMTVhZTU4NWYzYzFmIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYtctNDZhMi05MmQ0LWVhN-GU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 18 set. 2024.

⁴⁰ EPE, 2023. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2032: Gás Natural.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Ga%CC%81s%20Natural%20-%20PDE%202032%20-%20rev1.pdf>. Acesso em: 15 set. 2024.

As fontes solar e eólica representaram mais de 20% de toda a energia elétrica produzida em 2023, segundo o BEN 2024, e a capacidade instalada de ambas, somadas, superou os 77 GW até agosto de 2024, segundo os dados da Absolar e da Aneel.⁴¹ Ainda que as renováveis não enderecem a demanda de ponta em períodos críticos, vale mencionar que seu crescimento nos últimos três anos cobre o volume de energia estimado pela contratação dos 8 GW de *térmicas-jabutí* previstos na lei de privatização da Eletrobras.⁴² Além disso, essas fontes neutralizam a necessidade de importação de GNL e a implantação de novos terminais e gasodutos, que seriam utilizados nas novas usinas.

Desse modo, a percepção do gás fóssil enquanto combustível imprescindível para a descarbonização da matriz energética global atrasa a transição e compromete investimentos de longo prazo em um combustível que deveria ser objeto de planejamento com vistas à redução progressiva de sua utilização, se quisermos promover a descarbonização dos setores energético e elétrico até 2045.

⁴¹ ABSOLAR, 2024. **Energia fotovoltaica no Brasil**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 17 set. 2024.

⁴² Em termos de energia firme, os 11 GW médios providos pela somatória de solar e eólicas instaladas desde a publicação da Lei 14.182/2021 (privatização da Eletrobras), há 3 anos, é o dobro dos 5,6 GW médios das térmicas propostas pela legislação.

Brasil 2045

4

#

+

x

SUBSÍDIOS E
ROYALTIES PARA
COMBUSTÍVEIS
FÓSSEIS EM MEIO
À TRANSIÇÃO
ENERGÉTICA

A produção de petróleo e gás para o consumo e a exportação é vista por muitos governos em países de média e baixa renda como uma forma de atrair investimentos estrangeiros, impulsionar o crescimento econômico e fornecer um fluxo de receitas para apoiar o desenvolvimento em outros setores da economia. Ocorre que a indústria de petróleo tradicionalmente não desenvolve capacitação de trabalhadores nem apoia o desenvolvimento de empresas em novas localidades. Ao contrário, ela traz trabalhadores, bens e serviços de empresas instaladas em regiões tradicionais de países desenvolvidos. Isso limita ainda mais a geração de empregos que o setor pode ter nos países em desenvolvimento.

Ao mesmo tempo, a lição histórica mostra que muitos países produtores de petróleo e de gás não conseguiram tirar proveito da sua riqueza, seja investindo no aumento da produtividade em outros setores, seja na criação de fundos soberanos robustos, transparentes e eficazes que apoiam a melhoria dos serviços públicos.

Aqui vale destacar os subsídios ao setor. Os subsídios aos combustíveis fósseis em todo o mundo somaram US\$7 trilhões — 7,1% do PIB mundial — em 2022, refletindo um aumento de US\$2 trilhões desde 2020 devido ao apoio governamental aos preços crescentes da energia, segundo o Fundo Monetário Internacional (FMI).⁴³ No Brasil, em 2022, os subsídios federais à produção e ao consumo de óleo, gás e carvão alcançaram R\$80,9 bilhões, o que equivale a um crescimento de 20% em relação a 2021 e de 123,9% em relação a 2018. A energia renovável está longe de ter o mesmo nível de subsídios: nos últimos cinco anos, ela recebeu cinco vezes menos incentivos do governo brasileiro do que os fósseis, segundo o Inesc.⁴⁴

Relevante também é o debate sobre os *royalties* de petróleo e gás. Entendidos como uma compensação financeira relacionada com as externalidades negativas em determinado território, o que se vê ao longo da história brasileira é a falta de controle na gestão desses recursos, o que inevitavelmente abre as portas para corrupção, desvios e péssimos investimentos.

Como exemplo recente, vale destacar o estado do Rio de Janeiro e os municípios do litoral norte fluminense, que viveram uma época de ouro entre 2008 e 2013, beneficiados pela exploração na Bacia de Campos. Arrecadaram *royalties* e participações especiais do petróleo na ordem de R\$30 bilhões e, não por acaso, experimentaram um crescimento altamente dependente do setor — seja por investimento na exploração de petróleo e gás, seja nas despesas públicas ocorridas pelos ganhos de *royalties*.

⁴³ CNN, 2023. **Subsídios para combustíveis fósseis atingem recorde de US\$ 7 trilhões em meio a luta contra mudanças climáticas.** Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/economia/macroeconomia/subsidios-para-combustiveis-fosseis-atingem-recorde-de-us-7-trilhoes-em-meio-a-luta-contra-mudancas-climaticas/>. Acesso em: 16 set. 2024.

⁴⁴ INESC, 2023. **Subsídios às fontes fósseis e renováveis (2018-2022): reformar para uma transição energética justa.** Disponível em: https://inesc.org.br/wp-content/uploads/2023/11/resumoexecutivo-subsidio-fosseis_renovaveis.pdf?x59185. Acesso em: 16 set. 2024.



Ao mesmo tempo, o estado do Rio de Janeiro concedeu variadas desonerações, deixando de arrecadar cerca de R\$138 bilhões em ICMS, segundo o Tribunal de Contas do Estado (TCE). Tudo isso lastreado no *boom* do preço do barril. Infelizmente, o dinheiro dos *royalties* não foi usado para compensar as inevitáveis crises cíclicas do setor ou o exaurimento das reservas. Tampouco se investiu em educação e tecnologia, no fortalecimento de outros setores, ou em poupança pública.⁴⁵

Portanto, não se trata somente de confrontar interesses privados e lidar com os potenciais efeitos de perda de investimentos, empregos e arrecadação. A “dádiva” dos recursos fósseis é parte do imaginário do “passaporte para o desenvolvimento”, cujos escombros já não param em pé, mas cuja lógica ainda é muito difícil abandonar.

Sequer para em pé o discurso do uso da renda petrolífera estatal como fonte para ampliar recursos para políticas de educação, saúde e meio ambiente. Os recursos recebidos como dividendos têm como destino a amortização da dívida pública federal, conforme estabelece a Lei 9.530/1997.⁴⁶ Já as receitas na forma de *royalties* e participação especial, com exceção daquelas legalmente transferidas aos estados e municípios, pouco são destinadas a políticas sociais e praticamente nada à transição energética, de acordo com dados do Inesc.⁴⁷

⁴⁵ EIXOS, 2023. **O petróleo e a doença holandesa no Rio de Janeiro**. Disponível em: <https://eixos.com.br/politica/o-petroleo-e-a-doenca-holandesa-no-rio-de-janeiro/>. Acesso em: 17 set. 2024.

⁴⁶ BRASIL. **Lei nº 9.530, de 10 de dezembro de 1997**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19530.htm. Acesso em: 16 set. 2024; TESOURO TRANSPARENTE. **Como o governo para a Dívida Pública – parte 2**. Disponível em: <https://www.tesourotransparente.gov.br/videos/a-divida-em-videos/6-como-o-governo-paga-a-divida-parte-2.pdf>. Acesso em: 16 set. 2024.

⁴⁷ INESC, 2023. **Subsídios às fontes fósseis e renováveis (2018-2022): reformar para uma transição energética justa**. Disponível em: https://inesc.org.br/wp-content/uploads/2023/11/resumoexecutivo-subsidio-fosseis_renovaveis.pdf?x59185. Acesso em: 16 set. 2024.

Brasil 2045

5

#

+

x

TRANSPORTES
E MOBILIDADE
URBANA



O setor de transporte é o maior consumidor mundial de combustíveis derivados do petróleo. No mundo, ele é responsável por cerca de 23% do consumo de energia e 14% das emissões antrópicas de GEE. Apesar da participação relevante dos biocombustíveis na matriz energética brasileira, o setor de transporte ainda é responsável por 9,3% das emissões nacionais de GEE,⁴⁸ em função da predominância do uso de combustíveis fósseis.

Dessa forma, o transporte é a principal fonte de emissões nas cidades brasileiras e afeta diretamente o cotidiano de 76% da população do país que vive em áreas predominantemente urbanas.⁴⁹ A Constituição Federal, no seu artigo 6º, passou a considerar o transporte como direito social apenas em 2015. O Estatuto da Cidade, promulgado em 2001, já previa a garantia do direito a cidades sustentáveis, contemplando não somente acesso à moradia, ao saneamento e infraestrutura urbana, mas também ao transporte e aos serviços públicos, ao trabalho e ao lazer.

Em 2012, a Política Nacional de Mobilidade Urbana (PNMU) foi estabelecida com o objetivo de promover a integração entre os diferentes modos de transporte e a melhoria da acessibilidade e mobilidade das pessoas e cargas.

Esses marcos regulatórios federais estão em consonância com a Agenda 2030 da ONU, que, por meio do ODS 11, visa tornar as cidades e comunidades mais inclusivas, seguras, resilientes e sustentáveis.

Entretanto, para garantir a escala de atuação necessária para o enfrentamento às mudanças climáticas nas cidades, é necessário que as políticas públicas federais impulsionem transformações profundas nas formas de deslocamento nas cidades a partir de uma abordagem integrada por três eixos:

- descarbonizar o transporte de passageiros, aprimorando a eficiência energética de veículos e o uso de combustíveis menos poluentes;
- promover a migração para modos de transporte mais sustentáveis, com foco no transporte público e nos transportes ativos;
- reequacionar o modelo de produção de nossas cidades, promovendo um planejamento urbano integrado e cidades compactas e intensificando a ocupação e o adensamento populacional e produtivo no entorno dos corredores de transporte.

⁴⁸ Porcentagem calculada a partir dos dados do SEEG de 2022, disponível em <https://plataforma.seeg.eco.br/>. Acesso em: 27 set. 2024.

⁴⁹ IBGE, 2017. **Nova proposta de classificação territorial mostra um Brasil menos urbano**. Disponível em: <https://agencia-denoticias.ibge.gov.br/agencia-noticias/2012-agencia-de-noticias/noticias/15007-nova-proposta-de-classificacao-territorial-mostra-um-brasil-menos-urbano>. Acesso em: 15 set. 2024.



5.1. Descarbonizar o transporte de passageiros

A descarbonização do transporte de passageiros e de carga tem importância central para impedir o aumento da temperatura global em 1,5°C. Nesse contexto, os programas federais de apoio à renovação de frota de transporte devem contemplar recursos para acelerar a transição para a adoção de tecnologias de frota zero emissões. Incentivos ao aumento da participação de biocombustível na matriz energética, tais como os preconizados no Programa Combustível do Futuro,⁵⁰ são relevantes, mas precisam ser mais ambiciosos.

A intenção de fomentar a eletrificação da frota de ônibus para transporte público, indicada no Plano de Transformação Ecológica,⁵¹ deve ser priorizada com recursos que permitam superar a barreira dos elevados custos de aquisição de capital. A adoção de frotas elétricas já é realidade em cidades latino-americanas como Bogotá, Santiago e São Paulo (neste último caso, ainda muito no estágio inicial), demonstrando os benefícios de zerar a emissão de carbono, promover melhoria na qualidade do ar e reduzir custos operacionais nos sistemas de transportes. O anúncio da seleção de projetos de estados e municípios para a renovação de frota de ônibus urbanos com recursos para financiamento de 2.296 ônibus elétricos por meio do Novo PAC⁵² também constitui um alento importante nesta frente.

Entretanto, é fundamental que os programas e modalidades de apoio sejam expandidos para assegurar que esta transição atinja escala e tenha a velocidade necessária. Para este fim, é necessário estruturar um programa federal de financiamento para aquisição ou locação de veículos zero emissões que contemple agentes públicos e privados, a construção de redes de distribuição que permitam o suprimento de energia elétrica para os veículos, assim como um conjunto de incentivos para o desenvolvimento da cadeia industrial de sua produção nacional, de modo a acelerar a transição em maior escala nas cidades brasileiras e garantir que a transição gere benefícios econômicos e sociais para o país.

5.2. Promover migração para modos de transporte mais sustentáveis

Apenas a transição tecnológica para veículos zero emissões não será suficiente para garantir a mobilidade urbana e o acesso da população às oportunidades nas cidades. É preciso avançar com políticas públicas de incentivo ao uso de transporte público e transportes ativos — mobilidade por bicicleta e mobilidade a pé —, em linha com as diretrizes da Política Nacional de Mobilidade Urbana (PNMU).

⁵⁰ MME, 2023. **Programa Combustível do Futuro**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/programa-combustivel-do-futuro>. Acesso em: 15 set. 2024.

⁵¹ MINISTÉRIO DA FAZENDA. **Plano de Transformação Ecológica**. Disponível em: <https://www.gov.br/fazenda/pt-br/acesso-a-informacao/acoes-e-programas/transformacao-ecologica>, Acesso em: 15 set. 2024.

⁵² MINISTÉRIO DAS CIDADES. **Novo PAC seleções - mobilidade urbana sustentável**. Disponível em: <https://www.gov.br/cidades/pt-br/novo-pac-selecoes/mobilidade-urbana-sustentavel-renovacao-de-frota>. Acesso em: 15 set. 2024.

Apesar de o transporte estar contemplado entre os direitos sociais garantidos pela Constituição Federal, atualmente o governo federal não possui um programa estruturado para apoiar municípios, regiões metropolitanas e estados na regulamentação, planejamento, operação, monitoramento e avaliação dos sistemas de transporte público. Ademais, diante das sucessivas crises do setor de transportes, o governo federal se viu na obrigação de criar em 2022 um programa de auxílio emergencial que, embora tenha contribuído para dar sobrevida a alguns sistemas, foi pouco efetivo para garantir sustentabilidade e qualidade na prestação de serviços no longo prazo.

Nesse contexto, é urgente que sejam retomados os investimentos na melhoria da infraestrutura e da qualidade dos serviços. Programas de investimento em infraestrutura de corredores de transporte, faixas exclusivas de ônibus, mobilidade ativa e integração intermodal estão sendo retomados, mas precisam estar acompanhados de ações complementares de reforma institucional e de governança desses sistemas, dando maior transparência e poder de regulação aos entes públicos responsáveis pelo planejamento e pela gestão da mobilidade urbana.

Deve-se também garantir que o marco legal do transporte público em discussão no Congresso⁵³ avance para aprovação e sanção, de modo a promover melhorias no arcabouço regulatório, incentivando a modernização da governança dos sistemas e promovendo maior segurança jurídica a inovações em implantação nas cidades, como a separação entre a remuneração pela prestação do serviço da tarifa paga pelo usuário, a separação da bilhetagem dos contratos de operação de transporte, a separação de frota de transporte da sua operação e o controle de dados e informações sobre os sistemas em operação.

Estimular a qualidade dos serviços exige também maior participação da União nos custos de operação do sistema de mobilidade urbana, mediante contrapartidas de ações locais para melhoria da qualidade, garantia da modicidade tarifária e transparência na gestão do setor.

Cabe destacar a importância central da Estratégia Nacional de Mobilidade Urbana⁵⁴ em desenvolvimento pelo Ministério das Cidades, em colaboração com o BNDES. Esta estratégia constitui um marco de maior participação do governo federal na estruturação de uma carteira de projetos de corredores de transporte público de média e alta capacidade nas 21 maiores regiões metropolitanas do país. A ampliação e qualificação desta infraestrutura é estratégica para prover mais qualidade aos usuários de transporte público, contribuindo para reter e atrair mais pessoas para o uso de modos de deslocamentos mais sustentáveis.

⁵³ MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2024. **Projeto de Lei do Marco Legal do Transporte Público Coletivo começa a tramitar no Senado Federal**. Disponível em: <https://www.gov.br/cidades/pt-br/assuntos/noticias-1/projeto-de-lei-do-marco-legal-do-transporte-publico-coletivo-comeca-a-tramitar-no-senado-federal>. Acesso em: 16 set. 2024.

⁵⁴ BNDES, 2023. **RFI nº 006/2023 – Estudo Nacional de Mobilidade Urbana**. Disponível em: [https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/desestatizacao/cadastro-consultores/rfi-006-2023-estudo-nacional-de-mobilidade-urbana#:~:text=O%20BNDES%20e%20o%20Minist%C3%A9rio,metropolitanas%20do%20pa%C3%ADs%20\(RMs\)](https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/desestatizacao/cadastro-consultores/rfi-006-2023-estudo-nacional-de-mobilidade-urbana#:~:text=O%20BNDES%20e%20o%20Minist%C3%A9rio,metropolitanas%20do%20pa%C3%ADs%20(RMs)). Acesso em: 15 set. 2024.



Por fim, para assegurar a qualidade dos serviços de transporte público coletivo, deve-se reformar não somente os modelos de remuneração, mas também a forma como são financiados no país. Neste contexto, o retorno da cobrança do Seguro Obrigatório para Proteção de Vítimas de Acidentes de Trânsito (SPVAT)⁵⁵ pode constituir um ponto de partida para a estruturação de um fundo nacional de coparticipação nos custos operacionais do transporte público coletivo, considerando que entre 35% e 40% do valor arrecadado deverá ser destinado aos municípios e estados que possuem tais serviços.

5.3. Promover o planejamento urbano integrado

Atrair mais usuários para modos sustentáveis também supõe revisar instrumentos de planejamento e regulação do desenvolvimento urbano. É preciso reverter de forma profunda a lógica que tem guiado a construção das nossas cidades para reduzir desigualdades, dar mais espaço para as pessoas e menos para os veículos.

Desse modo, são necessárias ações contínuas e coordenadas para assegurar o planejamento urbano integrado, promovendo cidades compactas e incentivando o adensamento populacional e produtivo no entorno dos corredores de transporte, bem como a intensificação da ocupação destas áreas.

Ao promover um modelo de planejamento urbano que valoriza cidades mais compactas e de uso misto, a população pode viver a distâncias curtas de suas necessidades diárias, possibilitando o deslocamento por meio de transportes ativos (mobilidade a pé ou por bicicleta) ou o acesso a estações de transporte de média e alta capacidade. Cidades compactas e de uso misto também tornam o transporte público mais eficiente, pois há mais destinos — como oportunidades de empregos e serviços — ao redor das estações e distâncias mais curtas entre as estações.

Nesta frente destacam-se as políticas que buscam combater o déficit habitacional com a produção de unidades de moradia em imóveis desocupados ou desapropriados em áreas centrais, no entorno de corredores de transporte e que são associadas à implantação de infraestrutura, equipamentos e serviços públicos.

⁵⁵ CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2024. **Entra em vigor lei que retoma cobrança de seguro obrigatório de veículos.** Disponível em: <https://www.camara.leg.br/noticias/1063483-entra-em-vigor-lei-que-retoma-cobranca-de-seguro-obrigatorio-de-veiculos/>, Acesso em: 15 set. 2024.

Brasil 2045

6

#

+

x

HIDROGÊNIO
RENOVÁVEL:
POTENCIAL E
LIMITES

O hidrogênio é um vetor energético, com versatilidade na produção e uso, que desde 2020 tem ganhado espaço nas discussões globais relacionadas à transição energética, por seu papel potencial fundamental de composição na matriz energética de diversos países em cenários de neutralidade de carbono — seja como insumo para processos industriais, como a produção de aço verde, seja para uso como combustível em frotas pesadas por meio da célula a combustível. A forma de produção de hidrogênio mais discutida é a eletrólise da água combinada com fontes renováveis em um processo de baixa emissão de CO₂. É importante mencionar, contudo, que existem outras formas de obtenção de hidrogênio que são renováveis, como a reforma do biometano e do etanol. Essas fontes também podem desempenhar papel relevante na transição para uma economia baseada em energias limpas.

Quando comparado à produção atual no plano internacional⁵⁶ — em que 62% do H₂ é produzido a partir da reforma a vapor do gás fóssil, 21% tem o carvão como sua principal fonte e o restante da produção é subproduto de outras reações dentro da indústria —, o hidrogênio a partir de fontes renováveis se mostra um componente necessário para a transição energética, especialmente em setores que enfrentam dificuldades para atingir metas de descarbonização e que não têm a eletrificação como alternativa para as atividades.

As chamadas *low hanging fruits* do hidrogênio são aquelas aplicações e atividades que já utilizam hidrogênio e podem ser facilmente substituídas pelo hidrogênio renovável. Elas representam uma oportunidade significativa para iniciar a transição para o uso de fontes mais limpas e sustentáveis.

Além do hidrogênio verde, é importante mencionar que existem outras formas de obtenção de hidrogênio que são renováveis, como a gaseificação de biomassa e a reforma a vapor do biometano e do etanol. É fundamental considerar todas as opções disponíveis para garantir uma transição energética abrangente e sustentável.

Com os trabalhos do PNH₂ liderados pelo Ministério de Minas e Energia, avaliou-se que o Brasil possui um potencial técnico de produção de hidrogênio de 1,8 bilhões de toneladas por ano, enquanto as unidades geradoras de hidrogênio no país, que têm por finalidade o uso no refino das frações de petróleo, possuem uma capacidade ociosa de 200 mil toneladas, que podem ser aproveitadas por meio das tecnologias de baixo carbono.⁵⁷

O hidrogênio ganhou destaque no Brasil pela característica atual da matriz elétrica do país, que se distingue do resto do mundo por produzir 93% de sua eletricidade a partir de fontes renováveis,

⁵⁶ IEA, 2023. **Global Hydrogen Review 2023**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>. Acesso em: 16 set. 2024.

⁵⁷ AGÊNCIA SENADO, 2024. **Brasil pode produzir 1,8 bi de toneladas ao ano de hidrogênio, mostra debate**. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2024/02/27/brasil-pode-alcancar-1-8-bi-de-toneladas-ao-ano-de-hidrogenio-verde-mostra-debate>. Acesso em: 17 set. 2024.



segundo o BEN 2024. Para produção do chamado “hidrogênio verde”, duas fontes podem ser vistas como prioritárias: eólica e solar, ambas em expansão no país, principalmente na região Nordeste.

Políticas públicas para o hidrogênio passaram então a ser debatidas em comissões no Senado Federal⁵⁸ e na Câmara dos Deputados,⁵⁹ ambas instaladas quase dois anos depois da assinatura, no Ceará, dos primeiros memorandos de entendimentos para produção de hidrogênio. Havia a perspectiva de se criar um *hub* de hidrogênio verde no estado, que na época tinha como prioridade a exportação de hidrogênio para países que buscam aumentar a renovabilidade da matriz energética por meio da substituição do H₂ de fontes fósseis pelo produzido por fontes renováveis.

Paralelamente às discussões e tratativas isoladas de governos estaduais, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) instituiu, em 2022, o Programa Nacional de Hidrogênio (PNH₂)⁶⁰ e criou o Comitê Gestor com cinco câmaras temáticas que trabalham nas ações do Plano Trienal 2023-2025, que reúne 65 propostas de ações relacionadas ao hidrogênio no Brasil e já possui 32 em execução.

Essas movimentações culminaram na aprovação pelo Congresso e posterior sanção do presidente Lula, em 2 agosto de 2024, da Lei 14.948/2024, que estabelece a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono. Ficou definido que, para ser considerado de baixo carbono, o combustível ou insumo industrial coletado ou obtido deve possuir emissão de GEE, conforme análise do ciclo de vida, com valor inicial menor ou igual a 7 kgCO₂eq/kgH₂ — na primeira etapa da tramitação do projeto, a cifra máxima era de 4 kgCO₂eq/kgH₂. Dessa forma, o valor aprovado está muito acima do praticado pelos Estados Unidos, pela China ou pela União Europeia. O bloco, que tem o potencial de ser o principal comprador do hidrogênio brasileiro, definiu em regulamentação interna o teto de 3,384 kgCO₂eq/kgH₂. Essa discrepância de padrões faz com que o hidrogênio brasileiro corra o risco de não ser competitivo internacionalmente.

Ao criar o Marco Legal do Hidrogênio no país, a legislação instituiu regras para a certificação das empresas produtoras, definiu como se dará a regulação, além de conferir o papel de gestor do setor à ANP.⁶¹ O projeto também prevê a adoção de incentivos fiscais para a produção de hidrogênio verde, com a criação do Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro), além do Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC).

⁵⁸ SENADO FEDERAL. **Comissão Especial para Debates de Políticas sobre Hidrogênio Verde**. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/atividade/comissoes/comissao/2589/>. Acesso em: 16 set. 2024.

⁵⁹ CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Comissão Especial Para Estudo, Avaliação e Acompanhamento das Iniciativas e Medidas Adotadas Para Transição Energética - Fontes Renováveis e Produção de Hidrogênio Verde No Brasil**. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-temporarias/especiais/57a-legislatura/transicao-energetica-e-producao-de-hidrogenio-verde>. Acesso em: 16 set. 2024.

⁶⁰ MME. **Programa Nacional de Hidrogênio**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/programa-nacional-do-hidrogenio-1>. Acesso em: 16 set. 2024.

⁶¹ BRASIL. **LEI Nº 14.948, DE 2 DE AGOSTO DE 2024**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2024/Lei/L14948.htm.

No mês seguinte, a Câmara e o Senado aprovaram o projeto de lei, sancionado pelo presidente Lula em 30 de setembro, que institui o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC).⁶² A Lei 14.990/2024 traz o conteúdo que havia sido vetado na sanção do Marco Legal do Hidrogênio, por não indicar fonte de custeio do programa de subsídios para a cadeia do hidrogênio. Proposto após acordo entre o governo e o Congresso sobre os vetos, trata de créditos tributários e incentivos para setores industriais de difícil descarbonização, como o de fertilizantes, siderúrgico, cimenteiro, químico e petroquímico.

O novo texto define um teto de R\$18,3 bilhões em créditos a serem concedidos entre 2028 a 2032, com limites anuais escalonados em R\$1,7 bilhões em 2028; R\$2,9 bilhões em 2029; R\$4,2 bilhões em 2030; R\$4,5 bilhões em 2031; e R\$5 bilhões em 2032. Determina, ainda, um procedimento concorrencial anterior à concessão dos créditos e institui critérios de elegibilidade para as empresas. Também prevê que o crédito fiscal deverá corresponder a um percentual de até 100% da diferença entre o preço estimado do hidrogênio de baixa emissão de carbono e o preço estimado de bens substitutos. E estabelece que o percentual do crédito fiscal concedido poderá ser inversamente proporcional à intensidade de emissões de GEE do hidrogênio produzido, com previsão de multa em caso de não implementação do projeto de desenvolvimento.⁶³

⁶² SENADO, 2024. **Senado aprova regras para o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono**. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/institucional/presidencia/destaque-noticia/senado-aprova-regras-para-o-programa-de-desenvolvimento-do-hidrogenio-de-baixa-emissao-de-carbono>. Acesso em: 17 set. 2024.

⁶³ JOTA, 2024. **Senado avança na 'pauta verde' com aprovação de regras para hidrogênio e biocombustíveis**. Disponível em: <https://www.jota.info/energia/senado-avanca-na-pauta-verde-com-aprovacao-de-regras-para-hidrogenio-e-bio-combustiveis>. Acesso em: 17 set. 2024.

Brasil 2045

7

#

+

X

PERSPECTIVAS
PARA A NOVA
INDÚSTRIA:
DESCARBONIZAR
PARA
REINDUSTRIALIZAR

Entre os diversos desafios do Brasil para as próximas décadas, um deles é inverter o processo de desindustrialização para um cenário de crescimento do PIB Industrial. A execução dessa tarefa deve ter em perspectiva o estabelecimento de um novo parque industrial nacional que responda às necessidades de redução das emissões de carbono. Nesse sentido, o Brasil pode utilizar vantagens competitivas, como a alta disponibilidade de energias renováveis, para ser um polo de atração de investimentos industriais para produzir bens com baixa pegada de carbono. Essa estratégia é chamada de *Powershoring*.

O plano Nova Indústria Brasil, apresentado em janeiro de 2024,⁶⁴ é uma forte sinalização do governo nessa direção. Além de instrumentos tradicionais de estímulo — subsídios, empréstimos com juros reduzidos e ampliação de investimentos públicos —, a iniciativa traz seis “missões” até 2033 para nortear os investimentos, das quais três estão relacionadas diretamente com a transição ecológica: impulsionar as cadeias agroindustriais sustentáveis e digitais; a infraestrutura, saneamento, moradia e mobilidade sustentáveis; e a bioeconomia, descarbonização, transição e segurança energéticas.

Entre os objetivos declarados estão os de cortar 30% das emissões de CO₂ por valor adicionado do PIB da indústria; elevar em 50% a participação dos biocombustíveis na matriz energética de transportes; aumentar o uso tecnológico e sustentável da biodiversidade pela indústria em 1% ao ano; diminuir em 20% o tempo de deslocamento de casa para trabalho; aumentar em 25 p.p. o adensamento produtivo (diminuição da dependência de produtos importados) na cadeia de transporte público sustentável; alcançar 70% de mecanização na agricultura familiar; e fornecer pelo menos 95% de máquinas e equipamentos nacionais para agricultura familiar.

O governo federal assegurou que, para impulsionar a indústria nacional até 2033, R\$300 bilhões virão de financiamentos do BNDES, da Financiadora de Estudos e Projetos (Finep) e da Empresa Brasileira de Pesquisa e Inovação Industrial (Embrapii). O Fundo Clima deve ser utilizado para financiar projetos de descarbonização da indústria, com juros a partir de 6,15% ao ano.

Ainda assim, um efetivo projeto de indústria de baixo carbono vai depender de como o setor industrial brasileiro se adapta ao novo *compliance* ambiental global que está se estabelecendo como indicador de competitividade.

Os principais gases de efeito estufa do uso de energia na indústria são o dióxido de carbono (CO₂), o gás metano (CH₄) e o óxido nitroso (N₂O). As emissões de CO₂ são provenientes principalmente da queima de combustíveis fósseis, notadamente gás fóssil, diesel e coque de petróleo. Já as emissões de CH₄ são provenientes sobretudo do consumo energético de bagaço de cana e carvão vegetal, enquanto as emissões de N₂O são resultado da queima de bagaço de cana, lenha e lixívia.

⁶⁴ AGÊNCIA BRASIL, 2024. Entenda o programa Nova Indústria Brasil. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2024-01/entenda-o-programa-nova-industria-brasil>. Acesso em: 16 set. 2024.



Os principais subsetores nos processos e produtos industriais que dominam as emissões de GEE do Brasil são a produção de ferro-gusa e aço, a produção de cimento e a produção e uso de HFCs.

O país possui uma robusta indústria siderúrgica e possui o maior setor de produção de aço da América Latina, segundo a Confederação Nacional da Indústria (CNI), beneficiando-se de seu abundante minério de ferro, o que nos torna um dos principais produtores do mundo. A partir desse quadro, a produção de ferro-gusa e aço é a maior emissora da indústria brasileira, sendo responsável por 26,7% do total emitido pela atividade industrial de forma mais abrangente (isto é, somando as emissões dos processos industriais com as oriundas do uso de energia); e por 46,5% das emissões considerando somente a soma do que é emitido pelos processos industriais, segundo dados do SEEG de 2022.⁶⁵

A segunda posição fica a cargo da produção de cimento, que representa 13,1% do total emitido pelo setor e 22,9% das emissões dos processos industriais. Em seguida aparece a produção e uso de HFCs, gases provenientes de aparelhos refrigeradores como ar-condicionados domésticos e veiculares, geladeiras, freezers, frigoríficos, entre outros. As emissões de sua produção e uso foram responsáveis por 5,5% do total do setor e 9,6% dos processos industriais.

A redução de emissões dispõe de diversos caminhos e abordagens. A indústria brasileira, que consome uma grande parte da energia do país — de acordo com o BEN 2024, 31,8% do total, atrás apenas do setor transportes (33%) — tem um potencial significativo para melhorias na eficiência energética. Programas como o PotencializEE, que busca promover a eficiência energética de pequenas e médias empresas (PMEs) industriais,⁶⁶ podem ser incrementados e expandidos nacionalmente para melhorar a eficiência energética em pequenas e médias empresas, assim como fazer com que bancos locais desenvolvam a capacidade para avaliar e investir em projetos de eficiência energética.

Ainda existe espaço para promover, como parte da estratégia de eficiência energética, a cogeração e recuperação de calor, como o uso do bagaço de cana-de-açúcar em usinas para gerar eletricidade e calor. A recuperação de calor residual nos processos industriais aumenta a eficiência energética e reduz a necessidade de novas fontes de energia.

É importante destacar que a indústria tem um papel absolutamente relevante na demanda por eletricidade, já que representou 36,4% do total consumido em 2023, segundo o BEN 2024. Dessa forma, manter a matriz elétrica brasileira renovável é de extrema importância para a redução das emissões de escopo 2 — isto é, as emissões indiretas, relacionadas ao uso da eletricidade para o funcionamento da empresa — do setor industrial.

⁶⁵ Porcentagem calculada a partir dos dados do **Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG)**. Disponível em: <https://plataforma.seeg.eco.br/>. Acesso em: 17 set. 2024.

⁶⁶ Mais informações podem ser consultadas na página do **PotencializEE**: <https://www.programa-potencializee.com.br/>. Acesso em: 17 set. 2024.

Brasil 2045

8

#

+

x

ENERGIA
RENOVÁVEL
E MINERAIS
ESTRATÉGICOS:
OS IMPACTOS
SOCIOAMBIENTAIS
DA TRANSIÇÃO

A transição energética justa por meio das energias renováveis é importante e necessária no combate às mudanças climáticas. Entretanto, se a tecnologia é tida como “limpa”, a forma como é implementada nem sempre segue a mesma lógica. Com isso, alguns efeitos danosos estão presentes na implantação dos projetos de implantação de empreendimentos de renováveis, como: contratos que exploram as comunidades locais na pactuação sobre o uso das terras, falta de critérios para o local de implantação de novos projetos (muitas vezes ao lado de residências, por exemplo, ou em área de reconhecida fragilidade ambiental), baixa participação das populações e comunidades nos processos decisórios e deficiência no controle e fiscalização pelos órgãos ambientais. Esses problemas ainda precisam ser debatidos e superados.

8.1. Parques eólicos

A energia eólica traz benefícios ao meio ambiente e à economia, ao mesmo tempo que também pode provocar impactos negativos nas comunidades em que os aerogeradores são instalados e na fauna e na flora locais.⁶⁷ Com o avanço desses empreendimentos no país, a Caatinga tem sido uma das principais afetadas, como mostra o Relatório Anual do Desmatamento (RAD), divulgado pelo Map-Biomas.⁶⁸ Foi possível analisar que, em 2022, mais de 4 mil hectares da Caatinga foram desmatados devido às atividades das usinas de energia eólica e solar, incluindo as linhas de transmissão.

No que diz respeito à fauna, a instalação em topos de serras, que são áreas de importância ecológica por servirem de refúgio e reprodução de inúmeras espécies, das fontes de energia pode alterar a soberania e a composição natural destes locais. Somada a isso, a saúde humana também pode ser impactada com o barulho das hélices das torres durante várias horas por dia. A saúde mental da população tem sido comprometida, com registro de casos de depressão, distúrbios do sono, insônia, enxaqueca, estresse e abalo do sistema nervoso. Todas estas enfermidades podem ser portas de entrada para doenças degenerativas.⁶⁹

É nesse cenário que o potencial energético e a alta lucratividade dessas atividades trouxeram e ainda trazem inúmeras empresas ao país, potencializando um mercado conhecido como “negócios do vento”, que atualmente possui um crescimento particular na região Nordeste, com 66 GW outorgados para a região em projetos em energia renovável — o que corresponde a quase cinco Itaipus de potência energética.⁷⁰

⁶⁷ MARQUES, Juracy Marques; BARRETO, Andreza; BARRERO, Flávio Marques; MAIA, Ícaro. **O cárcere dos ventos: destruição das serras pelos parques eólicos - volume 3**. Paulo Afonso, Bahia: SABEH, 2021. Disponível em: <https://securerusercontent.com/198.71.233.189/3fd.eb4.myftpupload.com/wp-content/uploads/2021/11/Livro-O-Carcere-dos-Ventos-Volume-3-WEB.pdf>. Acesso em: 16 set. 2024.

⁶⁸ MAPBIOMAS, 2023. **Relatório Anual do Desmatamento do Brasil – 2023**. Disponível em: <https://alerta.mapbiomas.org/relatorio>. Acesso em: 16 set. 2024.

⁶⁹ DOSSIÊ ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2022. **Energias renováveis na Bahia: caminhos e descaminhos**. Disponível em: <https://dossienergiasrenovaveis.com.br/dossie.pdf>. Acesso em: 16 set. 2024.

⁷⁰ Consultar **Plano Nordeste Potência**, disponível em: <https://nordestepotencia.org.br/>. Acesso em: 16 set. 2024.



Para que essa realidade seja possível, o direito de uso da terra atua como elemento fundamental, já que em muitos países, para implantar um empreendimento eólico, o empreendedor deve estabelecer uma relação com o usuário da terra que lhe permita utilizá-la, caso ele não seja proprietário nem tenha direito de uso.

É na região Nordeste que se concentram os conflitos no campo com relação direta aos empreendimentos eólicos. Foram registrados ao menos seis conflitos, segundo os dados do *Caderno de Conflitos no Campo Brasil 2022* (CPT).⁷¹ Esses dados podem ser bem maiores: quando analisamos o dossiê Energias Renováveis na Bahia: Caminhos e Descaminhos,⁷² identificamos a contribuição de representantes de 61 comunidades abrangendo 37 municípios impactados pela implantação de empreendimentos de energias renováveis eólica, solar e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).⁷³

Nos locais onde existem ou estão previstos esses empreendimentos, tem ocorrido violação dos direitos territoriais de comunidades tradicionais. O modo de vida das comunidades quilombolas e de fundo e fecho de pasto,⁷⁴ por exemplo, consiste no uso comum do território — áreas coletivas utilizadas há centenas de anos para a criação de animais e extrativismo, entre outras atividades. A ocupação territorial promovida pelos empreendimentos eólicos, a exemplo das linhas de transmissão, impede ou dificulta a circulação e o uso de aguadas e estradas de acesso ao roçado. Além disso, estão presentes especulação imobiliária, grilagem de terras e cercamento de áreas pelas empresas.

Desse modo, os habitantes das comunidades que se opõem aos grandes empreendimentos também são impactados, devido aos conflitos internos. Por isso, não restam dúvidas de que, da outorga à operação, danos à sociedade e à natureza têm sido deixados de lado em prol das oportunidades e da urgência de expansão dos empreendimentos de renováveis — que é real — imposta pela crise climática.

Esses custos, por sua vez, não têm sido considerados na transição energética, mas se concentram, principalmente, sobre comunidades e grupos vulnerabilizados, deixando marcas na percepção da

⁷¹ CPT, 2023. **Conflitos no campo - Brasil 2022**. Disponível em: <https://www.cptnacional.org.br/downlods/download/41-conflitos-no-campo-brasil-publicacao/14302-livro-2022-v21-web>. Acesso em: 16 set. 2024.

⁷² DOSSIÊ ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2022. **Energias renováveis na Bahia: caminhos e descaminhos**. Disponível em: <https://dossienergiasrenovaveis.com.br/dossie.pdf>. Acesso em: 16 set. 2024.

⁷³ DOSSIÊ ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2022. **Energias renováveis na Bahia: caminhos e descaminhos**. Disponível em: <https://dossienergiasrenovaveis.com.br/dossie.pdf>. Acesso em: 16 set. 2024.

⁷⁴ São comunidades localizadas no oeste da Bahia, conhecidas pela criação de animais soltos em terras coletivas, além do cultivo de frutos e roças. Sua identidade passa pelo vasto conhecimento dos biomas onde vivem – Cerrado e Caatinga. As terras coletivas são chamadas fecho, daí o nome fundo e fecho de pasto. Mais informações podem ser encontradas na página do **Ministério do Desenvolvimento e Assistência Social, Família e Combate à Fome**, disponível em: <https://www.gov.br/mds/pt-br/acoes-e-programas/acesso-a-alimentos-e-a-agua/articulacao-de-politicas-publicas-de-san-para-para-voos-e-comunidades-tradicionais/comunidades-de-fundos-e-fechos-de-pasto>

sociedade sobre tais tecnologias. A expansão das fontes renováveis não deve se dar às custas de populações minoritárias, tradicionais e rurais, e sim como vetor de criação de oportunidades, inclusão e desenvolvimento socioeconômico local.

A história se repete agora com a perspectiva de grande geração eólica *offshore*. Já existem pedidos de licenciamento na costa nordestina e, assim como aconteceu com a geração *onshore*, sem uma análise profunda de impactos sociais e ambientais, de necessidades e oportunidades das populações locais, e da adequação da gestão pública em suas mais diferentes esferas.

Por fim, é importante registrar a importância de não restringir a energia renovável, mas sim um projeto de desenvolvimento que não escuta as comunidades e seus modos de vida. Se queremos a transição da energia fóssil para renovável, e isso tem que ser feito, é urgente a necessidade de repensar como essa energia é gerada.

O fato é que a permanência de um modelo antigo de ocupação do território, onde a decisão pela instalação do empreendimento é tomada sem processos de respeito à terra, ao território e às comunidades tradicionais, e sem olhar as particularidades naturais da paisagem, não condiz com o caminho para uma transição justa, que defende a justiça social, a garantia de direitos e a manutenção dos serviços ecossistêmicos como parte do desenvolvimento ético e sustentável.

8.2. Usinas hidrelétricas

A importância e o protagonismo da fonte hídrica no Brasil colocam o país entre os de maior referência na produção de energia elétrica considerada “limpa”. Este é o discurso utilizado pelo governo para atestar o compromisso do país com o combate às mudanças climáticas. De fato, as hidrelétricas são eficientes na geração de energia de baixa emissão de GEE, mas nem de longe se podem ignorar os impactos socioambientais gerados neste tipo de produção.

As Usinas Hidrelétricas de Grande Porte (UHEs) ou as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) são instaladas no curso de rios, alterando inevitavelmente o ecossistema local. Os rios e todo o território em volta dele são espaços importantes de subsistência e reprodução de fauna e flora.⁷⁵

Segundo o relatório Planeta Vivo de 2022, realizado pelo *World Wildlife Fund for Nature* (WWF), entre 1970 e 2016 houve um declínio médio de 76% nas espécies de peixes migratórios de água doce no mundo. O estudo destaca a presença de barragens e reservatórios nos rios como um dos principais motivos para mortalidade dos peixes, já que geram uma transformação abrupta no habitat e criam

⁷⁵ DOSSIÊ ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2022. *Energias renováveis na Bahia: caminhos e descaminhos*. Disponível em: <https://dossienergiasrenovaveis.com.br/dossie.pdf>. Acesso em: 16 set. 2024.



barreiras migratórias.⁷⁶ Um outro estudo publicado na revista *Neotropical Ichthyology*, em 2021, mostrou que a operação de hidrelétricas pode ter sido a causa da morte de toneladas de peixes em todas as bacias hidrográficas do Brasil entre 2010 e 2020.⁷⁷

A mortalidade de peixes e outras espécies, além de interromper processos bióticos, ameaça os modos de produção, alimentação e geração de renda de povos ribeirinhos. O deslocamento de populações é, sem dúvida, um dos impactos mais devastadores da hidreletricidade. Para que uma grande hidrelétrica funcione, em geral é necessário que uma grande área seja inundada no represamento do rio e na construção de um reservatório a montante da barragem. Já durante o represamento, grandes mudanças sociais e econômicas podem ser observadas na região que recebe a construção, que gera demanda por um número expressivo de trabalhadores, materiais e equipamentos.⁷⁸ Inúmeras pessoas que vivem em volta do rio tendem a ser expulsas das suas terras. No Brasil, há vários casos de comunidades que foram obrigadas a deixar suas casas e ir para territórios distantes, sendo muitas vezes privadas de segurança alimentar e acesso digno à água, sem provisão de alternativa habitacional ou compensação financeira adequada.

Um exemplo, antigo mas que impressiona pelos números, aconteceu na construção da hidrelétrica Luiz Gonzaga (Lago de Itaparica), em 1975, no norte da Bahia. A obra causou o deslocamento forçado de cerca de 40 mil pessoas, entre elas 1.200 indígenas tuxá, que tiveram sua população dividida ao saírem do território ancestral. Até os dias de hoje batalham na justiça por indenização e autodemarcação de terras.⁷⁹

Ainda há aqueles que nasceram e foram criados na beira dos rios e são realocados em terras secas e improdutivas, perdendo o direito de manter sua relação com o corpo d'água, que não só provê o alimento, mas que é instrumento importante para cultura e ancestralidade de diversas comunidades tradicionais, como populações indígenas, quilombolas e ribeirinhas. Por ironia, observam-se por vezes populações que vivem próximas às barragens e têm suas vidas afetadas pelos empreendimentos que não possuem acesso à energia elétrica.

O processo de realização dos estudos que fundamentam a decisão do órgão competente sobre as instalações das UHEs e PCHs também é bastante questionado. A Política Nacional do Meio Am-

⁷⁶ WWF, 2022. **Relatório planeta vivo 2022**. Disponível em: https://wwflpr.awsassets.panda.org/downloads/relatorio_planeta_vivo_2022_1_1.pdf

⁷⁷ AGOSTINHO, Angelo Antonio et al. **Fish die-off in river and reservoir: A review on anoxia and gas supersaturation**. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/ni/a/FZPF6pLqgZxyqtc8zWqQ4yh/#>

⁷⁸ LIMA, Guilherme Rodrigues. **Análise dos impactos socioambientais de usinas hidrelétricas através do método de análise de agrupamento**. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/1870/1/GRLima.pdf>. Acesso em: 17 set. 2024.

⁷⁹ ESCOLA DE ATIVISMO. **Hidrelétricas e barragens impactam gerações de comunidades nas margens do “Velho Chico”**. Disponível em: <https://escoladeativismo.org.br/hidreletricas-e-barragens-impactam-geracoes-de-comunidades-as-margens-do-velho-chico/>. Acesso em: 17 set. 2024.

biente (PNMA) determina o licenciamento ambiental prévio, em geral em suas três etapas (prévia, de instalação e de operação) como crucial para mitigar os impactos socioambientais desses empreendimentos. Além disso, o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) devem ser solicitados em empreendimentos de mais de 10 MW.⁸⁰ Mas, mesmo com esses mecanismos, muitas vezes o processo para licenciamento destas construções não é realizado de forma justa e transparente. A devastação causada por algumas hidrelétricas demonstra, há décadas, falhas nos instrumentos de licenciamento, que não foram capazes de prever corretamente violações sérias de direitos e conflitos sociais, ou de propor medidas eficazes de mitigação ou compensação de impactos.

Há outro aspecto grave e recorrente no processo de instalação de UHEs e PCHs. Os termos e acordos apresentados muitas vezes são abusivos, com promessas enganadoras levadas às comunidades. Por geralmente possuir pouco suporte técnico e jurídico, a população corre o risco de assinar acordos sem a real dimensão do impacto sobre suas vidas. Foi o caso da Hidrelétrica do Vale do Jari, no Amapá. As comunidades assinaram um protocolo de entendimento em que a empresa Jari Energética S.A se comprometeu com medidas de melhoria na vida das populações, como realocação, tratamento de água e construção de casas. Mas, posteriormente, a maior parte da população indicou insatisfação com o que foi entregue — as expectativas não foram atendidas como se esperava. Uma das queixas relevantes foi quanto à promessa de fornecimento de energia elétrica. A construção aconteceu e as casas continuaram sem acesso à energia, tendo apenas recebido um motor ineficiente da empresa.⁸¹

Há também o registro de maior proliferação de doenças endêmicas com a chegada de hidrelétricas, já que causam perturbação no ambiente e maior produção de dejetos. A barragem Tucuruí, localizada no Rio Tocantins, no estado do Pará, pode ter sido a causa do aumento de casos da doença de chagas na região, com o registro de 44 casos entre 2010 e 2015.⁸²

As hidrelétricas na Amazônia foram historicamente tidas como fundamentais para a produção energética brasileira e o crescimento do país. No entanto, continuam sendo motivo de grandes impactos na região. A construção do complexo hidrelétrico de Belo Monte, no rio Xingu, é exemplo relevante da magnitude dos danos que as megahidrelétricas podem causar.⁸³

⁸⁰ MMA, 1986. **Resolução Conama nº 1, de 23 de janeiro de 1986, art. 2º**. Disponível em: https://conama.mma.gov.br/?option=com_sisconama&task=arquivo.download&id=745

⁸¹ LOPES, Maria de Souza; BRITO, Daguiete Maria Chaves. **Impactos socioambientais ocasionados por hidrelétrica no Vale do Jari, Amapá, Brasil: percepções comunitárias**. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/asoc/a/H5dZwZpk66x7WS-g4GGNkkWv/?lang=pt&format=pdf>. Acesso em: 17 set. 2024.

⁸² FURTADO, Wendrel Gonçalves. **Impactos socioambientais da usina hidrelétrica de tucuruí e seus efeitos sobre a doença de chagas na região**. Disponível em: https://spc.unifesspa.edu.br/images/Resumos_SPC/WENDRELGONCALVESFURTADO.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

⁸³ IPEA, 2021. **Hidrelétricas na amazônia: uma discussão dos impactos de belo monte à luz do licenciamento ambiental**. Disponível em: https://portalantigo.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/rtm/217044_rtm_27_art14.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.



Segundo um relatório do *Greenpeace* Brasil de 2016, entre os impactos registrados na região de Belo Monte estão: sobrecarregamento da estrutura das cidades — aumentando os índices de violência, tráfico, uso de drogas e prostituição —, redução expressiva na vazão do rio (na área conhecida como Volta Grande do Xingu), altas taxas de desmatamento ilegal, expansão da mineração ilegal, degradação da água do rio, alto índice de crianças desnutridas e casos de parasitoses intestinais. Além disso, entre 20 mil e 40 mil pessoas foram realocadas. Esses fatos, somados ao custo de mais de R\$30 bilhões do projeto, geram questionamento a respeito da viabilidade e dos benefícios de um projeto como esse, em que os impactos socioambientais foram sem dúvida subestimados.⁸⁴ Também geram questionamento, de forma mais ampla, sobre a viabilidade ambiental e a legitimidade social da implantação das megahidrelétricas.

No Brasil, o protagonismo das hidrelétricas é motivo da dependência por energia centralizada. Considerando os efeitos das mudanças do clima e a alteração das variáveis climatológicas e pluviométricas, eventos como secas nos reservatórios são esperados e devem causar alterações consideráveis na operação de parte desses empreendimentos nos próximos anos.⁸⁵

Cabe mencionar, ainda, que é errado afirmar que as hidrelétricas não causam qualquer emissão de GEE. A vegetação que é submersa durante a construção do reservatório se decompõe e origina gases como o CH_4 , o CO_2 e o N_2O .⁸⁶

Dessa forma, apesar da relevância que a geração de energia hidráulica sem dúvida possui no Brasil, há impactos socioambientais negativos de relevo em todo processo de licenciamento, construção e operação das usinas. Os modos de instalação e funcionamento desses empreendimentos necessitam ser cuidadosamente analisados de forma a garantir a segurança das espécies, do meio ambiente e da população que vive na região do empreendimento, prevendo mecanismos de participação social, compensação e reparação às comunidades. Mais do que isso, impõe-se afastar a implantação das megahidrelétricas e também de PCHs construídas sequencialmente numa mesma bacia hidrográfica, muitas vezes sem que seus impactos cumulativos sejam adequadamente considerados.

⁸⁴ GREENPEACE, 2018. **Hidrelétricas na Amazônia: um mau negócio para o Brasil e para o mundo**. Disponível em: https://www.greenpeace.org/static/planet4-brasil-stateless/2018/07/relatorio_hidreletricas_na_amazonia.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

⁸⁵ DOSSIÊ ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2022. **Energias renováveis na Bahia: caminhos e descaminhos**. Disponível em: <https://dossienergiasrenovaveis.com.br/dossie.pdf>. Acesso em: 16 set. 2024.

⁸⁶ CUSTÓDIO, Douglas; LORUSSO, Jhonnata; CAVALCANTE, Lorenzo Angelo Nogueira. **Usinas hidrelétricas e seus impactos ambientais**. IFSP Guarulhos, 2022. Disponível em: <https://revista.gru.ifsp.edu.br/exatecca/article/view/76>. Acesso em: 17 set. 2024.

8.3. Biomassa e biocombustíveis

Biomassa é toda matéria orgânica animal ou vegetal que pode ser utilizada para geração de energia. Dados do BEN 2024 mostram que, em 2023, 16,9% de toda a energia ofertada veio de derivados de cana-de-açúcar, 8,6% de lenha e carvão vegetal e 7,2% de licor preto e outras renováveis. A utilização da cana-de-açúcar para produção energética é de grande importância no Brasil, pois por meio dela se obtém o etanol, o biogás e o biometano, biocombustíveis utilizados na substituição de energia fóssil em diversos processos industriais. A produção de biomassa no Brasil tem sido incentivada por meio de programas federais e legislações que viabilizam a maior participação de combustíveis como o etanol e o biodiesel na matriz energética nacional.⁸⁷ Um exemplo é a mistura obrigatória de um teor de etanol fixado entre 18% e 27,5% na gasolina comercial.⁸⁸

Apesar dos inúmeros benefícios, a utilização de biomassa também apresenta problemas, que necessitam ser reconhecidos e enfrentados. É frequente que a produção de agroenergia envolva práticas agrícolas danosas ao meio ambiente nas diferentes etapas do processo produtivo. Entre os impactos, podem ser citados o aumento do desmatamento, o êxodo rural, a concentração de terras, o crescimento dos monocultivos, a exploração de trabalhadores, a contaminação de corpos d'água e o uso de agrotóxicos.

Assim, os impactos relacionados ao uso da terra na produção de energia por meio da biomassa se relacionam diretamente com fatores como a segurança alimentar das populações e a utilização das matérias primas enquanto *commodities*. À medida que se aumenta a aquisição de terras férteis para produção de biocombustíveis, por exemplo, pode ocorrer deslocamento populacional, conflito de terras e ameaça à biodiversidade local, considerando as grandes áreas de cultivo destinadas à monocultura.

No Brasil, o consumo final de etanol e de biodiesel cresceu, respectivamente, 6,3% e 19,2% entre 2022 e 2023, segundo o BEN 2024. Na produção desses biocombustíveis, o país faz uso principalmente da mandioca, da cana, da soja e do milho. A cana é utilizada em maior escala e a produção deste insumo tem se expandido a cada ano para fins energéticos, o que tem gerado conflitos de terras e pressão sobre comunidades tradicionais. Na região Centro-Sul brasileira, o cultivo de outros produtos como soja, milho e café têm sido pressionados pela expansão da cana, que ocupa vastas áreas agrícolas.

Pode-se mencionar também que a destinação de certos insumos, como a cana, para geração de energia pode levar à diminuição da oferta e encarecimento para alimentação. Nos EUA, por exemplo, com a expansão da utilização do milho para fabricação de etanol, áreas imensas deram lugar ao

⁸⁷ SOUZA, Victor Hugo Alves de. **Impactos socioambientais do uso da biomassa na produção de energia**. UFES, 2017. Disponível em: <https://repositorio.ufes.br/server/api/core/bitstreams/278bfe9b-99e9-4f09-83a3-390e10413a25/content>. Acesso em: 17 set. 2024.

⁸⁸ MME, 2022. **CNPE passa a ter competência para fixar teor de etanol anidro na gasolina**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cnpe-passa-a-ter-competencia-para-fixar-teor-de-etanol-anidro-na-gasolina>. Acesso em: 16 set. 2024.



monocultivo da planta, o que reduziu drasticamente a disponibilidade do milho como alimento para as pessoas na cidade de Dakota.⁸⁹

Na produção de biodiesel, há uma gama de insumos vegetais ou animais que podem ser utilizados, como girassol, dendê, amendoim, mamona e sebo bovino. No entanto, segundo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), cerca de 70% do biodiesel no Brasil é fabricado a partir dos subprodutos da soja. O Brasil é um dos maiores produtores deste biocombustível no mundo,⁹⁰ enquanto a soja é uma das *commodities* agrícolas que mais gera impactos socioeconômicos nos territórios, tendo em vista a magnitude e a extensão da produção nacional.

Quanto à biomassa florestal, os principais problemas estão relacionados ao plantio de árvores para formar florestas energéticas, que são criadas com o objetivo de diminuir a pressão do desmatamento sobre as florestas naturais. Estas florestas são plantadas, extraídas e replantadas em um período específico. As principais espécies usadas para esse fim são o eucalipto e o pinus, que tem um alto teor energético e rápido crescimento, mas que não são espécies nativas brasileiras e podem gerar grandes impactos ambientais a depender da região, do bioma, das condições prévias de plantio e das técnicas de manejo empregadas. Entre os problemas que podem surgir estão o ressecamento e degradação do solo, a redução da biodiversidade de fauna e flora e o rebaixamento do lençol freático.⁹¹

É importante mencionar também o uso da biomassa tradicional por famílias em vulnerabilidade socioeconômica e comunidades isoladas. A biomassa tradicional é aquela utilizada de forma não sustentável e ineficiente, como pode acontecer com a lenha e demais resíduos florestais. Para muitas famílias, a queima de lenha em fornos artesanais é a única forma de obtenção de energia para a cocção de alimentos e aquecimento. No entanto, esse uso é extremamente perigoso. Durante a queima, a biomassa libera grande volume de gases danosos que podem causar doenças como câncer de pulmão e acidente vascular cerebral. Segundo a Organização Mundial da Saúde (OMS), a utilização de combustíveis sólidos em fogões ineficientes é responsável pela morte de cerca de 4,3 milhões de pessoas no mundo anualmente, sendo mulheres e crianças as maiores vítimas. No Brasil, estima-se que cerca de 30 milhões de pessoas são expostas diariamente a riscos de saúde pela queima de biomassa tradicional, especialmente nas regiões mais pobres do país.⁹²

⁸⁹ SOUZA, Victor Hugo Alves de. **Impactos socioambientais do uso da biomassa na produção de energia**. UFES, 2017. Disponível em: <https://repositorio.ufes.br/server/api/core/bitstreams/278bfe9b-99e9-4f09-83a3-390e10413a25/content>. Acesso em: 17 set. 2024.

⁹⁰ BNDES, 2022. **Biodiesel e diesel verde no Brasil: panorama recente e perspectivas**. BNDES Set., Rio de Janeiro, v. 28, n. 56, p. 41-71, set. 2022. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/22585/1/PRArt215696_Biodiesel%20e%20diesel%20verde%20no%20Brasil.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

⁹¹ VITAL, Marcos. H. F. **Impacto Ambiental de Florestas de Eucalipto**. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v. 14, N. 28, P. 235-276, dez. 2007. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/3427263/mod_resource/content/1/florestal.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

⁹² SINDIGAS, 2017. **Queima de lenha e carvão em ambientes fechados: Poluição do ar e riscos para a saúde**. Disponível em: https://www.sindigas.org.br/novosite/wp-content/uploads/2017/04/20170324_uso-da-lenha_WEB.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

Por fim, pode-se mencionar alguns dos desafios para expansão da biomassa como fonte de energia: baixa eficiência energética em comparação a outros combustíveis, necessidade de melhoria nas tecnologias de conversão energética e altos custos produtivos.⁹³

8.4. Sistemas de energia solar fotovoltaica

A produção centralizada de energia solar é uma das fontes de energia renovável com maior expectativa de crescimento nos próximos anos, especialmente na região Nordeste do Brasil. De acordo com BEN 2024, a capacidade instalada da energia solar, incluindo geração distribuída, cresceu de 24,7 GW para 37,8 GW entre 2022 e 2023, um crescimento de 54,8% — em agosto de 2024, a capacidade instalada chegou a 45,7 GW.⁹⁴ Já a geração de energia aumentou 68,1%, de 31,1 TWh para 50,6 TWh em 2023.

Os impactos ambientais relativos à produção de energia solar fotovoltaica se iniciam na obtenção dos minerais estratégicos ou críticos usados em painéis solares.⁹⁵ Atividades de mineração podem gerar inúmeros danos ao meio ambiente, como desmatamento de terras, destruição de ecossistemas naturais e contaminação de corpos hídricos. Além disso, a produção dos módulos solares também demanda grande consumo de energia.

Um dos principais benefícios da fonte solar fotovoltaica é o fato de se adequar tanto à geração distribuída de energia quanto à centralizada. A geração distribuída acontece no próprio local de consumo, evitando perdas por transporte de eletricidade e impactos socioambientais negativos — com exceção da etapa da mineração de metais essenciais para a produção das placas fotovoltaicas. No entanto, para a geração centralizada são necessárias vastas áreas, que recebem inúmeras placas fotovoltaicas e produzem uma quantidade maior de energia de forma concentrada, o que gera maiores consequências negativas para o local que recebe o empreendimento. Por outro lado, cabe destacar que, em termos comparativos, o reservatório de uma hidrelétrica ocupa áreas maiores que centrais de geração fotovoltaica para a mesma capacidade instalada.⁹⁶

⁹³ CARVALHO, Alexander Silva de; SOUSA, Danillo Alves de; FERNANDES, João Pedro Freitas. **O uso da biomassa como fonte de energia renovável**. UNA Jataí. Disponível em: <https://repositorio.animaeducacao.com.br/bitstream/ANIMA/31896/1/TCC.pdf>. Acesso em: 17 set. 2024.

⁹⁴ ABSOLAR, 2024. **Energia fotovoltaica no Brasil**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 17 set. 2024.

⁹⁵ REVOLUSOLAR, 2020. **Os impactos ambientais negativos da energia solar que nunca te contaram**. Disponível em: <https://revolusolar.org.br/os-impactos-ambientais-negativos-da-energia-solar-que-nunca-te-contaram/>. Acesso em: 16 set. 2024.

⁹⁶ BAITELO, 2011 *apud* MESQUITA, 2007, JACOBSON, 2008, MME, 2010. **Modelo de Cômputo e Valoração de Potenciais Completos de Recursos Energéticos para o Planejamento Integrado de Recursos**. Disponível em: https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-01032011-142528/publico/Tese_Ricardo_Lacerda_Baitelo.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.



Na geração solar centralizada, os impactos socioambientais mais significativos ocorrem na fase de instalação da usina.⁹⁷ A terraplanagem e o transporte de materiais são as atividades mais danosas. As áreas que recebem as usinas fotovoltaicas precisam ser planas e sem corpos que causem sombreamento nas placas. Dessa forma, há um processo de terraplanagem e supressão total da vegetação nativa para que as árvores não criem uma barreira para a luz do sol e os módulos possam gerar eletricidade com eficiência. Geralmente essas áreas eram utilizadas para o pastejo e para alimentação das espécies, impactando diretamente nos modos de subsistências de animais domésticos e silvestres.⁹⁸

Neste processo há o risco de interferência na estabilidade do solo e as moradias próximas às obras podem ter suas estruturas comprometidas. O desmate da vegetação também pode reduzir o volume de água que chega aos aquíferos e alterar os sistemas de alimentação e reprodução das diversas espécies. O ideal seria a expansão do modelo Agrivoltaico (Agri-PV), que busca conciliar o plantio de diferentes culturas com geração de energia solar em um mesmo espaço.

Ainda na construção da usina, a área é comumente cercada, o que impacta na dinâmica de locomoção e obtenção de alimento dos animais.⁹⁹ Na fase de operação da usina, um dos maiores problemas é a geração de efluentes devido à utilização de água e detergente na manutenção dos módulos solares.¹⁰⁰ Esses resíduos nem sempre são corretamente descartados e podem poluir as fontes de água.

Os módulos solares têm vida útil entre 25 e 30 anos. Quando precisam ser trocados, o desafio passa a ser o descarte correto dos painéis fotovoltaicos. Quase 90% dos módulos são compostos por vidro e alumínio, que são facilmente recicláveis; prata e outros metais pesados, como chumbo, representam apenas 0,11%¹⁰¹ — mas, se descartados de forma incorreta, são extremamente tóxicos ao meio ambiente.¹⁰² Sabe-se que o melhor caminho é separar as peças da placa e realizar a destinação de cada parte.

⁹⁷ CARVALHO, Juliana Souza de. **Usinas fotovoltaicas: estudo dos aspectos e impactos ambientais e indicação de medidas mitigadoras para as alterações ambientais adversas.** Disponível em: <https://itr.ufrj.br/portal/wp-content/uploads/2021/06/Monografia-Juliana-02-12-2020-NOVO-Fabio.pdf>. Acesso em: 17 set. 2024.

⁹⁸ DOSSIÊ ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2022. **Energias renováveis na Bahia: caminhos e descaminhos.** Disponível em: <https://dossienergiasrenovaveis.com.br/dossie.pdf>. Acesso em: 16 set. 2024.

⁹⁹ STEFANUTTI, Fernando. **Contribuições para o estudo dos impactos ambientais associados a projetos de geração de energia solar fotovoltaica no Brasil.** USP, São Carlos, 2021. Disponível em: https://bdta.abcd.usp.br/directbitstream/c592776b-b369-493f-8b8d-3eb32ac13a5a/Stefanutti_Fernando_tcc.p. Acesso em: 17 set. 2024.

¹⁰⁰ CARVALHO, Juliana Souza de. **Usinas fotovoltaicas: estudo dos aspectos e impactos ambientais e indicação de medidas mitigadoras para as alterações ambientais adversas.** UFRJ, Três Rios, 2020. Disponível em: <https://itr.ufrj.br/portal/wp-content/uploads/2021/06/Monografia-Juliana-02-12-2020-NOVO-Fabio.pdf>. Acesso em: 17 set. 2024.

¹⁰¹ FAPESP, 2024. **O destino dos painéis solares ao fim da vida útil.** Disponível em: <https://revistapesquisa.fapesp.br/o-destino-dos-paineis-solares-ao-fim-da-vida-util/>. Acesso em: 16 set. 2024.

¹⁰² REVOLUSOLAR, 2020. **Os impactos ambientais negativos da energia solar que nunca te contaram.** Disponível em: <https://revolusolar.org.br/os-impactos-ambientais-negativos-da-energia-solar-que-nunca-te-contaram/>. Acesso em: 16 set. 2024.

No entanto, ainda há dúvidas sobre como lidar corretamente com alguns dos componentes. Os responsáveis pelo descarte correto e reciclagem dos painéis solares são a empresa operadora da usina, no caso da geração centralizada, e os instaladores das placas, no caso da geração distribuída. Tendo em vista que a energia solar é uma fonte energética relativamente recente, há poucos módulos já descartados. Contudo, a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) estimou, em 2016, que cerca de 550 mil toneladas de painéis fotovoltaicos devem virar resíduo no Brasil até 2050. Nesse contexto, é necessário que sejam criadas legislações específicas para os resíduos fotovoltaicos e medidas de logística reversa para viabilizar o descarte mais seguro destes materiais.¹⁰³

Por fim, vale mencionar que a expansão da energia solar está muito ligada com conflitos nos territórios. O dossiê *Energias Renováveis na Bahia: Caminhos e Descaminhos*, feito a partir de uma análise do Atlas Solar da Bahia, destaca que há grandes áreas potenciais para expansão da produção eólica e solar graças a fatores naturais como ventos permanentes e alta radiação solar, mas algumas dessas áreas apresentam situações fundiárias complexas, com conflitos de terra e a ocupação tradicional de povos, como as comunidades quilombolas e as de fundo e fecho de pasto.

8.5. Novas frentes da mineração e seus impactos

A tradição brasileira na exploração de minérios vem de séculos, com impactos sociais e ambientais mais do que conhecidos: ambiente de trabalho precário, muitas vezes análogo à escravidão, disseminação de doenças e outros problemas de saúde entre trabalhadores, famílias e comunidades nativas, deslocamento forçado de populações tradicionais e povos indígenas, interferências em ecossistemas locais, tragédias humanitárias e ambientais. A lista é longa. Com o mundo acelerando a transição energética, um dos maiores riscos para países como o Brasil, abundante em recursos minerais, é que uma nova corrida exploratória intensifique ainda mais esses impactos já existentes e consiga, inclusive, avançar sobre áreas hoje protegidas, como as Terras Indígenas.

O risco existe porque a transição energética, no Brasil e no resto do mundo, passa necessariamente pela mineração dos chamados minerais estratégicos ou críticos, matérias-primas essenciais para a produção de itens como painéis solares, turbinas eólicas, carros elétricos e baterias de alta capacidade. Esses metais também estão presentes na cadeia produtiva de itens de alta tecnologia, como monitores de tela plana, *smartphones* — que podem conter até 50 diferentes metais essenciais para seu tamanho, peso e funcionalidades¹⁰⁴ —, além da indústria de semicondutores, essenciais na produção de *chips*, lâmpadas de LED e placas fotovoltaicas.

¹⁰³ STEINER, Kátia Helena. **Estudo sobre o impacto ambiental decorrente da utilização e descarte de placas fotovoltaicas**. Repositório Universitário da Ânima (RUNA), 2020. Disponível em: <https://repositorio.animaeducacao.com.br/items/01733179-7127-4c47-a5e8-2512d9a92100>. Acesso em: 17 set. 2024.

¹⁰⁴ COMISSÃO EUROPEIA, 2020. **Study on the EU's list of Critical Raw Materials (2020): Final Report**. Disponível em: https://rmis.jrc.ec.europa.eu/uploads/CRM_2020_Report_Final.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.



A previsão é de que a demanda internacional por esses minerais cresça conforme a transição energética se acelere. De acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE), em um cenário de “desenvolvimento sustentável”, em que os países caminhem para cumprir o Acordo de Paris, a demanda mundial crescerá quatro vezes até 2040 com relação aos níveis de 2020. Em um cenário de neutralidade de carbono até 2050, a demanda precisaria subir seis vezes no mesmo período.

Mesmo no primeiro cenário de “desenvolvimento sustentável”, a previsão é de que a demanda por lítio cresça 42 vezes no período; a de grafita (ou grafite), 25 vezes; a de cobalto, 21 vezes; a de níquel, 19 vezes; e de terras raras, 7 vezes. Além disso, em ambos os cenários, as baterias de alta capacidade, componente essencial dos carros elétricos e outras tecnologias limpas, devem ser responsáveis por metade da demanda mundial pelos minerais.¹⁰⁵ Essa previsão, convém destacar, tem como base as tecnologias disponíveis no momento.

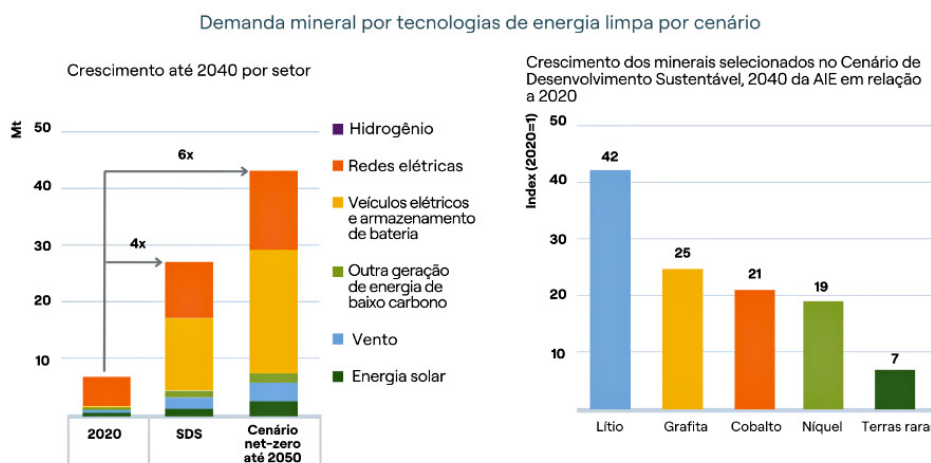


Figura 5 – The role of critical minerals in clean energy transition, 2021. Fonte: IEA (Gráfico traduzido retirado de ‘POLÍTICA POR INTEIRO, 2024. Minerais estratégicos e a transição energética’).

O Brasil se insere nesse contexto como potencial supridor de boa parte desses minerais para a China, hoje a principal fabricante de suprimentos para a transição energética, como baterias para carros elétricos — o país possui $\frac{3}{4}$ da capacidade de produção mundial — e placas solares — 80% do mercado de energia solar.¹⁰⁶

¹⁰⁵ IEA, 2022. **Mineral requirements for clean energy transitions.** Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions/mineral-requirements-for-clean-energy-transitions>. Acesso em: 17 set. 2024.

¹⁰⁶ FOLHA DE SÃO PAULO, 2024. **Investimentos em energia limpa aumentam dependência da China, líder na cadeia de suprimentos.** Disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2024/02/investimentos-em-energia-limpa-aumentam-dependencia-da-china-lider-na-cadeia-de-suprimentos.shtml>. Acesso em: 16 set. 2024.

Nessa disputa por matéria-prima estão também a União Europeia e os Estados Unidos, que vêm aprovando subsídios e barreiras protecionistas para impulsionar a indústria verde. Em maio deste ano, a embaixadora norte-americana no Brasil expressou a intenção de firmar uma parceria com o país e de anunciar em novembro, na cúpula de líderes do G20, uma integração de cadeia de suprimentos em minerais críticos e em transição energética.¹⁰⁷

Em relatório publicado em março de 2024,¹⁰⁸ o Política por Inteiro, iniciativa do Instituto Talanoa, chamou a atenção para a “falta de uma política clara para lidar com os minerais ditos estratégicos ou críticos”, ainda que haja alguns elementos indicando disposição, desde o governo Bolsonaro, de avançar na exploração mineral. O governo anterior buscou estimular o setor facilitando o processo de licenciamento de novos empreendimentos, enquanto o atual governo Lula enxerga a mineração de metais estratégicos ou críticos como peça da nova política industrial brasileira.

Na Resolução nº 2, de 18 de junho de 2021,¹⁰⁹ a Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, fez uma lista de 16 bens minerais que têm importância pela sua aplicação em produtos e processos de alta tecnologia. São eles: cobalto, cobre, estanho, grafita, minérios grupo da platina, lítio, nióbio, níquel, silício, tálio, tântalo, terras raras, titânio, tungstênio, urânio e vanádio.

O cobre, a grafita, o nióbio e o urânio também aparecem na lista dos bens materiais que detêm vantagens comparativas e que são “essenciais para a economia e pela geração de superávit na balança comercial do país” — junto com alumínio, ferro, ouro e manganês.

O Brasil ainda tem um caminho pela frente para mapear suas reservas minerais, conforme consta em documento do Plano Nacional de Mineração (PNM) 2050, que começou a ser discutido no governo anterior e ainda não foi consolidado. “Na avaliação da execução do mapeamento geológico do Brasil ao longo de três ciclos de mapeamento (1969-1993, 1994-2002, 2003-2021), observa-se que (...) o país ainda se encontra em estágio deficitário de conhecimento geológico, estando com apenas 48% de seu território mapeado na escala 1:250.000 e 27% na escala 1:100.000”.¹¹⁰

¹⁰⁷ FOLHA DE SÃO PAULO, 2024. **EUA querem parceria com Brasil para minerais críticos, diz embaixadora americana.** Disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/mundo/2024/05/eua-anunciacao-compra-de-minerais-cruciais-do-brasil-diz-embaixadora-do-pais.shtml>. Acesso em: 16 set. 2024.

¹⁰⁸ POLÍTICA POR INTEIRO, 2024. **Minerais estratégicos e a transição energética.** Disponível em: <https://politicaporinteiro.org/wp-content/uploads/2024/03/Minerais-estrategicos-e-a-transicao-energetica-Politica-por-Inteiro.pdf>. Acesso em: 16 set. 2024.

¹⁰⁹ MME, 2021. **Resolução nº 2, de 18 de junho de 2021.** Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-lanca-relatorio-anual-do-comite-interministerial-de-analise-de-projetos-de-minerais-estrategicos/resolucao2CTA-PME.pdf>. Acesso em: 16 set. 2024.

¹¹⁰ MME. **Estudos preparatórios para o Plano Nacional de Mineração 2050 - Parte I.** Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/geologia-mineracao-e-transformacao-mineral/pnm-2050/estudos/caderno-1-conhecimento-geologico/copy2_of_1_Caderno_Conhecimento_Geologico_parte_01.pdf. Acesso em: 16 set. 2024.



Contudo, estima-se que o país seja o sétimo maior detentor de reservas de lítio no mundo, com aproximadamente 1,23 milhão de toneladas do minério espalhadas, sobretudo, pelo norte e nordeste de Minas Gerais e pelo sertão de estados nordestinos, segundo o Ministério de Minas e Energia (MME). Ainda segundo a pasta, o país é atualmente o 5º maior produtor mundial do minério, o mais cobiçado da transição energética por sua importância em baterias de veículos e painéis solares.

O Brasil também possui a segunda ou terceira maior reserva de terras raras, um conjunto de elementos químicos, normalmente encontrados misturados a minérios, com propriedades que viabilizam seu uso em tecnologias como lâmpadas de LED, lasers e superímãs presentes em motores de carros elétricos.¹¹¹

Além disso, o país é o principal produtor e detentor das reservas de nióbio, com cerca de 90% da produção global e 95% das reservas conhecidas — as mais significativas estão em Minas Gerais, Amazonas, Goiás, Rondônia e Paraíba.¹¹² Também possui a segunda maior reserva de grafita do mundo, sendo o terceiro maior fornecedor mundial do mineral — que dá origem ao grafeno, um nanomaterial de alta condutividade térmica e elétrica com aplicações diversas no setor de tecnologia.

Por fim, cabe destacar que o Brasil está entre os maiores produtores de cobre do mundo, responsável por cerca de 7% de toda a produção do mineral, que ganhou papel de destaque na transição energética por sua importância, por exemplo, na transmissão de eletricidade de fontes solares e eólicas, em estações de recarga ou em veículos elétricos — que possuem cerca de quatro vezes mais cobre que os carros a combustão. A Vale possui os principais ativos minerais do Brasil e pretende aumentar a produção de cobre em 300%, segundo um executivo da companhia.¹¹³

A expansão da fronteira exploratória no Brasil, para atender os objetivos da transição energética global, já é uma realidade. O caso mais paradigmático desse novo ciclo de mineração é a exploração de lítio no Vale do Jequitinhonha, no norte de Minas Gerais, pela mineradora canadense Sigma Lithium. A área foi apelidada pelo MME de “Vale do Lítio”, ou “Lithium Valley”, em evento na Nasdaq, bolsa de valores de Nova York, para divulgar o potencial do Brasil e atrair investimentos internacionais na exploração mineral.¹¹⁴

¹¹¹ JORNAL DA USP, 2021. **Valiosas e versáteis: pesquisas com terras raras mostram caminho para criar cadeia produtiva no Brasil.** Disponível em: <https://jornal.usp.br/ciencias/valiosas-e-versateis-pesquisas-com-terras-raras-mostram-caminho-para-criar-cadeia-produtiva-no-brasil/>. Acesso em: 16 set. 2024.

¹¹² AGÊNCIA GOV, 2024. **Brasil lidera produção global de nióbio e se destaca como principal detentor das reservas.** Disponível em: <https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202403/brasil-lidera-producao-global-de-niobio-e-se-destaca-como-principal-detentor-das-reservas>. Acesso em: 17 set. 2024.

¹¹³ VEJA, 2023. **Vale planeja triplicar produção de cobre, metal da economia verde.** Disponível em: <https://veja.abril.com.br/economia/vale-planeja-triplicar-producao-de-cobre-metal-da-economia-verde>. Acesso em: 16 set. 2024.

¹¹⁴ MME, 2023. **MME atua para garantir ao Brasil novos investimentos internacionais com o lítio no Vale do Jequitinhonha (MG).** Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-atua-para-garantir-ao-brasil-novos-investimentos-internacionais-com-o-litio-no-vale-do-jequitinhonha-mg>. Acesso em: 16 set. 2024.

O BNDES e o MME lançaram em fevereiro de 2024 um fundo de R\$1 bilhão para projetos de minerais estratégicos para a transição energética.¹¹⁵ Em agosto, o banco de fomento liberou R\$486,7 milhões para Sigma Lithium, com recursos do Fundo Clima, para a empresa ampliar em 250 mil toneladas/ano a produção de lítio, “utilizando energia limpa, reutilizando água e sem formar barragens de rejeitos”.¹¹⁶ Em julho de 2023, o MME já havia celebrado publicamente a exportação para a China da primeira remessa de 15 mil toneladas do “lítio verde” da Sigma, com “padrão triplo zero, sem carbono, rejeitos e químicos nocivos”.¹¹⁷

Após o rompimento de barragens de Mariana (2015) e Brumadinho (2019), o atual governo vem se esforçando para vender a ideia de “mineração verde”, que concilia a exploração mineral com a sustentabilidade e o desenvolvimento econômico de áreas empobrecidas, como é o caso do Vale do Jequitinhonha.

A realidade é sempre mais complexa do que o discurso. Indígenas e quilombolas relataram ao Observatório da Mineração¹¹⁸ que a exploração do lítio já vem afetando o abastecimento de água e causando poluição sonora, poluição do ar, inflação causada pela atividade da mineradora, aumento da violência e ameaças a áreas protegidas.

Ainda segundo o Observatório da Mineração, a Sigma busca se expandir para a Chapada do Lagoão, área de proteção ambiental do município de Araçuaí, motivando a reação dos que temem o agravamento da falta de água na região, com impactos na agricultura familiar, além de doenças respiratórias causadas pela poeira da extração mineral. O Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB)¹¹⁹ denunciou que a pesquisa mineral ignorou o direito, garantido pela Convenção 169 da Organização Internacional do Trabalho (OIT), à consulta prévia, livre, informada e de boa-fé das comunidades quilombolas Giral, Malhada Preta e Córrego do Narciso do Meio.

Os impactos no “Vale do Lítio” servem como amostra do *modus operandi* da exploração mineral no Brasil e justificam as preocupações sociais e ambientais com o aumento da atividade. De acordo

¹¹⁵ BNDES, 2024. **BNDES e MME lançam fundo de R\$1 bi para projetos de minerais estratégicos para transição energética.** Disponível em: [https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/detalhe/noticia/BNDES-e-MME-lancam-fundo-de-R\\$-1-bi-para-projetos-de-minerais-estrategicos-para-transicao-energetica/](https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/detalhe/noticia/BNDES-e-MME-lancam-fundo-de-R$-1-bi-para-projetos-de-minerais-estrategicos-para-transicao-energetica/). Acesso em: 16 set. 2024.

¹¹⁶ BNDES, 2024. **BNDES aprova R\$486,7 milhões para Sigma Lithium beneficiar lítio de forma sustentável.** [https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/detalhe/noticia/BNDES-aprova-R\\$-4867-milhoes-para-Sigma-Lithium-beneficiar-litio-de-forma-sustentavel/](https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/detalhe/noticia/BNDES-aprova-R$-4867-milhoes-para-Sigma-Lithium-beneficiar-litio-de-forma-sustentavel/). Acesso em: 16 set. 2024.

¹¹⁷ MME, 2023. **Brasil exporta a primeira remessa de lítio verde.** Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-exporta-a-primeira-remessa-de-litio-verde>. Acesso em: 16 set. 2024.

¹¹⁸ OBSERVATÓRIO DA MINERAÇÃO, 2023. **Vendido como “verde”, lítio da canadense Sigma afeta indígenas e quilombolas no Jequitinhonha.** <https://observatoriodamineracao.com.br/vendido-como-verde-litio-da-canadense-sigma-afeta-indigenas-e-quilombolas-no-jequitinhonha/>. Acesso em: 16 set. 2024.

¹¹⁹ MAB, 2023. **MP recomenda a anulação de pesquisa de mineradora Sigma em Araçuaí (MG).** Disponível em: <https://mab.org.br/2023/05/06/mp-recomenda-a-anulacao-de-pesquisa-de-mineradora-sigma-em-aracuai-mg/#>. Acesso em: 16 set. 2024.



com o Mapa dos Conflitos da Mineração 2022,¹²⁰ divulgado em dezembro do ano passado, conflitos envolvendo a exploração mineral e o garimpo ilegal foram registrados em 792 localidades, com um total de 932 ocorrências envolvendo ao menos 688.573 pessoas. Os estados de Minas Gerais, Pará e Amazonas concentraram, nesta ordem, o maior número de conflitos. Disputas por “terra” e “água” se destacaram, com 590 e 284 ocorrências, respectivamente.

Desde 2020, o Observatório dos Conflitos da Mineração no Brasil já identificou 1.723 localidades em conflito, com 39,2% dos casos concentrados em Minas Gerais e 12,1% no Pará. Indígenas, trabalhadores, pequenos proprietários rurais, quilombolas, ribeirinhos e pescadores aparecem entre os mais atingidos.

Além disso, o rompimento das barragens em Mariana e Brumadinho, tragédias que destruíram a vida de centenas de trabalhadores e famílias e dizimaram ecossistemas, escancararam para o restante do país como os interesses econômicos de mineradoras — nesses casos, a Samarco e a Vale S.A. — podem ser mais importantes que garantir a segurança das barragens e da própria população local.

As tragédias também evidenciaram a influência das mineradoras em estados atravessados por muitos anos de mineração. Convém destacar que o processo de licenciamento de atividades exploratórias na sua maioria é feito por órgãos ambientais estaduais, vinculados às secretarias estaduais de Meio Ambiente. O Ibama somente licencia mineração quando o empreendimento abrange mais de um estado ou quando se localiza em área protegida federal, como a Floresta Nacional do Carajás.¹²¹ Isso torna os processos de licenciamento, além das próprias legislações estaduais, ainda mais suscetíveis a pressões e interesses políticos e econômicos locais, como ficou evidente em Minas Gerais após o rompimento das barragens.

É nesse contexto que aumentam os riscos socioambientais em áreas sensíveis, como a Amazônia. No caso do cobre, importante na transição energética, mais de 85% das reservas conhecidas estão no Pará. Outros minerais, como ferro, ouro, manganês, platina, níquel, zinco, níquel ou prata, também são abundantes na região amazônica, cuja diversidade geológica se explica pelo fato de que grande parte de seu território se formou na era pré-cambriana.

“Áreas mais conhecidas geologicamente representam províncias minerais com atividade exploratória consolidada ou em consolidação, formal ou não, a exemplo de Carajás (PA), Tapajós (PA), Pitinga (AM) e Juruena-Teles Pires-Alta Floresta (MT)”, explica o documento do Plano Nacional de Mineração (PNM) 2050 em discussão.

¹²⁰ OBSERVATÓRIO DOS CONFLITOS DA MINERAÇÃO NO BRASIL, 2023. **Mapa dos Conflitos da Mineração 2022**. Disponível em: <http://emdefesadosterritorios.org/mapa-dos-conflitos-da-mineracao-2022-aponta-792-localidades-e-932-ocorrencias-em-2022-envolvendo-ao-menos-688-573-pessoas-no-brasil-o-que-demonstra-um-aumento-de-229-das-localidades-envolvidas-em-co/>. Acesso em: 16 set. 2024.

¹²¹ Ver **Lei Complementar nº 140/2011** e seu regulamento, disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp140.htm. Acesso em: 08 out. 2024

A riqueza mineral da Amazônia é parte considerável do potencial brasileiro, mas ainda é desconhecida e pouco mapeada, sobretudo as “áreas mais ínvias, que incluem as porções mais interiores, zonas de fronteira, Terras Indígenas e Unidades de Conservação, que representam as zonas de maior proteção do bioma amazônico, nas quais o mapeamento geológico requer investimentos mais elevados e, em alguns casos, articulações interministeriais”, destaca o documento.

Isso faz com que a discussão sobre os minerais estratégicos ou críticos naturalmente se volte para a Amazônia. Nos últimos anos, a região já vem sofrendo pressões políticas e econômica do garimpo ilegal, de bancadas do Congresso e de grandes empresas para liberar as atividades exploratórias em Terras Indígenas e outras áreas protegidas.

O documento do PNM 2050 detalha o que está em jogo e aponta para os riscos de uma nova corrida exploratória na floresta. “A Amazônia representa a região geoeconômica de conhecimento geológico mais deficitário do território brasileiro, uma vez que foi menos estudada em todos os ciclos de mapeamento geológico. Destaca-se ainda o fato de que as bacias sedimentares Amazonas-Solimões, Parnaíba e Parecis, áreas não priorizadas na execução da cartografia geológica sistemática, ocupam extensos domínios. Como resultado, em mais de 60% da região não há cartografia 1:250.000, e, portanto, o conhecimento geológico ainda permanece em nível de reconhecimento regional, mesmo em áreas de escudos pré-cambrianos, a exemplo da região da Bacia do Rio Xingu/PA e de grande parte do Escudo das Guianas, na calha norte do Rio Amazonas”.

Brasil 2045

9

#

+

x

INCINERAÇÃO
DE RESÍDUOS
SÓLIDOS
URBANOS PARA
PRODUÇÃO DE
ENERGIA

A recente contratação de usinas térmicas movidas a resíduos sólidos urbanos (RSU) nos últimos leilões de energia da Aneel, em setembro de 2021 e em outubro de 2022, apresenta um desdobramento preocupante para o setor elétrico brasileiro. Neste momento, essa fonte se revela não apenas desnecessária, mas também potencialmente perigosa.

Se por um lado é verdade que tais usinas poderiam fornecer energia em momentos de demanda excepcional, como uma reserva estratégica, sua implementação levanta questionamentos fundamentais. Um deles é o custo exorbitante associado à geração de energia por meio da incineração de resíduos sólidos urbanos. Nos últimos leilões da Aneel, o teto pedido pelo setor chegou a R\$670/MWh — mais do que o triplo do valor das fontes solar e eólica, com um preço de energia ao redor de R\$175/MWh, o que evidencia um desequilíbrio preocupante.

O projeto vencedor em ambos os certames foi a Unidade de Recuperação Energética (URE) de Barueri, da empresa Orizon, com potência instalada de 20 MW. No primeiro pregão, ficou acertado que a incineradora vai comercializar 16 MW durante 20 anos, a partir de 2026, a um valor de R\$549,40/MWh. No segundo caso, o valor chegou a R\$603,50/MWh.¹²²

Além do custo financeiro, é imperativo considerar os custos ambientais associados à incineração de RSU. As usinas desse tipo não apenas emitem CO₂, mas também dependem de fontes fósseis, como o plástico, cuja matéria-prima é o petróleo, para manter o poder calorífico de suas usinas e gerar energia elétrica. Esta dependência de recursos não renováveis contradiz a própria definição de uma fonte de energia sustentável e renovável.

Intrigantemente, a queima de resíduos sólidos para a geração de energia pode criar uma ilusão de solução para o problema dos resíduos, quando, na realidade, perpetua um ciclo de não circularidade e estimula o aumento da produção de lixo. Esse método também ignora o papel crucial das cooperativas de catadoras e catadores na logística reversa e na gestão responsável dos materiais.

Não há dúvida que os municípios devem assumir uma postura mais proativa na implementação da Política Nacional de Resíduos Sólidos. Reduzir a produção de resíduos, promover a reciclagem de resíduos orgânicos e secos, e eliminar os lixões são passos fundamentais. Por sua vez, transferir a responsabilidade para os consumidores de eletricidade por meio de aumentos tarifários e piora da poluição do ar é uma solução simplista, injusta e ambientalmente insustentável.

O Brasil deve buscar soluções de gestão de resíduos e geração de energia que não apenas sirvam ao presente, mas também promovam um futuro sustentável para as próximas gerações. A incineração de RSU, nesse contexto, parece ser uma escolha insustentável e contraproducente diante das alternativas mais promissoras disponíveis.

¹²² EPE, 2021. **Leilão de energia nova a-5 de 2021: Informações sobre a Habilitação Técnica e sobre os Projetos Vencedores**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-592/Informe%20Vencedores%20LEN%20A5.pdf>. Acesso em: 17 set. 2024.

Brasil 2045

10

+
x

ENERGIA
NUCLEAR,
ALTERNATIVA
LIMPA OU CILADA
AMBIENTAL?

Apesar de não emitir gases do efeito estufa durante a operação das usinas, a energia nuclear para geração de eletricidade traz elevados riscos ambientais associados ao material radioativo, além de grandes desvantagens econômicas para a população. O Brasil conta, atualmente, com duas usinas nucleares, Angra 1 e Angra 2. Juntas, respondem por pouco mais de 1% tanto da eletricidade gerada quanto da capacidade instalada. Há ainda uma terceira usina, Angra 3, irmã de Angra 2, em construção desde 1984. A tabela abaixo traz os principais parâmetros das três usinas.

ANGRA 3: 47% MAIS CARA DO QUE ANGRA 2, EMBORA "GÊMEAS"

Aspectos gerais das obras e das usinas nucleares brasileiras

Característica	Angra 1	Angra 2	Angra 3 (*)
Potência instalada (MW)	640	1350	1405
Início das obras (ano)	1972	1976	1981
Início da operação (ano)	1985	2001	2026 (**)
Tempo de construção (anos)	13	25	45 (**)
Custo da obra (R\$ bi)	8,4	17,2	25 (**)
Tarifa/Preço de referência (R\$/MWh)	230,33	230,33	480 (**)

Fonte: TCU com dados do MME/Aneel/Eletronuclear

(*) Em construção

(**) Projetados

Figura 6 – Aspectos gerais das obras e das usinas nucleares brasileiras. Fonte: Instituto Escolhas.

Para comparação, a IEA apontou, em 2020, que uma usina nuclear custaria de US\$2.157/kW na Coreia do Sul a US\$6.920/kW na Eslováquia, o que faz de Angra 3 um ponto fora da curva.

Angra 1 e 2 vendem, em 2024, sua energia a uma tarifa de R\$355/MWh, sem considerar encargos e tributos, segundo a Aneel.¹²³ Enquanto isso, 31 projetos de energia eólica e 22 de solar venceram, em 2021, um leilão da Aneel com uma tarifa média de pouco mais de R\$160/MWh, para operar a partir de 2026, segundo a EPE.¹²⁴

Dessa forma, o consumidor brasileiro paga, em média, somando impostos, contribuições, e as tarifas de transmissão e distribuição, cerca de R\$600/MWh para consumir a energia elétrica de Angra 1 e 2. Se um dia vier a operar, Angra 3 receberá mais do que R\$800/MWh, o que encarecerá a conta de todos. De acordo com o TCU, Angra 3 custará, se concluída e começar a funcionar, R\$43 bilhões a mais que outras opções de energia, o que representaria um impacto de 2,9% nas tarifas de energia.¹²⁵

Deve ser dito que uma usina nuclear nada mais é do que uma chaleira produzindo vapor que alimenta uma turbina. Como em quase todas as usinas elétricas, o eixo girante da turbina é ligado a um

¹²³ ANEEL, 2023. Nota Técnica nº 184/2023-STR/ANEEL - Atualização da Receita Fixa e da Tarifa de Angra 1 e 2, de 2024, em função da divulgação do IPCA de competência novembro de 2023. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh20233299_1.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

¹²⁴ EPE, 2021. Leilão de energia nova a-5 de 2021: Informações sobre a Habilitação Técnica e sobre os Projetos Vencedores. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-592/Informe%20Vencedores%20LEN%20A5.pdf>. Acesso em: 17 set. 2024.

¹²⁵ TCU, 2024. Tribunal analisa processos relacionados à usina termonuclear de Angra 3. Disponível em: <https://portal.tcu.gov.br/imprensa/noticias/tcu-analisa-processos-relacionados-a-usina-termonuclear-de-angra-3.htm>. Acesso em: 16 set. 2024.



gerador que gera eletricidade. A diferença para outras usinas é que o “fogo” que alimenta a caldeira é uma reação nuclear. Do ponto de vista da física, a eletricidade gerada é exatamente a mesma dos outros tipos de usina — não há nada de radioativo nela.

As enormes torres que aparecem em fotos de usinas nucleares são apenas sistemas de resfriamento. Elas são idênticas às de qualquer usina térmica de grande porte. O reator fica nos prédios menores ao lado.

Fabricada pela companhia americana Westinghouse, Angra 1 é do tipo PWR (*Pressurized Water Reactor*), a mais comum no mundo até pouco tempo atrás. A operação só foi estabilizada neste século — até então, a usina levava o apelido de vagalume, devido à frequência com que saía do ar.

“Itaorna”, o nome da praia na baía de Angra onde ficam as usinas brasileiras, significa “pedra podre” em tupi. A única falha geológica importante no território brasileiro fica exatamente embaixo das usinas. Não há risco de terremotos, mas sim de ela vibrar quando acontece um no Chile ou no Peru. Trata-se de uma escolha infeliz de local pela precisão exigida para movimentar as barras de urânio. E, também, por ficar bem embaixo da mais movimentada rota aérea do país.

Em 1975, a ditadura militar assinou o Acordo Nuclear Brasil-Alemanha, que previa a construção de oito usinas, cada uma com o dobro do tamanho de Angra 1. O pacote incluía uma usina de processamento de urânio com uma tecnologia que nunca se mostrou viável. Angra 2 faz parte desse pacote, assim como a interminável Angra 3.

A construção de Angra 2 começou em 1981 e seguiu, aos trancos e barrancos, até parar completamente. A obra foi retomada em 1994, e a usina só começou a operar em 2001. Angra 3 também começou a ser construída na década de 1980 e logo parou. Em 2008, o governo decidiu retomar as obras, sempre em ritmo lento, mas em 2015 as paralisou novamente. Desde então, grupos se esforçam para que a usina seja concluída.

Em 2018, o Instituto Escolhas publicou um estudo¹²⁶ mostrando que interromper a construção e desmontar o que já havia sido feito sairia mais barato do que terminar a obra e gerar eletricidade durante muitos anos. Esse cálculo foi feito levando em conta atributos como não-intermitência e outros associados à geração firme da usina. Ou seja, para o bolso do brasileiro, mais vale desmontar tudo do que a energia que a usina geraria.

A nova versão do PAC, lançada em agosto de 2023, dedicou 1,9 bilhão de reais para a “modernização” de Angra 1 com o objetivo de estender os 40 anos de operação.¹²⁷ Mas não há, por ora, previsões de retomada da construção de Angra 3.

¹²⁶ INSTITUTO ESCOLHAS, 2018. **Custos e benefícios da termelétrica Angra 3**. Disponível em: https://escolhas.org/wp-content/uploads/2018/12/Final_PSR_Instituto-Escolhas_Policy-Paper_Angra_2018-12-13.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

¹²⁷ CASA CIVIL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Novo PAC - Transição e Segurança Energética - Geração de Energia**. Disponível em: <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/novopac/transicao-e-seguranca-energetica/geracao-de-energia>. Acesso em: 17 set. 2024.

Os planos da ditadura militar também previam a construção de usinas na beira do rio São Francisco. Durante os governos Michel Temer e Jair Bolsonaro, dois fortes grupos pressionaram para retomar esses planos. Um deles é ligado à família de Fernando Bezerra Coelho, ex-deputado e ex-senador por Pernambuco, além de ex-prefeito de Petrolina (PE) — a 300 km do local escolhido para as usinas, o município de Itacuruba (PE). Seu filho, o atual deputado federal Fernando Coelho Filho, foi ministro de Minas e Energia do governo Temer.

O outro é de um grupo da Marinha que sonha desde a ditadura em ditar os rumos nucleares do país. Além de manchetes, parece claro o interesse pecuniário na construção das caríssimas usinas.

Vale destacar que uma usina elétrica deve estar localizada ou muito perto do combustível ou muito perto de um grande centro consumidor. Itacuruba não atende, nem de longe, a nenhum desses critérios. Além disso, se construídas, as usinas competiriam pelo uso da água do rio São Francisco com um dos dois ramais de captação da Transposição que fica a poucos quilômetros de distância.

Outro ponto a ser lembrado é que a construção de uma usina nuclear necessita de aprovação por lei federal específica, por força do disposto no § 6º do art. 225 da Constituição. Essa demanda somente não se aplica à Angra dos Reis, porque a decisão sobre a localização das usinas é anterior a 1988.

O acidente mais grave que pode ocorrer em uma usina nuclear é o derretimento do núcleo de material radioativo. Foi isso que aconteceu em Chernobyl em 1985 e em Fukushima em 2011. Ambos fizeram com que uma grande região fosse evacuada por muito tempo — Chernobyl, até hoje —, além de um número respeitável de mortes pela radiação. A quantidade de material radioativo liberado pelo acidente de Chernobyl foi tão alta que chegou a ser detectada no leite de vacas suecas.

Um dos grandes problemas do setor, provavelmente o mais complexo deles, é o que fazer com o lixo radioativo proveniente do combustível exaurido dos reatores. As soluções vão desde construir reatores FBR (*Fast Breeder Reactor*), que reutilizam esse material, passando por enterrar em buracos profundos de onde a radiação não escaparia, até lotar foguetes e mandar para o Sol. Nas usinas de Angra dos Reis, o material permanece dentro da piscina dos reatores.

Cabe destacar que, mesmo sem um acidente similar ao de Chernobyl ou Fukushima, há um número grande de casos de escape de material radioativo para a atmosfera, além do risco de vazamentos de água e ar contaminado para o entorno da usina, como aconteceu com a usina de Angra 1 em setembro de 2022.¹²⁸

¹²⁸ ESTADO DE SÃO PAULO, 2023. Usina nuclear de Angra 1 registrou vazamento de água radioativa em setembro de 2022. Disponível em: <https://www.estadao.com.br/brasil/usina-nuclear-de-angra-1-registrou-vazamento-de-agua-radioativa-em-setembro-de-2022/>. Acesso em: 17 set. 2024.

Brasil 2045

11

#

+

x

O BRASIL
NECESSITA USAR
CARVÃO MINERAL
PARA GERAR
ELETRICIDADE?

Segundo relatório do Observatório do Clima que traz 21 recados fundamentais do sexto relatório do IPCC (AR6),¹²⁹ em cenários de estabilização da temperatura em 1,5°C, o uso de carvão mineral precisa cair 95% até 2050. Em um cenário de estabilização da temperatura global em 2°C, os ativos fósseis em risco de encalhe são de US\$1 trilhão a US\$4 trilhões entre 2015 e 2050. Ativos relacionados ao carvão podem encalhar já em 2030.

Isso é um alerta para o governo brasileiro, que sancionou a Lei 14.299/2022, assegurando compra antecipada da energia gerada até 2040 no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (SC), ironicamente denominando essa iniciativa de Programa de Transição Energética Justa (TEJ).

No sul do Brasil (RS, SC e PR), como mostra o mapa abaixo, o carvão é minerado desde o século XIX. Seu uso é quase que na totalidade destinado para geração de energia elétrica, por meio da queima em termelétricas localizadas próximas às áreas de mineração. A composição do carvão brasileiro, com altos teores de cinza e de enxofre e baixo poder calorífico, resulta em um combustível caro — pois necessita de muitos cuidados no beneficiamento e na manutenção das esteiras e caldeiras — e de baixa eficiência energética, constituindo um recurso altamente poluidor do ambiente.

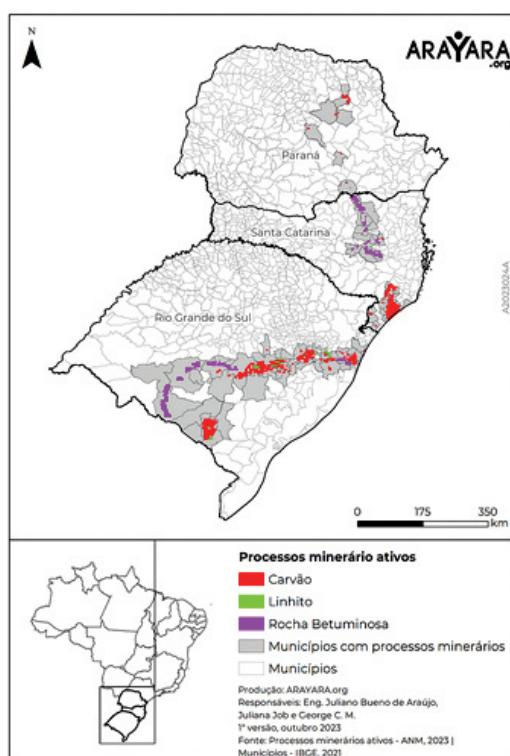


Figura 7 – Mapa dos processos minerários ativos no Sul do Brasil. Fonte: Arayara/ANM/IBGE.

¹²⁹ OBSERVATÓRIO DO CLIMA, 2022. 21 recados fundamentais do novo relatório do IPCC. Disponível em: <https://www.oc.eco.br/wp-content/uploads/2022/04/IPCC-WG3-resmo-OC.pdf>. Acesso em: 16 set. 2024.



As reservas de carvão mineral brasileiras, estimadas em 32×10^9 toneladas,¹³⁰ estão localizadas na região sul do país, na Bacia do Paraná. Esta bacia sedimentar intracratônica estende-se até o estado do Mato Grosso com depósitos de rochas sedimentares e vulcânicas de até 470 milhões de anos. As reservas de carvão do Permiano Inferior estão localizadas entre os estados do Rio Grande do Sul ($28,55 \times 10^9$ t = 89,23%), Santa Catarina ($3,07 \times 10^9$ t = 10,42%), Paraná ($102,4 \times 10^6$ t = 0,32%) e São Paulo ($9,6 \times 10^6$ t = 0,03%).

Desde a década de 1980 até 2022, já foram extraídas aproximadamente 220 milhões¹³¹ de toneladas de carvão mineral das reservas encontradas na região Sul. A área mais afetada pela extração de carvão mineral é a região carbonífera de Santa Catarina, objeto de uma Ação Civil Pública — a ACP Carvão¹³² — que tem o Instituto Arayara como *amicus curiae*. O processo foi iniciado em 1993 e perdura até hoje, devido ao gigantesco passivo ambiental, que acumula centenas de milhões de reais em indenizações.

Cabe destacar que, ao todo, 4.814.100 pessoas que estão na área de influência são impactadas pela atividade carbonífera no sul do país, sendo que 4,35% (209.837) estão no Paraná, 18,47% (888.988) em Santa Catarina e 77,18% (3.715.275) no Rio Grande do Sul.

O Brasil possui, atualmente, nove usinas termelétricas movidas a carvão mineral que corresponderam a 22% de toda geração termelétrica fóssil no país em 2022, totalizando 6,9 TWh. Essas usinas emitiram para a atmosfera 7,605 milhões de toneladas de CO₂e em 2022, representando 39% das emissões das usinas ligadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Cabe ressaltar que 5 UTEs do Sul do Brasil ficaram entre os primeiros lugares do *ranking* de emissões das termelétricas do SIN: Candiota III em 1º lugar, Jorge Lacerda IV em 2º, Jorge Lacerda III em 3º, Pampa Sul em 4º e Jorge Lacerda I e II em 10º.¹³³

Além disso, o Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA) indica que a UTE Figueira, que completa o grupo de UTEs a carvão do Sul do Brasil, emitiu 40 mil toneladas de CO₂e, ficando na quadragésima posição do *ranking* de emissões.

¹³⁰ KALKREUTH, W.; HOLZ, M.; KERN, M.; MACHADO, G.; MEXIAS, A.; SILVA, M. B.; WILLET, J.; FINKELMAN, R.; BURGER, H. **Petrology and chemistry of Permian coals from the Paraná Basin: 1. Santa Terezinha, Leão-Butiá and Candiota Coalfields, Rio Grande do Sul, Brazil.** International Journal of Coal Geology, vol. 68, 1 de agosto de 2006. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0166516206000231>. Acesso em: 17 set. 2024.

¹³¹ Consultar **dados estatísticos** do Sindicato Da Indústria De Extração De Carvão Do Estado De Santa Catarina - SIECESC. Disponível em: <https://carvaomais.com.br/dados-estatisticos/>. Acesso em: 17 set. 2024.

¹³² Consultar mais informações na página da **ACP Carvão**. Disponível em: <https://acpcarvao.com.br/login/index.php>. Acesso em: 17 set. 2024.

¹³³ IEMA, 2023. **3º Inventário de emissões atmosféricas em usinas termelétricas - Ano-base 2022**. Disponível em: <https://energiaambiente.org.br/wp-content/uploads/2023/10/3-inventario-ute-iema-2023.pdf>. Acesso em: 17 set. 2024.

Em 2022, foi sancionada a Lei Estadual 18.330/2022,¹³⁴ que institui a Política Estadual de Transição Energética Justa e o Polo de Transição Energética Justa do Sul do Estado de Santa Catarina. A legislação visa basicamente a prolongar a exploração de carvão até 2040 no estado. Cabe ressaltar que a lei de transição energética em Santa Catarina serviu de base para a implementação do Programa de Transição Energética¹³⁵ instituído na esfera nacional pela já citada Lei 14.299/2022, que está sendo questionada no Supremo Tribunal Federal (STF) pela Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) 7332.

Como mencionado anteriormente, a participação do carvão mineral nas nossas matrizes energética e elétrica é muito reduzida. Além disso, é um combustível caro e de baixa eficiência energética. Diante desse quadro, o cenário ideal seria o de caminhar para programas de substituição econômica na região carbonífera, deixando de lado subsídios estatais que prolongam o uso de uma fonte altamente emissora de GEE.

¹³⁴ ALESP. **Lei Estadual 18.330/2022 - Política Estadual de Transição Energética Justa e o Polo de Transição Energética Justa do Sul do Estado de Santa Catarina**. Disponível em: http://leis.alesc.sc.gov.br/html/2022/18330_2022_lei.html. Acesso em: 17 set. 2024.

¹³⁵ Ver **Lei nº 14.299/2022**, disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14299.htm; e **ADI nº 7095** no STF, disponível em: <https://portal.stf.jus.br/processos/detalhe.asp?incidente=6361174>. Acesso em: 17 set. 2024.

Brasil 2045

PARTE II

PREMISSAS E DIRETRIZES
PARA DEFINIÇÃO
DOS CENÁRIOS

X + #



Brasil 2045

12

+
x

PROJEÇÕES DE
CRESCIMENTO
ECONÔMICO
ALIADO À
TRANSIÇÃO
ENERGÉTICA

As premissas e diretrizes descritas a seguir foram elaboradas durante as oficinas “Cenários Futuros para Energia no Brasil”, realizadas presencialmente e por videoconferência em novembro de 2023, fevereiro, março, abril e agosto de 2024. Participaram representantes das organizações integrantes do Grupo de Trabalho (GT) Clima e Energia e membros do secretariado do Observatório do Clima. As oficinas serviram para pactuar premissas e diretrizes, abordar os objetivos da transição energética brasileira que deverão ser alcançados em distintos momentos e refinar a análise a partir dos cenários de crescimento econômico. Todas as definições foram feitas de forma coletiva.

Convém ressaltar que as fontes aqui utilizadas, incluindo alguns dados selecionados, buscam explicar e contextualizar as opções e direções da economia brasileira ao promover sua transição energética, em dois cenários possíveis para os próximos anos: um **tendencial** e outro com a **visão do OC**, com avanços e compromissos defendidos pelo Observatório do Clima. Os números trazidos nesta Parte II ilustram as perspectivas, mas nem todos foram utilizados estritamente nos cálculos cujos resultados serão apresentados na Parte III.

O cenário tendencial diz respeito ao que o grupo entende como tendência para os próximos anos, a partir da análise dos compromissos — positivos ou negativos — assumidos pelo poder público, com foco nos programas do governo federal e nas legislações discutidas no Congresso, além das tendências de mercado e dos planos estratégicos de empresas como a Petrobras.

Por fim, um cenário visão do OC diz respeito a compromissos **adequados**, tecnicamente **factíveis** e **firmes** em direção à transição energética justa que o Brasil precisa para de fato contribuir com as metas do Acordo de Paris. Este cenário busca contribuir no alcance do objetivo de redução de 92% das emissões líquidas (considerando todos os setores emissores — Mudança de Uso da Terra e Florestas; Agropecuária; Energia; Resíduos; e Processos Industriais e Uso de Produtos) até 2035 em relação aos níveis de 2005, número defendido pelo Observatório Clima para uma nova proposta brasileira de NDC.¹³⁶ Isso significaria um compromisso de reduzir as emissões líquidas de GEE (considerando o carbono nos solos agrícolas, mas não as remoções por áreas protegidas) de 2,44 bilhões de toneladas de CO₂e, cifra de 2005 estimada pelo SEEG, para cerca de 200 MtCO₂e.

Para que se possam traçar cenários e objetivos futuros, serão considerados como marcos os anos de 2030, 2035, 2040, 2045 e 2050. Além disso, os cálculos feitos consideram três possíveis projeções de crescimento da economia brasileira. Essas projeções econômicas geram, por sua vez, três diferentes demandas energéticas totais para o país, que deverão ser supridas por uma matriz de oferta de energia esperada no cenário tendencial (ainda com relevante presença de combustíveis fósseis) ou proposta como visão do OC para uma transição justa (reduzindo substancialmente o uso de fontes fósseis, atentando-se para as necessárias salvaguardas socioambientais no uso das renováveis).

¹³⁶ OBSERVATÓRIO DO CLIMA, 2024. **Nota Técnica – Bases para proposta de 2ª NDC para o Brasil**. Disponível em: <https://oc.eco.br/nota-tecnica-bases-para-proposta-de-2a-ndc-para-o-brasil/>. Acesso em: 21 set. 2024.



As três projeções econômicas adotadas podem ser assim descritas:

- crescimento médio de 1,3% ao ano — tendência linear que considera a série histórica de resultados do PIB brasileiro entre 1960 e 2023, segundo dados compilados e disponibilizados pelo Banco Mundial;¹³⁷
- crescimento médio de 2,8% ao ano até 2050 — valor definido a partir da média das taxas superior e inferior de evolução do PIB apresentadas pela EPE em seu Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034; e
- crescimento médio de 2,1% ao ano — adoção da média simples entre os crescimentos anuais das duas projeções anteriores.

A figura 8 apresenta o PIB anual brasileiro entre os anos de 1960 e 2023 e ilustra os resultados que seriam obtidos em um futuro hipotético (2024 a 2050) em que o PIB, a partir de 2024, varia conforme cada uma das três taxas explanadas anteriormente.

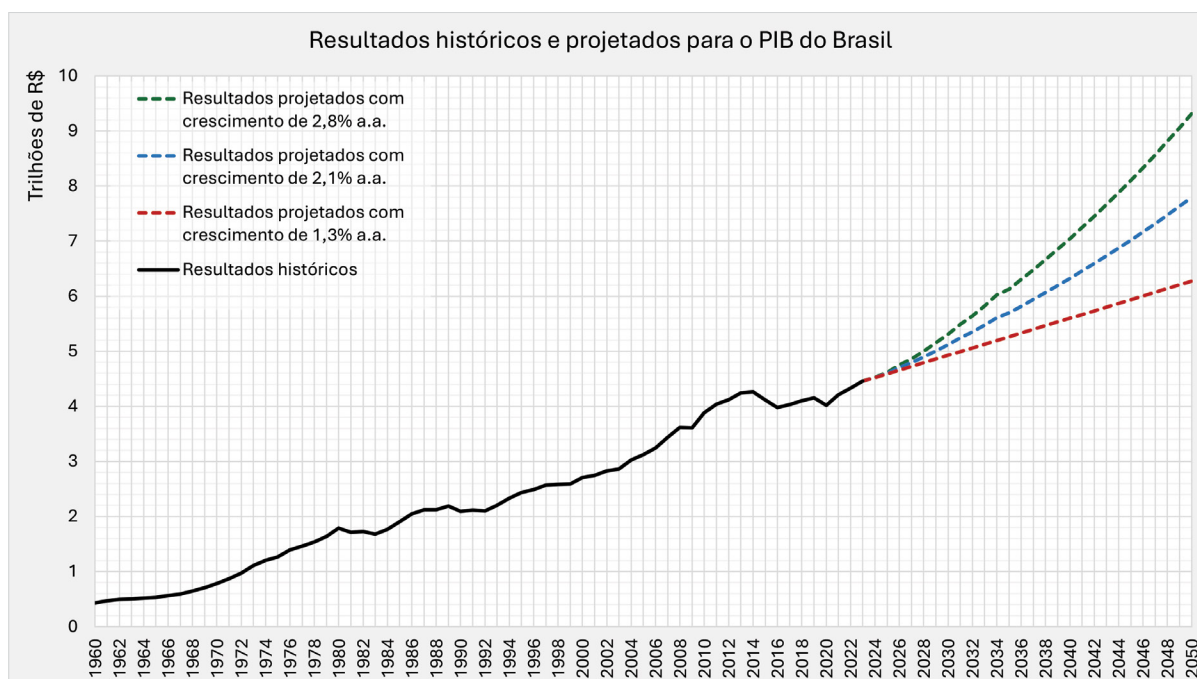


Figura 8 – Gráfico com três projeções de crescimento do PIB (números em valor constante do real, tendo o ano de 2010 como base). Fonte: Elaboração própria.

¹³⁷ World Bank, 2024. Open Data – Brazil. Disponível em: https://data.worldbank.org/country/brazil?_gl=1%2A15qu3y0%2A_gcl_au%2AMTY5Nzk4NTk0Mi4xNzi3MjkyNDg4. Acesso em: 25 set. 2024.

Brasil 2045

13

#

+

x

PETRÓLEO



13.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial

Em um cenário **tendencial**, deve-se considerar como premissa que a Petrobras deseja manter seu modelo de negócio em torno da exploração e produção de petróleo enquanto for possível. Como já mencionado anteriormente, os subsídios governamentais aos combustíveis fósseis somaram R\$334,6 bilhões entre 2018 e 2022, por meio de renúncias fiscais ou gastos orçamentários. Trata-se de um crescimento de 123,9%, segundo o Inesc, enquanto os recursos públicos alocados em energias renováveis somaram R\$60,1 bilhões, um aumento de 51,7%.¹³⁸ Essa proporção deve se manter similar nos próximos anos, tendo em vista os investimentos públicos previstos.

O Brasil divulgou sua entrada na Organização dos Países Exportadores de Petróleo e Aliados (Opep+) em dezembro de 2023, durante a 28ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP 28), em Dubai, em forte contradição com o discurso do governo de que é necessário diminuir a dependência dos combustíveis fósseis. Declarações de membros do governo e da própria Petrobras indicam uma intenção de aumentar a produção de petróleo a partir da abertura de novas fronteiras exploratórias, sob a justificativa de se garantirem a segurança energética, o lucro da companhia e o tão almejado desenvolvimento econômico do país.

É nesse contexto que se insere o objetivo da Petrobras de expandir suas fronteiras de exploração para a região da Amazônia Legal, Foz do Amazonas e outras bacias sedimentares da Margem Equatorial brasileira, que deverá receber US\$3,1 bilhões para projetos de exploração nos próximos cinco anos, além da bacia de Pelotas. Ainda em dezembro de 2023, um dia após o término da COP 28, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) realizou um megaleilão de 603 blocos de petróleo que abrangeu até uma área em Fernando de Noronha. No final, o governo arrecadou R\$421,7 milhões com 192 áreas arrematadas. A Petrobras adquiriu 29 blocos na Bacia de Pelotas, no sul do país.¹³⁹

Por outro lado, convém destacar que a exploração da Margem Equatorial demanda uma infraestrutura para produção ainda inexistente, com previsão de início das operações apenas no início da próxima década, num momento em que o mercado de petróleo global deve começar a decair em decorrência da transição energética em outros países.

Considerando que o petróleo dessas áreas será em grande parte destinado para exportação, cabe questionar a própria viabilidade econômica dos novos empreendimentos exploratórios, com alto custo de produção se comparado com outros países petrolíferos.

¹³⁸ INESC, 2022. **Subsídios aos combustíveis fósseis crescem em 2022 e são 5 vezes maiores que os incentivos às energias renováveis**. Disponível em: <https://inesc.org.br/subsidios-aos-combustiveis-fosseis-crescem-em-2022-e-sao-5-vezes-maiores-que-os-incentivos-as-energias-renovaveis/>. Acesso em: 16 set. 2024.

¹³⁹ ARAYARA, 2024. **Diagnóstico do Risco Socioambiental do 4º Ciclo da Oferta Permanente da ANP**. Disponível em: <https://leilaofossil.org/>. Acesso em: 22 set. 2024.



Além disso, processos de descomissionamento de plataformas marítimas não deverão ser prioridade devido aos altos custos e complexidade envolvidos. Estima-se que, das mais de 170 instalações marítimas de produção de petróleo e gás no Brasil, 55 unidades — 50 fixas e cinco semissubmersíveis — possuem mais de 25 anos de existência, algumas delas já inativas. As plataformas estão localizadas nas bacias de Sergipe (P-23), Campos (P-16), Ceará (P-9) e Potiguar (P-7).¹⁴⁰

A ANP estima que os investimentos necessários ao descomissionamento de 3.883 poços estão na ordem de R\$64,39 bilhões para o período de 2024-2028,¹⁴¹ sendo a maior parte (R\$58 bilhões) nas bacias de Campos, Santos e Sergipe. O atual plano estratégico da Petrobras prevê, para o mesmo período, US\$11 bilhões no descomissionamento de nove plataformas fixas e 14 flutuantes.¹⁴² Depois de 2028, a empresa prevê o descomissionamento de mais 40 plataformas, sendo 35 fixas e 5 flutuantes.

Considerando a decisão de expansão publicizada pelas autoridades governamentais, pode-se considerar como tendência a exploração, voltada sobretudo para exportação, das reservas da Margem Equatorial e de outras novas fronteiras exploratórias, como a Bacia de Pelotas, até 2050. O Brasil busca se tornar o quarto maior exportador de petróleo do mundo, com a Petrobras sendo a última petroleira a interromper sua exploração.

As políticas de incentivos e subsídios, bem como a de distribuição de *royalties*, devem se manter iguais no cenário tendencial, assim como o baixo investimento da Petrobras e do Novo PAC em energias renováveis. De acordo com o plano de estratégico da empresa para o período de 2024-2028,¹⁴³ estão previstos US\$102 bilhões em investimentos ao longo dos próximos cinco anos, 31% a mais em relação ao ciclo anterior. Desse total, somente US\$11,5 bilhões (cerca de 11%) serão destinados para projetos de baixo carbono. Metade desse valor, US\$5,2 bilhões, deverá ser investido em projetos de energia eólica e solar.

Tendência similar pode ser observada no Novo PAC, que prevê R\$593,1 bilhões em investimentos públicos e privados em “transição e segurança energética”.¹⁴⁴ Porém, há pouco de transição no plano:

¹⁴⁰ EIXOS, 2023. **Oportunidades do Brasil no descomissionamento offshore**. Disponível em: <https://eixos.com.br/energia/oportunidades-do-brasil-no-descomissionamento-offshore/>. Acesso em: 22 set. 2024.

¹⁴¹ ANP, 2024. **Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P - Investimentos previstos para o descomissionamento**. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-de-descomissionamento-de-instalacoes-de-exploracao-e-producao>. Acesso em: 1 out. 2024.

¹⁴² PETROBRAS, 2024. **Plano Estratégico: novos movimentos, pés no presente e olhos no futuro**. Disponível em: <https://petrobras.com.br/quem-somos/estrategia>. Acesso em: 1 out. 2024.

¹⁴³ PETROBRAS, 2023. **Petrobras aprova Plano Estratégico 2024-2028+ com investimentos de US\$ 102 bilhões**. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/institucional/petrobras-aprova-plano-estrategico-2024-2028-com-investimentos-de-us-102-bilhoes>. Acesso em: 30 set. 2024.

¹⁴⁴ CASA CIVIL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Novo PAC – Transição e Segurança Energética**. Disponível em: <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/novopac/transicao-e-seguranca-energetica>. Acesso em: 15 set. 2024.

desse montante, R\$387,4 bilhões estão previstos para o setor de petróleo e gás, especialmente para desenvolvimento da produção, refino, gasodutos e oleodutos, e exploração marítima de petróleo. Já a denominada “descarbonização da Petrobras” — não há detalhes sobre o que se trata — receberá somente R\$5 bilhões das verbas previstas para o setor. Os projetos de energia renovável somam R\$92,8 bilhões no Novo PAC, dos quais R\$28,3 bilhões serão direcionados aos chamados combustíveis de baixo carbono — etanol de segunda geração e biometano, entre outros.

Mecanismos de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS) deverão ser usados pela Petrobras, cujo plano estratégico fala em reinjeção acumulada de 80 milhões de toneladas de CO₂ até 2025 — das quais 41 milhões já foram reinjetadas até 2022 e outras 39 milhões estão previstas para serem reinjetadas no biênio 2023-2025.¹⁴⁵ Além disso, o PL dos Combustíveis do Futuro trata de regulamentar o transporte, captura e estocagem geológica de gás carbônico. O Novo PAC, por sua vez, também contempla a modalidade de Bioenergia com CCS, que consiste no armazenamento de carbono em conjunto com produção de energia por biomassa. Por fim, mecanismos de captura e armazenamento geológico estão no radar de outras petroleiras, como é o caso da Repsol Sinopec Brasil, que desde 2022 possui um projeto com a PUC-RS.¹⁴⁶

Por fim, acredita-se que o descomissionamento de campos de petróleo será lento e adiado mesmo nos casos mais antigos em operação. A tendência é prolongar a vida útil dos campos com a justificativa dos baixos investimentos necessários para seguir extraindo petróleo, acarretando riscos ambientais.

13.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC

Em um cenário ambicioso, aqui denominado **visão do OC**, um mundo em acelerada transição energética e o declínio da exportação de petróleo deve fazer com que a Petrobras mude substancialmente seu portfólio de investimentos e passe a investir em energia renovável, como biocombustíveis ou eletricidade gerada por meio de usinas eólicas, com o objetivo de consolidar a descarbonização do Brasil até 2045.

Nesse sentido, devem-se zerar novos subsídios ao petróleo e revisar os já existentes, mantendo os *royalties* apenas dos empreendimentos já em curso. O cenário deve também contemplar: a determinação de zonas de exclusão em áreas sensíveis com renúncia, por exemplo, de novos empreendimentos petrolíferos na Margem Equatorial e na Bacia de Pelotas; o aumento dos investimentos da Petrobras em energia renovável até 2045; e, por outro lado, o não investimento em desenvolvimento

¹⁴⁵ PETROBRAS, 2023. Programa de captura de carbono (CCUS) da Petrobras é o maior do mundo em volume. Disponível em: <https://nossaenergia.petrobras.com.br/w/transicao-energetica/ccus>. Acesso em: 30 set. 2024.

¹⁴⁶ EIXOS, 2022. Repsol Sinopec vai investir R\$60 milhões em captura e armazenamento de CO₂ no Brasil. Disponível em: <https://eixos.com.br/transicao-energetica/repsol-sinopec-vai-investir-r-60-milhoes-em-captura-e-armazenamento-de-co2-no-brasil/>. Acesso em: 30 set. 2024.



de tecnologias de captura e estocagem de carbono, mantendo em operação somente os sistemas de reinjeção já existentes. Não fará sentido alocar recursos e esforços para implantação de novos mecanismos direcionados a um mercado de petróleo em franco declínio.

Deve haver o quanto antes o descomissionamento dos campos de petróleo que já esgotaram a vida útil prevista, sem haver terceirização do descomissionamento para empresas menores e com pouca estrutura, que podem não estar bem equipadas e preparadas para executar essa tarefa de forma a eliminar riscos de novos impactos socioambientais.

Por fim, é preciso ter um cronograma para zerar os leilões de petróleo no Brasil, assumindo a perspectiva de suprir a decrescente demanda doméstica por petróleo com os poços já existentes. É preciso, então, calcular o mínimo necessário de produção de petróleo para os próximos anos, de modo a diminuir gradualmente a intensidade de exploração dos blocos em operação, em direção a uma produção residual voltada às atividades nacionais que não possam substituir petróleo e derivados por completo.

Brasil 2045

14

+
x

GÁS FÓSSIL



14.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial

A indústria do gás fóssil objetiva manter sua importância e influência na transição energética. Em um cenário **tendencial**, isso significa que o setor buscará vender o gás como combustível de segurança em um cenário de variabilidade das fontes de energia renováveis. No radar, está a contratação de novas termelétricas e incrementar a produção do gás, que também deve servir para produção de hidrogênio.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034,¹⁴⁷ a produção bruta de gás fóssil seguirá subindo nos próximos anos.

Este cenário também inclui manter as termelétricas a gás fóssil já contratadas, assim como os investimentos fiscais creditícios e o financiamento da expansão dessa categoria de geração de eletricidade. Vale lembrar que ainda não está claro, contudo, qual é o futuro das térmicas inflexíveis a serem contratadas devido à lei de privatização da Eletrobras (Lei 14.182/2021). O PL das Eólicas *Offshore* (PL 11247/2018), aprovado na Câmara dos Deputados no dia 29 de novembro de 2023, prevê uma remodelagem: foi proposto que a contratação seja reduzida de 8 GW, como previsto pelo chamado *jabutí* da privatização da Eletrobras, para 4,25 GW. Seria preciso aguardar o fim das discussões no Congresso Nacional e a sanção presidencial para vislumbrar um desfecho para o caso.¹⁴⁸ Apesar disso, os resultados apresentados neste trabalho (Parte III) ainda consideram, no cenário tendencial, o cronograma de contratação de 8 GW de termelétricas a gás fóssil com inflexibilidade de 70%, conforme a já mencionada Lei 14.182/2021.

O BEN 2024,¹⁴⁹ relativo a 2023, mostrou uma redução na matriz elétrica da participação de eletricidade gerada por meio de gás fóssil de 6,1% em 2022 para 5,3% em 2023 — apesar da seca severa que se estende a este ano.¹⁵⁰ Antes, em 2021, a participação dessa fonte na geração de eletricidade havia sido de 12,8%. Dessa forma, o acionamento das térmicas de gás fóssil para geração de eletricidade continuará suscetível ao aumento ou redução de chuvas, além da expansão de outras fontes de energia renovável na matriz elétrica.

¹⁴⁷ EPE, 2024. **Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034 - Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural**.

Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno%20de%20Previs%C3%A3o%20da%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20-%20PDE%202034_padr%C3%A3o_V6.pdf. Acesso em: 23 set. 2024.

¹⁴⁸ CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2024. **Parecer às emendas de plenário ao projeto de lei nº 11.247, de 2018**. Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=2367115. Acesso em: 22 set. 2024.

¹⁴⁹ EPE, 2024. **BEN: Relatório síntese 2024, ano base 2023**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 22 set. 2024.

¹⁵⁰ CEMADEN/MCTI, 2024. **Monitoramento de secas e impactos no Brasil – agosto/2024**. Disponível em: <https://www.gov.br/ceaden/pt-br/assuntos/monitoramento/monitoramento-de-seca-para-o-brasil/monitoramento-de-secas-e-impactos-no-brasil-agosto-2024#:~:text=Embora%20a%20seca%20tenha%20se,Paulo%20e%20o%20Tri%C3%A2ngulo%20Mineiro>. Acesso em: 30 set. 2024.



Em um provável cenário de maior seca por conta das mudanças climáticas, com os reservatórios das hidrelétricas mais baixos do que o normal, as térmicas movidas a gás fóssil tendem a manter uma participação relevante nos próximos anos, incluindo a complementação da demanda em períodos em que as fontes solar e eólica não puderem contribuir com o suprimento de eletricidade.

Também entra em um cenário tendencial a regulamentação da exploração de gás via *fracking* (ou fraturamento hidráulico) no Maranhão, apesar da resistência da sociedade civil organizada. A técnica consiste “na perfuração da terra, de forma incisiva, com a ajuda de produtos químicos, para extrair gases fósseis estocados em reservas localizadas em formações geológicas das quais só é possível extraí-los por meio de forma não convencional”.¹⁵¹ Essa modalidade de exploração foi banida de países como Alemanha, França e Reino Unido devido aos riscos ambientais, mas transformou os Estados Unidos no maior produtor mundial de hidrocarbonetos.¹⁵²

O mercado e os tomadores de decisão estarão mobilizados em viabilizar essa categoria de exploração. Estima-se, dessa forma, que o país insista em explorar gás fóssil por ao menos 30 anos, período em que o combustível ainda será considerado competitivo e utilizado no mercado em um contexto de transição energética lenta e inadequada.

Nesse cenário em que o *lobby* pelo gás fóssil segue forte, somado à tendência de expansão de uso nas indústrias, a tendência é de aumento da importação, mesmo com o uso do *fracking*. Há, inclusive, a perspectiva de importação de gás de xisto via Argentina¹⁵³ — enquanto a importação via EUA poderá aumentar.

A ANP mostrou, em apresentação no *workshop* “Potencial Exploratório para Gás e Hidrogênio Natural no Brasil”,¹⁵⁴ que a produção total de gás fóssil aumentou de pouco mais de 50 milhões de metros cúbicos por dia em 2012 para 154 milhões em 2022, quase o triplo. O potencial *onshore* está distribuído em quatro bacias maduras — Potiguar Terra, Sergipe-Alagoas Terra, Recôncavo e Espírito Santo Terra. Contudo, há grandes potenciais em novas fronteiras exploratórias espalhadas por quase todo o território brasileiro — nas bacias do Solimões, Amazonas, Parnaíba, Parecis, Paraná, São Francisco e Tucano Sul — que dependem justamente do *fracking* para se viabilizarem.

¹⁵¹ CLIMAINFO, 2023. **Riscos do fracking no Maranhão**. Disponível em: <https://climainfo.org.br/2023/05/11/riscos-do-fracking-no-maranhao/>. Acesso em: 30 set. 2024.

¹⁵² AGÊNCIA PÚBLICA, 2022. **Governo lançará edital para estimular fracking no Brasil**. Disponível em: <https://apublica.org/2022/06/governo-lancara-edital-para-estimular-fracking-no-brasil/>. Acesso em: 30 set. 2024.

¹⁵³ O GLOBO, 2024. **Importação de gás da Argentina pode abastecer o mercado brasileiro com 3 milhões de metros cúbicos por dia**. Disponível em: <https://oglobo.globo.com/economia/noticia/2024/04/18/importacao-de-gas-da-argentina-pode-abastecer-o-mercado-brasileiro-com-3-milhoes-de-metros-cubicos-por-dia.ghtml>. Acesso em: 30 set. 2024.

¹⁵⁴ ANP, 2023. **O Potencial de Gás Natural e Hidrogênio Natural no Brasil**. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2023/arquivos/2023-09-15-marina-abelha-potencial-gas-h2.pdf>. Acesso em: 30 set. 2024.

Já o potencial *offshore* está distribuído em 20 campos marítimos nas bacias de Santos, Campos, Espírito Santo e Sergipe-Alagoas. Contudo, a ANP indicou que há desafios relacionados com os altos custos de infraestrutura, dificuldade de viabilização econômica de projetos e a necessidade de políticas públicas de incentivo.

Do ponto de vista das políticas públicas, o cenário tendencial também aponta para a implementação do programa “Gás para Empregar”,¹⁵⁵ que busca, segundo a narrativa dos documentos oficiais publicados:

- aumentar a oferta de gás fóssil da União no mercado doméstico;
- melhorar o aproveitamento e o retorno social e econômico da produção nacional de gás fóssil, buscando a redução dos volumes reinjetados além do tecnicamente necessário;
- aumentar a disponibilidade de gás fóssil para a produção nacional de fertilizantes nitrogenados, produtos petroquímicos e outros setores produtivos, reduzindo a dependência externa de insumos estratégicos para as cadeias produtivas nacionais;
- integrar o gás fóssil à estratégia nacional de transição energética para contemplar sinergias e investimentos que favoreçam o desenvolvimento de soluções de baixo carbono, como o biogás/biometano, hidrogênio de baixo carbono, cogeração industrial e captura de carbono.

Apesar das metas de aumento da oferta e do incremento da produção na última década, o último BEN¹⁵⁶ mostrou que, entre 2014 e 2023, a participação do gás fóssil na oferta interna de energia reduziu de 13,5% para 9,6%.

No âmbito da Petrobras, o cenário tendencial é de aumento da produção de gás. O último plano estratégico da empresa prevê investimentos de US\$ 7 bilhões no período de 2024-28 para ampliar a produção e o escoamento. De acordo com a empresa, está previsto para entrar em operação ainda em 2024 o Rota 3, com planta de processamento com capacidade de 21 MMm³/dia e gasoduto com capacidade de 18 MMm³/dia. Já para 2028 está previsto para entrar em operação o gasoduto do Projeto Raia (BM-C-33), com capacidade de 16 MMm³/dia. Em 2029, o gasoduto do projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP) deve também entrar em operação, com capacidade de 18 MMm³/dia.

¹⁵⁵ MME, 2023. **Gás para empregar**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar>. Acesso em: 30 set. 2024.

¹⁵⁶ EPE, 2023. **Balanço Energético Nacional - BEN, relatório síntese 2023, ano base 2022**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN_S%-C3%ADntese_2023_PT.pdf. Acesso em: 30 set. 2024.



Por fim, o Plano Indicativo de Processamento e escoamento de Gás Natural (PIPE) 2023¹⁵⁷ indica que foram mapeados oito projetos indicativos de gasodutos de escoamento (totalizando cerca de 1.500 km de extensão), dos quais seis se encontram conectados a unidades de processamento (totalizando cerca de 80 milhões de m³/dia), enquanto outros dois foram estudados considerando processamento *offshore* do gás e escoamento de gás processado. Cinco desses oito projetos são baseados em volumes de gás fóssil provenientes do pré-sal; três baseados em volumes de gás fóssil provenientes do pós-sal; e um projeto *onshore*.

Os investimentos estão na ordem de R\$24 bilhões, mas as despesas dependerão da escolha do traçado a ser construído entre as opções mapeadas para cada projeto.

14.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC

O cenário **visão do OC** requer como premissas básicas que o gás fóssil seja desconsiderado como fonte de transição tanto no setor elétrico como na indústria, com uma produção limitada para suprir necessidades em que não houver substituição tecnológica possível, como no setor de fertilizantes ou na indústria química. Considera-se que o hidrogênio de baixo carbono não deve ser proveniente do gás fóssil. Dessa forma, ainda que uma parcela da produção de gás fóssil continue, deve-se esperar a diminuição de seu uso ao longo dos próximos anos.

Já no setor de geração de energia elétrica, o uso de usinas termelétricas deve se dar apenas em casos de *stress* climático — notadamente em momentos de seca em que as hidrelétricas não respondem completamente à demanda por energia. Neste contexto, novos contratos de fornecimento regular de eletricidade por meio de usinas movidas a gás fóssil tenderão a não mais ser necessários. O setor deve se atentar, no entanto, para a criação de mecanismos de resposta a demandas excepcionais — como em momentos de crise hídrica e baixa geração de outras renováveis — visando à segurança energética, que é o caso da contratação de reserva de capacidade. É importante ajustar modelos para calcular a oferta hídrica nas diferentes regiões brasileiras nos próximos anos, de modo a traçar cenários de perda de capacidade das hidrelétricas.

Ou seja, neste cenário, deve-se evitar a contratação de novas térmicas. Em caso de contratação, que sejam de térmicas flexíveis que respondam a determinadas demandas, sem contratação de térmicas inflexíveis — que operam anualmente por uma quantidade mínima fixa de tempo. Isso levaria a uma necessária suspensão das térmicas *jabutí* contratadas em 2022 e das térmicas contratadas mediante procedimento competitivo simplificado.

¹⁵⁷ EPE, 2023. Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural - PIPE 2023. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-processamento-e-escoamento-de-gas-natural-pipe-2023>. Acesso em: 30 set. 2024.

As termelétricas, sempre que possível, deverão ser substituídas por usinas movidas por energia solar ou eólica. Alternativas relacionadas a biomassa, biogás, biometano e baterias também precisarão ser consideradas — pode-se analisar, inclusive, a adaptação das centrais já existentes para essas novas fontes.

Ademais, deve-se vedar completamente o uso do *fracking* no Brasil e encerrar as políticas de investimentos públicos via BNDES e de subsídios ao gás fóssil. Por fim, vale comentar que, em um cenário de crescimento das fontes não hídricas de energia renovável, as hidrelétricas podem também passar a operar como reserva de capacidade, substituindo termelétricas nesse papel.

Brasil 2045

15

#

+

x

BIOCOMBUSTÍVEIS



15.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial

Em um cenário **tendencial**, os biocombustíveis líquidos — etanol, biodiesel e diesel verde —, além do biogás e do biometano, devem seguir como prioritários na estratégia brasileira de promover uma transição energética que conte com alternativas à eletrificação. A *expertise* do país na produção de etanol de cana-de-açúcar nos últimos 50 anos e o avanço no uso do milho, assim como a experiência adquirida na produção de biodiesel, colocam o país numa posição competitiva no plano internacional e aumentam seu portfólio de alternativas

É provável que a Petrobras dê uma relevante contribuição para a transição energética no desenvolvimento desses biocombustíveis, já que está dentro de sua área de atuação. No plano estratégico da empresa e no Novo PAC, etanol e biodiesel devem observar um aumento moderado enquanto outros biocombustíveis são desenvolvidos. Ainda no Novo PAC, combustíveis de baixo carbono mobilizam R\$28,3 bilhões de investimentos públicos e privados, sendo R\$9,5 bilhões para o etanol de segunda geração e R\$17,5 bilhões para biorrefino.

O cenário tendencial também deve considerar a Lei 14.993/2024 (Combustíveis do Futuro), que cria o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV), de Combustível Sustentável de Aviação (PROBioQAV) e de Incentivo ao Biometano, estabelecendo novas margens para a participação de recursos renováveis misturados aos combustíveis fósseis.

A nova legislação foi sancionada no início de outubro. Segundo consta na redação final do texto, a parcela de etanol misturada à gasolina, que hoje representa de 22% a 27% do volume da gasolina comum disponível nos postos de abastecimento, poderá chegar a 35%. Já o biodiesel, que é misturado ao diesel fóssil e representa, desde março deste ano, 14% do volume do óleo diesel comercial, deverá ter a parcela na mistura adicionada em 1 p.p. anualmente a partir de 2025, até atingir 20% em março de 2030. A partir do ano seguinte, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) fica autorizado a aumentar essa mistura obrigatória para até 25%.¹⁵⁸

Em relação ao biogás e biometano, o Brasil possui o potencial para implantar — como já vem fazendo nos últimos anos — múltiplas usinas sucroenergéticas, que aproveitam os resíduos do setor (torta de filtro, vinhaça, palha) para gerar biogás e biometano, assim como de instalar plantas de diferentes portes para aproveitar o potencial de aterros sanitários e resíduos de animais.

De acordo com um relatório da EPE e da CIBiogás,¹⁵⁹ o biometano se caracteriza por uma oferta descentralizada, em que múltiplas usinas fornecem energia em escala menor que a oferta típica de gás

¹⁵⁸ CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2024. **Redação final - Projeto de Lei 528-C de 2020**. Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=2477504&filename=Tramitacao-PL%20528/2020

¹⁵⁹ EPE, 2023. **Panorama do Biometano - Setor Sucroenergético**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-781/Panorama%20de%20Biometano.pdf>. Acesso em: 1 de out. 2024.



fóssil. “A proximidade da infraestrutura de transporte e distribuição de gás fóssil (particularmente os gasodutos) pode ajudar o escoamento da oferta de biometano, permitindo acesso aos consumidores de gás”, afirma o relatório. “Por outro lado, a oferta distribuída de biometano permite suprir ou criar demandas por gás em áreas não atendidas pelos gasodutos, a partir de soluções locais como gás comprimido ou gasodutos dedicados”, acrescenta.

A Associação Brasileira do Biogás (ABiogás) acredita ser possível que o biogás e o biometano representem 10% da matriz energética brasileira, conforme consta nas diretrizes da entidade. Segundo seus cálculos, o Brasil tem o potencial de energético de 44,1 bilhões Nm³/ano, sendo 21,1 bilhões (48%) do setor sucroenergético, 14,2 bilhões (32%) da proteína animal, 6,6 bilhões (15%) da produção agrícola e 2,2 bilhões (5%) do saneamento.¹⁶⁰ Ainda de acordo com a associação, o potencial de geração de energia elétrica é de 171 TWh/ano, cerca de 28% da energia elétrica consumida pelo Brasil em 2023 — 616,3 TWh, segundo o BEN 2024.¹⁶¹

15.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC

O cenário **visão do OC** não traz diferenças relevantes em relação ao potencial quantitativo dos biocombustíveis e segue adotando como importante referência as cifras previstas na Lei 14.993/2024 (Combustível do Futuro) e pelo setor.

Contudo, sem desprezar a importância desses combustíveis para a transição energética, é importante destacar que a produção em massa de etanol, biodiesel e outras formas de bioenergia pode representar um elemento de pressão ambiental. Se não for controlada, a produção desses biocombustíveis podem provocar mais desmatamento, uso excessivo de água, além de trazer impactos ao solo devido à monocultura extensiva.

Desse modo, cabe ressaltar a importância de salvaguardas socioambientais, sendo fundamental controlar em quais áreas e quais recursos devem ser empregados para produzir essas novas energias. É imperativo definir e regulamentar zonas de exclusão, como a floresta Amazônica. Também é importante ressaltar que áreas já degradadas e que não sofram estresse hídrico precisam ser usadas de forma prioritária para o plantio de cana-de-açúcar, soja, milho e outras culturas.

¹⁶⁰ ABIOGÁS, 2024. **Potencial do Biogás no Brasil**. Disponível em: <https://abiogas.org.br/potencial-do-biogas-no-brasil>. Acesso em: 30 set. 2024.

¹⁶¹ EPE, 2024. **Balanço Energético Nacional (BEN): Relatório Síntese 2024 – Ano Base 2023**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

Brasil 2045

16

+
x

HIDROGÊNIO



16.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial

Apontado como combustível do futuro, o hidrogênio verde, produzido a partir de eletricidade renovável e com baixa pegada de carbono, pode ser usado como fonte energética em atividades de difícil descarbonização como a indústria, notadamente na química e na siderurgia, ou o transporte de longas distâncias. Como mencionado anteriormente, o Brasil criou em 2024 o Marco Legal do Hidrogênio, por meio da Lei 14.948/2024, que estabelece a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono.¹⁶²

Nesse sentido, é esperado que combustível ou insumo industrial coletado ou obtido possua emissão de gases de efeito estufa (GEE), conforme análise do ciclo de vida, com valor de até 7 kgCO₂eq/kgH₂, cifra máxima para que, segundo a legislação, o hidrogênio seja considerado de baixo carbono. Convém destacar que se trata de um teto acima do praticado pelos Estados Unidos, pela China ou pela União Europeia.

Com isso, existe a possibilidade de que o gás fóssil e outros combustíveis ganhem sobrevida maior com a produção de hidrogênio com o foco na exportação, mas sem muita expressão no cenário internacional. O bloco europeu, potencial comprador do hidrogênio brasileiro, definiu em regulamentação interna o teto de 3,384 kgCO₂eq/kgH₂.¹⁶³ Essa discrepância de padrões faz com que o hidrogênio brasileiro corra o risco de não ser competitivo internacionalmente. É preciso também levar em conta a competição com países do norte da África.

Seria possível ainda uma produção de “hidrogênio cinza”, proveniente da reforma a vapor do gás fóssil a uma intensidade de 12 kgCO₂/kgH₂, assim como a produção do chamado “hidrogênio azul (H2A)”, feito a partir da reforma a vapor do gás fóssil e do metano, mas com a captura e armazenamento do carbono gerado nesse processo. Com esse mecanismo, a intensidade pode vir a ser de 4 kgCO₂/kgH₂.

Dessa forma, enquanto o hidrogênio oriundo de fontes limpas deve ser destinado prioritariamente para exportação, para se adequar aos padrões internacionais, o proveniente de fontes fósseis deve ser utilizado no mercado interno, como na produção de fertilizantes e outros químicos. O esforço de produção de hidrogênio neste cenário estaria bastante atrelado ao mercado do gás e serviria de justificativa para manter a produção e a oferta dessa fonte.

O Programa Nacional de Hidrogênio (PNH₂), liderado pelo Ministério de Minas e Energia, avaliou que o Brasil possui um potencial técnico de produção de hidrogênio de 1,8 gigatoneladas por ano, enquanto as unidades geradoras de hidrogênio no país, que têm por finalidade o uso no refino das

¹⁶² PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2024. Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2024/Lei/L14948.htm. Acesso em: 30 set. 2024.

¹⁶³ HYDROGEN EUROPE, 2023. Clean hydrogen monitor 2023. Disponível em: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/10/Clean_Hydrogen_Monitor_11-2023_DIGITAL.pdf. Acesso em: 30 set. 2024.



frações de petróleo, possuem uma capacidade ociosa de 200 mil toneladas, que podem ser aproveitadas por meio das tecnologias de baixo carbono.

Neste cenário ainda é possível contar com uma demanda de hidrogênio por parte da indústria automobilística, sobretudo o setor de transporte em caminhões e ônibus, o que justificaria a produção dessa fonte energética, mesmo a partir de fontes primárias fósseis. Nesse sentido, além do hidrogênio proveniente do gás (cinza e azul) e do proveniente de energias renováveis (verde), uma pequena parte pode ainda vir do carvão mineral.

Entra no radar como possível solução a produção de hidrogênio a partir do etanol, em linha do que vem sendo desenvolvido na USP em parceria com empresas.¹⁶⁴

Considerando, entretanto, que o potencial técnico do hidrogênio ainda encontra desafios diante das incertezas dos processos de produção e da falta de critérios socioambientais, que ainda não estão presentes nas discussões, optou-se por utilizar hidrogênio para efetivamente calcular as projeções de oferta e demanda de energia apenas no cenário **visão do OC**, cujas premissas e diretrizes são apresentadas a seguir.

16.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC

O cenário **visão do OC** requer um hidrogênio de baixo carbono feito somente de renováveis. Haveria uma grande aceitação internacional, embora a prioridade deva ser para o uso doméstico, com agregação de valor do produto interno.

Isso passa por estabelecer uma intensidade máxima de carbono de $2 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$, com uso prioritário nas atividades de transportes e na indústria nacional, com foco no setor químico e siderúrgicas. O hidrogênio deve ser produzido sem o uso de água doce, fazendo a opção pela água de reúso ou, indo além, da água dessalinizada.

Também deve ser priorizado para uso interno, com vistas ao crescimento da demanda por energia nos próximos anos em diferentes cenários de crescimento econômico nacional. O hidrogênio, portanto, não deve ser considerado apenas mais uma *commodity* de exportação. Qualquer quantidade de hidrogênio que venha a ser exportada deverá ser produzida apenas a partir das eólicas *offshore* ou de plantas de energia solar.

¹⁶⁴ JORNAL DA USP, 2023. “Vim conhecer o que me parece o projeto mais avançado na área de transformação ecológica do Brasil”. Disponível em: <https://jornal.usp.br/institucional/vim-conhecer-o-que-me-parece-o-projeto-mais-avancado-na-area-de-transformacao-ecologica-do-brasil/>. Acesso em: 30 set. 2024.

Brasil 2045

17

#

+

x

TRANSPORTES



A transição energética dos transportes ocorre em diferentes velocidades e abordagens dependendo do setor. No caso dos transportes terrestres de passageiros — veículos de passeio, motocicletas e ônibus —, com frotas que devem passar, em maior ou menor grau, por processo de eletrificação nos próximos anos, as projeções devem levar em conta também o modelo de cidade em que se inserem.

Já nos transportes de carga, ferroviário, hidroviário e, sobretudo, rodoviário,¹⁶⁵ que abrange veículos semileves, leves, semipesados e pesados, estão envolvidos custos com combustível e eficiência para percorrer longos trajetos, fazendo com que a eletrificação nem sempre seja o caminho mais óbvio. Nesse sentido, a transição energética do setor passa também por explorar outras opções e combinações de combustíveis. Alguns deles já estão na mira do poder público, como o biodiesel e o diesel verde; outros, como hidrogênio e os combustíveis sintéticos, ainda são uma promessa de futuro.

As premissas e diretrizes discutidas abaixo levam esses fatores em conta, de modo que buscam analisar os cenários para cada setor com os dados públicos disponíveis sob a ótica de *avoid, shift and improve* (evitar, mudar e melhorar). Para os transportes de passageiros, também serão levados em conta os cenários e projeções do relatório *Compact Cities Electrified: Brazil*,¹⁶⁶ publicado pelo Instituto de Políticas de Transporte e Desenvolvimento (ITDP) em maio de 2024.

17.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial

17.1.1. Transporte de passageiros

Em um cenário **tendencial** de transição energética lenta dos transportes terrestres de passageiros, a venda de motocicletas e veículos de passeio elétricos ou híbridos ganha leve tração entre os consumidores, com a recente aposta das montadoras chinesas no mercado brasileiro e outras marcas lançando modelos com preços competitivos. Há também uma transição parcial para ônibus elétricos e uma aposta renovada nos biocombustíveis.

Contudo, esses novos motores de baixa ou zero emissão devem seguir competindo com os lançamentos de carros à combustão interna, além da frota antiga que hoje circula nas ruas. O transporte individual vai se impor ainda mais sobre o coletivo, representando a maior parte dos deslocamentos em meio urbano. As cidades, por sua vez, seguirão projetadas para a circulação de automóveis e não de pessoas e bicicletas — resultando não só em mais emissões de GEEs, ainda altas neste cenário, como também num custo elevadíssimo para a rotina, a saúde e o bem-estar da população, numa negação do próprio Direito à Cidade consagrado pela Lei 10.257/2001 (Estatuto da Cidade).

¹⁶⁵ O transporte aéreo não está aqui contemplado/mencionado por ser majoritariamente utilizado para o deslocamento de passageiros, tendo pouca relevância na movimentação de cargas.

¹⁶⁶ ITDP, 2024. *Compact Cities Electrified: Brazil*. Disponível em: <https://itdp.org/publication/compact-cities-electrified-brazil-roadmap/>. Acesso em: 23 set. 2024.



Com isso, a tendência é de que o uso de transporte individual seguirá crescendo em detrimento do transporte público coletivo. Os padrões de viagem devem ser dominados por mais deslocamentos em veículos pessoais, enquanto que sistemas de ônibus, trens, metrô e VLTs (Veículo Leve sobre Trilhos) devem crescer mais lentamente. Se em 2015 os carros individuais foram responsáveis por 54% dos deslocamentos nas cidades, a tendência é que essa taxa chegue a 67% até 2050, segundo o relatório *Compact Cities Electrified: Brazil*, do ITDP. Já os ônibus passariam de 26% para 15% dos deslocamentos.

A preferência por veículos individuais fará com que as cidades continuem sendo planejadas para carros, com deslocamentos cada vez mais longos, acarretando mais congestionamento e mais poluição. Ainda, esse modelo infere o espraiamento da cidade e, conseqüentemente, o avanço da malha urbana para áreas verdes. Outra consequência é o aumento das diferenças entre as pessoas de renda mais alta e mais baixa, com as externalidades negativas do uso de automóveis afetando os mais pobres de maneira desproporcional pelas seguintes razões:

- à medida que as cidades se tornam mais dependentes dos carros, a locomoção das pessoas que não possuem veículos se torna mais difícil;
- a poluição atmosférica, a poluição sonora e as fatalidades no trânsito afetam principalmente as pessoas que não têm escolha a não ser morar perto de rodovias;
- à medida que o modelo de produção da cidade se mantém, a pressão para expansão urbana, baseada no padrão de urbanização periférica, seguirá suprimindo áreas verdes nas bordas da cidade, aumentando a tendência de desmatamento e, portanto, promovendo a ocupação de áreas ambientalmente frágeis pela população exposta a situações de vulnerabilidade, em razão da falta de alternativas habitacionais, expondo-as a riscos.

Em suma, as pessoas tenderão a dirigir mais. Destaque-se que uma vida com menos caminhadas e menor uso de bicicleta também acarreta impactos no sistema de saúde, afetando condições respiratórias, físicas e mentais.

Estudo do Instituto Pólis¹⁶⁷ sobre moradia no centro da cidade de São Paulo como estratégia de mitigação climática demonstrou como a atual tendência de produção do espaço urbano, pautado no crescimento espraiado a partir da construção de novos domicílios da população de baixa renda em áreas periféricas, padrão de deslocamento centro-periferia e supressão de mata nativa, em detrimento do não aproveitamento habitacional de imóveis e terrenos vazios na área central, resultou na emissão de 5.340.921 tCO₂e ao longo de 20 anos (2002-2022). Isso significa que a cada ano houve uma emissão média de 267.046 tCO₂e — isto é, cada domicílio do potencial habitacional não utilizado emitiu, no período, 26 tCO₂e.

¹⁶⁷ INSTITUTO PÓLIS, 2024. Morar no centro como estratégia de mitigação climática. Disponível em: <https://polis.org.br/estudos/dossie-moradias-no-centro/>. Acesso em: 23 set. 2024.

Ainda neste cenário, com base no estudo do ITDP, alternativas tecnológicas aos tradicionais motores a combustão interna serão impulsionadas de forma limitada — apesar do recente incentivo ao setor de veículos híbridos ou elétricos, com a chegada ao mercado brasileiro de novas montadoras e modelos.

A eletrificação dos motores representará apenas 5% dos novos carros, motocicletas e ônibus em 2030, segundo os dados do ITDP. Em 2050, motores elétricos ou híbridos estarão em somente 20% dos novos veículos, ainda de acordo com o instituto, de modo que as emissões acumuladas dos transportes de passageiros atingirão cerca de 3,4 bilhões de toneladas de CO₂ e em 30 anos (2020-2050) — distante do mínimo de 2 bilhões de toneladas de CO₂ e para que as metas do Acordo de Paris sejam cumpridas.

O PDE 2024-2034, por sua vez, é mais otimista e prevê que os veículos leves elétricos ou híbridos representarão 10,5% dos novos licenciamentos em 2030 e 17,6% em 2034, com uma frota total que deve alcançar 3,7 milhões de automóveis já no início da próxima década. Contudo, o PDE pondera que “os preços elevados dos modelos, a infraestrutura de recarga a ser ampliada e o perfil do parque fabril local (com foco em híbridos) induzem a produção de eletrificados para oferta no mercado premium e para os consumidores dos segmentos de maior renda”.¹⁶⁸

Já o Plano Nacional de Energia (PNE) 2050 estima, em sua previsão mais conservadora, que em 2050 os motores a combustão ainda representarão 27,6% dos novos licenciamentos de veículos leves, enquanto os híbridos representarão 61,5% e os elétricos a bateria, 10,9%.¹⁶⁹

As cifras e previsões mencionadas acima poderão ser superadas se colocados em prática alguns planos anunciados até o momento. O C40 Cities, que reúne as principais metrópoles do planeta em torno de compromissos climáticos e urbanísticos, entre elas Rio de Janeiro, São Paulo, Salvador, Fortaleza e Curitiba, firmou o compromisso de adquirir somente ônibus com zero emissões de GEE para suas frotas a partir de 2025.¹⁷⁰

O Brasil conta atualmente com 602 ônibus elétricos, sendo 302 trólebus, 283 veículos convencionais a bateria e 15 articulados a bateria, segundo dados do E-Bus Radar, da UFRJ, de 30 de setembro de 2024.¹⁷¹ O C40 estima que esse número deve crescer para cerca de 11.000 veículos até 2030.¹⁷²

¹⁶⁸ EPE, 2024. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - Eletromobilidade: Transporte Rodoviário**. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/CA-EPE-DPG-SDB-2024-08_Eletromobilidade_2024.08.30%20\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/CA-EPE-DPG-SDB-2024-08_Eletromobilidade_2024.08.30%20(1).pdf). Acesso em: 23 set. 2024.

¹⁶⁹ EPE, 2020. **Plano Nacional de Energia 2050**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em 24 set. 2024.

¹⁷⁰ C40, 2021. **Nosso Compromisso com Ruas Verdes e Saudáveis: Declaração de Ruas Livres de Combustíveis Fósseis da C40**. Disponível em: https://www.c40.org/wp-content/uploads/2021/07/1581_POR_FFFS_declaration_FINAL.original.pdf. Acesso em: 30 set. 2024.

¹⁷¹ E-BUS RADAR, 2024. **E-Bus Radar: ônibus elétricos na América Latina**. Disponível em: <https://www.ebusradar.org/>. Acesso em: 30 set. 2024.

¹⁷² C40, 2023. **O mercado de ônibus elétricos da América Latina está crescendo - novas pesquisas mostram onde investir**. Disponível em: <https://www.c40.org/pt/news/latin-americas-e-bus-market/>. Acesso em: 30 set. 2024.



O novo PAC prevê R\$48,1 bilhões de investimentos em mobilidade urbana sustentável, sendo R\$35,3 bilhões até 2026 e R\$12,8 bilhões depois desse ano. Desse montante total, o governo federal anunciou, em maio de 2024, a liberação de cerca de R\$10,5 bilhões para renovação de frota e equipamentos de transporte urbano,¹⁷³ na primeira etapa do Seleções – Cidades. Ainda de acordo com o governo, serão adquiridos 2.529 ônibus elétricos, 2.782 ônibus a diesel modelo Euro 6, com menor nível de emissão, além de 39 veículos sobre trilhos, para 98 municípios.

Somam-se a isso as verbas destinadas pelo Ministério do Meio Ambiente ao Fundo Clima que, para 2024, realizou um aporte de R\$10,4 bilhões via BNDES, sendo que parte desse valor será destinada para a mobilidade urbana.¹⁷⁴

De acordo com o PDE, os ônibus eletrificados representarão 9% de uma frota de mais de 530 mil unidades, especialmente na categoria Padron. Também espera-se que parte dos BRTs (*Bus Rapid Transit*) sejam elétricos.

De toda forma, é possível prever um aumento natural da participação de biocombustíveis e dos veículos elétricos híbridos ou a bateria das legislações em discussão ou recém aprovadas, como a Lei 14.993/2024 (Combustível do Futuro), por conta de uma indústria bem organizada em torno desses temas, como a própria Petrobras, e um *lobby* atuante nos espaços de decisão. A aposta renovada no etanol, biodiesel e diesel verde, que podem servir tanto em veículos híbridos *flex* como nas frotas de ônibus a diesel, se inserem nesse contexto.

Nesse sentido, deve aumentar a proporção dos biocombustíveis nos combustíveis comerciais, como prevê a Lei do Combustível do Futuro e as novas metas de emissão de Crédito de Descarbonização (CBIO) — em que 1 CBIO equivale a 1 tonelada de CO₂ e não emitida pelo uso de biocombustíveis. De acordo com a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio),¹⁷⁵ a meta é passar de 38,78 milhões de CBIOs em 2024 para 71,29 milhões em 2033, conforme estabelecido pela Resolução CNPE 6/2023.¹⁷⁶

17.1.2. Transportes de carga

Em relação aos transportes de carga, o cenário **tendencial** aponta para o setor de biocombustíveis como principal aposta para a transição energética no curto e no médio prazo, além de uma eletrificação

¹⁷³ CASA CIVIL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2024. **Novo PAC Seleções vai investir R\$18,3 bilhões para melhoria da qualidade de vida nas cidades e no campo**. Disponível em: <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/assuntos/noticias/2024/maio/novo-pac>. Acesso em: 30 set. 2024.

¹⁷⁴ MMA, 2024. **MMA repassa R\$10,4 bilhões ao Fundo Clima**. Disponível em: <https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/noticias/mma-repassa-r-10-4-bi-ao-fundo-clima>. Acesso em: 30 set 2024.

¹⁷⁵ MME, 2024. **RenovaBio**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bio-combustiveis/renovabio-1>. Acesso em: 30 set. 2024.

¹⁷⁶ MME, 2023. **Resolução nº 6, de 29 de novembro de 2023**. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2023/RESOLUO_N_6_CNPE.pdf. Acesso em: 23 set. 2024.

parcial dos Veículos Urbanos de Carga (VUCs). De acordo com o PDE 2024-2034, os caminhões movimentaram 71% das cargas no Brasil em 2023.¹⁷⁷ Com investimentos nos modais ferroviário e hidroviário, esse número tende a cair ligeiramente até 2034, para 67%, mas o Brasil seguirá sendo rodoviarista. Além disso, a transição do setor ferroviário e hidroviário não devem ser prioridade neste cenário.

As diretrizes para este cenário devem considerar que a demanda energética do transporte de cargas continuará associada ao uso intensivo do óleo diesel, conforme previsto nos próprios documentos da EPE, como o PDE e o PNE. Com as expectativas de crescimento econômico e as dificuldades de descarbonizar o setor, a demanda por óleo diesel seguirá crescendo, o que confere um peso maior ao biodiesel e ao diesel verde.

“A introdução de novos limites de emissão (Proconve P-8) e o custo do combustível fóssil favorecem a adoção de tecnologias que melhorem a eficiência energética de caminhões, assim como programas governamentais que incentivem a descarbonização. A eletrificação de caminhões se ampliará, especialmente para os de menor porte. Com a penetração de algumas alternativas em nichos de mercado, a demanda de diesel seguirá como predominante (95%) em 2034 para o transporte rodoviário de cargas”, afirma o PDE 2034.

Segundo os resultados do PNE, o óleo diesel representará, em 2050, 51% da demanda por energia em todo o setor de transporte, um aumento de quatro pontos percentuais em relação a 2015.

Essa dependência em relação ao óleo diesel se deve ao domínio do modo rodoviário, responsável, ainda segundo o PDE 2034, por 71% da carga transportada em 2023, enquanto o ferroviário e o hidroviário ficaram com, respectivamente, 16,5% e 12,3% da carga transportada. O setor aéreo fica com a fração restante, de apenas 0,2%.

Porém, o PNE estima que, em 2050, a participação do modal rodoviário no transporte de carga deve cair para 48%, devido à maior circulação de mercadorias pelas ferrovias. No curto e médio prazo, o PDE estima um crescimento de 22% da malha ferroviária útil, de 30,9 mil quilômetros em 2023 para 37,6 mil quilômetros em 2034.

Vale considerar que o setor de transportes de carga também experimentará uma eletrificação, ainda que modesta se comparada com as perspectivas dos transportes de passageiros. Os motores elétricos devem ter uma penetração maior entre os caminhões menores — veículos semileves, leves, e médios — em razão dos compromissos de descarbonização de empresas transportadoras que percorrem menores distâncias. Contudo, o peso, a autonomia e o preço das baterias são obstáculos

¹⁷⁷ EPE, 2024. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - Demanda Energética do Setor de Transportes. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno%20de%20Demanda%20de%20Transportes_PDE%202034_2024.09.03.pdf. Acesso em: 23 set. 2024.



para os caminhões pesados e semipesados, o que restringe a eletrificação do transporte de carga de longa distância.

Nesse sentido, o PDE estima que mais de 16% dos novos licenciamentos de caminhões leves e semileves serão de veículos elétricos a bateria em 2034. Menos de 2% dos novos veículos utilizarão motores a gás.

O obstáculo maior está entre os veículos semipesados e pesados, com alta capacidade e trajetos longos, o que demanda baterias mais pesadas e caras.

Ainda nas categorias semipesado e pesado, os veículos a GNC seguirão crescendo. “Licenciamento de veículos pesados a gás natural cresce significativamente, mas a disponibilidade de infraestrutura de abastecimento limita o aumento de sua participação. A opção do gás natural está crescentemente sendo adotada pela introdução de corredores de abastecimento de caminhões a gás natural (corredores azuis), e pela possibilidade de uso do biometano”, diz o PDE.

17.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC

17.2.1. Transporte de passageiros

O cenário **visão do OC** requer como premissa, para o transporte de passageiros, um horizonte de substituição da maioria dos veículos a combustão tradicionais por motores elétricos ou híbridos abastecidos com etanol. As metas de eletrificação devem ser combinadas com uma mudança no paradigma no planejamento das cidades, que deverão ser mais justas socialmente, racionais e compactas, com prioridade para deslocamentos curtos a pé ou em bicicleta, conforme defende o ITDP.¹⁷⁸

Dessa forma, as metas previstas ou já contratadas do C40, Novo PAC, Fundo Clima e RenovaBio, entre outros, devem não apenas ser alcançadas como superadas, com metas ambiciosas de economia de combustível e normas para as emissões de escape de dióxido de carbono. Deve haver um avanço maior dos veículos elétricos a bateria ou híbridos *flex*, além de uma participação forte dos biocombustíveis, com o avanço do etanol nos veículos híbridos dos biodiesel e diesel verde para os veículos de transporte coletivo.

De acordo com o PNE 2050,¹⁷⁹ os licenciamentos de novos veículos leves a combustão interna devem ser zerados até 2045, enquanto que os híbridos, com 85% dos novos licenciamentos, e os elétricos, com 15%, dominariam o mercado.

¹⁷⁸ ITDP, 2024. **Compact Cities Electrified: Brazil**. Disponível em: <https://itdp.org/publication/compact-cities-electrified-brazil-roadmap/>. Acesso em: 23 set. 2024.

¹⁷⁹ EPE, 2020. **PNE 2050 - Plano Nacional de Energia**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em 24 set. 2024.

Também pode-se usar como base o Plano Estadual de Energia (PEE) de São Paulo,¹⁸⁰ que projeta para 2030 que 15% de toda a frota de automóveis de passeio contará com motores zero ou baixa emissão, como o híbrido *flex* ou elétrico a bateria. Em 2040, essa proporção subiria para quase 40%. Em 2050, 60% de toda a frota deve contar com as novas tecnologias limpas, incluindo hidrogênio, enquanto o restante seria de veículos *flex*.

Em relação aos ônibus urbanos, o plano projeta que que pouco menos de 10% da frota de todo o estado sejam elétricos ou a gás em 2030, enquanto o restante seguirá com motores a diesel. A partir disso, as previsões para São Paulo são:

- redução expressiva da participação do diesel na frota de ônibus urbanos, passando de 99% da frota em 2022 para 26% (27 mil unidades) em 2050;
- para essa frota remanescente por ciclo diesel, o cenário de mitigação prevê o aumento da participação do biodiesel e diesel verde (HVO) na mistura do combustível, reduzindo para 40% a parcela do diesel fóssil;
- aumento da frota de ônibus urbanos movida a gás (GNV, preferencialmente biometano), atingindo 3 mil veículos (4% da frota) em 2030, 10 mil (10%) em 2040 e 12 mil unidades (12%) em 2050;
- trajetória de crescente participação de ônibus urbanos elétricos, alcançando 12,3% da frota (10 mil unidades) em 2030, 38% (28 mil) em 2040 e 60% (48 mil veículos) em 2050;
- entrada dos ônibus a hidrogênio a partir de 2030, com cerca de 0,6% da frota (500 unidades) em 2040 e 2,2% (2 mil veículos) em 2050.

No âmbito municipal, o Plano de Ação Climática do Município de São Paulo 2020-2050 (PlanClima SP)¹⁸¹ traz números parecidos em relação aos veículos de passeio, mas é mais ambicioso ao tratar do transporte público: 50% da frota de ônibus municipal deverá contar com tecnologia zero emissões em 2030, chegando a 100% em 2050.

No âmbito nacional, o cenário **visão do OC** também requer mudar não só a matriz energética do setor de transportes como também alterar o paradigma nas cidades brasileiras. A vida nas cidades necessita ser transformada, com fortes incentivos para um desenvolvimento urbano mais justo e para malhas

¹⁸⁰ GOVERNO DE SÃO PAULO, 2023. **Plano Estadual de Energia 2050: Resultados Finais e Road Map do PEE 2050**. Disponível em: <https://smastr16.blob.core.windows.net/2001/2023/10/WS-IV-05-10-Resultados-e-Roadmap-3.-Transportes.pdf>. Acesso em: 30 set. 2024.

¹⁸¹ PREFEITURA DE SÃO PAULO, 2020. **Plano de Ação Climática do Município de São Paulo 2020-2050 (PlanClima SP)**. Disponível em: https://www.prefeitura.sp.gov.br/cidade/secretarias/upload/governo/secretaria_executiva_de_mudancas_climaticas/arquivos/planclimasp/PlanClimaSP_BaixaResolucao.pdf. Acesso em: 30 set. 2024.



urbanas mais racionais e compactas, com uso misto e orientadas pelo transporte público, de modo que seja mais fácil se locomover a pé, de bicicleta ou em transporte coletivo do que dirigindo um veículo individual. Como consequência, a demanda por carros se reduziria drasticamente, o que também traria melhoras na saúde física e mental da população, reduzindo os gastos com saúde pública.

Além disso, a maior parte dos deslocamentos motorizados restantes ocorreria em veículos elétricos, já que deve haver uma eletrificação em grande escala de carros, motocicletas e ônibus. Para isso, deve haver incentivos tanto do lado da oferta como da demanda, como isenções para veículos com emissão zero e descontos fiscais, visando à paridade do preço de compra, além da existência de uma infraestrutura pública de recarga de baterias. Também devem ser estimulados o reúso e a reciclagem de baterias de veículos elétricos, de modo a minimizar os danos ao meio ambiente causados pela exploração de lítio e pelo descarte.

O estudo do Instituto Pólis sobre moradia central como estratégia para mitigação climática apontou que, se os imóveis e terrenos vazios do centro fossem aproveitados para atendimento habitacional da população de baixa renda, seriam emitidas o total de 902.794 tCO₂e no intervalo de 20 anos, ao invés de 5.340.921 tCO₂e emitidas no cenário tendencial no mesmo período. Isso significa que, a cada ano, haveria uma emissão média de 45.140 tCO₂e. Portanto, se o potencial habitacional do centro de São Paulo tivesse sido destinado para moradias de famílias de baixa renda, a cidade teria evitado a emissão de 4.438.127 tCO₂e na atmosfera.

Para concretizar esses objetivos, será preciso também realocar orçamentos de transporte para beneficiar pedestres, ciclistas e pessoas que utilizam o transporte público; reformular as vias públicas, substituindo o espaço dedicado aos carros por faixas de ônibus, ciclovias fisicamente protegidas e calçadas; e criar um sistema unificado federal de transporte — Sistema Único de Mobilidade (SUM) — visando a melhoria da governança entre os entes federados.

Em números, deve-se considerar que, até 2030, 15% dos novos licenciamentos de veículos leves e semileves que circulam nas cidades — carros, motocicletas, comerciais e VUCs — sejam elétricos, híbridos a etanol ou outras tecnologias zero emissões. Essa cifra deve subir a 100% até 2045, na linha do que prevê o PNE 2050.¹⁸²

Como não é possível estimar uma renovação total da frota, parte dela ainda contaria com os tradicionais motores à combustão. Assim, os biocombustíveis devem manter sua relevância, com crescimento do etanol de milho, que vem se mostrando promissor, além da entrada de combustíveis sintéticos.

¹⁸² EPE, 2020. PNE 2050 - Plano Nacional de Energia. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em 24 set. 2024.

Ainda neste cenário, o carro deixaria de representar 54% dos deslocamentos em 2015 para ser 50% em 2030 e 34% em 2050, na linha do que prevê o ITDP.¹⁸³ Já os ônibus passariam de 26% dos deslocamentos para 28% em 2030 e 36% em 2050 — ultrapassando o carro em termos de preferência.

Além disso, ao menos 20% dos deslocamentos seriam feitos por meios não motorizados. Isto é, haveria um incremento do uso de bicicleta, que deixaria de representar 2% dos deslocamentos em 2015 para passar a 5% em 2030 e 12% em 2050. Já as caminhadas passariam de 5% dos deslocamentos para 6% em 2030 e 8% em 2050.

Desse modo, as emissões acumuladas cairiam para 2,1 bilhões de toneladas de CO₂ e ao longo de 30 anos, entre 2020 e 2050, muito próximo do nível necessário para alcançar as metas do Acordo de Paris.

17.2.2. Transporte de cargas

O transporte de cargas rodoviário deve, no cenário **visão do OC**, abraçar um leque de tecnologias alternativas aos combustíveis fósseis, como biodiesel, diesel verde, etanol, hidrogênio e eletrificação. Também deve haver uma menor dependência do modo rodoviário, com investimentos em ferrovias e hidrovias para deslocamentos de longa distância, desde que não impactem territórios sensíveis.

O modo rodoviário seguirá dominante, mas a demanda por diesel fóssil deverá diminuir conforme haja evolução do diesel verde (HVO ou diesel de etanol) e do biodiesel.

Ao mesmo tempo, o investimento nas estradas consolidadas — e que não aumentam a pressão sobre territórios sensíveis —, sobretudo do eixo Rio-São Paulo-Minas, por onde passa a maior parte da carga, aumentaria a eficiência dos caminhões e reduziria as emissões.

De acordo com estudo¹⁸⁴ do Centro Brasileiro de Relações Internacionais (Cebri), o diesel verde e coprocessado deve praticamente dominar o setor rodoviário de cargas ao mesmo tempo que a motorização elétrica e a hidrogênio avançam no segmento de caminhões pesados, mas de forma mais limitada. A título de ilustração, o PEE São Paulo avança na mesma direção, ao projetar um aumento da frota nos seguintes parâmetros:

- 55% dos caminhões pesados operando com biodiesel e diesel verde (HVO) na mistura do combustível;
- Entrada dos caminhões elétricos a partir de 2040, alcançando 17% em 2050;

¹⁸³ ITDP, 2024. **Compact Cities Electrified: Brazil**. Disponível em: <https://itdp.org/publication/compact-cities-electrified-brazil-roadmap/>. Acesso em: 23 set. 2024.

¹⁸⁴ **Neutralidade de carbono até 2050: cenários para uma transição eficiente no Brasil**. Disponível em: https://cebri.org/media/documentos/arquivos/PTE_RelatorioFinal_PT_Digital_.pdf



- Inserção de caminhões com motorização a hidrogênio a partir de 2040, que devem corresponder a 6% da frota em 2050.

Já nos caminhões leves, de acordo com o Cebri, o motor elétrico deve emergir no setor com mais força a partir da década de 2030, e responder por mais de 60% das vendas já a partir da década de 2040, dividindo a preferência com o diesel. Em 2050, contudo, mais de 80% dos caminhões leves vendidos teriam motorização elétrica. O restante deverá usar a tecnologia de célula combustível hidrogênio.

Diante da importante participação dos biocombustíveis, um cenário ambicioso também requer a mitigação dos impactos ambientais dessa tecnologia. Isso significaria ofertar o máximo de etanol possível, direcionado para a fabricação de diesel verde, sem precisar expandir a monocultura de cana-de-açúcar. O mesmo vale para o cultivo da soja para viabilizar o biodiesel ou de outras culturas energéticas similares, que serviriam de matéria prima para biocombustíveis a serem utilizados em veículos.

CENÁRIOS PARA O TRANSPORTE AÉREO

O setor de transporte de passageiros aéreo espera neutralizar até 2050 suas emissões de GEEs a partir da compra de créditos de carbono e do uso de combustível sustentável de avião — em inglês, *Sustainable Aviation Fuel (SAF)* —, produzido a partir de óleos vegetais, etanol, resíduos orgânicos ou gorduras recicladas. Como o valor de produção do SAF é até cinco vezes maior do que o querosene tradicional, a solução comercial tem sido misturar os dois combustíveis.

As metas brasileiras passam, em todos os cenários, pelas normas e resoluções internacionais do programa *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (Corsia)*, criado pela Organização da Aviação Civil Internacional (Oaci), da qual o Brasil faz parte.

O cenário **tendencial** é de uma adesão obrigatória às metas do Corsia a partir de 2027, partindo de 1% de redução das emissões neste ano para até 10% em 2037, com fiscalização e metodologia do cálculo de verificação das emissões sob responsabilidade da Agência Nacional de Aviação Civil (Anac). A meta consta, inclusive, na Lei 14.993/2024 (Combustível do Futuro), que cria o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), com o objetivo de estimular a produção e o uso do SAF.¹⁸⁵

No cenário **visão do OC**, o setor aéreo tanto internacional como doméstico deve alcançar a neutralidade de carbono em 2050 com o maior uso do SAF, que deve chegar a 23% de participação no consumo nesse ano, a entrada da tecnologia a hidrogênio na aviação, ganhos de eficiência e uma fração por meio de compensações.

¹⁸⁵ PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2024. Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/l14993.htm. Acesso em: 11 out. 2024.

Brasil 2045

18

+
x

INDÚSTRIA



Para a construção dos cenários **tendencial** e **visão do OC** do setor industrial, serão levados em conta tanto o consumo final energético das indústrias quanto o consumo de combustíveis redutores na metalurgia, como coque de carvão mineral, gás fóssil, carvão vegetal, hidrogênio — que fornecem energia para a indústria e também participam de processos industriais de transformações físico-química de materiais.

18.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial

O aumento do uso do gás fóssil na indústria está previsto, no cenário **tendencial**, no programa Gás para Empregar, uma vez que ele continua sendo visto pelo poder público e pelo setor empresarial como alternativa de baixo carbono. Embora seja razoável adotar o gás fóssil em substituição do óleo diesel ou do carvão no curto prazo, essa adoção tende a não se restringir a uma primeira fase da reindustrialização brasileira proposta pelo atual governo.

O principal emprego do carvão mineral na indústria é o setor de siderurgia, para a produção de ferro gusa e aço em alto forno, o método mais tradicional e intensivo de produção. É o setor industrial mais poluente no Brasil e no mundo — ainda que, no território brasileiro, parte da produção nacional do aço já seja feita com carvão vegetal ou utilizando reciclagem (forno a arco elétrico), com pegada de carbono menor em comparação ao carvão mineral. Estima-se que entre 7% e 9% das emissões globais de GEE venham do setor siderúrgico.¹⁸⁶

18.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC

No cenário **visão do OC**, o uso de gás e outros combustíveis fósseis na indústria deve ser reduzido em taxa e velocidade definidas de acordo com as características de cada subsetor industrial. Isso deverá ser levado a cabo via substituição por outras fontes de energia, como hidrogênio verde, biomassa e eletricidade.

O Brasil pode, ainda neste cenário, liderar a transição do setor siderúrgico a partir da substituição parcial ou total do carvão mineral por soluções como biometano e, sobretudo, hidrogênio verde e carvão vegetal em processos de redução do minério de ferro, pavimentando a produção de ferro esponja e aço verde, além do beneficiamento do minério e sua exportação como metal briquetado, reduzindo os custos e emissões no transporte e facilitando a descarbonização dos países importadores.¹⁸⁷

¹⁸⁶ WORLD STEEL ASSOCIATION, 2024. **Climate change and the production of iron and steel**. Disponível em: <https://worldsteel.org/climate-action/climate-change-and-the-production-of-iron-and-steel/>. Acesso em: 01 out. 2024.

¹⁸⁷ EIXOS, 2022. **O aço da vez: a siderurgia brasileira como alavanca do desenvolvimento sustentável**. Disponível em: <https://epbr.com.br/o-aco-da-vez-a-siderurgia-brasileira-como-alavanca-do-desenvolvimento-sustentavel/>. Acesso em: 30 set. 2024.



De acordo com a publicação *Scoping Paper on the Brazilian Decarbonization – steel industry*,¹⁸⁸ do Instituto E+, o Brasil tem potencial de liderar a descarbonização do setor siderúrgico no mundo por conta da abundância em minério de ferro, sua expertise no uso de carvão vegetal e o seu potencial na produção de hidrogênio verde e outras energias renováveis.

Nesse processo, o gás fóssil pode ser usado na indústria siderúrgica como etapa intermediária em direção às tecnologias de hidrogênio, enquanto o uso do carvão vegetal deve passar pelo controle e planejamento da expansão das áreas de florestas plantadas para viabilizar sua produção sustentável.

¹⁸⁸ E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA, 2022. *Scoping Paper on the Brazilian Decarbonization – STEEL INDUSTRY*. Disponível em: <https://emasenergia.org/publicacao/scoping-paper-on-the-brazilian-decarbonization-steel-industry/>. Acesso em: 30 set. 2022.

Brasil 2045

19

+
x

HIDRELÉTRICA,
SOLAR E EÓLICA:
AS FONTES
RENOVÁVEIS DO
SETOR ELÉTRICO

19.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial

Alternativas renováveis vêm ganhando ainda mais espaço na matriz energética brasileira, apesar de um investimento ainda tímido da Petrobras em fontes renováveis. Em um cenário **tendencial**, espera-se, para os próximos anos, em linhas gerais, um crescimento de novas usinas eólicas e de novos projetos de energia solar, sobretudo em regiões do Nordeste brasileiro. Ao mesmo tempo em que as atuais usinas hidrelétricas seguirão relevantes, dividirão cada vez mais espaço com as demais fontes renováveis, o que deve conferir maior diversificação ao sistema mesmo nesse cenário.

De acordo com os dados do BEN 2024 mencionados anteriormente,¹⁸⁹ as hidrelétricas responderam por 58,9% da produção energética em 2023. Em seguida estão a geração eólica (13,2%), a biomassa (8%) e a geração solar (7%). O gás fóssil representou 5,3% da produção elétrica; a geração nuclear, 2%; carvão e derivados, 1,9%; derivados de petróleo, 1,5%. Por fim, a eletricidade importada participou com 2,1%.

Ainda que possa haver uma variação de um ano para o outro em razão de períodos de seca, o que faz a produção das termelétricas aumentarem, há uma clara tendência nos últimos 10 anos, que deve seguir nos próximos em direção às fontes renováveis não hídricas para a geração de eletricidade.

Porém, pode haver a insistência em alguns projetos de grandes usinas hidrelétricas, como já apontado pela nova gestão privada da Eletrobras,¹⁹⁰ e a entrada com maior intensidade de médias e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), a depender do comportamento das variações de disponibilidade hídrica nas principais bacias nos próximos anos.

É possível ainda concluir, considerando os cenários descritos acima para outras fontes de energia, que haverá um “ajuste de chegada”, com um cenário tendencial apontando para uma sobrevida das fontes não renováveis e da nuclear.

Ainda assim, a diversificação das fontes de energia, com especial enfoque nas fontes eólica e solar, deverá ser a principal diretriz dos próximos anos mesmo no cenário tendencial. Por serem fontes renováveis variáveis — isto é, deixam de produzir energia quando não há luz solar ou vento suficientes, por exemplo —, é esperado também o aumento da demanda por baterias de armazenamento, tanto no sistema centralizado como o de geração distribuída. De acordo com a BloombergNEF, o

¹⁸⁹ EPE, 2024. **Balanco Energético Nacional (BEN): Relatório Síntese 2024 – Ano Base 2023**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

¹⁹⁰ O ECO, 2024. **Eletrobras contraria plano energético e retoma projetos para erguer megausinas no Tapajós**. Disponível em: <https://oeco.org.br/noticias/eletrobras-contraria-plano-energetico-e-retoma-projetos-para-erguer-megausinas-no-tapajos/>. Acesso em 30 set. 2024.



mercado de baterias deve crescer a uma taxa anual média de 21% nesta década, passando de 45 GW de capacidade de armazenamento (97 GWh) em 2023 para 137 GW (442 GWh) em 2030.¹⁹¹

Convém lembrar ainda que, no plano internacional, o Brasil se insere na meta acordada na COP 28, em Dubai, de triplicar as fontes renováveis até 2030.

19.1.1. Hidrelétricas

As usinas hidrelétricas somaram 109,9 GW de capacidade instalada e contratada em 2023, segundo o BEN 2024.¹⁹² Em um cenário **tendencial**, o PNE 2050 estima uma capacidade instalada de 135 GW de potência em 2050, considerando a média do potencial nacional inventariado — excluindo Terras Indígenas e Unidades de Conservação — e a redução na disponibilidade hídrica.

Essas estimativas consideram as usinas de todos os portes, mas é possível vislumbrar uma variação maior das PCHs e o uso com mais ênfase dessas usinas. O PDE 2032 projetou um aumento de 7.022 MW para 7.651 MW dessa modalidade no período de 10 anos (2022-2032); isto é, uma potência hídrica 629 MW maior a partir da construção e operação de várias pequenas centrais.

Grandes projetos de hidrelétricas, sobretudo na Amazônia, não devem entrar no radar do Governo Federal, depois do trauma provocado pela construção de Belo Monte e pelo arquivamento pelo Ibama, em 2016, do processo de licenciamento ambiental para a usina hidrelétrica de São Luiz do Tapajós, no Pará. Deve haver, contudo, uma insistência em alguns grandes projetos de usinas hidrelétricas, como já apontado pela nova gestão privada da Eletrobras, e a entrada com maior intensidade de médias e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), como já vem ocorrendo.

No entanto, conforme mostrou apuração do jornalista André Borges para o portal ((o)eco,¹⁹³ a Eletrobras ainda deve insistir na construção de novas megasusinas hidrelétricas. Em maio de 2024, a companhia — privatizada no governo Bolsonaro, mas com 46,58% das ações ainda em posse da União — enviou um pedido à Aneel para a renovação do registro e o “aceite técnico” para a construção da hidrelétrica de São Luiz do Tapajós, o maior projeto hidrelétrico do país, com potência de 8.040 MW e um reservatório de 1.368 km², quase equivalente ao tamanho do território de São Paulo, a ser formado em área preservada da floresta.

¹⁹¹ BLOOMBERG, 2024. *Global Energy Storage Market Records Biggest Jump Yet*. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/global-energy-storage-market-records-biggest-jump-yet/>. Acesso em: 30 set. 2024.

¹⁹² EPE, 2024. **Balço Energético Nacional (BEN): Relatório Síntese 2024 – Ano Base 2023**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 17 set. 2024.

¹⁹³ O ECO, 2024. **Eletrobras contraria plano energético e retoma projetos para erguer megasusinas no Tapajós**. Disponível em: <https://oeco.org.br/noticias/eletrobras-contraria-plano-energetico-e-retoma-projetos-para-erguer-megasusinas-no-tapajos/>. Acesso em 30 set. 2024.

A empresa também solicitou a autorização para seguir adiante com os projetos das usinas hidrelétricas de Marabá (2.160 MW), Jatobá (1.649 MW) e Tabajara (400 MW), as duas primeiras também no Pará e a última em Rondônia. Meses antes, a empresa também conseguiu a renovação do prazo para seguir com os levantamentos das hidrelétricas do Jamanxim, Cachoeira do Caí e Cachoeira dos Patos, todas no rio Jamanxim, um dos principais afluentes do Tapajós.

A Eletrobras se mostra disposta, portanto, a encarar novos processos de licenciamento ambiental para viabilizar os projetos de megasusinas hidrelétricas na Amazônia, contrariando o Plano Decenal de Energia (PDE), a ambição do governo federal de zerar o desmatamento na Amazônia até 2030 e as próprias previsões de aumento da seca nos próximos anos devido às mudanças climáticas.

Convém lembrar, contudo, que a controversa construção de Belo Monte só foi viabilizada após o envolvimento dos governos Lula e Dilma Rousseff, de forma que os próximos passos dessa ofensiva da Eletrobras indicarão o grau de compromisso do governo com a preservação da Amazônia.

Ao menos no âmbito do Novo PAC, a ambição de ressuscitar os antigos megaprojetos (ainda) não se manifestou: o governo federal prevê investimentos de R\$75,6 bilhões em geração de energia nos próximos anos, dos quais R\$67 bilhões são de projetos da iniciativa privada em fontes renováveis,¹⁹⁴ sendo a maior parte (R\$63,5 bilhões) de energia eólica e solar. As hidrelétricas representam apenas R\$200 milhões do investimento, enquanto para as PCHs está previsto R\$1,3 bilhão.

19.1.2. Fontes eólica e solar

As energias eólica e solar no Brasil vêm evoluindo rapidamente, superando as previsões mais otimistas do PDE 2032 mesmo no cenário tendencial. O plano trazia a previsão de que as centrais eólica e solar somadas, excluindo geração distribuída, passariam de 30 GW para 39,2 GW de capacidade instalada até 2032.

Os dados da Absolar¹⁹⁵ e da Abeeólica¹⁹⁶ indicam, contudo, um crescimento ainda mais robusto dessas fontes: somente as centrais eólicas somaram 31,7 GW de capacidade instalada em agosto de 2024, enquanto as centrais solares superaram os 15 GW de potência.

¹⁹⁴ CASA CIVIL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2024. **Novo PAC - Transição e Segurança Energética: Geração de Energia**. Disponível em: <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/novopac/transicao-e-seguranca-energetica/geracao-de-energia>. Acesso em: 30 set. 2024.

¹⁹⁵ ABSOLAR, 2024. **Energia fotovoltaica no Brasil**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 17 set. 2024.

¹⁹⁶ ABEEOLICA, 2024. **Infovento, edição #34 de 21 de março de 2024**. Disponível em: https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2024/03/424_ABEEOLICA_INFOVENTO_ED34_PT_V3.pdf. Acesso em: 30 set. 2024.



Portanto, somente a geração centralizada dessas duas fontes já somavam, em agosto de 2024, aproximadamente 47 GW de capacidade instalada contratada pelo SIN, superando com folga as previsões para 2032.

Levando em conta a geração distribuída fotovoltaica (31,9 GW de potência instalada), as fontes solares já superaram 47 GW de capacidade total. Somando com as centrais eólicas, a capacidade dessas fontes chega a 77 GW.

Esse padrão de crescimento foi detectado pela IEA, que coloca o Brasil no grupo dos países — junto com os Estados Unidos, Índia e União Europeia — que, até 2028, vai “mais do que dobrar” sua potência instalada de eólicas *onshore* e solar fotovoltaica, em comparação com os últimos cinco anos.

Portanto, em relação às diretrizes do cenário **tendencial** para energia solar fotovoltaica centralizada, podemos considerar a estimativa mais conservadora do PNE de 27 GW de capacidade instalada até 2050. Cabe destacar, porém, que esse número deve ser facilmente superado, tendo em vista que as centrais solares superaram os 15 GW já em agosto de 2024, conforme mencionado.

Em relação à energia solar fotovoltaica distribuída, pode-se considerar o cenário de referência do PDE 2034,¹⁹⁷ que projeta 58,8 GW de capacidade instalada em 2034. Projetando linearmente essa tendência, chega-se a uma potência instalada de 112,8 GW de potência em 2050.

Em relação às eólicas, também pode-se considerar a previsão mais conservadora do PNE, que prevê ao menos 109 GW de capacidade instalada em 2050, somando as usinas *onshore* e as *offshore*.

Levando em conta somente as *offshore*, um relatório da Abeeólica em conjunto com a Coppe/UFRJ e a Essenz Soluções prevê, em estimativa mais conservadora, uma capacidade instalada de pelo menos 15,5 GW até 2050.¹⁹⁸

Cabe destacar que o Ibama analisa atualmente 96 processos de licenciamento ambiental para a construção de parques eólicos no mar, que somam 234,2 GW de potência distribuídos em 15.499 turbinas na costa brasileira, do Rio Grande do Sul ao Maranhão.¹⁹⁹ Os números são referentes até novembro de 2023. A regulamentação dessa modalidade de fonte eólica ainda se encontra em

¹⁹⁷ EPE, 2024. **PDE 2034 - Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor**. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno_MMGD_Baterias_PDE2034_\(20240702\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno_MMGD_Baterias_PDE2034_(20240702).pdf). Acesso em: 1 out. 2024.

¹⁹⁸ ABEEOLICA, 2022. **Estudo Cadeia de Valor: Energia Eólica Offshore**. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/01/Sumario-Executivo.pdf>. Acesso em: 1 out. 2024.

¹⁹⁹ **Mapa das eólicas offshore**. Disponível em: https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/arquivos/20240129_Mapas_eolicas_offshore_ibama.pdf

discussão no Congresso Nacional, mas o Ibama indica que o interesse do setor gerou pedidos de licenciamento ambiental com sobreposição de projetos.

19.1.3. Geração Distribuída

A geração distribuída, sobretudo a fotovoltaica, deve ir além das grandes centrais solares e se firmar como importante pilar da transição energética brasileira. De acordo com a ONU, mais da metade da demanda global por eletricidade vem de edifícios residenciais, comerciais ou do setor público para iluminação, refrigeração, aquecimento, eletrodomésticos e dispositivos tecnológicos — incluindo, mais recentemente, os veículos elétricos que demandam energia para a recarga da bateria.

De acordo com a EPE, o Brasil segue a mesma tendência mundial, com as edificações representando cerca de metade da demanda por eletricidade. Dentro desse segmento, os imóveis residenciais responderam por metade desse consumo, enquanto o restante foi atribuído aos estabelecimentos comerciais e prédios públicos.²⁰⁰

De acordo com a IEA, essa modalidade se insere na necessidade de o mundo quadruplicar suas fontes renováveis variáveis, sobretudo eólica e solar fotovoltaica. Hoje, 98% da geração distribuída no Brasil é correspondente à fonte solar fotovoltaica. Do total instalado, 47% atende residências, 29% alimenta estabelecimentos comerciais, 15% está instalado em imóveis rurais, 8% atende ao setor industrial e 1% fornece energia para as repartições públicas, segundo o painel de dados da EPE.²⁰¹

Os dados dos últimos seis anos ilustram bem o salto da geração distribuída no Brasil: de acordo com a Absolar, a fonte solar fotovoltaica de forma descentralizada cresceu de 610 MW de potência instalada em 2018 para os atuais 31,9 GW em agosto de 2024.

Esse aumento sequer chegou a ser contemplado pela EPE, que em 2016 publicou um relatório²⁰² afirmando que a geração distribuída só ganharia tração no Brasil a partir de 2030 — ano em que a potência instalada ficaria entre 10 GW e 20 GW, segundo a previsão mais otimista, para só então aumentar significativamente.

²⁰⁰ EPE, 2020. **Ações para promoção da eficiência energética nas edificações brasileiras: no caminho da transição energética.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/documents/nt%20de-a-see-007-2020.pdf>. Acesso em: 1 out. 2024.

²⁰¹ EPE, 2024. **Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída.** Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>. Acesso em: 1 out. 2024.

²⁰² EPE, 2016. **Demanda de Energia 2050.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-458/DEA%2013-15%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>. Acesso em: 1 out. 2024.



19.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC

No cenário **visão do OC**, devemos considerar, em diferentes graus, o avanço das alternativas solar — centralizada e distribuída — e eólica, incluindo as *offshore*, cuja regulamentação se encontra em discussão no Congresso Nacional, para produção de hidrogênio verde. As hidrelétricas, neste contexto, passam a adquirir outros papéis, como garantir a reserva de capacidade, em gradual substituição das termelétricas a gás fóssil. Projetos de grandes hidrelétricas devem ser freados, em alguns casos até descomissionados, ao mesmo tempo que usinas de pequeno e médio portes podem seguir sendo consideradas, porém com criteriosa avaliação caso a caso, considerando os impactos socioambientais.

19.2.1. Hidrelétricas

No cenário **visão do OC**, a construção de grandes hidrelétricas — com potência igual ou superior a 300 MW — deve ser proibida. Em ambos os cenários, hidrelétricas de médio porte devem ser admitidas em situações e locais de menor impacto socioambiental possível, e levando em conta o potencial de usinas reversíveis²⁰³ e as devidas salvaguardas ambientais necessárias para qualquer empreendimento hidrelétrico. Já as novas PCHs deverão ser restritas apenas às bacias que suportam esses projetos — mas deverão ser proibidas na Amazônia. Ainda neste cenário, deve-se possibilitar o uso de microssistemas de geração em rios.

Além disso, as usinas já existentes, sobretudo aquelas que já ultrapassaram os 25 anos de vida útil, deverão passar por reformas de modernização e repotenciação — que deve ser máxima neste cenário.

Um relatório da EPE de outubro de 2019²⁰⁴ indicou que 51 usinas, que somavam cerca de 50 GW, quase metade da capacidade instalada, já eram passíveis de repotenciação. O mesmo documento indica que, até 2050, todas as usinas deverão ter realizado alguma ação do tipo, segundo estimativas do setor hidrelétrico mundial.

Por fim, este cenário requer ainda o descomissionamento das usinas de Samuel e Balbina, ambas na Amazônia.

²⁰³ EPE, 2019. NT-006/2019: Estudos de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-353/EPE-DEE-NT-006_2019-r0.pdf. Acesso em: 01 out. 2024.

²⁰⁴ EPE, 2019. Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas: Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-432/EPE-DEE-088_2019_Repotencia%C3%A7%C3%A3o%20de%20Usinas%20Hidrel%C3%A9tricas.pdf. Acesso em: 01 out. 2024.

Levando todos esses fatores em conta, a **visão do OC** considera um aumento mais modesto das fontes hídricas, de 109,7 GW operando em 2022 para 119,2 GW em 2050 — ao invés dos 135 GW projetados anteriormente no cenário tendencial.

19.2.2. Fontes eólica e solar

Em um cenário **visão do OC**, as previsões mais otimistas podem — e devem — ser superadas para ir ao encontro da meta global da IEA de quadruplicar as energias renováveis variáveis até 2050, sobretudo solar e eólica, para que seja possível zerar as emissões globais até este ano. O Brasil tem condições, como defende o Observatório do Clima, de atingir esse patamar ainda antes, alcançando o *status* de país carbono negativo até 2045.

No caso das eólicas, o PNE 2050 permite considerar uma capacidade instalada de 194 GW até 2050, somando usinas *onshore* e *offshore*, conforme prevê sua estimativa mais otimista. Levando em conta uma expansão 100% renovável das fontes de energia e uma frota de veículo 100% elétrica, além da restrição à construção de hidrelétricas, o PNE 2050 estima que os projetos eólicos podem atingir de 209 GW a 246 GW,²⁰⁵ o que representaria entre 36% e 42% da capacidade instalada total do sistema, respectivamente. Em ambos os casos, a geração eólica superaria a hidrelétrica.

Em relação às *offshore*, podemos considerar a previsão otimista do relatório²⁰⁶ da Abeeólica em conjunto com a Coppe/UFRJ e a Essenz Soluções, que aponta para 28,5 GW de potência instalada. Essa projeção se dá levando em conta a produção de hidrogênio verde.

Já no caso da fonte solar centralizada, ligada ao SIN, o PNE 2050 indica que as restrições à expansão das hidrelétricas, seja por questões legais ou por efeitos das mudanças climáticas, fazem com que as grandes centrais solares compensem essa limitação. A capacidade pode facilmente chegar a 91 GW de potência instalada em 2050, como prevê a estimativa mais otimista do PNE, podendo ultrapassar os 100 GW como forma de compensar uma eventual expansão mais modesta de outras fontes renováveis.

19.2.3. Geração distribuída

Em um cenário **visão do OC**, o Brasil deve chegar em 2034 com uma capacidade de geração distribuída de até 70,5 GW, conforme a estimativa mais otimista do PDE. É um número factível diante do rápido crescimento do setor, mas, com as mudanças regulatórias ainda em curso, existe uma tendência de estabilização da curva de crescimento.

²⁰⁵ EPE, 2020. **PNE 2050 - Plano Nacional de Energia**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em 24 set. 2024.

²⁰⁶ ABEEOLICA, 2022. **Estudo Cadeia de Valor: Energia Eólica Offshore**. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/01/Sumario-Executivo.pdf>. Acesso em: 1 out. 2024.



No longo prazo, o Brasil deve se espelhar nas diretrizes propostas pela IEA²⁰⁷ para que edificações construídas a partir de 2030 sejam carbono neutro e que até 85% dos já existentes passem por *retrofit* até 2050, neutralizando suas emissões. Isso significa, segundo a IEA, aumentar em até 23,5 vezes a geração distribuída fotovoltaica em edificações residenciais e comerciais entre 2020 e 2050, de 320 TWh para 7.500 TWh.

Transpondo essa meta global para a realidade brasileira, significaria aumentar a produção de eletricidade por micro e minigeração distribuída de 5,3 TWh em 2020, segundo dados do Balanço Energético Nacional (BEN) 2021,²⁰⁸ para 124,5 TWh em 2050 — podendo atingir 164 TWh, de acordo com o cenário superior do PDE 2034, projetado linearmente para 2050.²⁰⁹ Em relação à capacidade instalada, o Brasil deve sair de 4,8 GW de potência em 2020 para cerca de 133 GW em 2050, ainda segundo essa projeção.

²⁰⁷ IEA, 2021. *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. Página 147. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf. Acesso em: 01 out. 2024.

²⁰⁸ EPE, 2021. *Balanço Energético Nacional 2021, ano base 2020*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>. Acesso em: 01 out. 2024.

²⁰⁹ EPE, 2024. *PDE 2034 - Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor*. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno_MMGD_Baterias_PDE2034_\(20240702\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno_MMGD_Baterias_PDE2034_(20240702).pdf). Acesso em: 01 out. 2024.

Brasil 2045

20

+
x

MITIGAÇÃO
DOS IMPACTOS
SOCIOAMBIENTAIS
DAS RENOVÁVEIS
E DA MINERAÇÃO

20.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial

À medida que avança a transição energética brasileira, mais evidentes se tornam os impactos socioambientais de determinados projetos, sobretudo quando feitos sem o devido licenciamento ambiental em áreas sensíveis. Paralelamente, o Brasil deve vivenciar um novo *boom* do setor mineral, com prováveis impactos socioambientais, por conta da corrida por minerais estratégicos ou críticos em seu território para suprir a crescente demanda mundial por matérias-primas para a transição energética — como lítio, cobre, grafita ou metais de terras raras, essenciais para a construção de componentes energéticos e tecnológicos.

O Brasil possui grandes reservas de minérios e demonstra interesse em terminar de mapear a presença desses minerais em seu território, parte considerável deles em áreas socialmente sensíveis, como o norte de Minas Gerais, o sertão nordestino e a Amazônia. Mas os investimentos públicos ainda são tímidos: o Novo PAC prevê investir até 307 milhões de reais em pesquisa mineral nos próximos anos, sendo 281 milhões até 2026. Já o BNDES lançou fundo de 1 bilhão de reais para financiar a exploração desses minerais nos próximos anos, o que representa uma oportunidade para mineradoras brasileiras e estrangeiras e até mesmo montadoras, como a BYD e a Tesla.

Com levantamento geológico ainda lento, mineradoras devem entrar na corrida para descobrir novas áreas e explorar, com pedidos de pesquisa e exploração se multiplicando junto à Agência Nacional de Mineração (ANM).

Como já vem ocorrendo, áreas delicadas do ponto de vista socioambiental, como Unidades de Conservação, territórios de comunidades quilombolas e pesqueiras, entre outras, seguirão sendo as principais afetadas tanto pelos novos empreendimentos de energia renovável quanto pela mineração. O poder público, por sua vez, tende a incentivar — ainda que publicamente diga o contrário — projetos com pouca regulamentação e sem buscar atenuar os impactos socioambientais, deixando comunidades vulneráveis.

Nesse sentido, é possível esperar os seguintes desdobramentos em um **cenário tendencial**:

- licenciamentos estaduais em geral não enfrentam com atenção os impactos socioambientais e órgãos reguladores seguem enfraquecidos, por vezes capturados;
- impactos nas terras das populações tradicionais, com população jovem e adulta sem oportunidades de trabalho de qualidade na indústria da energia renovável ou na mineração, e sujeita a subempregos perigosos, de baixa qualidade e remuneração — no caso da mineração, existe ainda o risco maior de trabalho análogo à escravidão;



- minerais estratégicos ou críticos se tornam nova *commodity* de exportação, com parcela pequena reservada para a indústria nacional, o que também resulta em baixa criação de empregos formais de alta qualificação e bem remunerados;
- contratos abusivos com as comunidades locais em projetos de energia solar e eólica, além de um modelo de implementação e exploração, inclusive das atividades de mineração, com dinâmicas degradantes;
- desmatamento e poluição para a implantação dos equipamentos de energia renovável ou pela extração mineral, com impactos no ecossistema local e na saúde humana;
- a floresta amazônica, em especial as Terras Indígenas que lá estão, seguirão suscetíveis à pressões políticas e econômicas de grupos de interesse, com aumento do *lobby* para que seja permitida a mineração nos territórios protegidos, onde se concentram parte considerável das riquezas minerais do Brasil;
- acirramento dos conflitos agrários e dos conflitos internos nas comunidades locais;
- impactos das mudanças climáticas na produção de energia — por exemplo, seca e mudança da direção dos ventos;
- falta de transparência no planejamento e execução dos projetos de energia e mineração;
- aumento da judicialização por parte dos afetados pelas atividades;
- ampla expansão de empreendimentos renováveis e de novas frentes de mineração com pouco controle governamental;
- falta de política de descomissionamento de usinas hidrelétricas e de áreas de exploração mineral ineficientes ou esgotadas;
- *royalties* que não resolvem problemas estruturais de municípios afetados, a exemplo do que já ocorre hoje na mineração e no setor de petróleo, e baixa participação da população local na criação de políticas públicas, como ocorre atualmente; e
- contradição entre consequências socioambientais e justificativa ambiental pró-transição energética.

20.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC

Em um cenário **visão do OC** de busca por soluções, o poder público deve se envolver para buscar maneiras de evitar e mitigar os possíveis impactos causados pelos grandes projetos de energia eólica e solar — além de lidar com os problemas nesse sentido das hidrelétricas já existentes. Deve-se partir da premissa que, além da própria vontade política de se amenizarem esses impactos, a transição energética precisa ser justa e com ampla participação das comunidades afetadas, além de guiada por um arcabouço regulatório mais robusto, que dê conta dos desafios atuais.

Isso significa encontrar mecanismos para escuta e participação plena das comunidades na autorização para projetos de energia renovável ou de exploração mineral, na linha do que prevê a convenção 169 da Organização Internacional do Trabalho (OIT). As populações locais devem contar com apoio para analisar os contratos, inclusive com núcleos da Defensoria, do Ministério Público e do Ministério Justiça aptos para lidar com essas questões localmente e no âmbito nacional.

Em linhas gerais, o Brasil deve desenhar políticas efetivas que reduzam os impactos e promovam uma relação mais harmoniosa, com controle social, dos projetos de energia renovável e de exploração mineral com os locais onde se inserem.

Do ponto de vista social, é imprescindível a adoção de políticas públicas que de fato se traduzam em melhoria da qualidade de vida nas comunidades. Deve haver, por exemplo, políticas efetivas para geração de energia distribuída nos territórios afetados e programas específicos para mulheres, sempre muito vulnerabilizadas, inclusive com relação a abusos e exploração sexual, em áreas de mineração ou que recebem obras de grande porte.

É necessário, ainda, fazer uma análise sobre subsídios governamentais e buscar fundos públicos que garantam recursos reembolsáveis (empréstimos) e especialmente não reembolsáveis (doações) para projetos de descarbonização e apoio às comunidades locais. Nos casos de recebimento de *royalties*, como já ocorre na mineração, deve haver participação das comunidades na aplicação desse recurso, de modo a garantir que as demandas e necessidades locais sejam efetivamente supridas.

Além disso, os processos de licenciamento ambiental devem ser mais estruturados e cuidados, priorizando a conservação e a redução dos impactos causados pelos novos projetos de energia solar e eólica e pela mineração. Devem-se estabelecer, ainda, salvaguardas socioambientais e territoriais, não apenas no licenciamento, com mecanismos de controle e monitoramento de risco e de garantia de cumprimento de direitos.

O poder público deve mapear as áreas social e ambientalmente sensíveis para a implantação de projetos de energia renovável ou para a exploração mineral, estabelecendo zonas de exclusão e zonas de amortecimento no entorno de áreas protegidas ou habitadas. Casos em que usinas eólicas são instaladas perto de comunidades, causando variados tipos de transtorno, ou em que a exploração



mineral se dá ao redor de unidades de conservação, afetando a biodiversidade e poluindo rios, não devem se repetir.

Para que isso ocorra, deve-se também acelerar a regularização fundiária de territórios que se encontram em um limbo jurídico, de modo a garantir os direitos das populações locais. No caso da mineração, o poder público deve também acelerar o mapeamento geológico, identificando as riquezas minerais do país e estabelecendo os limites para a exploração desenfreada.

Ainda com relação ao setor mineral, o Brasil deve frear de vez qualquer tentativa ou ambição de se explorar Terras Indígenas e outras áreas protegidas, seja por parte do garimpo ilegal, seja por parte de grandes empresas do setor que desejam avançar legalmente, com aval político, sobre essas regiões.

Em um setor tradicionalmente problemático como a mineração, deve-se promover cada vez mais as práticas sustentáveis, inclusive através de investimentos em pesquisa e inovação, mas também na reciclagem de componentes de baterias e eletrônicos para diminuir a dependência da exploração mineral.

Por fim, a extração de minerais estratégicos ou críticos deve estar voltada prioritariamente à indústria nacional, para que o Brasil de fato renove seu parque industrial com os olhos voltados para a economia verde do século XXI, com a formação de empregos formais, de alta qualificação e bem remunerados.

Brasil 2045

21

+
x

POBREZA E
INJUSTIÇA
ENERGÉTICA



21.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial

Em um cenário **tendencial**, o enfrentamento estruturado da pobreza energética permanecerá fora das prioridades do governo federal, deixando a questão sem uma resposta coordenada e integrada. Nesse contexto, as políticas públicas provavelmente continuarão a focar em questões mais imediatas, sem considerar a pobreza energética como um aspecto central do planejamento do setor.

O governo deve apostar em programas sociais de alcance limitado e pulverizados. Entre eles, cabe destacar a retomada do Luz Para Todos, que tem o objetivo de levar energia elétrica para 500 mil famílias em áreas remotas da Amazônia Legal e das zonas rurais até 2026, além da inclusão de municípios da região norte ao Sistema Interligado Nacional (SIN) — região que tem mais de 200 sistemas isolados.

No entanto, a tendência é de falta de políticas públicas mais estruturais para combater a pobreza energética, que visem à provisão de energia em quantidade e qualidade suficiente para:

- eletricidade para iluminação, refrigeração, aquecimento, banho, preparo de alimentos e uso de aparelhos básicos;
- comunicação e acesso à informação, incluindo o uso de tecnologias digitais e telecomunicações;
- saneamento básico, abrangendo o funcionamento de sistemas de abastecimento de água, esgoto e coleta de lixo, dependentes de energia;
- mobilidade, abrangendo acesso a meios de transporte adequados como ônibus, trens, metrô e outros modais, que possibilitem o deslocamento seguro e eficiente para o trabalho, escola, serviços de saúde e outras atividades cotidianas;
- acesso a fontes de energia renovável limpa e segura, que promovam a saúde e o bem-estar;
- disponibilidade de energia em quantidade e qualidade adequadas, conforme as necessidades específicas de cada região do país, levando em conta as condições climáticas, culturais e socioeconômicas; e
- garantia de que o custo da energia não comprometa a capacidade de as famílias atenderem necessidades básicas como alimentação, saúde, educação e moradia.

Deve ser dito que a cocção de alimentos continua altamente dependente de uma matriz energética não renovável, cujo preço continua impactando a segurança alimentar das famílias de baixa renda.

O Auxílio Gás, que busca diminuir o efeito do preço do gás de cozinha sobre o orçamento das famílias de baixa renda, é uma política pública importante, mas não há debate sobre alternativas.



O ponto central é que a falta de acesso à energia elétrica a preços acessíveis agrava a situação econômica das famílias mais pobres. Quando essas famílias têm que destinar uma parte significativa de sua renda para pagar contas de luz, elas ficam com menos recursos para outras necessidades essenciais, como alimentação, saúde, educação e moradia.

Esse problema é intensificado pelo fato de que muitas dessas famílias utilizam eletrodomésticos antigos, que são menos eficientes e consomem mais energia. Como resultado, elas acabam gastando ainda mais com eletricidade, perpetuando o ciclo de pobreza energética.

Além disso, a possível aprovação do Projeto de Lei 414/2021,²¹⁰ que prevê a abertura do mercado de energia elétrica, poderia ter implicações significativas. Atualmente, no mercado cativo, uma distribuidora local fornece energia aos consumidores a tarifas reguladas pela Aneel. Com a abertura do mercado, os consumidores poderiam escolher seus fornecedores de energia, o que pode levar a uma maior competição e, teoricamente, a preços mais baixos. No entanto, isso também poderia resultar em tarifas mais voláteis e menos previsíveis para os consumidores, especialmente os mais vulneráveis, que já enfrentam dificuldades financeiras. Isso cria um cenário em que, sem a devida regulamentação e medidas de proteção, as famílias de baixa renda poderiam enfrentar ainda mais desafios para pagar suas contas de luz.

Além dos desafios já mencionados, a abertura do mercado de energia, como prevista no PL 414/2021, pode levar a um aumento das tarifas para os consumidores que permanecerem no mercado cativo. À medida que mais consumidores migrarem para o mercado livre, buscando melhores condições e preços mais competitivos, a base de consumidores no mercado cativo tende a diminuir. Com menos consumidores para dividir os custos fixos da distribuição de energia, como manutenção da infraestrutura e operação, os encargos podem se concentrar nos que permanecerem no mercado cativo, resultando em tarifas mais elevadas. Esse cenário seria especialmente prejudicial para as famílias de baixa renda, que podem não ter acesso ao mercado livre ou não ter condições de migrar para ele, ficando ainda mais vulneráveis ao aumento das tarifas.

21.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC

No cenário **visão do OC**, a pobreza energética passa a ocupar lugar de destaque na agenda governamental. A transição energética oferece uma janela de oportunidade única para incorporar a pobreza energética como um parâmetro essencial no desenvolvimento de políticas públicas. Nesse contexto, a questão deve ser abordada de forma abrangente, levando em conta todos os seus componentes, como acessibilidade econômica, eficiência energética e inclusão social. O objetivo é garantir que o planejamento energético nacional seja orientado para atender às necessidades das populações em maior situação de vulnerabilidade, promovendo uma transição justa e equitativa.

²¹⁰ CÂMARA DOS DEPUTADOS. Projeto de Lei 414/2021. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2270036>. Acesso em 24 set. 2024.

As diretrizes devem priorizar a produção de dados e evidências sobre pobreza energética no Brasil por meio de fontes públicas. Isso é essencial para a criação de uma governança efetiva sobre o tema, permitindo que as políticas de combate à vulnerabilidade energética sejam baseadas em informações precisas e contextualizadas.

O enfoque deve ir além do simples acesso físico à energia elétrica, considerando também aspectos como a acessibilidade econômica e a qualidade do serviço. A ideia é que o planejamento energético incorpore medidas que não apenas garantam que as pessoas tenham acesso à eletricidade, mas que esse acesso seja sustentável e acessível economicamente, sem comprometer a renda das famílias. Isso inclui a modernização de eletrodomésticos, a implementação de tarifas sociais e a promoção de fontes de energia renovável que possam reduzir os custos a longo prazo.

Além disso, deve ser aprovado um sistema de tarifa social justa no sistema elétrico, de modo que famílias de baixa renda efetivamente paguem menos pela energia consumida. Com isso, impõe-se buscar a implementação da noção de justiça tarifária para uma precificação mais equitativa e justa, viabilizando o acesso à energia de qualidade e incentivando o uso eficiente dos recursos energéticos. Busca-se, desse modo, aumentar a resiliência das populações vulnerabilizadas, garantindo um fornecimento mais estável e acessível. Programas de transferência de renda devem garantir que os grupos vulnerabilizados adquiram serviços energéticos modernos e aparelhos mais eficientes.

Deve haver também uma mudança dos critérios para investimentos mínimos nas redes de distribuição, para que não utilizem apenas fator de demanda de carga. Nas áreas urbanas, novas licitações de transporte público devem se voltar para a eletrificação do sistema, como já mencionado nos cenários para o transporte.

Por fim, o cenário **visão do OC** deve contar, além do já mencionado acima, com:

- metas de redução de pobreza energética;
- geração distribuída social — geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores — acessível para famílias de baixa renda;
- abandono das energias fósseis na mobilidade pública, priorizando a eletrificação e combinando com tarifa zero no transporte público;
- reconfiguração do ordenamento territorial urbano para redução de viagens e distâncias, buscando justiça territorial e habitacional;
- habitação de interesse social em áreas centrais, com usos mistos do solo e integração de classes sociais no tecido urbano;
- fim do uso da biomassa tradicional para subsistência de famílias mais pobres, especialmente o uso precário e perigoso de lenha para cozinhar.

Brasil 2045

22

+
X

GESTÃO DE
DEMANDAS
E EFICIÊNCIA
ENERGÉTICA:
PREMISSAS E
DIRETRIZES

22.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial

Em um cenário **tendencial**, os setores industrial e de transporte seguem como os maiores consumidores de energia no Brasil e devem responder por 32% cada um do consumo energético em 2032.²¹¹ No entanto, do ponto de vista de políticas públicas, a gestão de demandas e a eficiência energética seguem sem ser prioridade governamental durante a transição.

Dessa forma, este cenário aponta para programas de eficiência e gestão de demandas limitados, com baixo orçamento e pouco expressivos. Deve haver uma atualização das normas de combustíveis, mas as tecnologias das termelétricas brasileiras tendem a seguir o mesmo padrão, sem atualização.

Em áreas urbanas, projetos de edificação e padrões construtivos tendem a seguir abrindo mão de usar ventilação e iluminação natural como forma de economizar energia elétrica.

22.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC

No cenário **visão do OC**, a eficiência e a gestão da demanda energética se tornam um pilar fundamental da transição energética justa, buscando reduzir o consumo de energia antes de expandir as fontes de geração.

Isso requer, para os próximos anos, a atualização e o aprimoramento mais rigoroso das normas de eficiência, adotando parâmetros internacionais. Inclui revisar os padrões de eficiência energética para equipamentos e aparelhos, como condicionadores de ar, refrigeradores e congeladores, visando reduzir o consumo de eletricidade, principalmente nas residências.

Deve haver também uma gestão da demanda de energia elétrica direcionada aos consumidores, além de uma eventual reforma do setor de energia incorporando medidas de eficiência e descentralizando o sistema elétrico.

No setor industrial, prioritário para o atual governo, é possível que haja maior utilização da cogeração,²¹² em que um mesmo combustível é usado para produzir mais de um tipo de energia (elétrica, térmica ou mecânica), sem descarte para o meio ambiente. Também deve haver o desenvolvimento de políticas específicas para os setores de maior consumo, incluídos o industrial e de transporte, incentivando práticas sustentáveis e o uso de tecnologias eficientes.

²¹¹ EPE, 2023. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 - Demanda e Eficiência Energética**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Efici%C3%Aancia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final_20230313.pdf

²¹² PODER360, 2023. **Cogeração atinge capacidade recorde na produção de energia elétrica**. Disponível em: <https://www.poder360.com.br/energia/cogerao-atinge-capacidade-recorde-na-producao-de-energia-eletrica/>. Acesso em: 01 out. 2024.



Do ponto de vista de políticas públicas, ainda é possível adotar como padrão uma arquitetura bioclimática, controlada pelos municípios no uso de suas prerrogativas de regular e licenciar as edificações, para reduzir a dependência de eletricidade, buscando iluminação e ventilação naturais nos novos empreendimentos. Além disso, programas de moradia e de equipamentos públicos devem contar com micro e minigeração de energia, com adoção de energia solar e outras renováveis.

Em suma, deve haver:

- metas e uma ampla aplicação de políticas específicas para os setores de maior consumo;
- monitoramento constante do progresso em direção à eficiência energética e à transição para fontes mais limpas, ajustando as políticas e metas conforme necessário;
- atualização permanente das regulamentações e padrões de eficiência energética;
- promoção da mini e microgeração distribuída (MMGD), que permita aos consumidores gerar parte de sua própria energia, reduzindo a dependência da rede elétrica convencional;
- reformulação dos códigos de obras municipais;
- ampliação da geração elétrica descentralizada.

Brasil 2045

23

+
x

INCINERAÇÃO
PARA GERAÇÃO
DE ENERGIA
E GESTÃO DE
RESÍDUOS
SÓLIDOS

23.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial

Apesar dos custos altos para incineração, da emissão de CO₂ e da dependência de combustíveis fósseis — a partir de produtos feitos de plástico, essencial para manter o poder calorífico das usinas —, a incineração de resíduos sólidos urbanos (RSU) deve seguir, em um cenário **tendencial**, como alternativa para a gestão do lixo nas cidades combinada com a produção de energia elétrica. Isso impacta não só a contratação de energia elétrica, mais cara vinda das incineradoras, com resultados ambientais e climáticos negativos, mas também a própria gestão dos resíduos sólidos urbanos.

Dessa forma, é possível vislumbrar como diretrizes para o cenário a adoção da incineração de RSU em parte das cidades, o que resultaria na adoção de uma tecnologia extremamente complexa e cara, com grandes riscos de emissão de materiais altamente tóxicos, como alternativa para a gestão do lixo e a geração de energia elétrica.

A Política Nacional de Resíduos Sólidos, sancionada pelo presidente Lula em 2010, abriu margem para a incineração de resíduos sólidos ao estabelecer que “poderão ser utilizadas tecnologias visando à recuperação energética dos resíduos sólidos urbanos, desde que tenha sido comprovada sua viabilidade técnica e ambiental e com a implantação de programa de monitoramento de emissão de gases tóxicos aprovado pelo órgão ambiental”. Agora, o Congresso se debruça sobre projetos de lei para abertamente estimular o setor, com a justificativa de que oferece uma destinação ambientalmente correta para o lixo — que deixariam de ocupar aterros sanitários e lixões e de emitir gás metano, um dos gases do efeito estufa, para produzir energia elétrica limpa.

Em 2022, o Ministério do Meio Ambiente publicou, ainda sob o governo Bolsonaro, o Plano Nacional de Resíduos Sólidos (Planares).²¹³ O documento traz a previsão de que as Unidades de Recuperação Energética (URE), como são chamadas as usinas térmicas de incineração, vão somar 994 MW de potência instalada até 2040, “o que seria suficiente para abastecer 27 milhões de domicílios com eletricidade”.

Já em 2024 as URE deveriam somar 311 MW de potência instalada, o que não se concretizou. A Associação Brasileira de Recuperação Energética de Resíduos (Abren) calcula que seriam necessários investimentos na ordem de R\$40 bilhões para viabilizar a potência instalada prevista até 2040.²¹⁴

²¹³ MMA, 2022. **PLANO NACIONAL DE RESÍDUOS SÓLIDOS**. Disponível em: https://www.gov.br/mma/pt-br/acao-a-informacao/acoes-e-programas/programa-projetos-acoes-obras-atividades/agendaambientalurbana/lixao-zero/plano_nacional_de_residuos_solidos-1.pdf. Acesso em: 01 out. 2024.

²¹⁴ ABREN, 2023. **Recuperação de resíduos deve exigir R\$40 bi até 2040, diz Abren**. Disponível em: <https://abren.org.br/2023/02/16/recuperacao-de-residuos-deve-exigir-r-40-bi-ate-2040-diz-abren/>. Acesso em: 01 out. 2024.



O tema era prioritário para o governo anterior, que assinou com a Alemanha um projeto de cooperação técnica — o ProteGEEr²¹⁵ — para “promover uma gestão sustentável e integrada de resíduos sólidos urbanos”. Além disso, lançou mão de portarias e normas técnicas para disciplinar a recuperação energética e o uso de RSU para fins energéticos.

O primeiro leilão da Aneel que contemplou a incineração RSU para geração de energia foi realizado em setembro de 2021, com a participação de 12 projetos que totalizavam 315 MW de potência instalada a um teto de R\$670/MWh — mais do que o triplo do valor das fontes solar, eólica e hidráulica que participavam. Venceu o projeto da URE de Barueri (SP), da empresa Orizon, com potência instalada de 20 MW. A empresa comercializou 16 MW a um preço de R\$549,40/MWh, deságio de 14% em relação ao teto previsto, durante 20 anos a partir de 2026.²¹⁶

Em outubro de 2022, a URE Barueri venceu mais um leilão, com a venda de 1,2 MW adicional a um preço de R\$603,50/MWh durante 20 anos a partir de 2027. A usina está sendo construída a um custo de R\$520 milhões e tem a previsão, segundo a empresa, de processar cerca de 300 mil toneladas de resíduos sólidos por ano (ou 850 toneladas/dia), equivalente ao lixo gerado por 850 mil habitantes, para suprir a demanda de cerca de 320 mil pessoas.

De acordo com a Abren, há atualmente 10 projetos de UREs em andamento no Brasil, com previsão de gerar R\$10 bilhões em investimentos, sendo R\$4 bilhões nas URE Mauá (80 MW), URE Caju (31 MW) e URE Consimares (20 MW), as principais apostas da entidade para os próximos leilões da Aneel.²¹⁷

Como as incineradoras precisam do lixo para gerar energia, em locais com UREs deve haver um incentivo mínimo para separação e reciclagem do lixo, além da falta de incentivo para a indústria dos recicláveis. A retomada do programa Pró-Catadores no atual governo chega com limitações por conta do Planares — o qual, por sua vez, tende a seguir com baixa implementação.

O Planares prevê recuperar 48,1% da massa total de RSU em âmbito nacional até 2040, sendo 20% com recuperação de materiais recicláveis, 13,5% com matéria orgânica destinada para tratamento biológico e 14,6% destinado à recuperação térmica — isto é, geração de energia via incineração.

²¹⁵ MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2022. **Desafios da Gestão Sustentável de RSU no Brasil: aspectos de mercado, legais, tecnológicos e de licenciamento.** Disponível em: https://www.gov.br/cidades/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/saneamento/protegeer/CURSOONLINEDia2ChristianePereiraDesafiosdaGestodeRSU_05.04.22.pdf Acesso em: 01 out. 2024.

²¹⁶ EPE, 2021. **LEILÃO DE ENERGIA NOVA A-5 DE 2021: Informações sobre a Habilitação Técnica e sobre os Projetos Vencedores.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-592/Informe%20Vencedores%20LEN%20A5.pdf> Acesso em: 01 out. 2024.

²¹⁷ CANAL ENERGIA, 2023. **Êxito em projetos de RSU podem trazer investimentos de R\$4 bilhões em 2023, prevê Abren.** Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53238488/exito-em-projetos-de-rsu-podem-trazer-investimentos-de-r-4-bilhoes-em-2023-preve-abren> Acesso em: 01 out. 2024.

Nessa conjuntura, haverá pouca implementação da logística reversa, instrumento que busca viabilizar “a coleta e a restituição dos resíduos sólidos ao setor empresarial, para reaproveitamento, em seu ciclo ou em outros ciclos produtivos, ou outra destinação final ambientalmente adequada”.²¹⁸

Ainda assim, o atual governo apresentou algumas iniciativas que vão na direção oposta. Com o Decreto 11.413,²¹⁹ de fevereiro de 2023, instituiu o Certificado de Crédito de Reciclagem de Logística Reversa, o Certificado de Estruturação e Reciclagem de Embalagens em Geral e o Certificado de Crédito de Massa Futura. O objetivo é proporcionar ganhos de escala na reciclagem de resíduos, viabilizar a colaboração entre os sistemas de logística reversa e de reciclagem e possibilitar adicional de valor para a cadeia de reciclagem, prioritariamente para catadores e catadoras, entre outros pontos.

Além disso, o Novo PAC prevê um total de R\$1,9 bilhão para projetos de gestão de resíduos sólidos, com destaque para projetos de coleta seletiva, unidades de reciclagem ou modernização de centrais de triagem.

Em uma primeira etapa, a Casa Civil disponibilizou R\$940 milhões para projetos com foco na “ampliação da cobertura da coleta seletiva regular com a participação de catadoras e catadores de materiais recicláveis, por meio do apoio à execução de obras e aquisição de equipamentos, contribuindo para a melhoria da qualidade dos serviços prestados à população”. Também priorizou investimentos na “implantação de infraestrutura conjugada de tratamento e disposição final de resíduos sólidos urbanos, contribuindo para a melhoria da qualidade dos serviços prestados à população”.²²⁰

O atual Plano de Transformação Ecológica do Ministério da Fazenda, no seu Eixo 5 - Economia Circular,²²¹ prevê incentivos para recuperação energética como uma de suas medidas: “Revisão da tributação e de medidas regulatórias para estimular a circularidade de produtos na economia (reúso, remanufatura, reciclagem, recuperação energética)”. Já o Plano Plurianual 2024-27 colocou como meta aumentar de 5,7% para 8,3% a taxa de recuperação de recicláveis secos dos resíduos sólidos urbanos no Brasil.²²²

²¹⁸ SINIR, 2024. **O que é Logística Reversa**. Disponível em: <https://sinir.gov.br/perfis/logistica-reversa/logistica-reversa/>. Acesso em: 30 set. 2024.

²¹⁹ PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2023. **Decreto 11.413, de 13 de fevereiro de 2023**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2023/Decreto/D11413.htm. Acesso em: 30 set. 2024.

²²⁰ CASA CIVIL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2023. **Novo PAC - Resíduos Sólidos**. Disponível em: <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/novopac/selecoes-2023/eixos/cidades-sustentaveis-e-resilientes/residuos-solidos>. Acesso em: 01 out. 2024.

²²¹ MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2023. **Plano de Transformação Ecológica**. Disponível em: <https://www.gov.br/fazenda/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/transformacao-ecologica>. Acesso em: 01 out. 2024.

²²² MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, 2023. **PPA 2024-2027**. Disponível em: <https://www.gov.br/planejamento/pt-br/assuntos/plano-plurianual/paginas/lei-do-ppa> Acesso em: 01 out. 2024.



23.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC

No cenário **visão do OC**, a incineração de resíduos sólidos deve deixar de ser solução para resolver a questão do lixo nos grandes centros urbanos, uma vez que essa matriz elétrica demanda que a produção de lixo seja sempre alta — sobretudo de plástico, oriundo do petróleo.

Além disso, ainda que as usinas de incineração prevejam o uso de filtros — a parte mais cara de sua estrutura —, a queima dos resíduos produz CO₂ e gases tóxicos, especialmente se não ocorrer operação correta e manutenção devida pelos governos locais.

Mais importante, impõe-se que a questão do lixo seja tratada sob a ótica de políticas públicas de economia circular que determinem que produtos e suas embalagens sejam reutilizáveis, retornáveis, recicláveis ou compostáveis, obrigando as cadeias produtivas a cumprirem a Política Nacional de Resíduos Sólidos, sobretudo na concretização da logística reversa.

Também se requer que não sejam realizadas novas contratações de energia das incineradoras, além do estabelecimento de tributação para a incineração.

Do ponto de vista da gestão de resíduos sólidos, as prioridades devem ser:

- reformulação do Planares, que deve ter foco maior em metas de não geração de resíduos, reúso e reciclagem, seguindo a hierarquia da PNRS, e renunciar à geração de energia via incineração;
- obrigação da separação dos resíduos sólidos e tratamento da matéria orgânica por meio da compostagem e biodigestão como meio de se produzir energia elétrica a partir do biogás;
- incentivo para a indústria recicladora e para que o setor produtivo produza produtos recicláveis e faça a logística reversa;
- incentivo para empresas e indústrias que produzem embalagens reutilizáveis, retornáveis ou em refis;
- busca de uma solução, no âmbito da reforma tributária, para a dupla tributação dos produtos recicláveis e taxaço dos produtos e embalagens não recicláveis;
- no âmbito municipal, revisão dos contratos com prestadores de serviço de coleta que não estimulam a política de reciclagem;
- promoção de campanhas permanentes e de educação ambiental junto à população para coleta e separação de lixo;
- implementação completa e com cobertura ampla do Pró-Catadores.

Além disso, o investimento maior em compostagem e biodigestores aumentaria o potencial brasileiro de produção de eletricidade por meio do biogás, resultado do processo de decomposição da matéria orgânica.

Por fim, este cenário também deve contemplar uma postura proativa dos municípios para a implementação das políticas públicas, consolidar uma economia circular com responsabilidade estendida do produtor e proibir a contratação de energia gerada pela queima de resíduos.

Brasil 2045

24

+
x

ENERGIA NUCLEAR



24.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial

Apesar das problemáticas envolvendo a energia nuclear — eletricidade mais cara do mercado, custos altos para construção de novas usinas, riscos envolvendo o armazenamento do lixo nuclear, crescimento da participação da energia eólica e solar, entre outros —, o cenário **tendencial** aponta para o governo brasileiro mantendo e até modernizando as estruturas já existentes. Prova disso é que o novo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) prevê 1,9 bilhão de reais para a modernização de Angra 1,²²³ que está em operação desde 1985.

Em termos de diretrizes, este cenário aponta para a modernização de Angra 1 nos próximos anos e a continuidade de Angra 2, ambas teriam suas vidas úteis estendidas. Já com relação à Angra 3, o governo sinalizou que o *status* do empreendimento segue indefinido, uma vez que se está analisando a viabilidade econômica do projeto.

Entra também no radar do governo a construção de pequenas centrais nucleares em diferentes regiões do país, nos moldes do que foi proposto pelo ministro de Minas e Energia Alexandre Silveira para a substituição de térmicas de óleo diesel na Amazônia.²²⁴ A tecnologia para a construção de pequenos reatores já foi adquirida por empresas como Tractebel e Diamante Energia. Além disso, a energia nuclear consta nos acordos de cooperação em transição energética assinados por Silveira com o governo francês.²²⁵

Por sua vez, o PNE 2050²²⁶ coloca a energia nuclear como alternativa renovável para a transição energética e afirma que a diminuição de 45% a 50% nos custos de investimento (CAPEX) e operação (OPEX) podem viabilizar o aumento da potência instalada de centrais termonucleares — sem especificar, contudo, quantas novas usinas poderiam ser construídas até 2050.

Entram nessa equação outros elementos, como a influência dos militares de explorar a energia nuclear sob a justificativa de defesa e segurança nacional, a autorização para que empresas privadas participem junto com o setor estatal da exploração e processamento de urânio, além do interesse da Eletronuclear de ser uma das fontes de produção de hidrogênio.

²²³ UOL, 2023. **Governo prevê no PAC R\$1,9 bi para modernizar Angra 1 e estudos para concluir Angra 3.** Disponível em: <https://noticias.uol.com.br/ultimas-noticias/reuters/2023/08/11/governo-preve-no-pac-r19-bi-para-modernizar-angra-1-e-estudos-para-concluir-angra-3.htm>. Acesso em: 01 out. 2024.

²²⁴ VALOR, 2024. **Silveira sugere substituir térmicas na Amazônia por pequenos reatores nucleares.** Disponível em: <https://valor.globo.com/brasil/noticia/2024/04/17/ministro-sugere-substituir-termicas-na-amazonia-por-pequenos-reatores-nucleares.ghtml>. Acesso em: 01 out. 2024.

²²⁵ MME, 2024. **Alexandre Silveira assina acordos de cooperação em transição energética com governo francês.** Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/ministro-alexandre-silveira-assina-acordos-de-cooperacao-em-transicao-energetica-com-governo-frances>. Acesso em: 01 out. 2024.

²²⁶ EPE, 2020. **PNE 2050 - Plano Nacional de Energia.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em 24 set. 2024.



Ainda que as term nucleares não sejam fonte de emissão de carbono, existe uma subestimação dos perigos envolvendo o gerenciamento de resíduos nucleares. O PNE admite que houve “aumento da percepção do risco” após o acidente nuclear de Fukushima, no Japão, em 2011, mas coloca como solução “promover a conscientização da sociedade brasileira, de forma transparente, a respeito dos benefícios do uso da tecnologia nuclear e das medidas que permitam o seu emprego de forma segura”.

Ainda que haja rígidos protocolos de segurança, um possível acidente nuclear tem potencial catastrófico, a ponto de inviabilizar a continuidade da vida humana nos locais contaminados pela radiação e a destruição completa de ecossistemas, como mostra o exemplo de Chernobyl, na Ucrânia. Depósitos de rejeitos radioativos exigem infraestrutura de armazenamento, de transporte, de segurança física e de controle permanentes.

24.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC

No cenário **visão do OC**, o Brasil deve adotar o entendimento de que a energia nuclear não se justifica, tendo em vista o alto custo para os consumidores e os riscos de segurança no armazenamento dos resíduos. Com isso, o governo começa uma transição para encerrar as atividades de suas usinas de energia elétrica, nos moldes do que já fazem alguns países europeus.

Dessa forma, devemos considerar como diretrizes o fechamento de Angra 1 em 2025, com o fim da licença operacional, assim como o fechamento de Angra 2 no mesmo ano, antes do encerramento de sua vida útil, mediante a rescisão de contrato de operação. Também devem ser levadas em conta a não criação de novas usinas nucleares e a não exploração de urânio, com prazo para descomissionamento de Caetité.

Nesse sentido, a energia nuclear para a geração de eletricidade deve ser zerada neste cenário, podendo ser considerada somente no meio militar para outros usos — por exemplo, em submarinos movidos por reator nuclear.

Para viabilizar estes cenários, é fundamental que se avance no descomissionamento das usinas existentes, o que exigirá extrema cautela e o emprego de grande volume de recursos financeiros ao longo de anos para a remoção em local seguro de todos os materiais ativados ou contaminados radioativamente, garantindo a segurança dos trabalhadores envolvidos na tarefa e promovendo a restauração completa dos locais onde estavam instaladas as usinas.

Brasil 2045

25

+
x

CARVÃO



25.1. Premissas e diretrizes do cenário tendencial

Em um cenário **tendencial**, o carvão mineral deve seguir recebendo subsídios, apesar de sua pouca expressão na matriz elétrica. Essa tendência se confirmou no relatório apresentado no dia 29 de novembro do PL das Eólicas *Offshore* (PL 11.247/2018), em que o relator, deputado Zé Vitor (PL-MG), escreveu: “Somos da opinião que as termelétricas a carvão mineral têm um papel relevante a desempenhar em termos de segurança do abastecimento de energia elétrica durante o período de transição energética, bem como dão uma contribuição social importante ao impedir a destruição da economia das regiões carboníferas. Por essa razão, promovemos alteração das regras de contratação da reserva de capacidade para o atendimento das necessidades de energia elétrica do mercado nacional”.

O texto que foi aprovado na Câmara dos Deputados no dia 29 de novembro²²⁷ estende a contratação de térmicas de carvão até 2050, um *jabuti* que ainda deverá ser analisado pelo Senado e passar pela sanção presidencial.

Independentemente do desfecho em relação ao PL 11.247/2018, tudo indica que, neste cenário, as plantas já existentes não devem passar por nenhum tipo de *retrofit* nos próximos anos. O contraditório Programa de Transição de Energética Justa, que contempla a região carborífica do país, segue sem perspectiva de revogação.

25.2. Premissas e diretrizes do cenário visão do OC

No cenário **visão do OC**, o Brasil deve adotar como objetivo zerar a produção de carvão para uso em eletricidade ainda nesta década e manter apenas para o uso industrial por curto período de tempo, com substituição do carvão mineral por fontes renováveis. Até 2050, o carvão deve ser totalmente descartado da matriz elétrica e do uso industrial.

Nas diretrizes devem constar o fechamento das termelétricas de carvão a partir de 2027, data estabelecida para o fim dos subsídios ao setor, além do encerramento das usinas de Porto do Itaquí e Pecém I e II conforme prevê o contrato.

Também devem-se prever as devidas compensações socioeconômicas pela perda de empregos e a reestruturação econômica da região carborífica do país com o envolvimento dos atores envolvidos, conforme sugere o relatório de 2021 do Dieese e do WWF-Brasil sobre experiências internacionais em busca da transição do setor. “É preciso incluir na discussão todos os atores envolvidos no tema,

²²⁷ CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2023. **Redação final do substitutivo da câmara dos deputados ao projeto de lei nº 11.247-a de 2018 do senado federal**. Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=2373555&filename=Tramitacao-PL%2011247/2018. Acesso em: 01 out. 2024.



como os trabalhadores do setor mineral. Eles não podem simplesmente ser “avisados” de que seus serviços não serão mais necessários porque o Estado em questão está mudando a matriz energética. Eles precisam participar do debate, sugerir alternativas e se ver contemplados nas políticas públicas de transição e inclusão”.²²⁸

O documento traz sugestões para uma transição justa da região carbonífera que devem ser considerados, uma vez que abrangem questões relativas ao financiamento e ao mercado de trabalho, como a criação de novos empregos de qualidade no setor de energia renovável e programa de aposentadoria antecipada, entre outros elementos.

No caso do uso do carvão mineral na indústria, o carvão deve ser substituído até 2044 por hidrogênio, carvão vegetal proveniente de áreas de floresta plantada, gás fóssil e biometano, entre outras soluções. A velocidade e o percentual dessa substituição variam conforme o setor e o grau de ambição em direção à transição energética.

²²⁸ WWF, 2021. Carvão mineral: Experiências internacionais na busca por uma transição energética justa para o setor carbonífero no Sul do Brasil. Disponível em: https://wwfbrnew.awsassets.panda.org/downloads/wwf_dieese_carvao_mineral_2021_pt.pdf. Acesso em: 01 out. 2024.

Brasil 2045

PARTE III

RESULTADOS E DISCUSSÃO
DOS CENÁRIOS DE EMISSÃO

X + #



Como explicado anteriormente, este trabalho coletivo da rede de organizações do Observatório do Clima buscou construir um cenário **visão do OC**, com avanços e compromissos **adequados**, tecnicamente **factíveis** e **firmes** em direção à transição energética justa que o Brasil precisa para de fato contribuir com as metas do Acordo de Paris. Para fins de comparação, também foi construído um **cenário tendencial**.

Na parte III, são apresentados os resultados de como, em primeiro lugar, cada atividade emissora no setor de energia poderá se comportar em termos de emissões de GEE se consideradas as premissas e diretrizes do cenário **visão do OC** e um crescimento médio do PIB de 2,1% ao ano até 2050 — projeção usada como referência para construção do cenário. Em seguida, será mostrado como esses números se alterariam em cenários de crescimento inferior, de 1,3% ao ano, e superior, de 2,8% ao ano, o que traz mudanças na demanda por energia do país.

Por fim, os resultados que seriam alcançados pelo cenário **visão do OC** serão comparados com os obtidos em um **cenário tendencial**. Como explicado anteriormente, este cenário busca projetar as emissões segundo a tendência para os próximos anos, a partir da análise dos compromissos — positivos ou negativos no tocante à redução das emissões — assumidos pelo poder público, com foco nos programas do governo federal e nas legislações discutidas no Congresso, além das tendências de mercado e dos planos estratégicos de empresas como a Petrobras.

Os cálculos foram ao limite de estimar como cada setor chegará a 2050 em cada cenário, mas cabe enfatizar que o Observatório do Clima considera o ano de 2045 como horizonte para que toda a economia brasileira alcance o *status* de carbono negativo. Ainda que parte das emissões do setor de energia possam ser compensadas por uma estratégia de preservação de biomas e que talvez seja improvável a descarbonização por completo desse setor, é necessário — e possível — maximizar a transição energética, possibilitando que a economia brasileira como um todo seja capaz de capturar mais carbono da atmosfera do que emite.

O cenário **visão do OC** para o setor de energia busca, no médio prazo, que o Brasil reduza 92% das emissões líquidas até 2035 em relação aos níveis de 2005, número defendido pelo Observatório do Clima para uma nova proposta brasileira de NDC.²²⁹ Isso significaria um compromisso de reduzir as emissões líquidas de GEE de 2,44 bilhões de toneladas de CO₂e, cifra de 2005 estimada pelo SEEG, para no máximo 200 MtCO₂e.

²²⁹ OBSERVATÓRIO DO CLIMA, 2024. Nota Técnica – Bases para proposta de 2ª NDC para o Brasil. Disponível em: <https://oc.eco.br/nota-tecnica-bases-para-proposta-de-2a-ndc-para-o-brasil/>. Acesso em: 21 set. 2024.

Brasil 2045

26

+
x

CENÁRIO
VISÃO DO OC



O cenário **visão do OC** aqui apresentado leva em conta um crescimento do PIB de 2,1% ao ano até 2050, em média, e considera a projeção da população pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), quando o número de brasileiros deverá se estabilizar em cerca de 220 milhões de pessoas. Como resultado, o PIB *per capita* deve ter uma elevação expressiva. A evolução desses últimos dois indicadores pode ser vista a seguir, na figura 9.

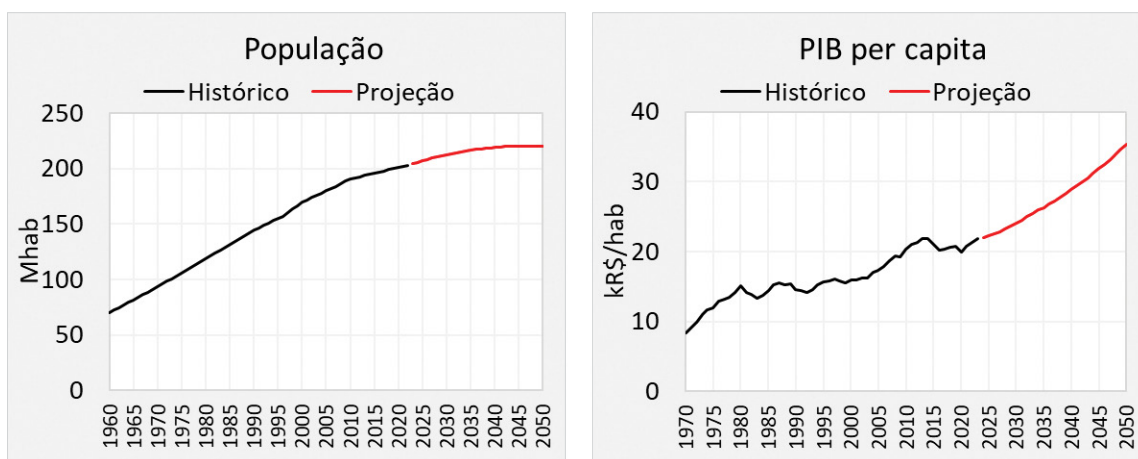


Figura 9 – **População (1960 a 2022) e PIB per capita histórica (1970 a 2022) e projetadas (2023 a 2050).**

Fonte: Elaboração própria.

São indicadores que pressionam a demanda energética e por bens de consumo, o que significaria um aumento das taxas de atividade em todas as atividades emissoras de gases do efeito estufa.

O gráfico abaixo (figura 10) mostra que, para atingir os objetivos da **visão do OC**, as emissões do setor de energia em 2045 — ano em que o Brasil deve atingir o *status* de carbono negativo, convém frisar — podem ser reduzidas até o mesmo patamar das emissões de 1970, quando o país tinha menos de 100 milhões de habitantes, era mais desigual e a demanda energética e por bens de consumo era menor.

O desafio não é apenas manter a economia brasileira aquecida, com vistas a superar os gargalos de um país ainda em desenvolvimento, enquanto as emissões são reduzidas. É, principalmente, dar continuidade ao processo de democratização, inclusão social e **energética**, atendendo às demandas da população por mais bens de consumo, mais alimentos e mais energia — e, de preferência, mais acessível —, **ao mesmo tempo** em que as emissões são reduzidas a um patamar compatível com o alcance do *status* de país carbono negativo até 2045.

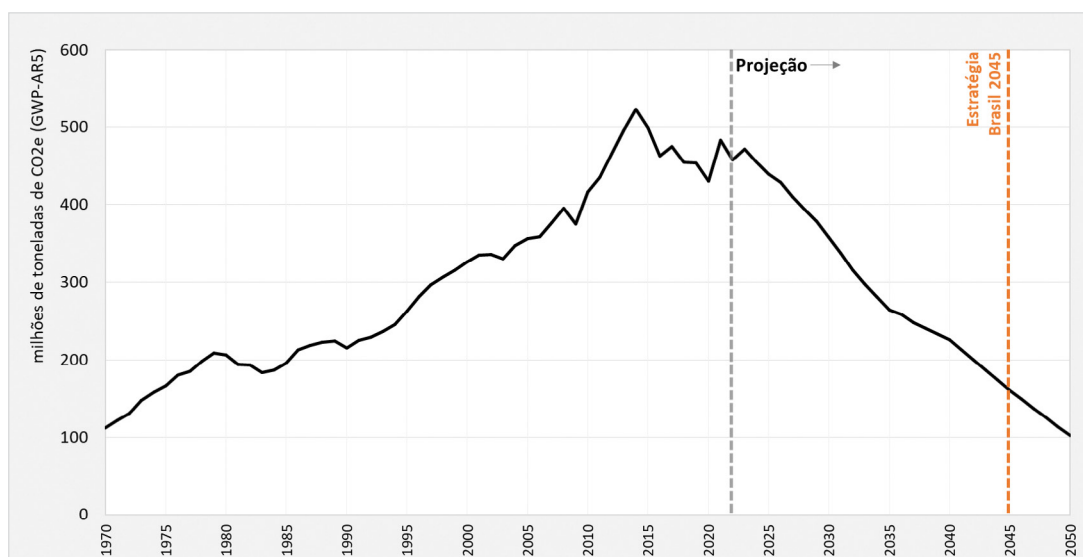


Figura 10 – Emissões históricas (1970 a 2022) e projetadas de Energia (2023 a 2050) em milhões de toneladas de CO₂e. Fonte: Elaboração própria.

Não é uma tarefa simples, mas aqui mostramos um caminho.

Para que esse objetivo seja alcançado, a **visão do OC** adota como premissa que, com exceção da produção de combustíveis fósseis, o consumo de energia nas atividades que hoje são emissoras — transportes, indústria, agropecuária, edificações e geração de eletricidade — devem seguir crescendo, acompanhando o crescimento do PIB, **ao mesmo tempo** em que se descolam das emissões de gases de efeito estufa. Caso as medidas aqui indicadas sejam adotadas, é possível, inclusive, que o pico das emissões brasileiras no setor de energia já tenha sido atingido, conforme mostra a figura 10.

Para que isso de fato venha a ocorrer, as soluções para o setor de energia devem passar pela redução do uso dos combustíveis fósseis; eletrificação e maior uso de biocombustíveis no transporte de cargas e de passageiros; mudança de paradigma das cidades brasileiras que resulte em interrupção do crescimento do uso do transporte individual; reindustrialização comprometida com a substituição de combustíveis fósseis; e implantação efetiva de programas de eficiência energética.

No cenário **visão do OC**, o transporte de cargas, ainda majoritariamente rodoviário, seguirá como a principal fonte de emissões de GEE do setor de energia em 2050 — 38% do total. É a atividade com os maiores desafios: a redução de suas emissões será relativamente lenta até 2040, com o aumento do uso de biodiesel, eletrificação e aumento de eficiência. A partir de 2040, contudo, a redução de emissões deve se acelerar com a maior inserção do diesel verde.

Os cálculos indicam que o nível de emissões deve cair de 115 MtCO₂e em 2022, segundo dados do SEEG, para 38 MtCO₂e em 2050.

A maior oportunidade para reduzir as emissões rapidamente está no transporte de passageiros. Apesar de continuar sendo a segunda principal fonte de emissões do setor de energia em 2050 (16% do total), o cenário **visão do OC** entende que o conjunto de possibilidades para reduzir as emissões são promissoras, com investimento na oferta de transporte público coletivo por ônibus, metrô, VLT e na infraestrutura para o uso das bicicletas em detrimento dos automóveis individuais. Além disso, este cenário projeta uma completa substituição da gasolina por etanol nos veículos *flex* até 2035, dado o potencial que o país tem de produzir mais do biocombustível acompanhado da gradual eletrificação da frota.

Isso faria com que a atividade deixasse de emitir 102 MtCO₂e, conforme registrou o SEEG em 2022, e passasse a emitir 16 MtCO₂e em 2050.

Em seguida aparece a atividade de produção de combustíveis. Neste caso, a queda das emissões está diretamente relacionada à redução da demanda das demais atividades e, conseqüentemente, à mera diminuição da produção — que deve se restringir ao necessário para atender a uma decrescente demanda interna, conforme avança a transição energética. Ainda assim, a previsão é que seja o terceiro maior emissor do setor de energia — 14% do total.

Com isso, as emissões do setor passariam de 42 MtCO₂e em 2022 (soma do que foi emitido pela produção de petróleo, gás fóssil, carvão e biocombustíveis), conforme o SEEG, para 14 MtCO₂e em 2050.

Já a indústria metalúrgica deverá substituir o uso do carvão para a produção de ferro-gusa e aço pela eletrificação, hidrogênio e carvão vegetal. Esse processo se dará em paralelo com o projeto de reindustrialização brasileira e o aumento da competitividade do produto brasileiro no mercado internacional. Com isso, essa atividade deverá representar 5% do total de emissões do setor de energia — neste caso, como será visto posteriormente, consideram-se não só as emissões pelo consumo final de energia como também as resultantes do uso de combustíveis como redutores; esta última parcela é contabilizada como Processos Industriais e Uso de Produtos.

As emissões totais da indústria metalúrgica deverão passar de 56 MtCO₂e, conforme registrado pelo SEEG, para 5,4 MtCO₂e em 2050.

Processo semelhante deverá passar as indústrias química, de cimento, entre outras, que deverão representar 9% das emissões do setor de energia em 2050 no cenário **visão do OC**. O aumento da atividade industrial deverá ocorrer em paralelo ao aumento do uso de eletricidade e biomassa substituindo os combustíveis fósseis, além do aumento da produtividade e da eficiência energética.

As emissões dessas indústrias devem cair de 52 MtCO₂e em 2022, conforme registrado pelo SEEG, para 9,3 MtCO₂e em 2050.

As atividades de agropecuária e de edificações também devem passar por um processo de eletrificação, reduzindo as emissões por consumo de energia. Na agropecuária, o uso de biocombustíveis deve se intensificar. Nas edificações, a principal ação é eliminar o uso precário de lenha.



Assim, a agropecuária deverá chegar a 2050 emitindo 9,1 MtCO₂e oriundas de seu consumo de energia (representando 9% de todo o setor de energia). Já as edificações devem emitir 6,6 MtCO₂e (6% do setor).

Por fim, o aumento da demanda por eletricidade, tendo em vista o aumento da população e da eletrificação de diversos setores econômicos, ocorrerá ao mesmo tempo em que as fontes eólica e solar crescem, mantendo a matriz elétrica essencialmente renovável. As hidrelétricas, por sua vez, seguirão relevantes na geração de eletricidade, mas novas grandes centrais (a partir de 300 MW) deverão ser proibidas. Somente médias e pequenas centrais (PCHs) deverão ser permitidas sob salvaguardas socioambientais e algumas restrições, como a proibição de novas usinas na Amazônia, em Terras Indígenas e Unidades de Conservação, entre outras. Já as termelétricas a carvão, óleo diesel e óleo combustível deverão ser encerradas, enquanto as usinas a gás fóssil serão restritas e acionadas somente quando necessário — por exemplo, para assegurar a oferta de energia em momentos de estresse hídrico.

As emissões da geração de eletricidade variam conforme o acionamento dessas térmicas. Porém, projeta-se que podem cair em maior velocidade ainda nesta década até 2035, a partir de quando a queda será menos acentuada até 2050 — quando as emissões deverão chegar a 2,7 MtCO₂e, representando 3% do total emitido pelo setor de energia.

Portanto, no cenário **visão do OC** com a projeção de crescimento médio do PIB 2,1% ao ano, todas as atividades emissoras, com exceção do transporte de cargas, convergem a um patamar abaixo de 20 MtCO₂e em 2050, conforme mostra o gráfico a seguir (figura 11).

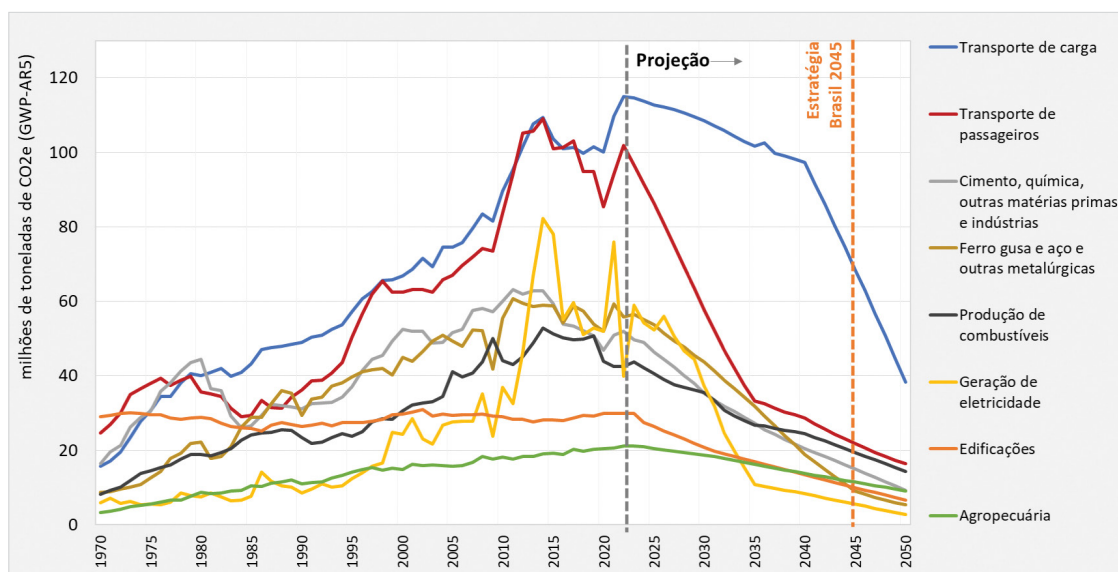


Figura 11 – Emissões históricas (197 a 2022) e projetadas de Energia (2023 a 2050) em milhões de toneladas de CO₂e segundo setores e atividades gerais. Fonte: Elaboração própria.

26.1. Transporte de cargas

A visão do OC prevê uma redução de 8% das emissões em 2045 em relação a 2005.

Para estimar as emissões do transporte rodoviário de cargas foi utilizada a metodologia do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários 2013, publicado pelo Ministério do Meio Ambiente.²³⁰

A frota de veículos de carga em circulação é calculada a partir dos dados de vendas anuais de caminhões pesados, semipesados, médios, semileves, leves e comerciais leves novos, aplicando-se a eles curvas de sucateamento específicas. Para cada uma dessas categorias de veículos também foram levantadas e projetadas, ano a ano, as participações de diferentes tecnologias de propulsão — diesel, elétrico a bateria, hidrogênio, gasolina, etanol, *flex fuel*, híbrido a gasolina e híbrido *flex fuel plug-in* — em relação ao total de unidades vendidas.²³¹

Para projetar as vendas de veículos novos de 2023 a 2050, foi considerada a tendência de evolução da relação entre a quantidade anual de unidades vendidas e o PIB *per capita* do Brasil, para cada uma das categorias de veículos. As exceções são as categorias de caminhões leves e semileves, para as quais foi considerada uma relação constante das vendas pelo PIB *per capita* baseando-se nos valores do último ano observado no histórico (2022) devido a uma ausência de padrão mais claro nas flutuações históricas desses dados.

As previsões de crescimento populacional do país estavam disponíveis no portal do IBGE,²³² enquanto a projeção do PIB adotada considera um crescimento médio do PIB de 2,1% por ano no período.

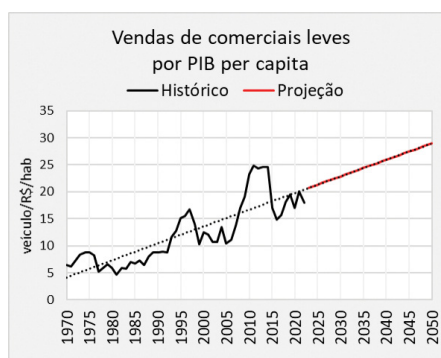


Figura 12 – Histórico (1970 a 2022) e projeção (2023 a 2050) da relação das vendas anuais de novos veículos comerciais leves por PIB per capita. Fonte: Elaboração própria.

²³⁰ MMA, 2013. *Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários 2013: Ano-base 2012*. Disponível em: https://antigo.mma.gov.br/images/arquivo/80060/Inventario_de_Emissoes_por_Veiculos_Rodoviaros_2013.pdf. Acesso em: 08 out. 2024.

²³¹ ANFAVEA, 2023. *Anuário da indústria automobilística brasileira*. Disponível em: <https://anfavea.com.br/site/wp-content/uploads/2023/04/ANUARIO-ANFAVEA-2023.pdf>. Acesso em: 08 out. 2024.

²³² IBGE, 2024. *Projeções da População*. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/populacao/9109-projecao-da-populacao.html>. Acesso em: 08 out. 2024.

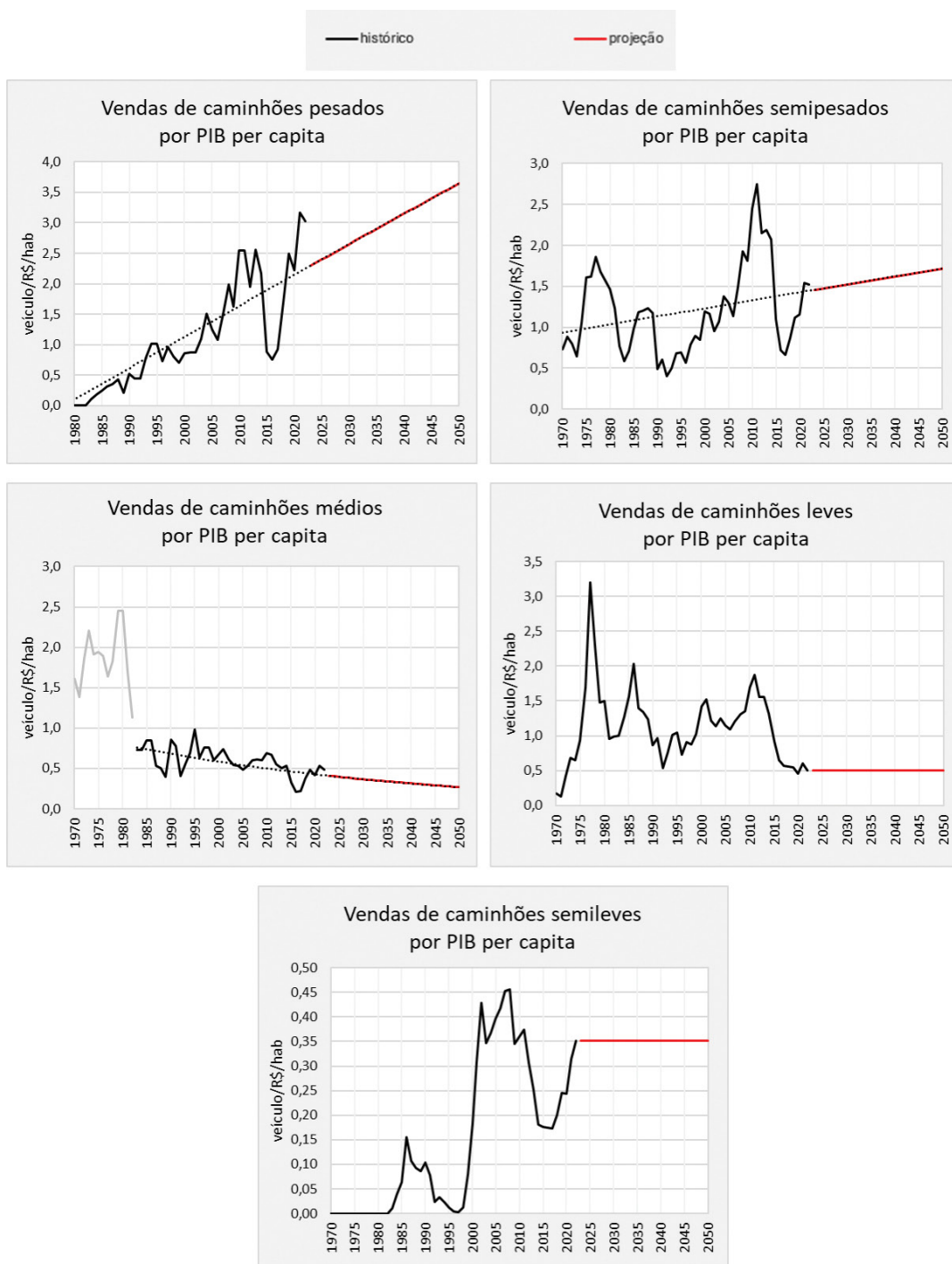


Figura 13 – Histórico (1970 a 2022) e projeção (2023 a 2050) da relação das vendas anuais de novos caminhões pesados, semipesados, médios, leves e semileves por PIB per capita. Fonte: Elaboração própria.

O Plano Estadual de Energia 2050 de São Paulo²³³ forneceu a participação de cada tecnologia de propulsão nas vendas de 2030, 2040 e 2050, possibilitando que também fossem determinados os perfis tecnológicos para os anos entre 2023 e 2029; 2031 e 2039; e 2041 e 2049, interpolando linearmente os valores de 2022 (participações verificadas), 2030, 2040 e 2050 (participações projetadas). Entretanto, desconsideraram-se as participações futuras de vendas de veículos a gás indicadas no plano estadual, optando pelas vias da eletrificação e do uso de biocombustíveis líquidos. Essa parcela de mercado prevista pelo plano estadual foi, então, atribuída a veículos a combustão.

Com isso, chegou-se aos valores de 230 mil caminhões e cerca de 1 milhão de veículos comerciais leves sendo vendidos em 2050, dos quais, respectivamente, 33% e 55% serão modelos elétricos a bateria. A venda acumulada de veículos elétricos a bateria chegará a 970 mil caminhões e 7,1 milhões de comerciais leves até 2050.

O gráfico a seguir (figura 14) ilustra as vendas de comerciais leves novos com o seu perfil tecnológico resultante desse exercício.

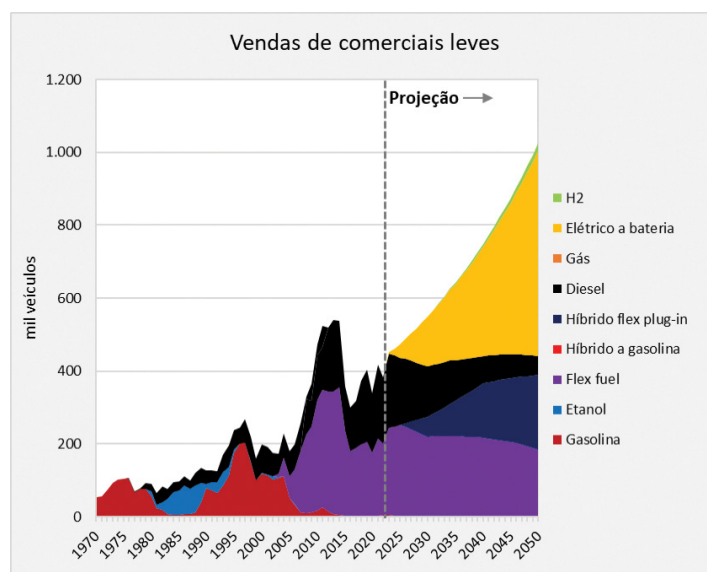


Figura 14 – Histórico (1970 a 2022) e projeção (2023 a 2050) das vendas anuais de novos veículos comerciais leves segundo tecnologias de propulsão. Fonte: Elaboração própria.

²³³ GOVERNO DE SÃO PAULO, 2023. Plano Estadual de Energia 2050: Resultados Finais e Road Map do PEE 2050. Disponível em: <https://smastr16.blob.core.windows.net/2001/2023/10/WS-IV-05-10-Resultados-e-Roadmap-3.-Transportes.pdf>. Acesso em: 08 out. 2024.

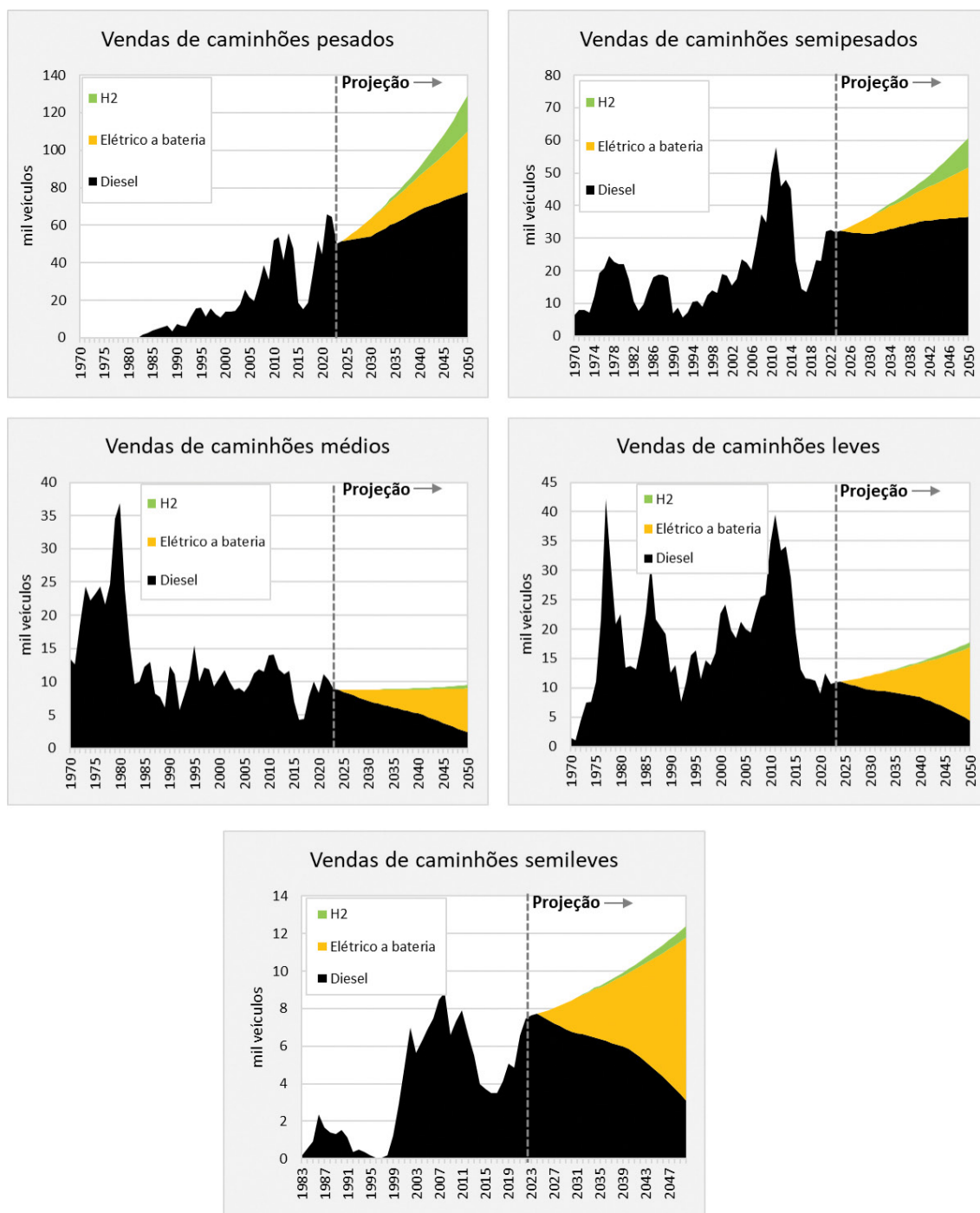


Figura 15 – Histórico (1970 a 2022) e projeção (2023 a 2050) das vendas anuais de novos caminhões pesados, semipesados, médios, leves e semileves segundo tecnologias de propulsão. Fonte: Elaboração própria.

Para estimar as frotas em circulação de cada categoria veicular ao longo dos anos, aplicam-se curvas de sucateamento específicas sobre os dados de vendas. Na sequência, para estimar a quilometragem total percorrida por cada tipo de veículos, são aplicadas curvas de intensidade de uso — a quilometragem anual percorrida por cada tipo de veículo segundo a sua idade. Dessa forma, estima-se

o consumo energético, multiplicando-se as quilometragens obtidas pela demanda energética (J/km) dos veículos da frota.²³⁴

Para projetar o consumo de diesel fóssil, biodiesel e diesel verde, levou-se em conta que o biodiesel chegará a representar 15% do volume de óleo diesel comercializado em 2025 e 20% em 2030, conforme prevê a Lei 14.993/2024 (Combustível do Futuro) — que também destaca a necessidade de implementação do Programa Nacional do Diesel Verde (PNDV). Além disso, projetou-se que o diesel verde será utilizado tanto no transporte de cargas — a maior parte — quanto no de passageiros. Segundo dados do Cebri, a perspectiva em um cenário ambicioso é atingir 3,5 bilhões de litros em 2035, chegando a quase 35 bilhões em 2050 — valores definidos ao assumir um crescimento linear da produção desse biocombustível entre 2030, 2040 e 2050.²³⁵

Já para os comerciais leves *flex*, priorizou-se o uso de etanol, adotando uma oferta anual, projetada entre 2023 e 2050 a partir de informações da Conab²³⁶ e da EPE²³⁷, que possibilita que a frota desses veículos seja totalmente abastecida pelo biocombustível já em 2035.

Para as projeções dos transportes hidroviário e ferroviário, foram analisadas as tendências históricas de consumo de combustível, observando os dados do BEN 2023,²³⁸ além do crescimento da participação da eletricidade e do biodiesel no setor ferroviário. No setor ferroviário, considerou-se o mesmo grau de mistura do biodiesel adotado no transporte rodoviário, considerando as premissas da Lei 14.993/2024 (Combustível do Futuro) e seguindo a tendência exponencial dos últimos 20 anos para a eletricidade — que representará mais de 22% de participação nesse modo de transporte.

O transporte hidroviário foi desagregado entre cabotagem relacionada a petróleo e gás e outros usos. O primeiro tipo teve sua taxa de atividade condicionada à produção de petróleo e gás. Como resultado, o consumo energético e as emissões desse modo de transporte permanecem relativamente constantes até 2050.

Adotar a **visão do OC** fará com que, em 2050, as emissões do transporte de cargas sejam de 38 MtCO₂e, o que representa uma redução de 67% em relação ao valor calculado no setor em 2022.

²³⁴ MMA, 2013. **Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários 2013: Ano-base 2012**. Disponível em: https://antigo.mma.gov.br/images/arquivo/80060/Inventario_de_Emissoes_por_Veiculos_Rodoviaros_2013.pdf. Acesso em: 08 out. 2024.

²³⁵ CEBRI, 2023. **Neutralidade de carbono até 2050: cenários para uma transição eficiente no Brasil**. Disponível em: https://cebri.org/media/documentos/arquivos/PTE_RelatorioFinal_PT_Digital_.pdf. Acesso em: 08 out 2024.

²³⁶ CONAB, 2024. **Séries Históricas da Safra - Cana-de-açúcar**. Disponível em: <https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/serie-historica-das-safras>. Acesso em: 08 out 2024.

²³⁷ EPE, 2023. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2032**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>. Acesso em: 08 out. 2024.

²³⁸ EPE, 2023. **Balanço Energético Nacional 2023: Ano base 2022**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-687/BEN2023.pdf>. Acesso em: 08 out. 2024.



O gráfico abaixo (figura 16) demonstra as emissões projetadas do transporte de cargas na **visão do OC**, evidenciando a maior participação do setor rodoviário. Em 2050, este continuará a ser majoritário nas emissões dessa atividade, representando quase 80% do total.

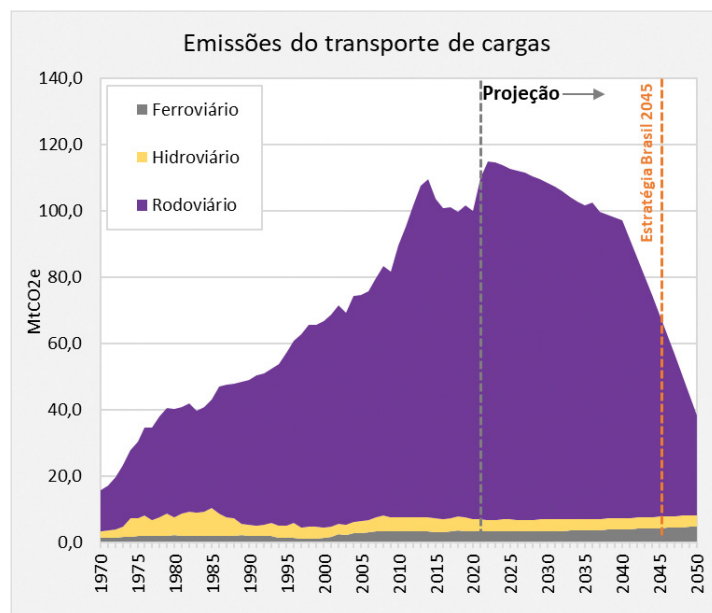


Figura 16 – Estimativas históricas (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, de Transporte de cargas segundo modos de viagem. Fonte: Elaboração própria.

Em linhas gerais, o transporte rodoviário de cargas seguirá sendo, no cenário **visão do OC**, o maior desafio na missão acelerar a transição energética e reduzir as emissões de GEE do setor de energia nos próximos anos. A participação do biodiesel, que desde março de 2024 representa 14% do volume do óleo diesel comercial, será fundamental para os primeiros anos desta transição. A parcela nessa mistura deverá aumentar em 1 p.p. a partir de 2025, até chegar a 20% em março de 2030 — podendo chegar a 25% posteriormente, caso decida o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Paralelamente, os investimentos em tecnologia para eletrificar gradualmente a frota e viabilizar motores a hidrogênio, obtido a partir de eletrólise da água, prepararão o terreno para diversificar as opções de motores com baixa ou zero emissão de dióxido de carbono.

Já o diesel verde, de qualidade superior ao biodiesel, será importante para que a redução das emissões do setor ganhe maior tração a partir de 2040, década em que deverá entrar mais intensamente no mercado. Cabe ressaltar, mais uma vez, que os esforços para reduzir as emissões do transporte rodoviário de cargas poderão ser anulados caso a produção de biocombustíveis, fundamental para viabilizar a transição energética do setor, represente um elemento de pressão ambiental, resultando em mais desmatamento, uso excessivo de água e impactos ao solo devido à monocultura extensiva.

Salvaguardas socioambientais, com controle de áreas e recursos para produzir esses novos combustíveis, assim como a definição de zonas de exclusão — como a floresta Amazônica — são de igual importância. A prioridade deve ser a recuperação de áreas já degradadas para o plantio das culturas que viabilizam os biocombustíveis.

Este cenário também recomenda que haja uma menor dependência do transporte rodoviário de cargas, com maiores investimentos no transporte ferroviário e hidroviário — desde que respeitando uma série de salvaguardas socioambientais e o devido processo de licenciamento ambiental. Ainda que haja investimentos em curso, os potenciais de transferência modal não foram explorados nos cálculos deste trabalho.

26.2. Transporte de passageiros

A visão do OC prevê uma redução de 68% das emissões em 2045 em relação a 2005.

As estimativas de emissões de GEE oriundas do transporte rodoviário de passageiros foram elaboradas seguindo a mesma abordagem metodológica utilizada para o transporte de cargas, baseada no Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários 2013, do Ministério do Meio Ambiente.²³⁹

Foram levantados, primeiramente, os históricos de vendas de veículos novos de cinco categorias: automóveis, ônibus urbano, ônibus rodoviário, micro-ônibus e motocicletas. As vendas foram projetadas até 2050, incorporando as circunstâncias do cenário de transferência modal em cidades compactas elaborado pelo ITDP junto com a Universidade de California - Davis,²⁴⁰ que considera uma transformação no meio urbano, em direção a cidades mais compactas, e um relevante incremento do número de viagens urbanas realizadas a pé, por bicicleta e/ou por transporte coletivo. O gráfico a seguir (figura 17) apresenta as projeções de passageiros-quilômetro (pkm) urbanos, adotando os dados desse estudo.

A única exceção foi a categoria de ônibus rodoviários, para a qual não foram encontrados dados específicos no estudo de referência por não se tratar de transporte urbano. Assim, foi aplicada a tendência de crescimento em relação ao PIB *per capita*.

²³⁹ MMA, 2014. *Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários 2013: Ano-base 2012*.

²⁴⁰ ITDP, 2024. *Compact Cities Electrified: Brazil*. Disponível em: <https://itdp.org/publication/compact-cities-electrified-brazil-roadmap/>. Acesso em: 23 set. 2024.

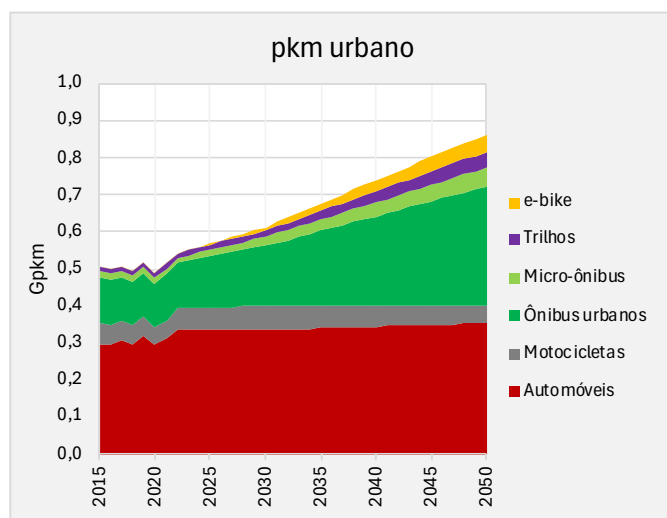


Figura 17 – **Evolução e projeção da produção de transporte urbano de passageiros no cenário transferência modal, em bilhões de passageiros-quilômetro.** Fonte: ITDP (2024).

Com isso, observou-se, por um lado, a diminuição da taxa de crescimento das vendas de automóveis e motocicletas e, por outro, um maior avanço referente a ônibus. O número de automóveis novos vendidos aumentou de 1,6 milhões de unidades em 2022 para 2,0 milhões em 2050 (+28%), enquanto as vendas de motocicletas caíram de 1,4 milhão para 1,0 milhão no mesmo período (-24%). No entanto, para promover o uso de transportes coletivos, que têm menor intensidade de emissões quando comparados ao transporte individual, as vendas de ônibus passaram de 17,3 mil em 2022 para 69,8 mil em 2050 (+303%), um crescimento percentual expressivamente maior.

Conforme projeções elaboradas no Plano Estadual de Energia 2050 de São Paulo,²⁴¹ as vendas anuais de automóveis, ônibus e motocicletas foram distribuídas nas diferentes tecnologias de motorização: gasolina, etanol, flex fuel, híbrido a gasolina, híbrido *flex fuel*, híbrido *plug-in flex*, diesel, gás, elétrico a bateria e hidrogênio. Ainda que o plano considere que uma fração do mercado de novos ônibus será de veículos a biogás, essa parcela foi, no cenário aqui descrito, inteiramente direcionada aos veículos a diesel, tendo em vista que o biogás teria uma utilização mais estratégica nas atividades de geração de eletricidade e indústria.

A tabela abaixo (figura 18) demonstra as participações de diferentes tecnologias de propulsão para o caso das vendas de automóveis. Os valores para o ano de 2022 são referentes às estatísticas verificadas pela Anfavea,²⁴² enquanto as porcentagens de 2030, 2040 e 2050 são provenientes do

²⁴¹ GOVERNO DE SÃO PAULO, 2023. **Plano Estadual de Energia 2050: Resultados Finais e Road Map do PEE 2050.** Disponível em: <https://smastr16.blob.core.windows.net/2001/2023/10/WS-IV-05-10-Resultados-e-Roadmap-3.-Transportes.pdf>. Acesso em: 08 out. 2024.

²⁴² ANFAVEA, 2023. **Anuário da indústria automobilística brasileira.** Disponível em: <https://anfavea.com.br/site/wp-content/uploads/2023/04/ANUARIO-ANFAVEA-2023.pdf>. Acesso em: 08 out. 2024.

Plano Estadual de Energia 2050. As frações para os anos intermediários (2023 a 2029, 2031 a 2039 e 2041 a 2049) foram obtidas interpolando-se linearmente os números de 2022, 2030, 2040 e 2050.

	2022 (Anfavea, 2023)	2035 (Projeção Observatório do Clima)	2050 (Projeção Observatório do Clima)
Vendas de automóveis NOVOS (milhões de veículos)	1,6	2,1	2,0

Participação nas vendas (por tecnologia de motorização)	2022 (Anfavea, 2023)	2030 (Semil, 2023)	2035 (Interpolação Observatório do Clima)	2040 (Semil, 2023)	2045 (Interpolação Observatório do Clima)	2050 (Semil, 2023)
Gasolina	3%	0%	0%	0%	0%	0%
Etanol	0,002%	0%	0%	0%	0%	0%
Flex fuel	91%	60%	49,5%	39%	29,5%	20%
Híbrido a gasolina	3%	0%	0%	0%	0%	0%
Híbrido flex fuel	0%	15%	17,5%	20%	16,0%	10%
Híbrido plug-in flex fuel	0%	10%	12,5%	15%	17,5%	20%
Diesel	3%	0%	0%	0%	0%	0%
Gás	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Elétrico a bateria	0%	15%	20%	25%	30%	35%
H2	0%	0%	0,5%	1%	8,0%	15%

Figura 18 – Vendas de automóveis novos e participações de diferentes tecnologias de motorização para os anos de 2030, 2035, 2040, 2045 e 2050. Fonte: Elaboração própria.

Com a multiplicação entre vendas de veículos novos e taxas de sucateamento (específicas por categoria de veículo), obteve-se a frota circulante para cada ano da projeção. A partir desse valor, aplicaram-se os cálculos para a quilometragem total percorrida pelos diferentes veículos em circulação ao multiplicar, dessa vez, as taxas de intensidade de uso (km/veículo/ano) pela frota que fora estimada a partir da metodologia descrita. As quilometragens obtidas foram posteriormente ajustadas com base nos valores de passageiro-quilômetro apresentados pelo ITDP no material de referência. Dessa maneira, a quilometragem percorrida pelo transporte individual motorizado cresceu de forma menos acentuada do que a percorrida por ônibus urbanos.

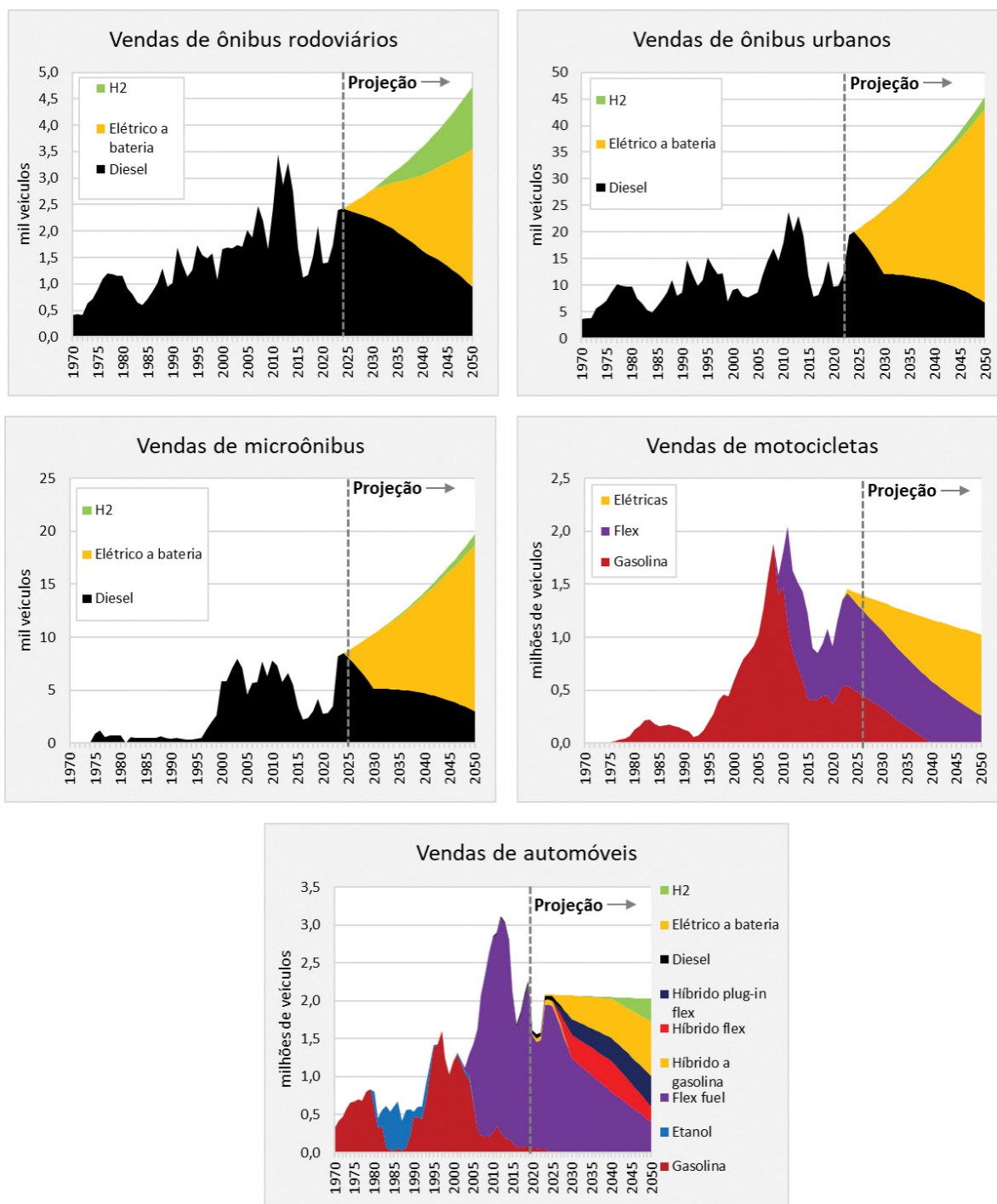


Figura 19 – Histórico (1970 a 2022) e projeção (2023 a 2050) das vendas anuais de novos ônibus rodoviários, ônibus urbanos, micro-ônibus, motocicletas e automóveis, segundo tecnologias de propulsão. Fonte: Elaboração própria.

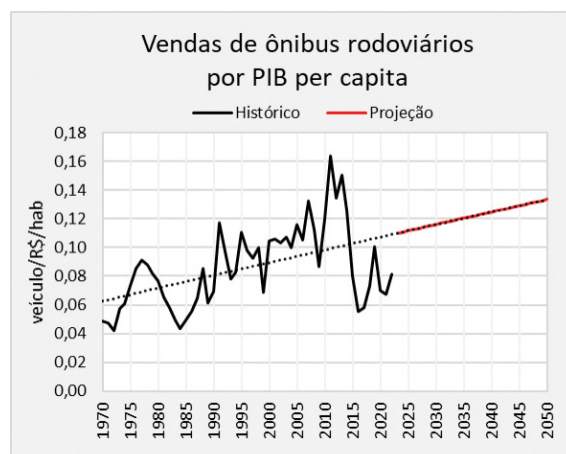


Figura 20 – **Histórico (1970 a 2022) e projeção (2023 a 2050) da relação das vendas anuais de ônibus rodoviário por PIB per capita.** Fonte: Elaboração própria

Foram também estimadas a demanda energética e as emissões do transporte aéreo, que, por simplificação, é aqui considerado exclusivamente para passageiros. A demanda por combustíveis de aviação foi projetada seguindo a tendência da sua relação com o PIB brasileiro. Considerou-se na projeção um crescimento no uso de SAF (*sustainable aviation fuel*) seguindo os parâmetros estabelecidos pela Lei 14.993/2024 (Combustível do Futuro). De acordo com a nova legislação, o SAF será misturado ao querosene de aviação a partir de 2027, quando substituirá 1% das emissões do combustível fóssil. Avançando um ponto percentual ao ano, o SAF chegará a substituir 8% da demanda por querosene para aeronaves em 2035. Considerando essa projeção linear de crescimento e os projetos de incentivo, espera-se que a participação da mistura atinja aproximadamente 23% em 2050.

Com base na quilometragem anual percorrida por combinação das diferentes categorias veiculares (automóvel, ônibus, motocicleta, comercial leve e caminhão) e suas respectivas tecnologias de propulsão/motorização, além de avaliação dos diferentes meios de transporte (rodoviário, aéreo, hidroviário e ferroviário), foi possível calcular a demanda energética do transporte. No gráfico a seguir (figura 21) são apresentadas a soma da demanda energética no transporte de passageiros com aquela referente ao deslocamento de cargas (abordada no tópico anterior). Chama atenção a grande queda do consumo de gasolina, fruto de uma maior eletrificação, uso de etanol e desaceleração do crescimento do uso da frota de automóveis, este último decorrente do aumento de viagens realizadas por meio de transportes ativos e coletivos.

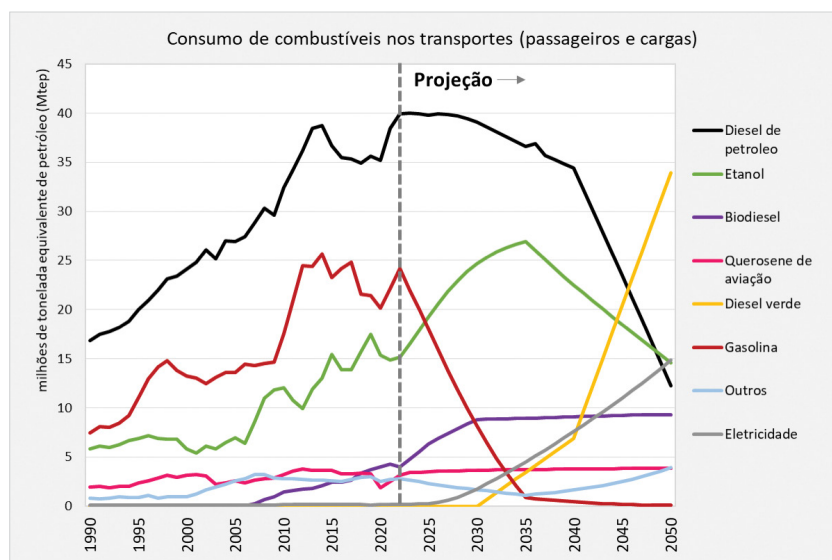


Figura 21 – **Histórico (1990 a 2022) e projeção (2023 a 2050) do consumo de combustíveis em toda atividade de transportes (passageiros e cargas).** Fonte: Elaboração própria.

Aplicando os devidos fatores de emissão sobre o consumo energético no transporte de passageiros, encontram-se, por fim, as emissões provenientes da queima de combustíveis em automóveis, ônibus, motocicletas e aeronaves. Em 2050, como mostra a figura 22, a projeção é que esses veículos emitam 16 MtCO₂e.

Em linhas gerais, esse resultado será alcançado através da redução da intensidade de carbono da matriz energética dos meios de transporte de passageiros e da reconfiguração dos paradigmas de mobilidade urbana, o que resultará na estabilização do uso de carros e motocicletas e no aumento do uso de transporte público coletivo.

Assim como no transporte rodoviário de cargas, o óleo diesel de petróleo será prontamente substituído pelo diesel verde nos motores a combustão, o que será de grande importância nas várias categorias de ônibus. Neste cenário, cabe lembrar, o transporte público coletivo deverá ter uma taxa de crescimento maior do que a dos carros e motocicletas tanto em taxas de passageiro-quilômetro como em número de vendas.

A eletrificação dos motores em diferentes modalidades — elétrico a bateria, híbrido *flex fuel*, híbrido *plug-in flex* — ganhará força no mercado de automóveis e a venda de novos veículos *flex* convencionais entrará em declínio ainda nesta década, permanecendo constante até 2050. Os motores elétricos a bateria serão majoritários tanto nas diferentes categorias de ônibus como nas motocicletas.

O aumento na produção de etanol projetado para este cenário indica que é possível que este biocombustível abasteça a totalidade dos veículos *flex* até 2035 — ano em que começará a cair devido à crescente eletrificação dos veículos. O uso de gasolina deverá ser residual, restrita à frota que depende exclusivamente deste combustível.

Por fim, o setor aéreo doméstico deverá seguir o internacional rumo à neutralidade de carbono em 2050, com o maior uso de SAF — que deve chegar a 23% de participação no consumo desse modo de transporte até esse ano.

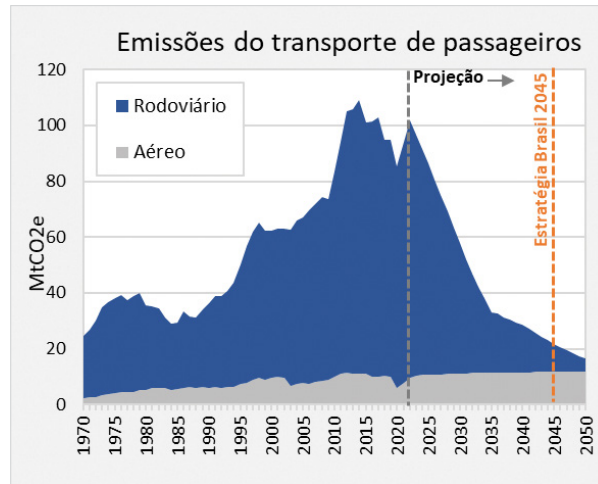


Figura 22 – Estimativas históricas (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, de transporte de passageiros segundo modo de transporte. Fonte: Elaboração própria.

26.3. Cimento, química, outras matérias primas e indústrias

A visão do OC prevê uma redução de 71% das emissões em 2045 em relação a 2005.

Na atividade geral de “Cimento, química, outras matérias primas e indústrias” estão reunidas as emissões referentes aos oito seguintes segmentos industriais: cimento, química, alimentos e bebidas, papel e celulose, cerâmica, mineração e pelletização, têxtil, e outras indústrias. Ao todo, essa atividade foi responsável pela emissão de 52 milhões de toneladas de CO₂e em 2022, segundo o SEEG.

Esses oito segmentos industriais estão agrupados nessa única atividade geral por terem sido tratados sob uma mesma abordagem metodológica para projeção de emissões. É importante frisar, porém, que o carbono proveniente da queima de combustíveis em centrais elétricas autoprodutoras associadas a tais indústrias foi classificado como pertencente à atividade “geração de eletricidade” e, portanto, não está aqui contabilizado.

Como primeira etapa da metodologia, foram determinadas as demandas energéticas futuras (2023-2050) de cada um dos segmentos citados acima. Para isso, buscando indicar medidas de eficiência ener-



gética, determinou-se que a razão do consumo de energia de cada indústria (tep)²⁴³ pelo PIB industrial geral (R\$) será 15% menor em 2050 em relação aos resultados observados em 2022 (dado histórico). Os valores referentes ao período entre 2022 e 2050 foram, então, obtidos a partir de interpolação linear.

Essa premissa só não foi adotada para manufaturas em que a tendência histórica da razão tep/PIB chegava em 2050 com redução maior do que 15% em relação a 2022. Nesses casos, foi mantida a tendência histórica. Vale registrar que os resultados do PIB industrial geral foram calculados a partir de documentos do Ministério da Agricultura e Pecuária²⁴⁴ e do Banco Mundial.²⁴⁵ Tendo em mãos essas tendências (tep/R\$) de cada indústria e as projeções do PIB industrial do país até 2050 (R\$), encontram-se as curvas de demanda energética futura (tep).

Como havia informações disponíveis sobre a indústria de cimento, e dado o maior peso desse subsetor nas emissões, foi empregada uma análise específica para determinar o uso futuro de energia em cimenteiras: (1) projetou-se a relação entre produção de cimento e PIB industrial até 2050; (2) multiplicando, anualmente, essa relação (toneladas/R\$) pelos resultados futuros do PIB industrial (R\$), encontram-se as expectativas de produção de cimento (toneladas) para os próximos anos; (3) a tendência de relação histórica entre demanda energética e cimento produzido também foi definida; (4) multiplicando a projeção de produção de cimento (toneladas) pela relação de consumo de energia por cimento produzido (tep/tonelada), finalmente é obtida a demanda energética da indústria do cimento entre 2023 e 2050.

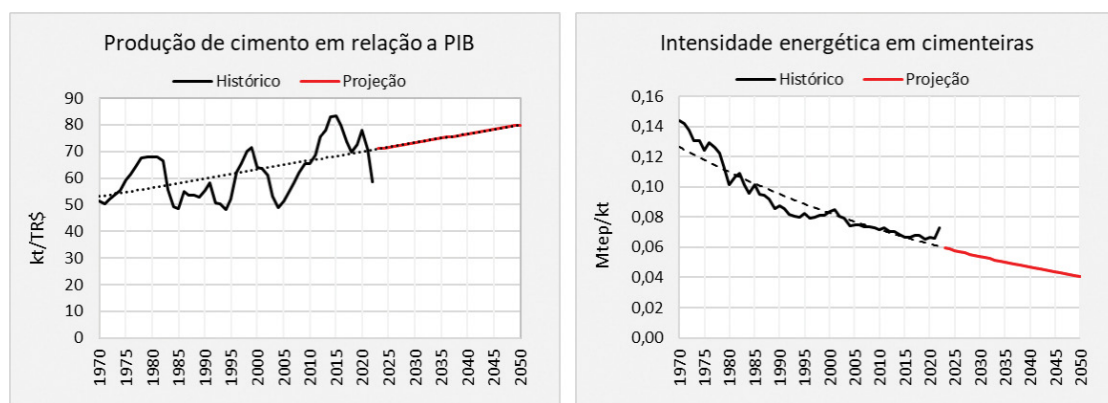


Figura 23 – Histórico (1970 a 2022) e projeção (2023 a 2050) das relações entre a produção de cimento e PIB industrial e entre consumo energético e produção de cimento. Fonte: Elaboração própria.

²⁴³ Os consumos finais energéticos de diferentes indústrias foram retirados do **Balanco Energético 2023 - Ano-base 2022**, publicado pela Empresa de Planejamento Energético (EPE) em 2023 com dados mais atualizados quando a metodologia aqui descrita foi executada. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>. Acesso em: 08 out. 2024.

²⁴⁴ MINISTÉRIO DA AGRICULTURA E PECUÁRIA, 2024. **Agropecuária Brasileira em Números**. Disponível em: <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/politica-agricola/todas-publicacoes-de-politica-agricola/agropecuaria-brasileira-em-numeros>. Acesso em: 06 out. 2024.

²⁴⁵ WORLD BANK, 2024. **Open Data - Brazil**. Disponível em: <https://data.worldbank.org/country/brazil?locale=pt>. Acesso em: 06 out. 2024

Como foi adotada uma projeção de crescimento positivo para o PIB industrial entre 2023 e 2050 (2% ao ano em média), a demanda total de energia relacionada à atividade de “Cimento, química, outras matérias primas e indústrias” registrou um aumento consoante e expressivo nesse mesmo período. Tal aumento chegou a ser de quase 50% para indústrias como química e papel e celulose.

Para o atendimento da demanda projetada, analisou-se a matriz energética de cada uma das oito indústrias citadas anteriormente, buscando, conforme tendências observadas ou informações de literatura, aumentar o uso de eletricidade, biomassas e biometano ao mesmo tempo em que a utilização de fontes fósseis é reduzida. Para as indústrias de cimento, químicos, alimentos e bebidas, e papel e celulose, foi adotado como referência o plano de descarbonização da indústria dos Estados Unidos elaborado pelo grupo *Renewable Thermal Collaborative - RTC*.²⁴⁶

Com isso, os seguintes exemplos de premissas de descarbonização puderam ser adotados: (i) zerar o consumo de derivados de petróleo e carvão mineral até 2030 e de gás fóssil até 2035 na indústria de alimentos e bebidas, cimento, e papel e celulose; (ii) diminuir o consumo de gás fóssil e substituir por biometano; (iii) iniciar a utilização de hidrogênio verde na indústria química até 2035, aplicando referência do grupo RTC.

As figuras 24 e 25 mostram os resultados das projeções das demandas de consumo de energia para as duas indústrias mais emissoras entre as oito citadas no primeiro parágrafo dessa seção: cimento e química. Observa-se, em primeiro lugar, um relevante crescimento nas demandas energéticas, relacionado ao aumento do PIB industrial. Além disso, destaca-se o aumento da participação de fontes energéticas menos emissoras (eletricidade, biomassa e hidrogênio) em substituição aos combustíveis fósseis, principalmente a partir de 2035.

Na produção de cimento, espera-se que o uso de biomassa seja responsável pelo fornecimento de quase 50% de toda demanda energética que cimenteiras terão em 2050. Já na indústria química, é a eletricidade que deverá representar quase metade da matriz energética dessa atividade em 2050.

²⁴⁶ RTC, 2022E. *The Renewable Thermal Vision - Finding a Path Forward for Decarbonizing Thermal Energy in the U.S. Industrial Sector*. Disponível em: <https://www.renewablethermal.org/rtc-vision-report-downloads/>. Acesso em: 08 out. 2024.

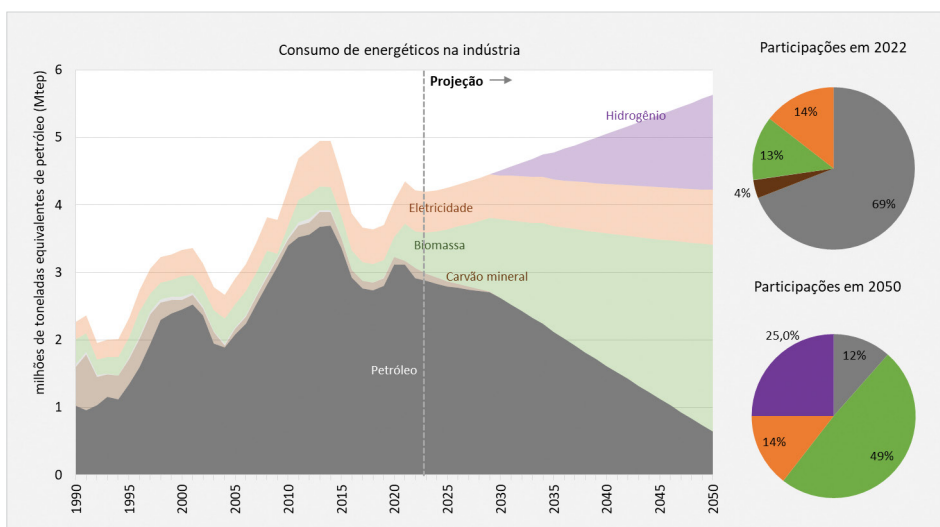


Figura 24 – Histórico (1990 a 2022) e projeção (2023 a 2050) do consumo de energéticos na indústria do cimento. Fonte: Elaboração própria.

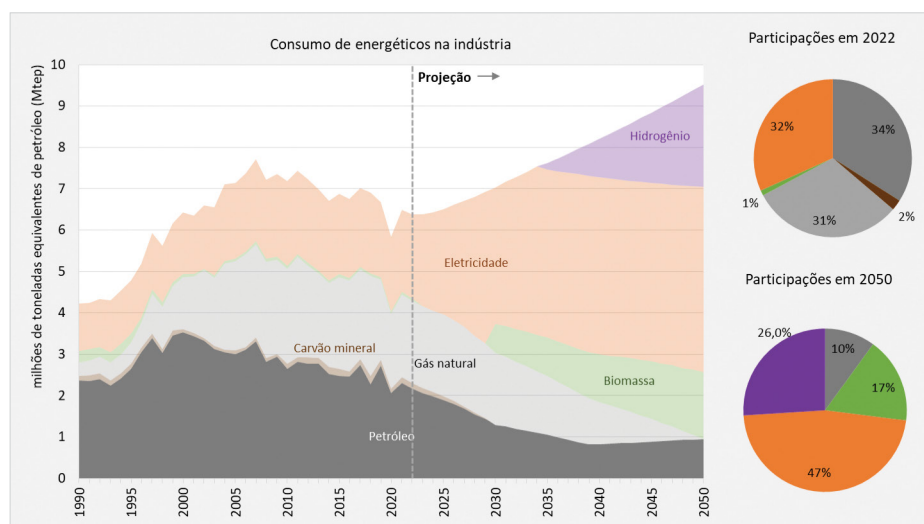


Figura 25 – Histórico (1990 a 2022) e projeção (2023 a 2050) do consumo de energéticos na indústria da química. Fonte: Elaboração própria.

Por fim, os devidos fatores de emissão foram aplicados sobre os consumos anuais estimados para os diferentes combustíveis, resultando nas emissões relacionadas ao uso de energia na atividade industrial “Cimento, química, outras matérias primas e indústrias”, que chegarão a 9,3 MtCO₂e em 2050 — sendo que, em 2022, essa atividade atingiu o patamar de 52 MtCO₂e em 2022, segundo o SEEG.

Será uma redução considerável caso os pressupostos deste cenário sejam colocados em prática desde já. Os caminhos para isso estão colocados: os segmentos industriais aqui abordados deverão substituir o petróleo, o carvão mineral e o gás fóssil por alternativas como eletrificação, biometano e hidrogênio verde.

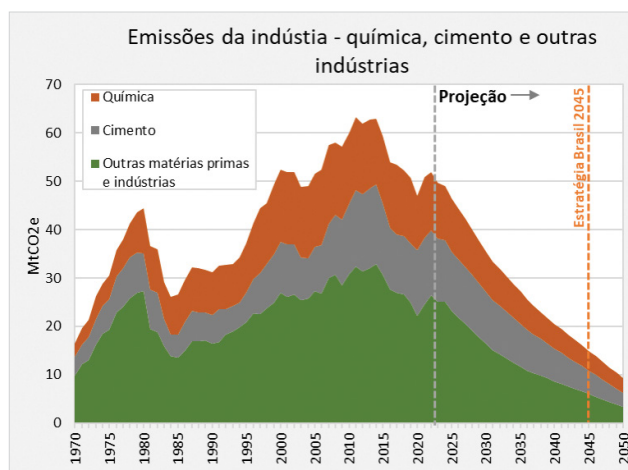


Figura 26 – Estimativas históricas (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, para manufaturas de cimento, química e outras indústrias. Fonte: Elaboração própria.

26.4. Ferro-gusa e aço e outras metalúrgicas

A visão do OC prevê uma redução de 82% das emissões em 2045 em relação a 2005.

A atividade de “Ferro-gusa e aço e outras metalúrgicas” geram gases de efeito estufa que são alocados em dois diferentes setores emissores de acordo com os guias de elaboração de inventários nacionais organizados pelo Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC): Energia ou Processos Industriais e Uso de Produtos (PIUP). No primeiro, é recomendada a alocação das emissões provenientes de combustíveis que foram queimados apenas para obtenção de energia na indústria, fornecendo força motriz, aquecimento direto ou calor de processo. Já no segundo, PIUP, são alocadas emissões provenientes de uso de produtos ou de transformações físico-químicas que ocorrem na indústria.

Na metalurgia, utilizam-se produtos energéticos, principalmente carvão mineral e derivados, como integrante do processo de redução química do minério de ferro (ou outro mineral) para a fabricação final de ferro-gusa e aço, ferro-ligas ou metais não ferrosos. Quando se seguem as diretrizes do IPCC, as emissões associadas ao consumo de combustíveis redutores, por não serem utilizados simplesmente para fins energéticos, mas também como agentes de transformações físico-químicas, são alocadas no setor de PIUP.

Segundo resultados do SEEG, a atividade “Ferro-gusa e aço e outras metalúrgicas” emitiu 55,8 milhões de toneladas de CO₂ e provenientes do consumo de combustíveis em 2022, sendo que 45,6 milhões de toneladas (82%) — valor maior do que o total emitido pelo setor elétrico nesse mesmo ano — foram alocadas em processos industriais.



Dado que este trabalho se propõe a desenhar os caminhos justos e necessários para uma transição energética no Brasil, o que certamente inclui a aposentadoria do altamente emissor uso de combustíveis fósseis redutores em processos industriais, decidiu-se, para a atividade “Ferro-gusa e aço e outras metalúrgicas”, contabilizar qualquer demanda por combustíveis, assim como suas emissões relacionadas independentemente do setor do IPCC em que são alocadas.

Sabendo que a produção de ferro-gusa e aço é, de longe, a maior fonte de emissões da atividade metalúrgica, o primeiro passo metodológico foi projetar a produção de aço até 2050, levando em consideração a relação entre produção e PIB, com base nas tendências observadas nos últimos 40 anos. A próxima figura ilustra o resultado alcançado.

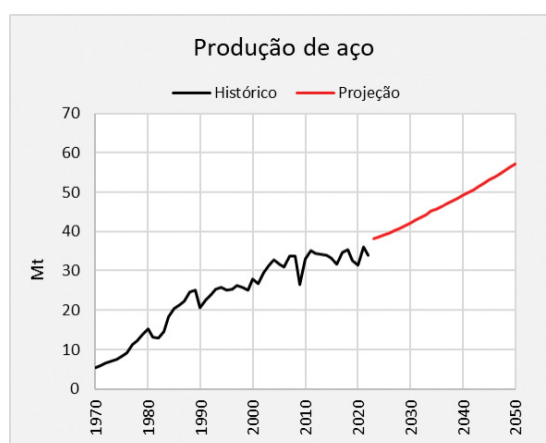


Figura 27 – **Histórico (1970 a 2022) e projeção (2023 a 2050) da produção de aço.** Fonte: Elaboração própria.

Para que essa expansão da produção de aço ocorra sem igual crescimento de emissões de gases de efeito estufa, será necessária, até 2050, a aposentadoria da rota de produção de aço que usa combustíveis redutores fósseis nos chamados altos-fornos siderúrgicos. Para isso, já existem opções tecnológicas:

- alto-fornos dedicados ao uso de carvão vegetal como combustível redutor;
- redução direta com uso de gás e/ou hidrogênio;
- novos processos de redução de fundição; e
- reciclagem com uso de forno a arco elétrico (rota já utilizada no Brasil).

Além dessas tecnologias para mudança de rotas de produção, considerou-se a expansão do uso de biometano no setor, substituindo o gás fóssil.

O uso dessas alternativas foram detalhadas nos artigos *Scoping Paper on the Brazilian Steel Industry*,²⁴⁷ do E+ Transição Energética, e *Pathways for deep decarbonization of the Brazilian iron and steel industry*,²⁴⁸ de Otto Hebeda e outros autores.

Essa última publicação apresenta cenários de adoção das diferentes rotas tecnológicas de produção de ferro e aço, com vistas a reduzir a intensidade de carbono dessa indústria. Em um chamado “cenário de profundo desenvolvimento sustentável” da siderurgia, os autores projetam uma relevante queda da produção de aço utilizando altos-fornos a carvão mineral e derivados, enquanto cresce o emprego de outras rotas menos emissoras, mencionadas acima.

O consumo anual de fontes energéticas por unidade de aço produzida indicado no artigo de Hebeda como necessário para a concretização do “cenário de profundo desenvolvimento sustentável” foi adotado na **visão do OC**.

Sobre tal consumo, foram aplicados fatores de emissão (tCO₂e/tep) calculados a partir do último ano de dados do SEEG²⁴⁹ e do BEN 2023 - Ano-base 2022.²⁵⁰ Obteve-se, como resultado, uma diminuição de 30% nas emissões da siderurgia entre 2022 e 2035, chegando a 90% em 2050 em comparação com 2022.

Para as demais atividades metalúrgicas (ferro ligas e outros não ferrosos), considerou-se a demanda total futura por energia aumentando conforme o crescimento do PIB industrial. A partir disso, foi aplicada uma curva linear de diminuição do uso de combustíveis fósseis, de forma que seus consumos chegassem a zero em 2050, sendo gradualmente substituídos por carvão vegetal, biometano e eletricidade. A figura 28 apresenta a projeção da matriz energética utilizada na indústria metalúrgica.

²⁴⁷ E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA, 2022. *Scoping Paper on the Brazilian Steel Industry*. Disponível em: <https://emaisenergia.org/publicacao/scoping-paper-on-the-brazilian-decarbonization-steel-industry/>. Acesso em: 07 out. 2024

²⁴⁸ HEBEDA, O. et al, 2023. *Pathways for deep decarbonization of the Brazilian iron and steel industry - Journal of Cleaner Production*. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136675>. Acesso em: 07 out. 2024.

²⁴⁹ SEEG, 2023. *Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa*. Disponível em: <https://seeg.eco.br/dados/>. Acesso em: 07 out. 2024.

²⁵⁰ EPE, 2023. *Balanco Energético Nacional 2023 - Ano-base 2022*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>. Acesso em: 07 out. 2024.

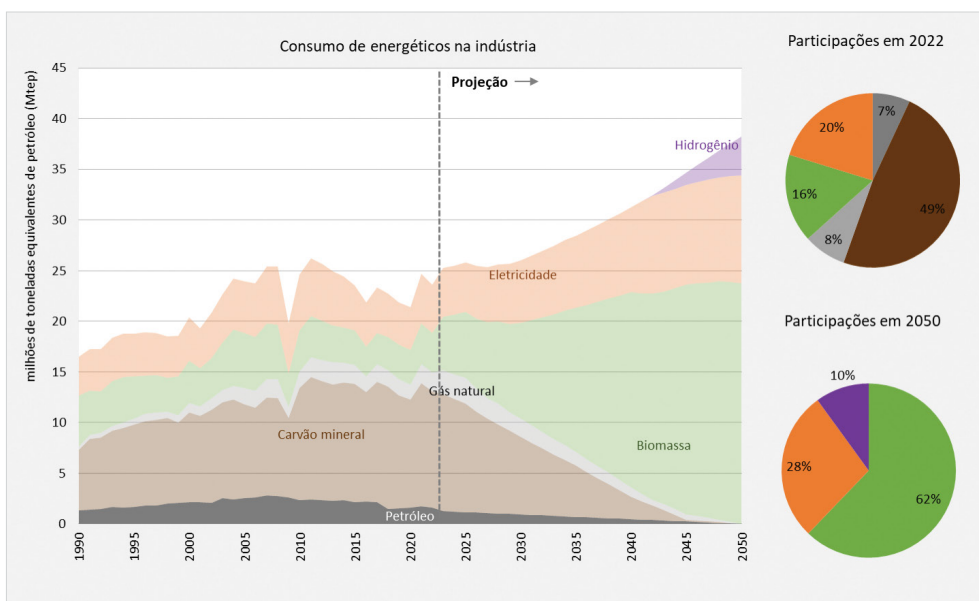


Figura 28 – **Histórico (1990 a 2022) e projeção (2023 a 2050) do consumo de energéticos na indústria metalúrgica.** Fonte: Elaboração própria.

A figura 29 traz, agora, a projeção da matriz de consumo da indústria como um todo, incluindo “Cimento, química, outras matérias-primas e indústrias” e “Ferro-gusa, aço e outras metalúrgicas”. É importante destacar que os combustíveis fósseis, que representaram 35% da matriz energética industrial em 2022, devem reduzir sua participação para apenas 1% em 2050. O maior crescimento está previsto para o consumo de biomassa, que deverá representar cerca de 63% da matriz energética industrial em 2050.

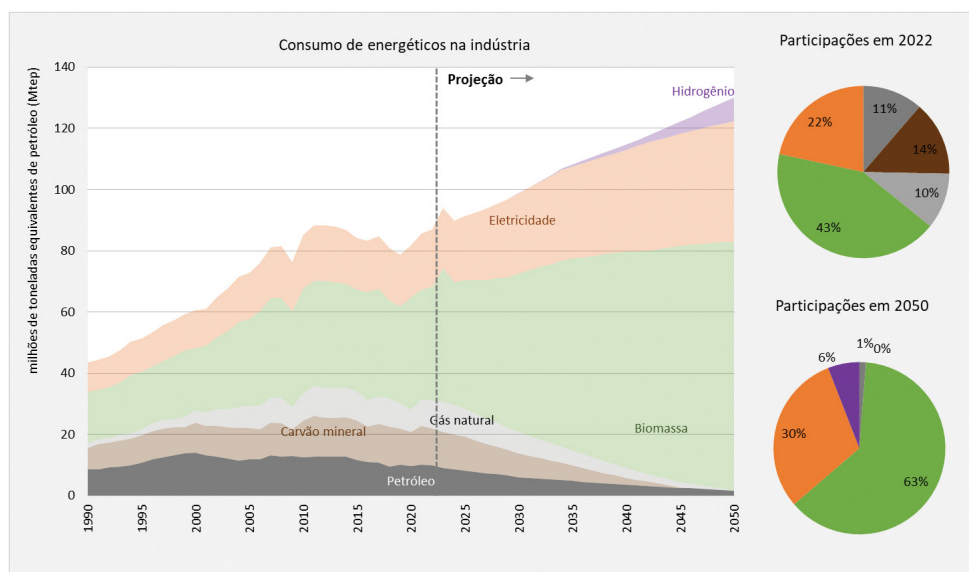


Figura 29 – **Histórico (1990 a 2022) e projeção (2023 a 2050) do consumo de energéticos de todas as indústrias.** Fonte: Elaboração própria.

A partir disso tudo, o cenário **visão do OC** prevê uma ampla redução nas emissões associadas à atividade “Ferro-gusa, aço e outras metalúrgicas”, que chegarão ao valor de 5,4 Mt CO₂e em 2050.

A partir da figura a seguir percebe-se que, com essas alterações na matriz de consumo, que incluem a redução do uso de combustíveis fósseis e a diversificação para fontes de energia menos poluentes, o setor metalúrgico pode apresentar uma redução considerável das emissões, alcançando valores próximos aos do início da série histórica.

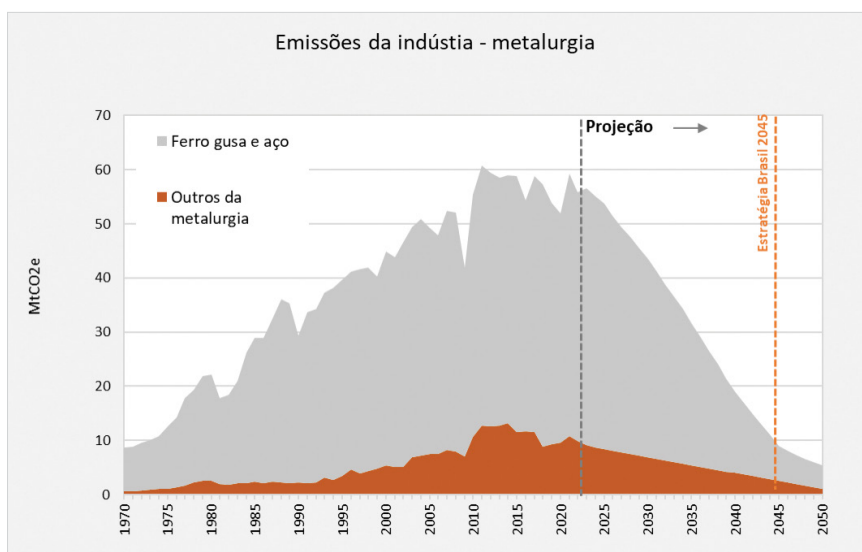


Figura 30 – **Estimativas históricas (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, para Ferro-gusa, aço e outras metalúrgicas.** Fonte: Elaboração própria.

26.5. Geração de eletricidade

A visão do OC prevê uma redução de 80% das emissões em 2045 em relação a 2005.

Para projetar a trajetória das emissões na geração de eletricidade até 2050, o primeiro passo foi estimar a demanda total por eletricidade no país, resultado das necessidades dos diversos setores consumidores. Além do crescimento do consumo de eletricidade puxado pela evolução da economia, a eletrificação é tomada como uma estratégia-chave para a mitigação das emissões de GEE, com destaque para o incremento esperado das frotas de veículos elétricos e o aumento do uso de eletricidade na indústria.

Para suprir essa demanda futura, foram projetadas as capacidades instaladas de cada uma das diversas fontes de energia elétrica. Com as potências instaladas e fatores de capacidade médios, foram projetadas as quantidades de energia geradas por cada uma das fontes. A geração a gás fóssil foi utilizada como parcela final e menos prioritária para completar a demanda total anual por eletricidade.



A utilização de gás fóssil, no entanto, cai consistentemente, ano após ano, até chegar a praticamente zero em 2050 – resta apenas 0,05% da energia elétrica demandada no país sendo suprida por gás natural úmido em usinas diretamente associadas à exploração de petróleo.

Os seguintes passos e definições foram considerados no cálculo da oferta necessária de eletricidade para resultar em uma trajetória de baixa emissão:

- crescimento da potência instalada de geração eólica, solar e biomassa;
- fatores de capacidade médios de acordo com o observado nos últimos anos;
- aposentadoria de usinas termelétricas a carvão mineral até 2027, junto à eliminação gradual da geração por outras termelétricas fósseis até 2050.

Nos últimos anos, foi possível observar o crescimento expressivo na geração de eletricidade proveniente das fontes eólica e solar, o que tende a continuar nas próximas décadas, de acordo com análises da EPE,²⁵¹ da Absolar²⁵² e outras organizações. Com base nessas projeções e numa avaliação prospectiva de novos incentivos para essas fontes, assumiu-se um aumento significativo nas capacidades instaladas até 2050, alcançando 194 GW para energia eólica e 224 GW para energia solar (somando 91 GW de geração centralizada e 133 GW de geração distribuída), como ilustra o gráfico a seguir (figura 31).

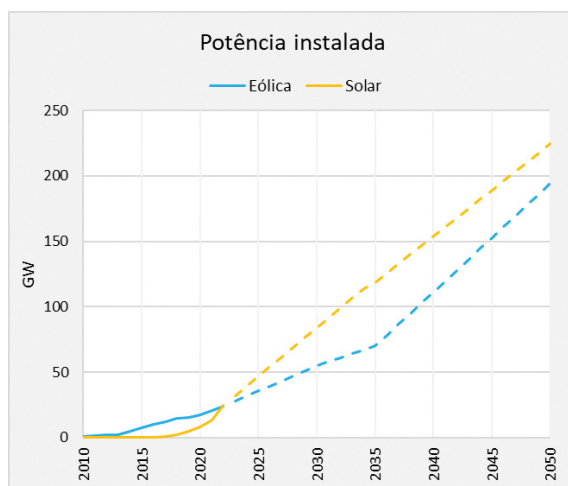


Figura 31 – Histórico (2010 a 2022) e projeção (2023 a 2050) da potência instalada de usinas eólicas e solares. Fonte: Elaboração própria.

²⁵¹ EPE, 2023. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2032**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>. Acesso em: 08 out. 2024.

²⁵² ABSOLAR, 2023. **Absolar prevê energia solar como principal fonte brasileira até 2040**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/absolar-preve-energia-solar-como-principal-fonte-brasileira-ate-2040/>. Acesso em: 07 out. 2024.

O gráfico anterior, de projeções de potências totais instaladas de usinas elétricas eólicas e solares, mostra que a tecnologia solar deve crescer de maneira contínua e mais acelerada do que a eólica até 2035. Percebe-se, então, um ponto de inflexão quanto ao crescimento da eólica, quando, de acordo com o levantamento bibliográfico, haverá aceleração da instalação dessas usinas, puxada pela maior viabilidade da operação *offshore*.

No caso das hidrelétricas, foi considerado um aumento de somente 9,5 GW (9% a mais) na potência total instalada em 28 anos, de 109,7 GW operando em 2022 para 119,2 GW em 2050. Isso leva em conta somente um tímido incremento de capacidade instalada de pequenas ou médias centrais hidrelétricas, sendo que não estariam contemplados nesse aumento nenhum novo empreendimento na Amazônia, em Terras Indígenas e Unidades de Conservação, bem como em áreas onde o regime hídrico das bacias possa sofrer impactos temerários devido à instalação de usinas em seus rios. É fundamental frisar que nenhuma potência proveniente de novas construções de grandes hidrelétricas (usinas com 300 MW ou mais) foi considerada aqui já a partir de 2023. Para determinar esse aumento de 9% nos próximos mais de 25 anos, foram consultados valores disponíveis em um dos cenários do PNE 2050,²⁵³ que se adequa às salvaguardas territoriais citadas anteriormente.

Frisa-se que outro ponto considerado na **visão do OC** é o encerramento, já em 2026, da geração nuclear, justificado pelos seus altos custos e riscos.

O fator de capacidade a ser adotado para as usinas hidrelétricas é determinante no nível de emissões projetadas, dada a grande participação dessa fonte de energia na matriz elétrica. Adotou-se, de forma conservadora, o fator de capacidade médio dos últimos 6 anos,²⁵⁴ buscando levar em conta um cenário de alterações climáticas desfavoráveis ao regime de chuvas. Ao longo da história recente, a taxa de emissões da geração elétrica brasileira variou conforme o maior ou menor despacho de energia termelétrica fóssil, com picos de emissão durante períodos de crise hídrica. Nesse sentido, por exemplo, a emissão de gases de efeito estufa por TWh atingiu recordes em 2021, ano contemplado no fator de capacidade médio adotado e quando, notadamente, o regime de chuvas não favoreceu a geração hidrelétrica e o abastecimento de reservatórios.

Considerou-se também o aumento do uso de biomassas na trajetória futura de geração de eletricidade. O bagaço de cana, por exemplo, chega a ser responsável pelo fornecimento de mais de 50 TWh de eletricidade até 2035 (quase o dobro do alcançado em 2022), estabilizando-se nesse patamar de geração até 2050. Além disso, considerando o excedente de etanol produzido (já descontando os usos nos transportes e outras atividades), assumiu-se que o biocombustível também poderia ser usado em parques termelétricos a partir do *retrofit* de usinas a gás fóssil.

²⁵³ EPE, 2020. **Plano Nacional de Energia - PNE 2050**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. Acesso em: 07 out. 2024.

²⁵⁴ EPE, 2023. **Balanco Energético Nacional 2023 - Ano-base 2022**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>. Acesso em: 07 out. 2024.



O gráfico abaixo (figura 32) mostra como deverá ficar a geração de eletricidade por fonte na **visão do OC**.

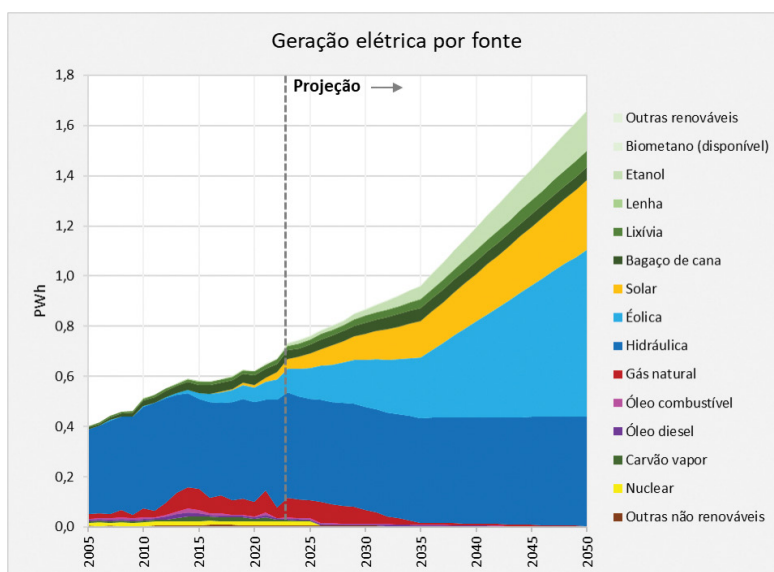


Figura 32 – Histórico (2005 a 2022) e projeção (2023 a 2050) da geração de eletricidade por fonte.
Fonte: Elaboração própria.

Na **visão do OC**, o aumento projetado na demanda elétrica deve ser acompanhado pela expansão acentuada de aproveitamento eólico e solar, podendo-se, assim, praticamente eliminar as emissões associadas à geração de energia até 2050, conforme mostra a figura 33. As emissões restantes são provenientes de uma diminuta parcela de geração de eletricidade em centrais elétricas autoprodutoras movidas a gás úmido, associadas à produção de petróleo ainda esperada para 2050. Além disso, vale lembrar que a queima de biomassa em termelétricas pode ser considerada neutra em CO₂, mas não em CH₄ ou N₂O, gases que, portanto, estão aqui contabilizados por meio da métrica de dióxido de carbono equivalente (CO₂e).

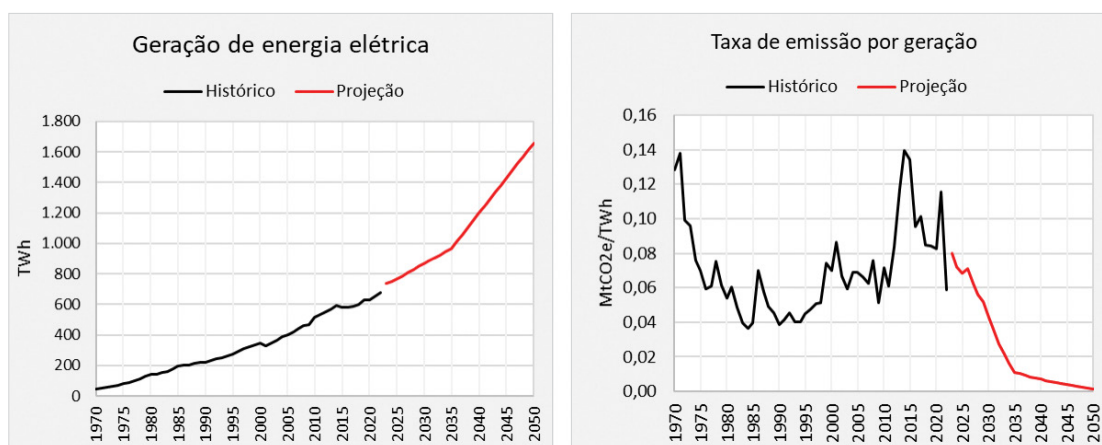


Figura 33 – Histórico (1970 a 2022) e projeção (2023 a 2050) da geração de energia elétrica e da taxa de emissão por geração. Fonte: Elaboração própria.

Por fim, a figura 34 apresenta a projeção das emissões na geração de eletricidade. Para 2050, a **visão do OC** prescreve que as emissões se limitem a no máximo 2,7 MtCO₂e, o que representa uma redução de quase 93% em relação às emissões de 2022.

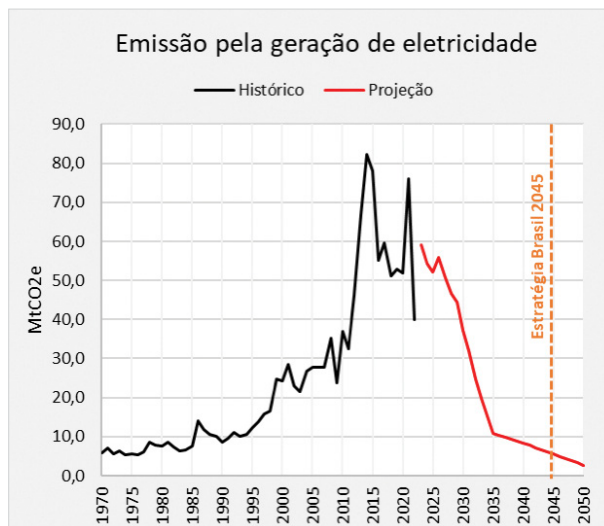


Figura 34 – **Estimativas históricas (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, da geração de eletricidade.** Fonte: Elaboração própria.

26.6. Edificações

A visão do OC prevê uma redução de 66% das emissões em 2045 em relação a 2005.

As emissões decorrentes da atividade de edificações correspondem, principalmente, ao consumo de combustíveis para uso residencial, como gás liquefeito de petróleo (GLP), lenha e carvão vegetal, utilizados majoritariamente para o preparo de alimentos, mas também para aquecimento. Em 2022, o uso residencial de combustíveis representou mais de 90% das emissões da atividade de edificações (27 MtCO₂e). As emissões provenientes do uso de energia em estabelecimentos comerciais e públicos completam o total emitido na atividade de edificações, com, respectivamente, 1,8 e 0,8 MtCO₂e estimadas para 2022, segundo o SEEG.

Para mitigar as emissões dessa atividade, o ponto mais relevante a se atacar são as emissões do uso precário de lenha. Apesar de uma redução observada até 2013, o uso de lenha tem aumentado nos últimos anos devido a fatores econômicos. Isso resulta em elevadas emissões de CO₂e, já que o uso precário desse combustível, apesar de renovável, gera alta emissão de metano (CH₄), gás com potencial de aquecimento do planeta dezenas de vezes maior do que o dióxido de carbono (CO₂).

Observa-se que o uso da lenha se reduz à medida em que o PIB *per capita* aumenta. Em se tratando de uma questão básica de qualidade de vida, considerou-se como premissa a eliminação total da



utilização precária de lenha, com a eliminação do uso em áreas urbanas até 2030 e substituição por outras fontes energéticas.

Assumiu-se, além disso, a eliminação do uso de GLP até 2045 e a gradual substituição do gás fóssil encanado por biometano nas residências.

O uso de aquecimento solar residencial vem crescendo nos últimos anos, e a **visão do OC** considera que esta fonte poderá representar 20% do consumo energético residencial até 2035.

Além da substituição de fontes de energia, também considerou-se o aumento na eficiência energética, expressa na relação do consumo energético com o PIB, alcançando uma melhoria de 30% nas residências e de 10% nos setores comercial e público.

A figura 35 mostra a intensidade do consumo energético residencial, relativo ao PIB *per capita*, e o perfil energético.

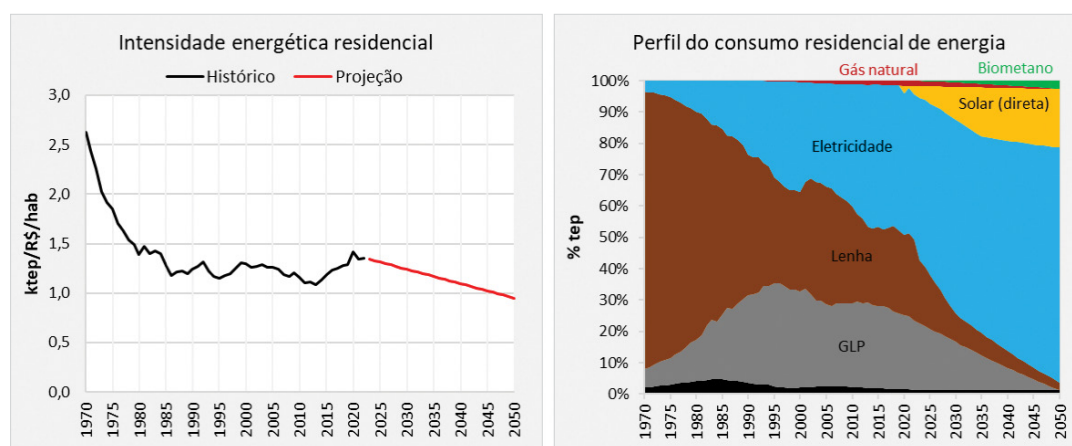


Figura 35 – **Intensidade e perfil do consumo energético residencial.** Fonte: Elaboração própria.

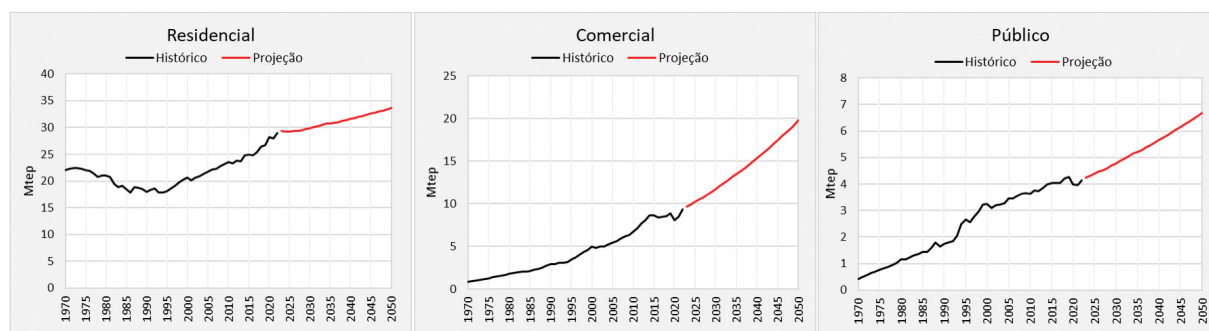


Figura 36 – **Histórico (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) do consumo energético residencial, comercial e público.** Fonte: Elaboração própria.

Assim, as emissões totais da atividade de edificações serão, no cenário **visão do OC**, de 6,6 MtCO₂e em 2050, representando uma redução de quase 80% em relação a 2022, conforme o gráfico abaixo (figura 37).

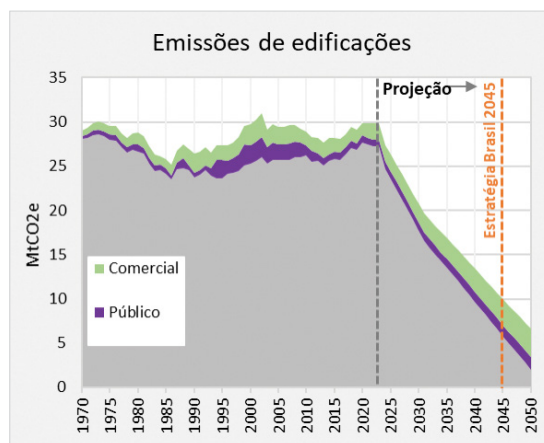


Figura 37 – **Estimativas históricas (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, da atividade de edificações desagregadas em: comercial, público e residencial.**

Fonte: Elaboração própria.

26.7. Agropecuária

A visão do OC prevê uma redução de 27% das emissões em 2045 em relação a 2005.

A projeção da demanda energética na atividade agropecuária foi realizada relacionando o crescimento do PIB e as variações históricas do seu consumo energético, conforme observado no BEN 2023.²⁵⁵

Para a construção da **visão do OC**, foram avaliadas as participações das fontes de energia utilizadas nessa atividade. Considerou-se o uso crescente de eletricidade, acompanhado da redução da participação da lenha e do diesel de petróleo. Além disso, assim como na atividade de transporte, foi considerado o aumento na porcentagem de biodiesel, conforme consta na Lei 14.993/2024 (Combustível do Futuro), segundo o qual, em 2030, a parcela do biocombustível deverá representar 20% do volume total na mistura do diesel.

A figura 38 apresenta o perfil do consumo energético vislumbrado para a atividade agropecuária.

²⁵⁵ EPE, 2023. **Balanco Energético Nacional 2023 - Ano-base 2022**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>. Acesso em: 07 out. 2024.

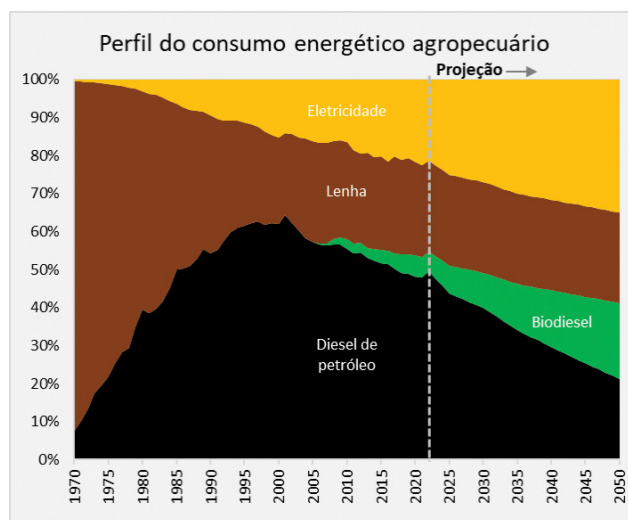


Figura 38 – **Histórico (1970 a 2022) e projeção (2023 a 2050) do perfil do consumo energético agropecuário.** Fonte: Elaboração própria.

Também foi considerada que a eficiência energética, aqui expressa em termos de consumo energético sobre o montante do PIB da agropecuária, poderá dobrar até 2050, conforme ilustra a figura 39, em que a intensidade energética cai pela metade.

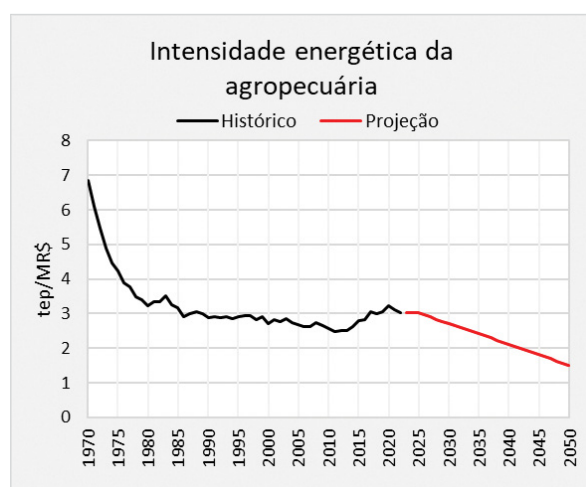


Figura 39 – **Histórico (1970 a 2022) e projeção (2023 a 2050) da intensidade energética na agropecuária.** Fonte: Elaboração própria.

Na **visão do OC**, a atividade agropecuária, responsável por emitir 21 MtCO₂e em 2022, pode passar a emitir 9 MtCO₂e em 2050, representando uma redução de aproximadamente 57% das emissões, conforme pode-se observar na figura 40.

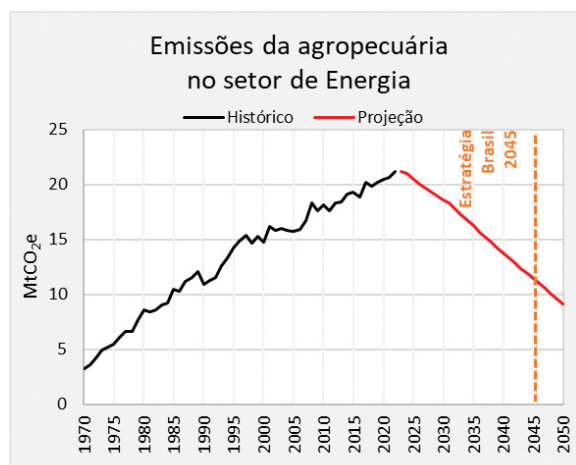


Figura 40 – **Estimativas históricas (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões da atividade agropecuária no setor de Energia.** Fonte: *Elaboração própria.*

26.8. Produção de combustíveis

A visão do OC prevê uma redução de 53% das emissões em 2045 em relação a 2005.

As emissões de GEE relacionadas à produção de combustíveis são aquelas geradas nos processos de exploração e refino de petróleo e gás fóssil, além da produção de carvão mineral, carvão vegetal e álcool. Essas emissões incluem aquelas decorrentes do consumo energético e as emissões fugitivas. Para calcular as trajetórias das emissões no horizonte de análise, foi considerado que a produção dos combustíveis fósseis se restringirá àquela necessária para atender a demanda interna de energia.

O cálculo da demanda por combustíveis é realizado dentro de cada uma das atividades anteriormente analisadas. Para compor a produção de combustíveis no cenário **visão do OC**, considera-se como limitante a capacidade de produção para os combustíveis e assume-se a prescrição de redução nas exportações e importações nos próximos anos. O cenário assume, portanto, uma produção de combustíveis fósseis apenas necessária para o atendimento do mercado interno brasileiro, sem considerar uma expansão na exploração para fins de exportação, em linha com um cenário global de descarbonização.

Assim, a produção de combustíveis fósseis é calculada para atender a demanda doméstica, que é gradualmente reduzida com a substituição desses combustíveis, de modo que as premissas adotadas em todas as atividades emissoras — como a redução do uso do automóvel, o aumento da eficiência energética e a substituição de fontes energéticas por outras — impactam diretamente na quantidade de combustíveis a ser produzida.

Como ilustrado na figura 41, o consumo total de combustíveis fósseis — carvão mineral, petróleo, gás fóssil e derivados — será reduzido em 76% entre 2022 e 2050. A eliminação do consumo e da pro-



dução de carvão mineral na indústria deverá ser total antes de 2050. É importante destacar que, de acordo com a perspectiva do OC, o uso do carvão mineral na geração de eletricidade será encerrado até 2027, e o consumo nos próximos anos da indústria seguirá uma trajetória de declínio.

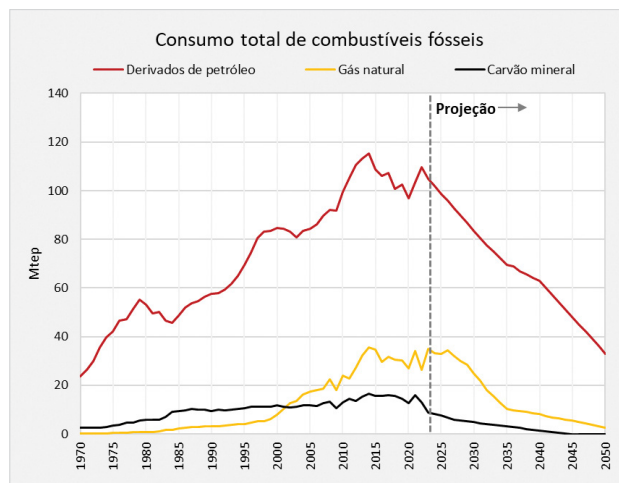


Figura 41 – **Evolução histórica(1990 a 2022) e projeção (2023 a 2050) do consumo de derivados de petróleo, gás fóssil e carvão mineral na visão do OC.** Fonte: Elaboração própria.

Já a estimativa da expansão da produção de biocombustíveis considera a projeção da área plantada de cana-de-açúcar do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento até 2035,²⁵⁶ mantendo-a constante a partir de então, e o indicador de produtividade de cana-de-açúcar por hectare plantado do PDE 2032.²⁵⁷

O resultado previsto é a duplicação da produção de etanol de cana-de-açúcar, até 2035, alcançando cerca de 60 milhões de metros cúbicos, chegando a 74 milhões em 2050. Foi considerada também a expansão da produção de etanol de milho, que deve alcançar 15 bilhões de litros em 2050.²⁵⁸ A figura 42 mostra a trajetória da área plantada de cana-de-açúcar considerada na elaboração do cenário, assim como a produção de etanol resultante.

²⁵⁶ MINISTÉRIO DA AGRICULTURA E PECUÁRIA, 2023. **Projeções do Agronegócio: Brasil 2022/23 a 2032/33.** Disponível em <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/noticias/producao-de-graos-brasileira-devera-chegar-a-390-milhoes-de-toneladas-nos-proximos-dez-anos/ProjeesdoAgronegocio20232033.pdf>. Acesso em: 08 out. 2024.

²⁵⁷ EPE, 2023. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 - Demanda e Eficiência Energética.** Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Efici%C3%AAncia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final_20230313.pdf. Acesso em: 01 out. 2024.

²⁵⁸ No entanto, as emissões dessa produção não são calculadas de maneira específica por não constarem no BEN tais usinas como centros de transformação.

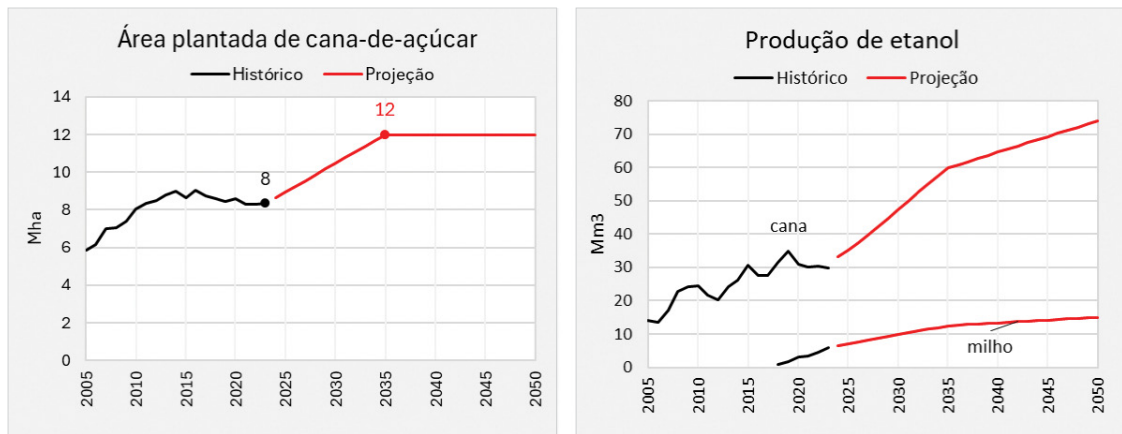


Figura 42 – Evolução histórica (2005 a 2022) e projeção (2023 a 2050) da área plantada de cana-de-açúcar e da produção de etanol na visão do OC. Fonte: Elaboração própria.

Assim, a **visão do OC** prescreve uma redução acentuada na demanda total de derivados de petróleo no horizonte projetado, indicando uma diminuição na produção desses combustíveis e, consequentemente, nas emissões associadas. As emissões provenientes da produção de combustíveis foram estimadas em 14 MtCO₂e em 2022, um valor 66% menor do que as emissões de 2022, como ilustrado na figura 43.

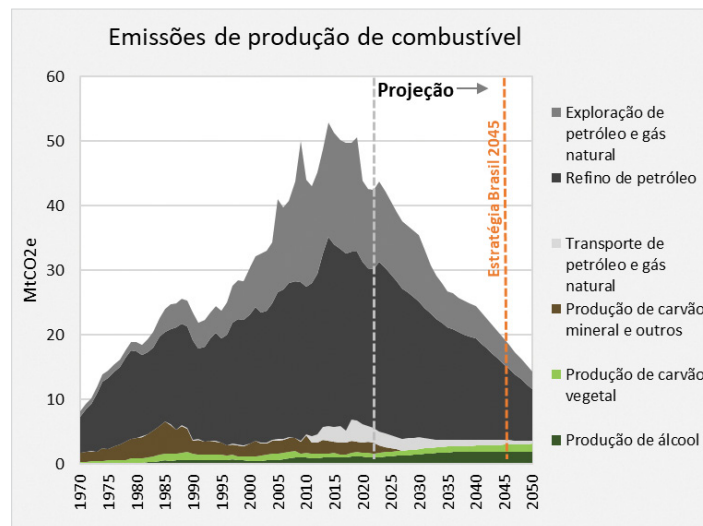


Figura 43 – Evolução histórica (1970 a 2022) e projeção (2023 a 2050) das emissões da produção de combustíveis na visão do OC. Fonte: Elaboração própria.

Brasil 2045

27

+
x

CENÁRIO
TENDENCIAL



Diferentemente do cenário projetado pela **visão do OC** para as próximas décadas, o cenário **tendencial** descreve a trajetória das emissões do Brasil caso o país mantenha suas características e tendências atuais. Este cenário ilustra a evolução das emissões no setor de energia se o Brasil não intensificar seus esforços e incentivos para uma redução consistente das emissões de gases de efeito estufa.

A figura 44 demonstra uma comparação entre o cenário almejado pela **visão do OC** e o **tendencial**. Em 2050, as emissões de GEE do setor de energia projetadas para o cenário tendencial podem alcançar 558 MtCO₂e. Aplicando as premissas e diretrizes discutidas no cenário **visão do OC**, as emissões ficam em 102 MtCO₂e.

Portanto, as emissões do cenário **tendencial** são cinco vezes maiores do que no cenário **visão do OC**, o que está muito aquém de uma meta ambiciosa para que o Brasil se torne carbono negativo em 2045 ou ao menos neutralize suas emissões até 2050.

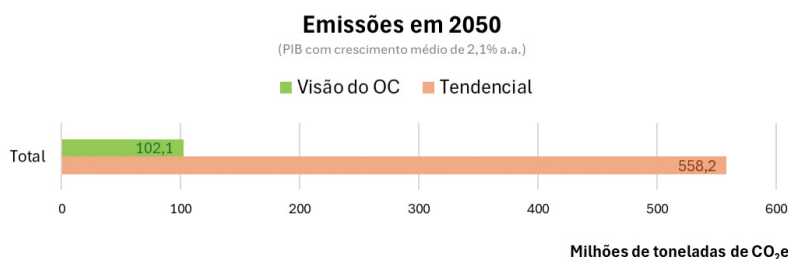


Figura 44 – **Emissões totais no cenário visão do OC e no cenário tendencial**. Fonte: *Elaboração própria*.

No cenário **tendencial**, prevê-se a continuidade da exploração e uso de combustíveis fósseis, sem iniciativas disruptivas para promover uma transição para fontes de energia mais limpas e sustentáveis. Embora o Brasil se destaque por sua matriz elétrica renovável, devido à predominância das hidrelétricas, a necessidade de incrementar a geração para atender à crescente demanda do país resultará em um maior uso de fontes não renováveis, caso não haja mudança nas políticas atuais.

Além disso, outras atividades nos setores de energia e processos industriais já estão estruturadas e dependem fortemente de combustíveis fósseis. Sem uma alteração robusta dos paradigmas atuais, a trajetória das emissões no Brasil continuará distante da redução de emissões necessária.

No setor elétrico, é previsto um aumento na geração de energia a partir do gás fóssil nos próximos anos, em decorrência da lei de privatização da Eletrobras, que estabelece a contratação de 8 GW em termelétricas a gás no Sistema Interligado Nacional (SIN) até 2044. Este incentivo à geração fóssil resultará em uma priorização de fontes de energia não renováveis. Além disso, o sistema ainda está planejando a conclusão da Usina Nuclear Angra III, que envolve riscos ambientais e alto custo de produção.

No planejamento do sistema elétrico brasileiro, está prevista ainda a continuidade da instalação de novas hidrelétricas, com a ampliação do potencial instalado. No entanto, esse crescimento pode



acarretar impactos socioambientais significativos para grupos minoritários, como comunidades indígenas e quilombolas, especialmente se não houver um planejamento social adequado e integrado.

No subsetor industrial, há resistência a alterações nos processos existentes e um planejamento limitado para modificar o cenário atual. As perspectivas de mudanças significativas são restritas, com foco principal no aumento do uso de gás fóssil. As movimentações do governo indicam que este combustível faz parte da estratégia nacional para a transição energética nas próximas décadas.

Para os subsetores de transporte de carga e de passageiros, espera-se um aumento na adoção de veículos elétricos e híbridos. No entanto, considerando os incentivos e o crescimento atuais, esse aumento ainda está aquém das metas ambiciosas de redução de emissões necessárias para alcançar um futuro de zero emissões.

Na figura 45, são apresentados os valores projetados para cada setor, considerando a **visão do OC** e o **cenário tendencial**. Como é possível verificar, em todos os setores avaliados há uma diferença considerável em termos de emissões. Cabe destacar, porém, que a diferença é ainda maior no transporte de cargas — 143,5 MtCO₂e *versus* 38,3 MtCO₂e —, um dos setores mais difíceis de descarbonizar mesmo levando em conta os prognósticos mais otimistas. As emissões das indústrias e da geração de eletricidade também se manterão em patamares bastante elevados se comparados com as possibilidades de descarbonização descritas anteriormente no cenário **visão do OC**.

Abrir mão desse caminho, como demonstra o gráfico comparativo entre os dois cenários, representa ignorar a necessidade de uma transição energética justa que o Brasil — e os demais países — deverão fazer caso queiram cumprir as metas do Acordo de Paris e garantir a viabilidade da vida na Terra.

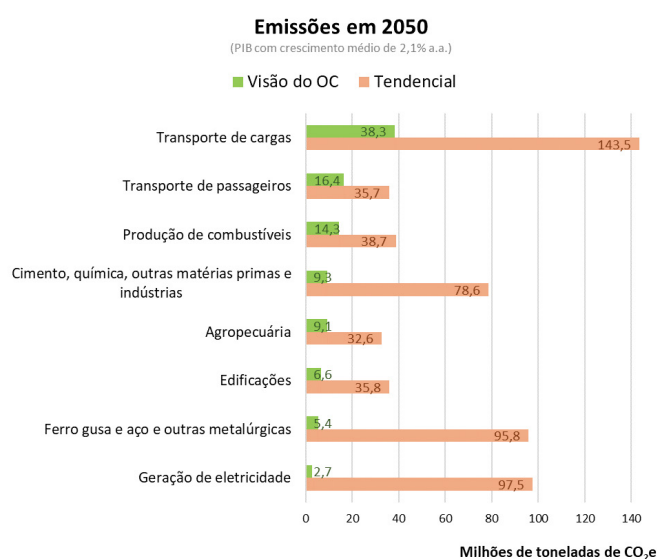


Figura 45 – Emissões totais por subsector, para os cenários visão do OC e tendencial em 2050. Fonte: *Elaboração própria.*

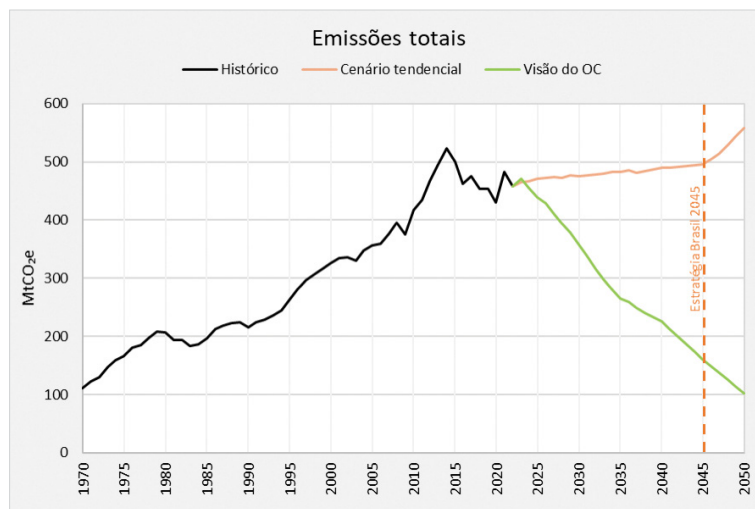


Figura 46 – Estimativas históricas (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, totais no Cenário tendencial e Visão do OC. Fonte: Elaboração própria.

27.1. Transporte de cargas

Para 2045, o cenário **visão do OC** tem emissões 48% menores que o **tendencial**.

No transporte rodoviário de cargas, o cenário **tendencial** difere do cenário **visão do OC** quanto à participação das diferentes tecnologias veiculares nas vendas de caminhões e veículos comerciais leves entre 2023 a 2050. Para os caminhões, neste cenário, foram utilizadas as estimativas do PDE 2032, que considera a relevante introdução de veículos movidos a gás fóssil e elétricos, mas em menor proporção do que no cenário **visão do OC**. Com base nos valores projetados pelo PDE até 2032, aplicou-se uma tendência de crescimento linear para extrapolar as participações dessas duas tecnologias até 2050, sendo a participação restante dos veículos a diesel. Em relação aos veículos comerciais leves, foi considerada a projeção da participação das tecnologias conforme o Plano Nacional de Energia 2050. A figura 47 ilustra o perfil tecnológico de vendas de caminhões e comerciais leves novos no cenário **tendencial**.

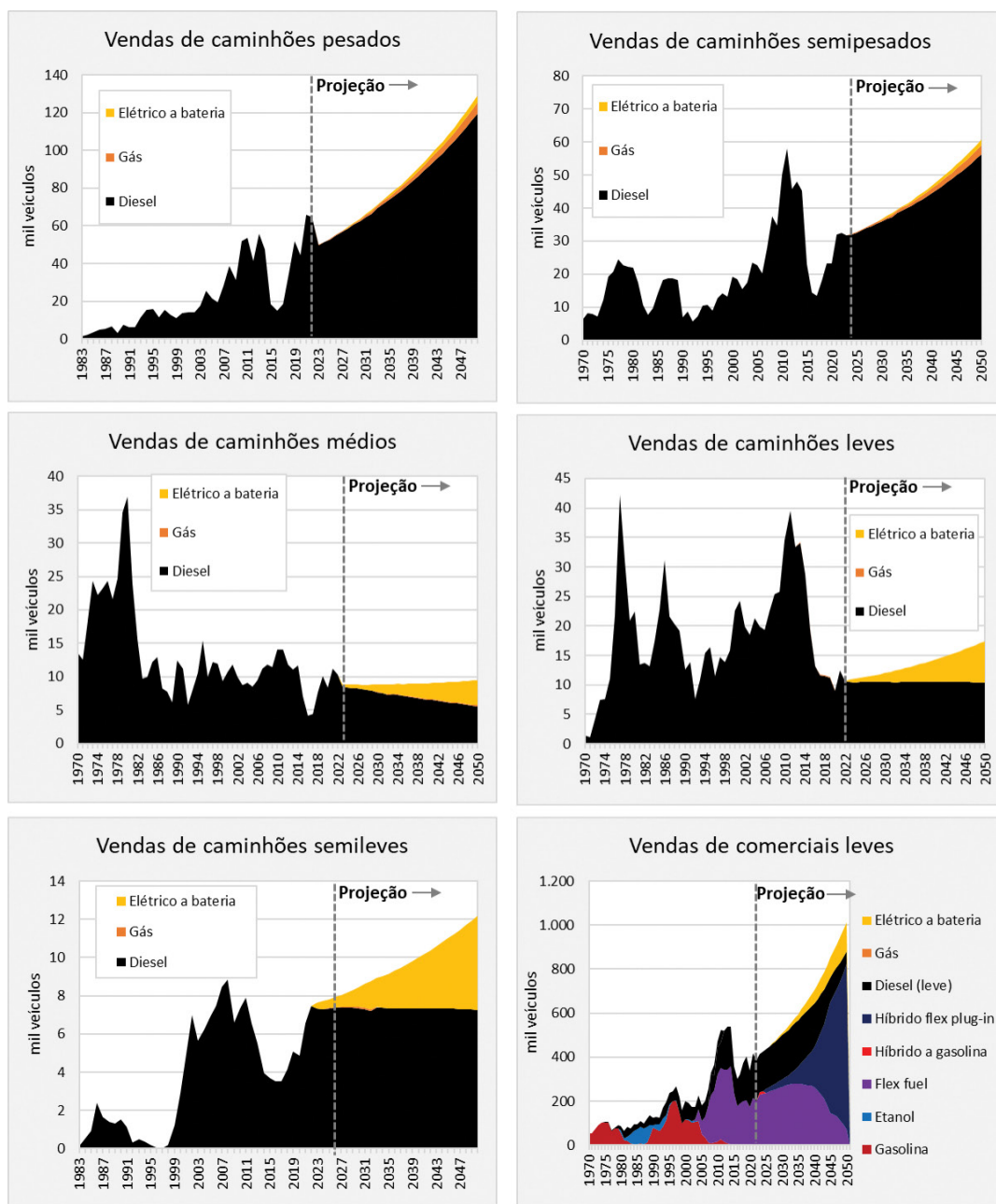


Figura 47 – Histórico (1970 a 2022) e projeção (2023 a 2050) das vendas anuais de novos caminhões e veículos comerciais leves segundo tecnologias de propulsão. Fonte: Elaboração própria.

Assim como no cenário **visão do OC**, observa-se que a introdução de caminhões elétricos de maior porte (caminhões pesados e semipesados) tende a ocorrer de maneira mais lenta do que a de caminhões de menor porte (caminhões semileves, leves e médios). Ainda que também se projete crescente participação de veículos movidos a gás nos próximos anos, a venda de veículos a diesel ainda deve predominar.

Assim como no cenário **visão do OC**, o cenário **tendencial** também pressupõe um crescimento na participação do biodiesel na mistura com o diesel, alcançando 20% em 2030, impulsionado por políticas de incentivo e medidas conforme a Lei 14.993/2024 (Combustível do Futuro). Em relação

ao diesel verde, foi adotado o cenário mais conservador do Cebri (Cenário Global), que projeta o uso de 3,9 bilhões de litros em 2040. Para além de 2040, aplicou-se uma extrapolação logarítmica linear, alcançando 7,9 bilhões de litros em 2050.

Para o transporte ferroviário, considerou-se o aumento da participação do biodiesel na mistura com o diesel, similar ao previsto para o transporte rodoviário. Diferentemente do cenário **visão do OC**, não foi considerada maior eletrificação neste modo de transporte. E para o transporte hidroviário, o cenário **tendencial** também assume a continuidade dos consumos de diesel e óleo combustível nas mesmas proporções.

Na figura 48, são apresentadas as trajetórias de emissão projetadas para o cenário **visão do OC**, que reduz as emissões em 67% comparado a 2022; e o cenário **tendencial**, que aumenta as emissões para mais de 140 MtCO₂e. Desse modo, o cenário **visão do OC** corresponde a uma redução de 73% em relação ao tendencial na atividade de transporte de cargas no ano 2050.

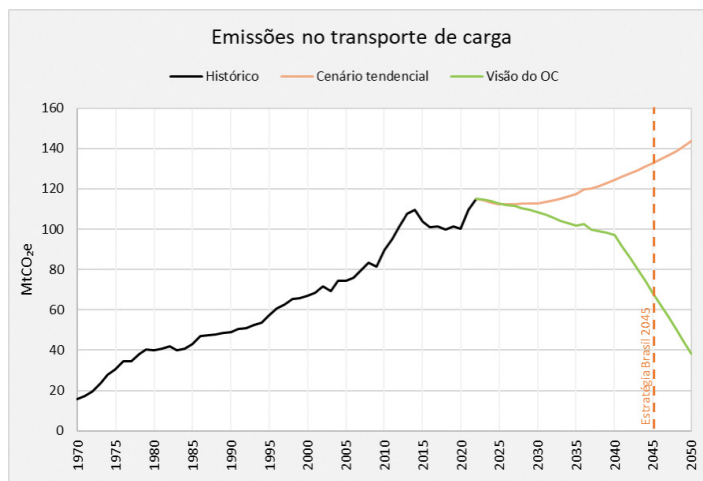


Figura 48 – Estimativas históricas (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, no transporte de cargas. Fonte: Elaboração própria.

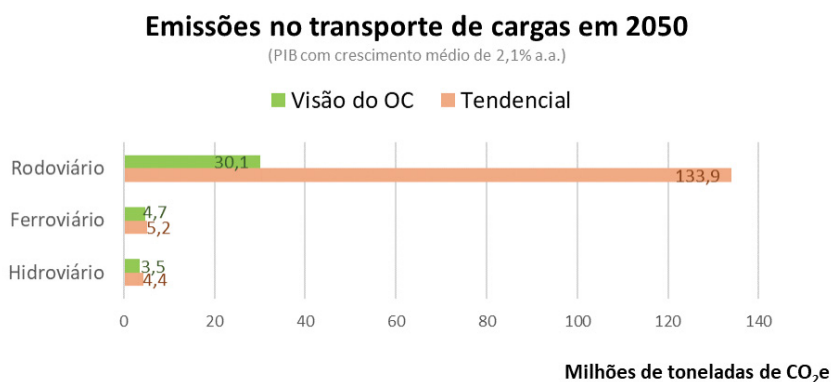


Figura 49 – Emissões do transporte de cargas por modo, para os cenários visão do OC e tendencial em 2050. Fonte: Elaboração própria.



27.2. Transporte de passageiros

Para 2045, o cenário **visão do OC** tem emissões 49% menores que o **tendencial**.

No cenário **tendencial**, o transporte rodoviário de passageiros difere do cenário **visão do OC** em relação à distribuição de veículos nos modos de transporte e na projeção da evolução tecnológica dos veículos. O volume total de vendas de automóveis, motocicletas, ônibus urbanos e micro-ônibus foi projetado de forma compatível ao cenário *Business As Usual do estudo Compact Cities Electrified: Brazil*, elaborado pelo ITDP em parceria com a Universidade da Califórnia - Davis. A figura 50 ilustra a produção do transporte urbano de passageiros, expressa em passageiros-quilômetro, no cenário tendencial.

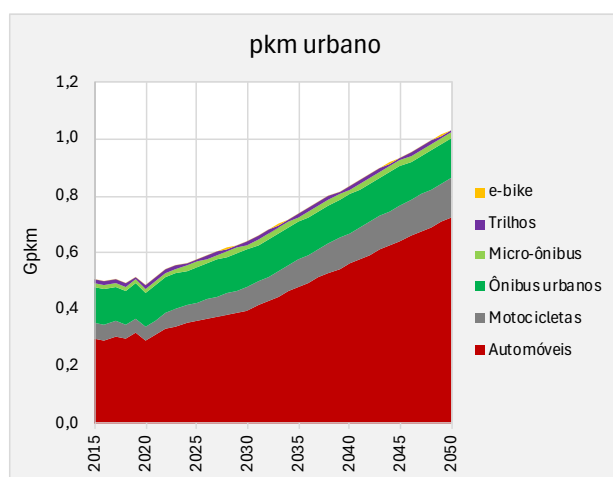


Figura 50 – **Evolução e projeção da produção de transporte urbano de passageiros no cenário tendencial, em bilhões de passageiros-quilômetro.** Fonte: Elaboração própria.

Observa-se o aumento expressivo nas vendas de automóveis e motocicletas, enquanto as vendas de ônibus e micro-ônibus permanecem relativamente estagnadas, contrastando com o cenário **visão do OC**.

A participação adotada para as tecnologias propulsoras de veículos foi a do PDE 2032²⁵⁹ para os ônibus e do PNE 2050 para os automóveis. No caso dos ônibus, o PDE 2032 considerou um aumento gradual da participação de veículos elétricos até 2032. Para o período de 2023 a 2050, essa projeção foi extrapolada a partir de uma função logarítmica. Já as vendas de automóveis foram distribuídas entre as seguintes tecnologias de motorização: gasolina, etanol, *flex fuel*, híbrido a gasolina, híbrido *flex fuel*, híbrido *plug-in flex*, diesel, gás e elétrico a bateria. No caso das motocicletas, por suposição própria, considerou-se que a participação dos veículos elétricos se expandirá para

²⁵⁹ EPE, 2023. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 - Demanda e Eficiência Energética. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Efici%C3%Aancia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final_20230313.pdf. Acesso em: 01 out. 2024.

um quarto das vendas de veículos novos em 2050, sendo o restante motocicletas *flex*. Os gráficos a seguir (figura 51) mostram a evolução e projeção, neste **cenário tendencial**, das vendas de automóveis, motocicletas e ônibus.

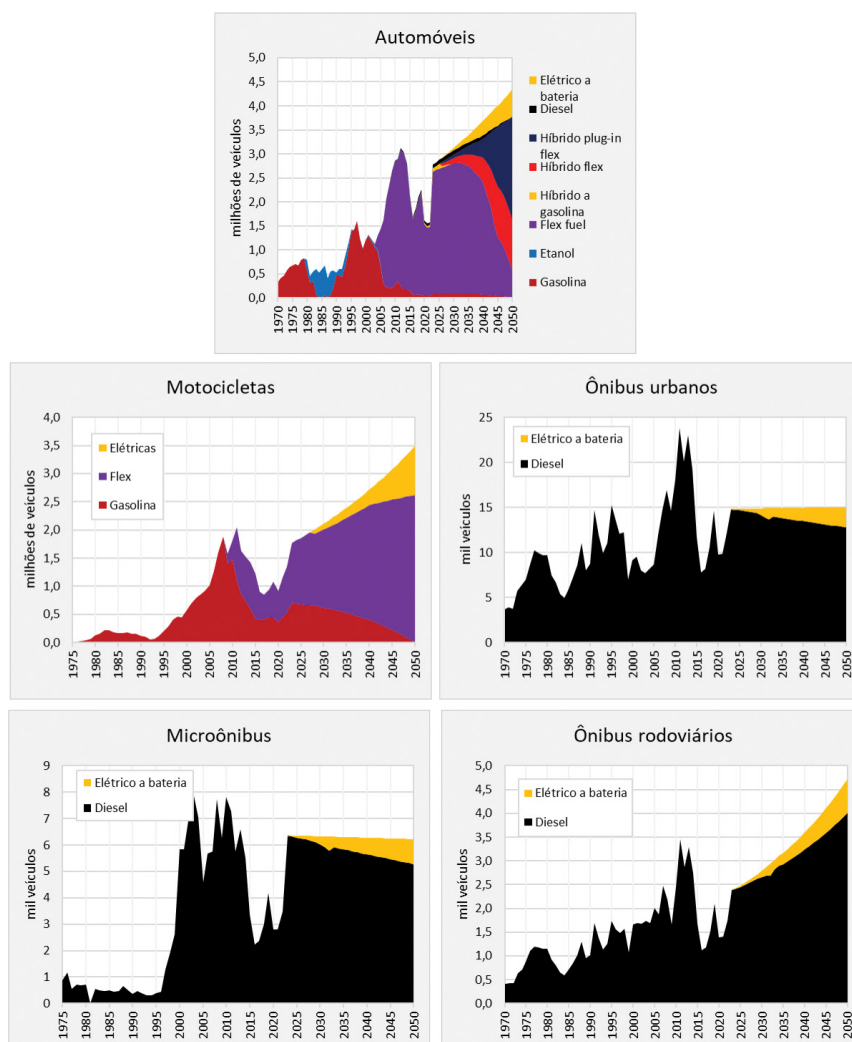


Figura 51 – **Evolução histórica (1970 a 2022) e projeção (2023 -2050) das vendas de veículos novos para o transporte rodoviário de passageiros.** Fonte: Elaboração própria.

Quanto ao uso do etanol nos automóveis e motocicletas, as mesmas premissas de produção do combustível foram adotadas com relação ao cenário **visão do OC**, que indicou um crescente aumento na oferta do combustível, implicando no maior consumo do etanol nos veículos *flex*. Entretanto, enquanto no cenário anterior os veículos *flex* passam a rodar integralmente com etanol já em 2035, no cenário **tendencial** isso só ocorre depois de 2045, dado que a quilometragem total percorrida por automóveis e motocicletas é maior devido à menor oferta de transporte coletivo.

Para o transporte aéreo, o cenário **tendencial**, assim como o cenário **visão do OC**, considera o crescimento no uso de SAF seguindo os parâmetros estabelecidos pela Lei 14.993/2024 (Combustível do Futuro).



Com base nessas premissas e utilizando a mesma metodologia da construção do cenário da **visão do OC**, foram projetadas a demanda energética e as emissões. Na figura 52, são apresentadas as emissões projetadas nos dois cenários: enquanto na **visão do OC** as emissões do transporte de passageiros caem de mais de 100 MtCO₂e em 2022 para apenas 16 MtCO₂e, no cenário tendencial as emissões são reduzidas para 36 MtCO₂e.

Dessa forma, o cenário **tendencial** também indica uma redução de emissões, realizando-se as projeções de oferta de etanol e o crescimento, ainda que mais lento do que no cenário anterior, dos veículos elétricos. Vale ressaltar, no entanto, que o nível de emissões previsto para 2050 no cenário **tendencial** é quase o dobro do que o projetado no cenário **visão do OC**, que também se distingue pela premissa de uma intensa implementação de incentivos ao transporte ativo e público.

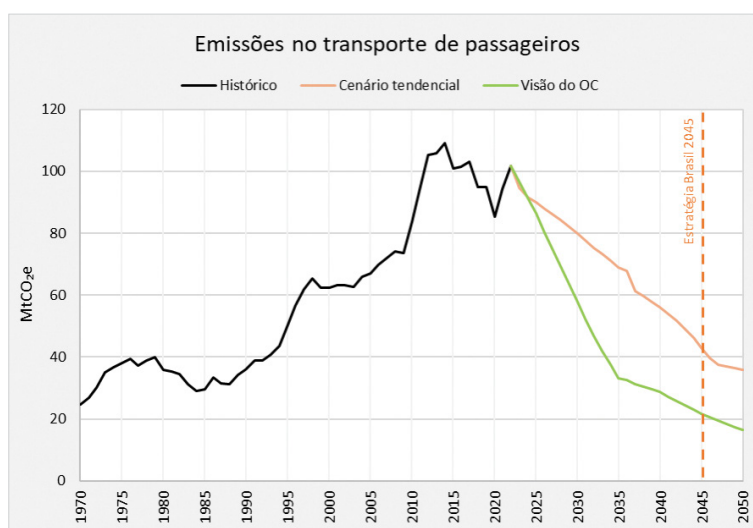


Figura 52 – **Estimativas históricas (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, no transporte de passageiros.** Fonte: Elaboração própria.

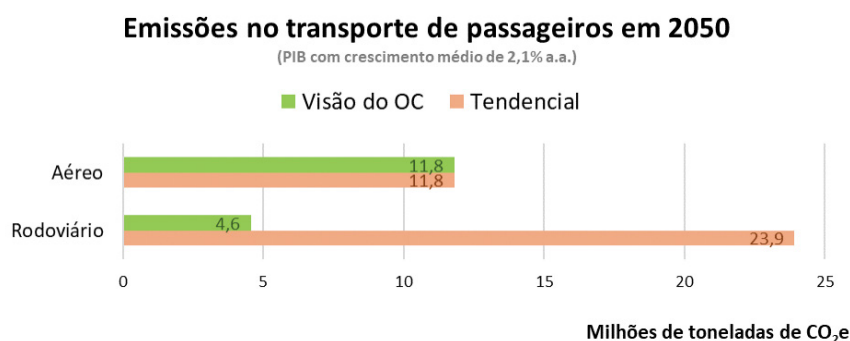


Figura 53 – **Emissões do transporte de passageiros por modo, para os cenários visão do OC e tendencial em 2050.** Fonte: Elaboração própria.

27.3. Cimento, química, outras matérias primas e indústrias

Para 2045, o cenário **visão do OC** tem emissões 80% menores que o **tendencial**.

Para a atividade geral “Cimento, química, outras matérias primas e indústrias”, as emissões previstas são, conforme descrito anteriormente, derivadas das demandas energéticas projetadas para atender aos seguintes segmentos industriais: cimento, química, alimentos e bebidas, papel e celulose, cerâmica, mineração e pelotização, têxtil, e outras indústrias. Os métodos de projeção de demanda não variam no **cenário tendencial** em relação ao adotado na **visão do OC**, de modo que os resultados, em termos de demanda por energia, são idênticos.

A diferença entre os cenários se dá, então, na composição de fontes empregadas para suprir a demanda total por energia. Enquanto a **visão do OC** preconiza a maior participação de eletricidade e biomassa, além de ganhos de eficiência energética, o cenário **tendencial** não considera ganhos de eficiência e prevê um aumento da importância do gás fóssil na indústria, de acordo com políticas sendo implementadas, como o Gás para Empregar, e manifestações de interesse do setor. Além disso, outros combustíveis fósseis (carvão mineral, petróleo e derivados) têm maior participação na matriz energética industrial neste cenário.

Assim, as emissões neste cenário atingirão o patamar de 78,6 MtCO₂e em 2050, valor 8,5 vezes superior ao projetado para o cenário **visão do OC**, que estima 9,3 MtCO₂e para esse mesmo ano, como mostram a seguir as figuras 54 e 55.

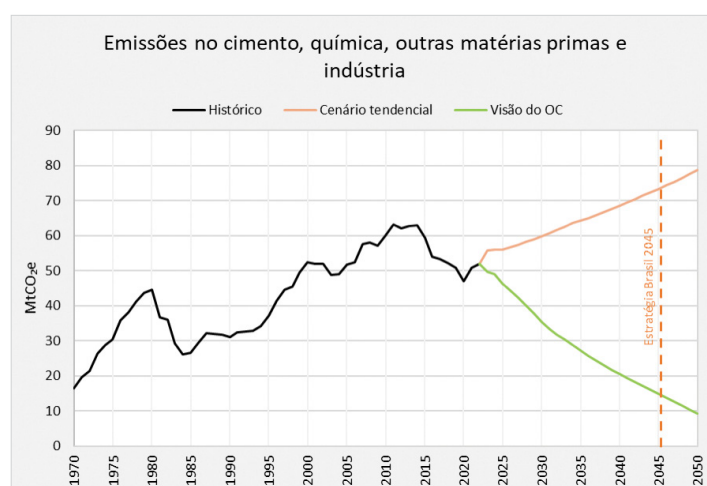


Figura 54 – Estimativas históricas (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, no cimento, química, outras matérias-primas e indústria. Fonte: Elaboração própria.

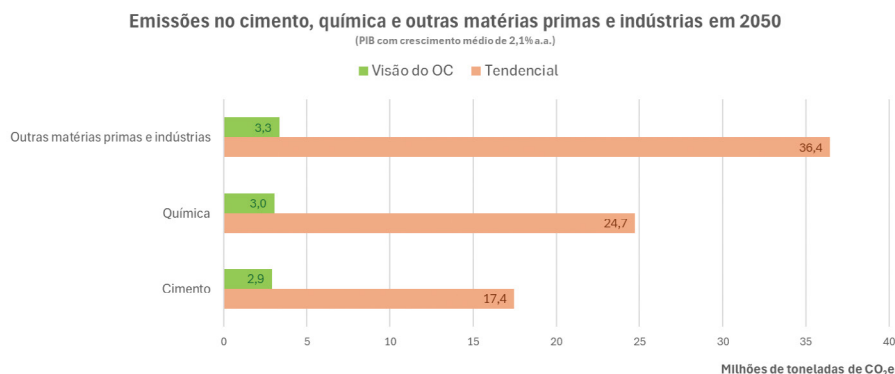


Figura 55 – Emissões de cimento, química e outras matérias primas e indústrias para os cenários **visão do OC** e **tendencial** em 2050. Fonte: Elaboração própria.

27.4. Ferro-gusa e aço e outras metalúrgicas

Para 2045, o cenário **visão do OC** tem emissões 90% menores que o **tendencial**.

Para o cenário **tendencial**, considerou-se uma demanda energética para a atividade de “Ferro-gusa e aço e outras metalúrgicas” igual àquela projetada para a **visão do OC**, conforme detalhado anteriormente.

No entanto, as matrizes energéticas utilizadas para suprir essas demandas em cada cenário são diferentes. No **tendencial**, assumiu-se que nenhuma transição de tecnologia será empregada e que a indústria metalúrgica permanecerá utilizando as mesmas rotas tecnológicas de produção, com as mesmas participações de fontes energéticas observadas em 2022.

Assim, as emissões desse setor no cenário **tendencial** alcançaram quase 90 MtCO₂ em 2050, valor quase 15 vezes maior do que projetado no cenário **visão do OC**.

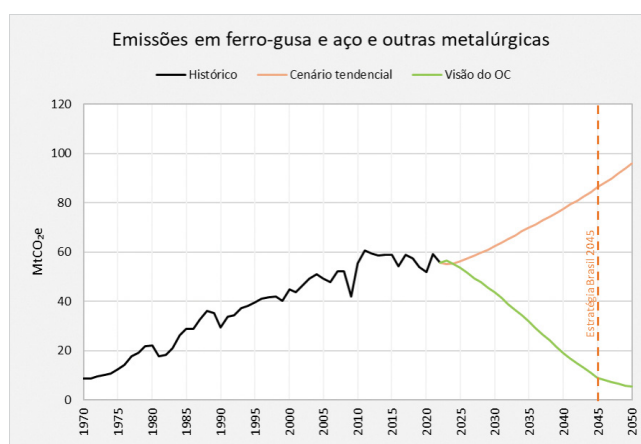


Figura 56 – Estimativas históricas (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, de Ferro-gusa e aço e outras metalúrgicas. Fonte: Elaboração própria.

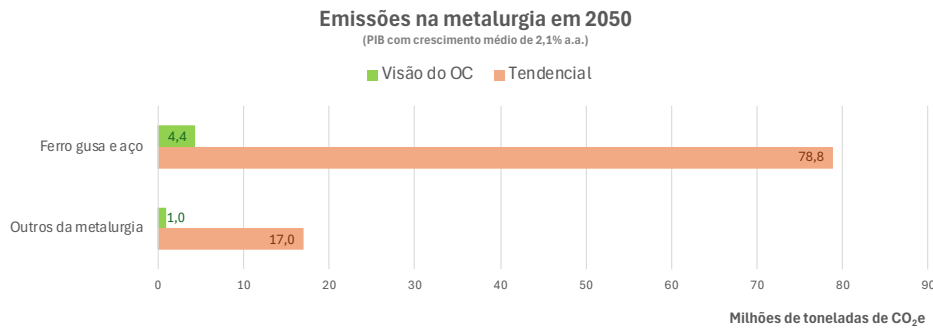


Figura 57 – **Emissões na metalurgia para os cenários visão do OC e tendencial em 2050.** Fonte: Elaboração própria.

27.5. Geração de eletricidade

Para 2045, o cenário **visão do OC** tem emissões 90% menores que o **tendencial**.

Como detalhado no cenário anterior, a demanda total de energia elétrica é estimada somando as demandas em todas as atividades da economia, de indústrias a residências. Sendo a eletrificação vislumbrada como uma importante solução para a transição energética, o cenário **visão do OC** considera um setor de energia menos intensivo em emissões demandando uma oferta maior de eletricidade.

Já no cenário **tendencial**, a necessidade de geração de eletricidade é menor, apesar de também crescer conforme a evolução da economia. Porém, o uso de combustíveis fósseis que poderiam ser substituídos por energia elétrica, como gasolina, GLP e tantos outros, se mantém por mais tempo e em maior quantidade. A figura 58 mostra a diferença nas curvas de oferta de eletricidade para suprir as demandas do cenário **visão do OC** e do **tendencial** — para a mesma projeção de crescimento do PIB de 2,1% ao ano.

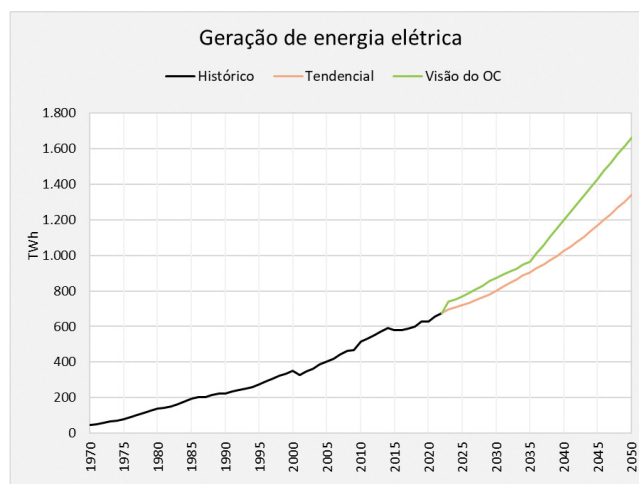


Figura 58 – **Estimativas históricas (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) da geração de eletricidade nos cenários tendencial e visão do OC.** Fonte: Elaboração própria.



É importante se atentar que uma maior necessidade de geração elétrica não necessariamente significa maiores emissões de carbono. Mais ou menos emissões dependerão, na verdade, das fontes energéticas utilizadas para produção de eletricidade. Como será explicado nos próximos parágrafos, o cenário **tendencial** está atrelado a um setor elétrico que emite mais GEE, apesar de, em 2050, ter uma demanda de eletricidade quase 20% menor do que aquela resultante da **visão do OC**.

Considerando inequívoca a tendência brasileira — e mundial — de aumentar a geração de eletricidade por meio de usinas eólicas e solares fotovoltaicas, tanto em arranjos centralizados quanto distribuídos, avalia-se que, mesmo no cenário **tendencial**, com menor comprometimento público em direção à transição energética, haverá um relevante incremento na capacidade total do país em gerar eletricidade por meio dessas fontes.

Buscando traduzir essa tendência de aumento da geração eólica e solar, ainda que de forma menos acelerada do que a preconizada pela **visão do OC** para uma intensa descarbonização do setor elétrico do Brasil, foram aqui reunidas as previsões conservadoras publicadas pela EPE.

O PNE 2050, em seu cenário inferior, indica que o país chegará em 2050 com 109 GW instalados em usinas eólicas e 27 GW em fotovoltaicas centralizadas. Já o cenário médio do PDE 2034 indica, por sua vez, 58,8 GW de potência acumulada por sistemas fotovoltaicos distribuídos em 2034. Considerando, a partir daí, o crescimento desse valor de forma logarítmica, chegaria-se em 2050 com 112,8 GW de potência. Dessa forma, a capacidade instalada em tecnologia solar em 2050, somando geração centralizada e distribuída, seria de 139,8 GW.

Quando se trata de hidreletricidade, a lógica se inverte: o cenário **tendencial** prevê uma potência instalada de 135 GW em 2050, enquanto a **visão do OC** recomenda pouco menos de 120 GW. Isso ocorre porque espera-se menos cuidado e respeito a salvaguardas socioambientais neste cenário, que tende a permitir a instalação de centrais hidrelétricas, principalmente PCHs, que comprometem certas bacias hidrográficas — o que a **visão do OC** entende como reprovável.

A figura 59 ilustra as diferenças de capacidades de usinas hidrelétricas, eólicas e solares em 2050 entre os cenários **tendencial** e **visão do OC**.

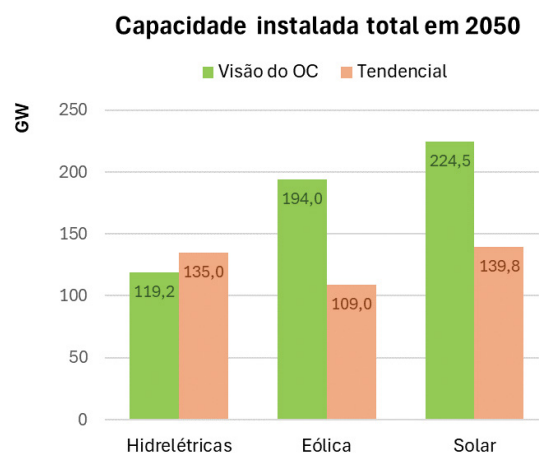


Figura 59 – Capacidade instalada em GW de usinas hidrelétricas, eólicas e solares em 2050 segundo visão do OC e cenário tendencial. Fonte: Elaboração própria.

Dessa maneira, usinas hidrelétricas, eólicas e solares devem somar, em 2050, 383,8 GW em potência instalada no cenário **tendencial**, valor cerca de 30% menor do que o defendido pela **visão do OC**. Isso, conseqüentemente, causa maior necessidade de acionamento de térmicas e maiores emissões de gases de efeito estufa.

Além dessa menor penetração de renováveis em sua matriz, o cenário **tendencial** considera que o setor elétrico, ao ceder a pressões políticas e de mercado, continuará acionando termelétricas movidas a carvão mineral até 2050, gerando quantidade de eletricidade similar a disponibilizada hoje por essa poluente e cara fonte energética. Também causa grande impacto nas emissões do cenário **tendencial** a integral contratação de 8 GW em usinas a gás fóssil com 70% de inflexibilidade,²⁶⁰ conforme determina a Lei 14.182/2021 (Privatização da Eletrobras). Na prática, isso faz com que essas *térmicas-jabutí*, que só deixarão completamente de operar em 2044, tenham prioridade de geração, ocupando um espaço que poderia ser dado às renováveis.

Em 2050, como resultado desse menor comprometimento com a transição energética, as emissões devem chegar a 98 MtCO₂e (figura 60), valor quase 2,5 vezes maior do que o total emitido por termelétricas em 2022. Esse montante também é 35 vezes maior do que se alcançaria em 2050 a partir da implementação da **visão do OC**.

²⁶⁰ Cabe ressaltar que o primeiro leilão das térmicas-jabutí contratou 752,9 MW, menos do que os 2 GW previstos, em 2022. Portanto, é possível que, mesmo com a atual legislação, o Brasil venha a ter 6,75 GW contratados, ao invés de 8 GW.

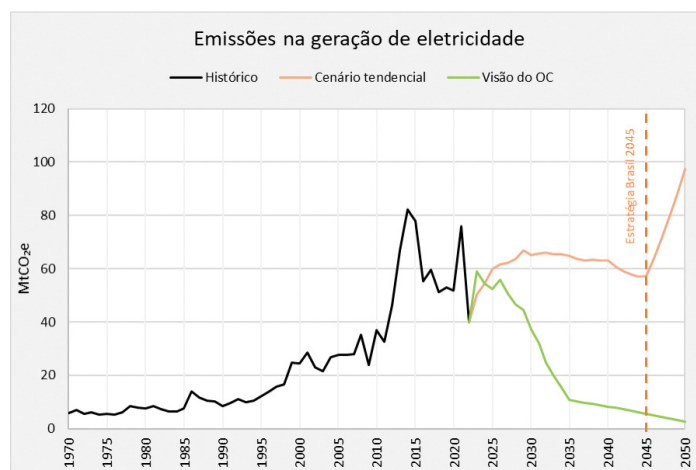


Figura 60 – Estimativas históricas (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, na geração de eletricidade. Fonte: Elaboração própria.

27.6. Edificações

Para 2045, o cenário **visão do OC** tem emissões 71% menores que o **tendencial**.

No cenário **tendencial** das edificações, considerou-se constante para o consumo energético residencial o patamar de eficiência energética, expressa em termos de consumo de energético sobre PIB, segundo a média dos últimos 10 anos. Considerou-se também a tendência de estabilização no uso de lenha, tanto em áreas rurais quanto urbanas.

Em relação ao uso de gás fóssil e GLP, foram aplicadas as tendências dos últimos 20 anos. No caso do GLP, o cenário indica aumento de 20% na demanda até 2050 em comparação a 2022, enquanto a demanda por gás fóssil deverá dobrar até 2050.

Já para os subsetores comercial e público, que representam a menor fatia da atividade de edificações — somaram, juntos, cerca de 10% em 2022 —, foi replicado o valor do último ano histórico de intensidade energética do subsetor, expresso em termos de demanda energética sobre o PIB.

A figura 61 apresenta as trajetórias de emissão projetadas para os dois cenários: o **visão do OC**, que estima uma redução das emissões para menos de 10 MtCO₂e anuais em 2050; e o **tendencial**, que projeta emissões superiores a 35 MtCO₂e. Os resultados indicam, dessa forma, que o cenário **visão do OC** possibilita uma redução de 82% nas emissões em comparação ao cenário **tendencial** nas atividades relacionadas a edificações.

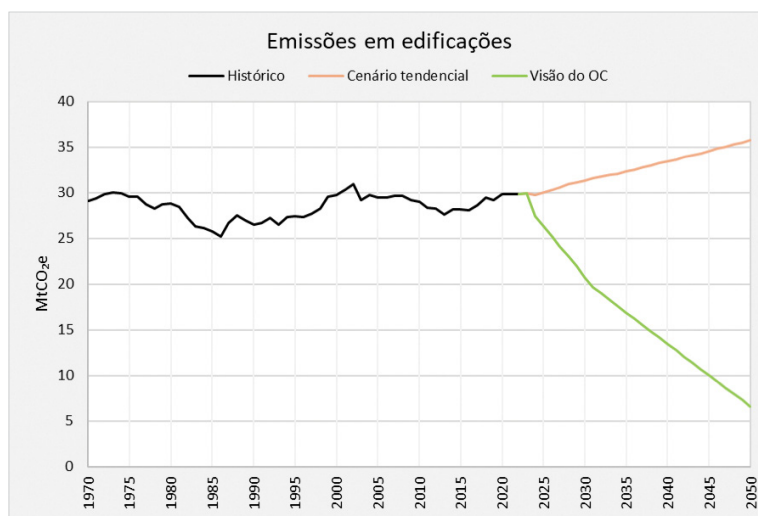


Figura 61 – Estimativas históricas (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, em edifícios. Fonte: Elaboração própria.

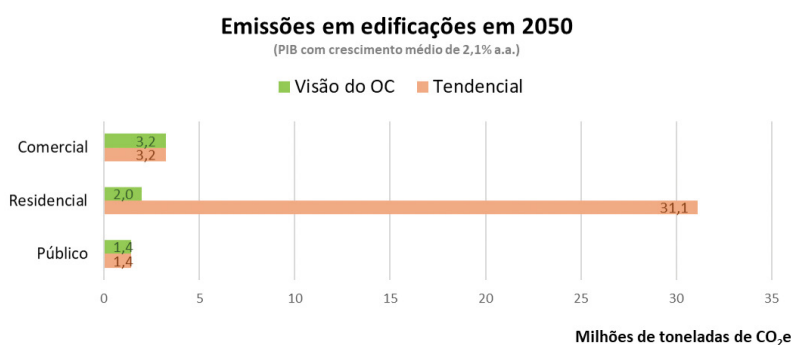


Figura 62 – Emissões por edifícios, para os cenários visão do OC e tendencial em 2050. Fonte: Elaboração própria.

27.7. Agropecuária

Para 2045, o cenário **visão do OC** tem emissões 61% menores que o **tendencial**.

Na agropecuária, os cenários **tendencial** e **visão OC** se diferem nas participações projetadas das fontes de energia utilizadas, com exceção do biodiesel — para o qual são consideradas as diretrizes da Lei 14.993/2024 (Combustível do Futuro), que aponta para uma mistura de 20% no diesel. Em relação aos outros consumos energéticos, manteve-se a mesma proporção do último ano histórico (2022). Assim, projeta-se que o diesel de petróleo mantenha uma participação superior a 55%, mesmo com o aumento do biodiesel na mistura.

A intensidade energética da atividade agropecuária, representada pela relação entre a demanda energética e o PIB, foi mantida constante com base na média dos últimos 10 anos. Desde a década



de 1990, não ocorreram flutuações significativas, de modo que alterações disruptivas não foram consideradas. Assim, para projetar a demanda energética, o valor médio da intensidade energética do último ano foi combinada com a tendência de crescimento do PIB.

Como resultado para o cenário **tendencial**, as emissões de GEE decorrentes do consumo energético na agropecuária devem superar 30 MtCO₂e em 2050. Em comparação, o cenário **visão do OC** projeta que as emissões seriam inferiores a 10 MtCO₂e.

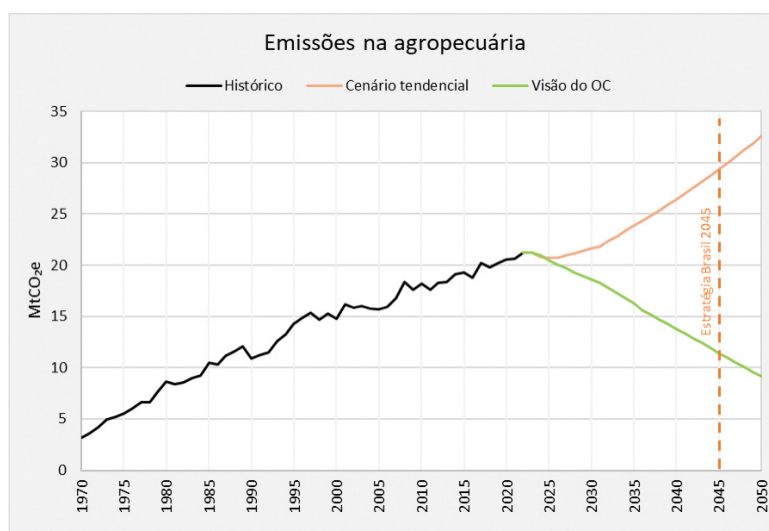


Figura 63 – Estimativas históricas (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, do consumo energético na agropecuária. Fonte: Elaboração própria.

27.8. Produção de combustíveis

Para 2045, o cenário **visão do OC** tem emissões 51% menores que o **tendencial**.

No cenário **tendencial**, assim como no cenário detalhado anteriormente, a produção de combustíveis foi inicialmente projetada de modo a atender ao consumo interno. No entanto, também foram incorporadas as premissas relacionadas à produção de petróleo descritas no Plano Estratégico da Petrobras.²⁶¹ A produção de gás úmido considerada foi aquela associada à produção de petróleo, mantendo-se a proporção de 32% de unidade energética de gás úmido produzido por unidade energética de petróleo produzido, conforme observado no último BEN 2024.²⁶²

²⁶¹ PETROBRAS, 2023. **Plano Estratégico: novos movimentos, pés no presente e olhos no futuro**. Disponível em: <https://petrobras.com.br/quem-somos/estrategia>. Acesso em: 08 out. 2024.

²⁶² EPE, 2024. **Balanço Energético Nacional (BEN): Relatório Síntese 2024 – Ano Base 2023**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 08 out. 2024.

Para determinar a produção de gás seco, foi considerada sua capacidade de escoamento com a implementação da Rota 2028 — alcançando, em 2028, a capacidade estimada de escoamento de 36,7 milhões de toneladas-equivalentes de petróleo.

Na figura 64, são apresentadas as produções e outros fluxos associados ao petróleo e ao gás fóssil (úmido e seco). A produção de petróleo é considerada para este cenário uma premissa, enquanto a exportação é estimada como a diferença entre a produção e o consumo interno do país.

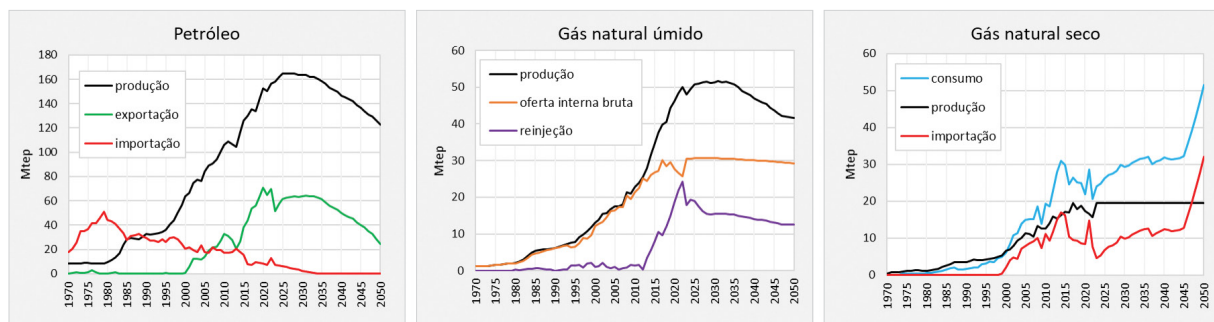


Figura 64 – Produção (e outros fluxos) de petróleo, gás natural úmido e seco no cenário tendencial.
Fonte: Elaboração própria.

Em relação ao etanol, as mesmas premissas de produção do combustível do cenário abordado anteriormente foram adotadas no **tendencial**, em que a projeção da área plantada de cana-de-açúcar baseia-se no PDE 2032,²⁶³ crescendo até 2032, e ficando posteriormente congeladas até 2050.

Como resultado, observa-se uma menor redução nas emissões da produção de combustíveis, que foram estimadas em quase 40 MtCO₂e em 2050, um valor bastante próximo às emissões de 2022, como ilustrado na figura 65. Já na **visão do OC**, as emissões em 2050 caem para 14 MtCO₂e.

²⁶³ EPE, 2023. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 - Demanda e Eficiência Energética. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Efici%C3%Aancia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final_20230313.pdf. Acesso em: 01 out. 2024.

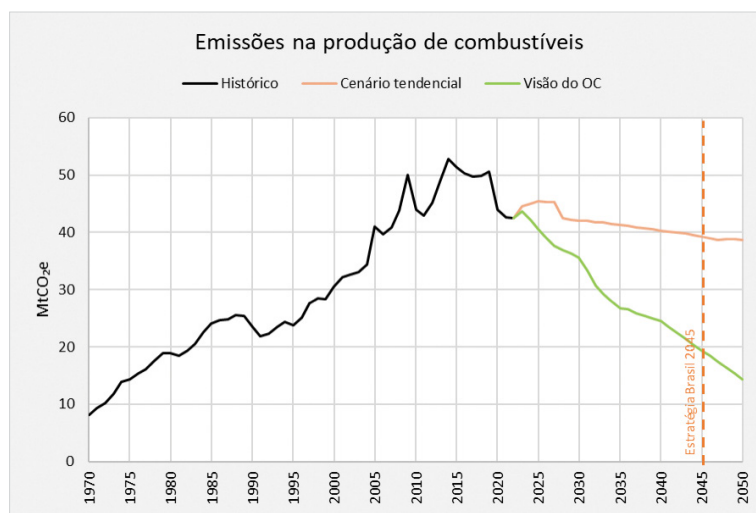


Figura 65 – Estimativas históricas (1970 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, na produção de combustíveis. Fonte: Elaboração própria.

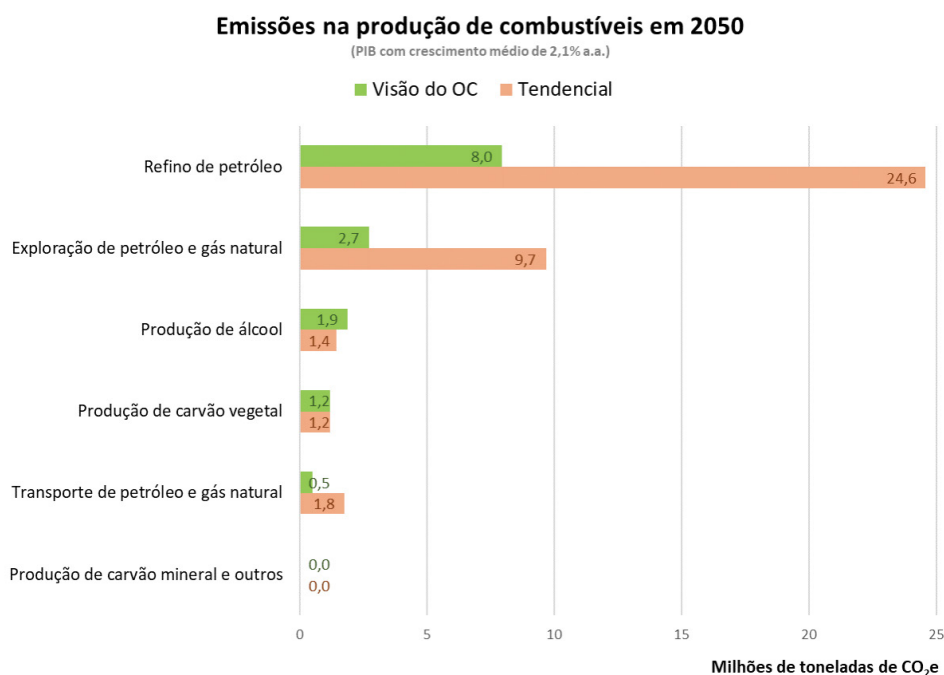


Figura 66 – Emissões pela produção de combustíveis, para os cenários visão do OC e tendencial em 2050. Fonte: Elaboração própria.

Brasil 2045

28

+
x

CENÁRIOS COM
VARIACÃO DA
DEMANDA
ENERGÉTICA EM
FUNÇÃO DO PIB

As emissões brasileiras de GEE do setor de energia entre hoje e 2050 serão definidas não somente pelas escolhas de oferta energética e tecnologias de aproveitamento energético, mas também pelos níveis de produção e consumo de bens e serviços. Como visto nas seções anteriores, a projeção desses níveis se baseou nas relações históricas observadas entre PIB e diferentes taxas de atividade relacionadas à demanda energética — por exemplo, a quantidade anual de cimento produzida em relação ao PIB do ano.

Nesta seção, a fim de observar como as emissões poderão variar a depender de diferentes trajetórias de demanda energética atrelada ao crescimento econômico, comparamos os cenários **tendencial** e **visão do OC**, com emissões projetadas a partir de uma taxa de crescimento de PIB de referência (2,1% ao ano em média até 2050), com quatro diferentes cenários derivados de outras duas trajetórias de crescimento econômico: uma com menor e outra com maior crescimento do PIB em relação à taxa de referência.

Com isso, um total de seis cenários foram obtidos:

- **visão do OC** com demanda energética crescendo conforme PIB de referência, PIB inferior e PIB superior;
- e **tendencial** com demanda evoluindo de acordo com o PIB de referência, PIB inferior e PIB superior.

Cabe destacar que, neste exercício, não se levou em conta a alteração na capacidade de financiar grandes projetos de transição energética em função da variação no PIB. Portanto, para os cenários com crescimento inferior e superior de PIB, foram mantidas as mesmas premissas de transformação da matriz energética dos cálculos elaborados com o crescimento do PIB de referência.

As três diferentes projeções de crescimento médio anual do PIB entre 2023 e 2050 foram:

- **crescimento inferior de 1,3% ao ano em média até 2050** — tendo em vista que a série histórica do PIB tem elevada aderência com o traçado de uma tendência linear, assume-se uma projeção linear de crescimento, a partir do histórico disponibilizado pelo portal do Banco Mundial,²⁶⁴ que representa uma economia em expansão de caráter conservador;
- **crescimento superior de 2,8% ao ano em média até 2050** — assume-se aqui a média das trajetórias superior e inferior de crescimento do PIB do PDE 2034,²⁶⁵ cuja metodologia tende

²⁶⁴ World Bank, 2024. *Open Data - Brazil*. Disponível em: https://data.worldbank.org/country/brazil?_gl=1%2A15qu3y0%2A_gcl_au%2AMTY5Nzk4NTk0Mi4xNzl3MjkyNDg4. Acesso em: 25 set. 2024.

²⁶⁵ EPE, 2024. *Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - premissas demográficas e econômicas*. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/PDE%202034_Caderno%20de%20Premissas%20Demogr%C3%A1ficas%20e%20Econ%C3%B4micas_2024-09-27.pdf. Acesso em: 08 out. 2024.



a adotar taxas de crescimento relativamente superestimadas a fim de determinar com folga a oferta de energia e de garantir o atendimento à demanda, de modo que a média dos PIBs inferior e superior adotados pelo PDE foi considerada como crescimento elevado ou otimista. Cabe ressaltar que, entre 2035 e 2050, a projeção média obtida para o crescimento entre 2023 e 2034 foi extrapolada por função exponencial;

- **crescimento de referência de 2,1% ao ano em média até 2050** — para a estimativa usada na construção dos cenários **visão do OC** e **tendencial**, cujos resultados foram apresentados nas seções anteriores, foi feita a média entre o crescimento inferior e o superior acima, o que resultou num cenário de expansão econômica consistentemente acima da média histórica.

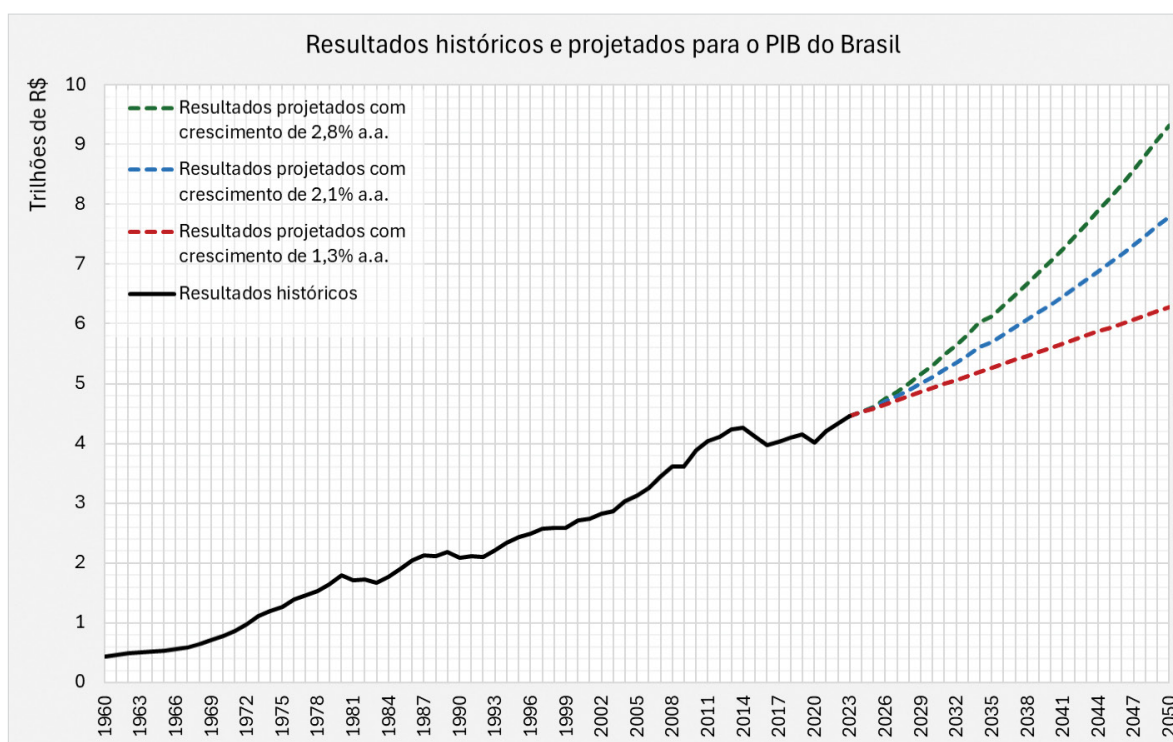


Figura 67 – Gráfico com três projeções de crescimento do PIB (números em valor constante do real, tendo o ano de 2010 como base). Fonte: Elaboração própria.

A Figura 68 apresenta a evolução histórica das emissões do setor de energia²⁶⁶ e as seis trajetórias de emissões, combinando-se os dois cenários de transformação, **visão do OC** e **tendencial**, e as três trajetórias de crescimento do PIB.

²⁶⁶ Neste exercício, consideramos também as emissões do consumo de combustíveis reductores na indústria, como visto anteriormente.

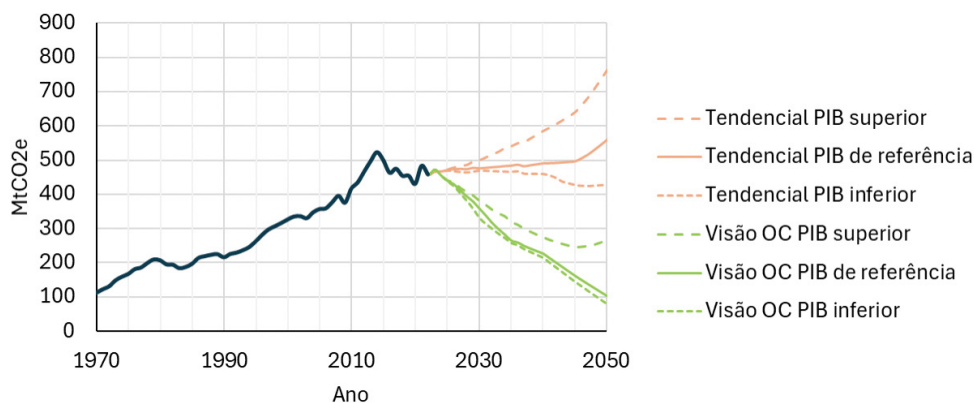


Figura 68 – Histórico e projeções de emissões: cenários tendencial e visão do OC variando-se a demanda energética a partir do crescimento do PIB. Fonte: Elaboração própria

Considerando o crescimento do PIB de referência, o cenário **tendencial** projeta um aumento de 22% nas emissões entre 2022 e 2050. Já considerando uma menor demanda energética (crescimento de PIB inferior), observa-se uma tímida redução de 6% nas emissões. Ou seja, um crescimento econômico conforme o ritmo histórico manteria as emissões relativamente estabilizadas até 2040, o que já se observa desde 2015. Na última década da análise, observa-se leve queda nas emissões, aquém dos compromissos mundiais frente ao Acordo de Paris. Já com uma maior demanda energética representada pelo crescimento de PIB superior, o aumento das emissões é de 67% entre 2022 e 2050.

O cenário **visão do OC**, considerando o crescimento do PIB de referência, projeta uma redução de 78% nas emissões entre 2022 e 2050. Já considerando uma menor demanda energética (crescimento de PIB inferior), a redução alcança 83%. Com uma maior demanda energética, a redução é de 42%, observando-se uma retomada do crescimento das emissões na metade da década de 2040.

As variações nas emissões considerando as diferentes trajetórias de PIB se explicam principalmente pela atividade de geração elétrica, como pode ser observado na Figura 68. No cenário **visão do OC**, observa-se que as variações de demanda energética implicam em mudanças relativamente restritas nas atividades de metalurgia, agropecuária, edificações, química, cimento e outras matérias primas e indústrias. Já no transporte de cargas, no transporte de passageiros e na produção de combustíveis, as variações são mais destacadas em decorrência da maior participação dessas atividades no total de emissões. No entanto, é na geração elétrica que a sensibilidade é maior, devido à crescente participação da eletricidade na matriz energética.

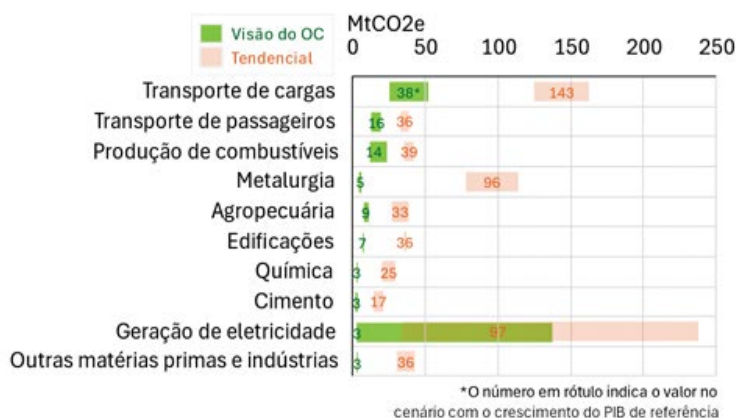


Figura 69 – **Variação das emissões anuais de cada atividade em 2050 em função do crescimento do PIB.** Fonte: Elaboração própria.

Cabe ressaltar que, no cenário **visão do OC**, o distanciamento entre os resultados que consideram a trajetória de referência do PIB e a trajetória superior se deve principalmente às definições de potência instalada para geração elétrica. Ao permanecerem limitadas nos valores do cenário-alvo de referência, será preciso acionar termelétricas fósseis para atender à maior demanda de energia elétrica.

Isso indica que, para manter um mesmo ritmo de descarbonização em caso de maior demanda energética, deve-se perseguir uma maior expansão das energias renováveis no setor elétrico. Cabe destacar que nem todos os potenciais de descarbonização foram completamente considerados no cenário **visão do OC** — como o biogás —, o que abre espaço para maximizar a descarbonização em caso de maior crescimento da demanda energética.

No cenário **tendencial**, o comportamento das variações em cada atividade é semelhante, porém com uma maior amplitude nas variações absolutas das emissões. A geração de eletricidade e o transporte de cargas continuam sendo as atividades com maior amplitude, mas a metalurgia também passa a se destacar.

A variação dos resultados nos cenários **tendencial** e **visão do OC** de acordo com as diferentes taxas de crescimento médio do PIB, conforme foi verificado na análise, demonstra que o desenvolvimento econômico é fator de grande influência no comportamento das emissões de GEE, o que pode ser atenuado ou mesmo eliminado dependendo das escolhas políticas que o acompanham.

O crescimento da economia brasileira, com correspondente aumento do PIB, não necessariamente deve se traduzir em maiores emissões. Trata-se de uma visão que precisa ficar no passado, uma vez que não internaliza a crise climática. O desenvolvimento econômico pode — e deve — se pautar pela descarbonização e pela justiça climática.

Brasil 2045

PARTE IV

CONCLUSÕES

× + #



Brasil 2045

29

+
x

PRINCIPAIS
MEDIDAS PARA
UMA TRANSIÇÃO
ENERGÉTICA
JUSTA

O Observatório do Clima apresenta nesta publicação o resultado de um ano de esforço coletivo conjunto das 23 organizações que integram o seu Grupo de Trabalho em Energia, apoiadas por parte da equipe do SEEG e do secretariado da nossa rede.

Foram trabalhados a contextualização geral do setor de energia e de cada fonte energética, além de temas de relevância para o futuro do Brasil, como a decisão de expandir ou não a produção de petróleo; as contradições em manter subsídios aos combustíveis fósseis em plena crise climática; a necessidade de integrar mobilidade urbana e planejamento das cidades com a luta pela transição energética justa; os impactos socioambientais da transição energética; bem como a necessidade de anular a expansão da geração nuclear, a incineração de resíduos sólidos urbanos e o uso de carvão mineral para geração de eletricidade.

Na sequência desse debate, foram realizadas oficinas que geraram premissas e diretrizes para a elaboração dos cenários **tendencial** e **visão do OC**, com uma leitura da rede sobre os caminhos do petróleo e gás, biocombustíveis, hidrogênio, transportes, indústria, fontes renováveis para geração elétrica, enfrentamento da pobreza e da injustiça energética, gestão de demanda e eficiência energética, energia nuclear e carvão, entre outros aspectos.

Assumiu-se que é possível construir um caminho que vai além do que apontam as tendências atuais, que são dissonantes da preocupação com a perspectiva de efetivamente enfrentar a crise climática. O setor de energia responde por apenas 17,8% das emissões brutas de gases de efeito estufa no país, segundo dados de 2022, mas tem de assumir a descarbonização como pressuposto para contribuir com um Brasil negativo em carbono até 2045. A transição energética é elemento estruturante da política climática porque traz mudanças com marcas definitivas. É diferente nesse aspecto do controle do desmatamento, que pode retroceder rapidamente com mudanças governamentais, como ocorreu no período 2019-2022.

Deve ser dito que, em todo o processo de construção da **visão do OC**, foram buscados avanços e compromissos adequados, tecnicamente factíveis e firmes em direção à transição energética justa. As propostas foram elaboradas com fundamento no mundo real. Se o governo brasileiro busca realmente influenciar pelo exemplo e se transformar em um líder climático mundial, uma potência ambiental, terá no conteúdo do estudo aqui apresentado subsídios importantes, detalhados e robustos tecnicamente.

Na comparação dos resultados encontrados nos cenários **visão do OC** e **tendencial**, podem ser destacados, considerando sempre o marco temporal de 2045:

- para transporte de cargas, a **visão do OC** apresenta 48% de redução de emissões comparativamente ao cenário tendencial;
- para transporte de passageiros, a **visão do OC** apresenta 49% de redução de emissões comparativamente ao cenário tendencial;



- para cimento, química, outras matérias-primas e indústria, a visão do OC apresenta 80% de redução de emissões comparativamente ao cenário tendencial;
- para ferro-gusa e aço, e outras metalúrgicas, a visão do OC apresenta 90% de redução de emissões comparativamente ao cenário tendencial;
- para geração de eletricidade, a visão do OC apresenta 90% de redução de emissões comparativamente ao cenário tendencial;
- para edificações, a visão do OC apresenta 71% de redução de emissões comparativamente ao cenário tendencial;
- para agropecuária, a visão do OC apresenta 61% de redução de emissões comparativamente ao cenário tendencial; e
- para produção de combustíveis, a visão do OC apresenta 51% de redução de emissões comparativamente ao cenário tendencial.

Entre as medidas essenciais para a transição energética justa no Brasil, destacam-se

- a construção de um modelo de desenvolvimento do setor elétrico que garanta maior inserção de renováveis e otimize sua operação, permita aos consumidores a opção de uso de fontes não despacháveis — como geração distribuída —, juntamente com novas tecnologias de armazenamento, além de garantir equidade e justiça no acesso à energia;
- a eliminação dos subsídios governamentais aos combustíveis fósseis, e direcionamento desses recursos para apoio à transição energética justa;
- o aumento do investimento em biocombustíveis, sendo assegurados o devido controle ambiental e todas as salvaguardas socioambientais necessárias nos empreendimentos;
- a reversão da proposta governamental de expansão da exploração de petróleo em novas fronteiras, notadamente a Foz do Amazonas e outras bacias da Margem Equatorial brasileira;
- a transformação da Petrobras numa empresa de energia, com foco no desenvolvimento de novos negócios, redução progressiva da produção de petróleo e investimento relevante em fontes de baixo carbono, mediante estratégias que assegurem a manutenção valor da empresa no mercado;
- o estabelecimento de metas de redução da pobreza energética e de ações governamentais efetivas tendo em vista o enfrentamento desse problema;

- a garantia de políticas efetivas que reduzam os impactos e promovam uma relação mais harmoniosa, com controle social, dos projetos de energia renovável, com adoção de ações que de fato se traduzam em melhoria da qualidade de vida nas comunidades que estão no entorno dos empreendimentos;
- a intensificação dos programas de eficiência energética e de gestão das demandas no setor;
- a priorização absoluta do transporte público coletivo sobre o transporte individual motorizado nas áreas urbanas, acompanhada de planejamento urbano que reduza as distâncias entre residência e trabalho e estimule, sempre que possível, a mobilidade ativa;
- o fomento à indústria de transporte público e com a eletrificação das frotas de ônibus, com apoio federal aos governos subnacionais para iniciativas nessa perspectiva;
- a garantia de que o necessário processo de reindustrialização do país seja pautado pela necessidade de redução das emissões de gases de efeito estufa;
- a garantia do desenvolvimento da indústria de hidrogênio com efetivo baixo teor de carbono, livre do gás fóssil;
- a eliminação do uso do carvão mineral para geração de eletricidade até 2027 e a redução progressiva de seu uso industrial;
- a vedação à exploração de petróleo e de gás de folhelho por fraturamento hidráulico (*fracking*) no Brasil;
- a vedação da construção de grandes hidrelétricas (usinas com 300 MW ou mais);
- o fechamento de Angra 1 em 2025, com o fim da licença operacional, assim como o fechamento de Angra 2 no mesmo ano, antes do encerramento de sua vida útil, mediante a rescisão de contrato de operação, bem como a decisão de não implementação de Angra 3; e
- a reformulação do Plano Nacional de Resíduos Sólidos (Planares), que deve ter foco maior em metas de não geração de resíduos, reúso e reciclagem, e renunciar à geração de energia via incineração.

Brasil 2045



ANEXO METODOLÓGICO

Anexo A - Histórico e projeções de emissões nos cenários tendencial e visão do OC variando a partir das projeções do crescimento do PIB: inferior, médio e superior.

Tabela 1 – Estimativas históricas (2005 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, totais no cenário visão do OC e PIB com crescimento médio de 2,1% a.a. Fonte: Elaboração própria.

Cenário visão do OC (MtCO ₂ e) PIB com crescimento médio de 2,1% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emissões de energia	358,6	414,0	502,9	435,6	462,9	442,6	360,4	266,7	226,8	161,4	102,1
Transporte de carga	74,7	89,9	104,4	101,0	116,1	112,8	108,5	101,7	97,3	68,6	38,3
Rodoviário	68,1	81,9	96,3	93,1	108,2	105,9	101,6	94,7	89,9	60,9	30,1
Diesel de petróleo	62,9	76,2	88,5	86,4	100,0	99,7	98,6	94,0	89,3	60,3	29,5
Biodiesel	-	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
Gasolina automotiva	5,1	5,5	7,7	6,4	7,8	5,7	2,5	0,1	-	-	-
Álcool anidro	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	-	-	-
Álcool hidratado	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2
Gás natural seco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroviário	3,6	4,5	4,2	3,7	3,6	3,6	3,6	3,4	3,4	3,4	3,5
Óleo combustível	2,6	3,2	3,2	2,7	2,4	2,5	2,4	2,3	2,3	2,3	2,4
Diesel de petróleo	1,0	1,3	1,1	1,0	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Ferrovário	2,8	3,2	3,1	3,3	3,3	3,3	3,3	3,7	4,0	4,3	4,7
Diesel de petróleo	2,8	3,2	3,1	3,2	3,3	3,2	3,3	3,6	3,9	4,2	4,6
Biodiesel	-	-	-	-	-	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Transporte de passageiros	67,0	83,6	100,9	85,4	101,8	86,3	57,7	33,2	28,6	21,8	16,4
Rodoviário	59,2	73,8	89,9	79,6	92,3	75,6	46,6	21,8	17,1	10,1	4,6
Gasolina automotiva	35,9	47,1	61,9	53,8	64,5	48,2	21,8	2,6	1,3	0,5	0,2
Diesel de petróleo	18,0	21,0	22,6	20,2	21,3	21,8	20,7	17,1	14,0	8,1	3,3
Gás natural seco	4,4	4,5	4,0	4,2	5,1	3,9	2,0	-	-	-	-
Álcool anidro	0,6	0,5	0,7	0,6	0,7	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0	-
Álcool hidratado	0,3	0,7	0,7	0,8	0,7	1,2	1,8	2,1	1,7	1,4	1,1
Biodiesel	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Aéreo	7,8	9,8	11,0	5,8	9,5	10,7	11,1	11,4	11,5	11,7	11,8
Gasolina de aviação	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Querosene de aviação	7,7	9,6	10,9	5,7	9,4	10,5	11,0	11,2	11,4	11,5	11,6
Metalurgia	49,3	50,1	58,7	51,7	55,4	53,9	43,7	31,8	19,0	9,0	5,4
Produção de ferro gusa e aço	41,9	44,7	47,3	42,3	45,9	45,4	36,7	26,3	15,0	6,5	4,4
Consumo final energético	5,3	5,5	5,5	5,1	5,9	6,9	5,3	4,4	3,0	1,0	-
Gás de coqueria	1,9	2,3	2,1	2,0	2,2	1,9	1,9	1,8	1,1	-	-
Gás natural seco	2,6	2,1	2,9	2,7	3,2	4,9	3,4	2,7	1,9	1,0	-
Outros	0,8	1,1	0,5	0,4	0,5	-	-	-	-	-	-
Processos industriais	36,6	39,2	41,8	37,2	40,0	38,5	31,4	21,9	12,0	5,5	4,4
Coque de carvão mineral, carvão vapor 6000, coque de petróleo e carvão vapor 5900	35,2	38,3	41,0	36,4	39,3	37,0	25,0	14,9	5,1	-	-
Carvão vegetal	1,3	0,9	0,8	0,8	0,8	1,4	1,8	2,6	3,4	3,8	4,4
Gás natural seco - PIUP	-	-	-	-	-	-	4,6	4,4	3,5	1,7	-
Hidrogênio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros da metalurgia	5,1	5,4	5,5	3,5	4,0	3,5	2,8	2,1	1,4	0,7	-
Consumo final energético	5,1	5,4	5,5	3,5	4,0	3,5	2,8	2,1	1,4	0,7	-
Óleo combustível	3,9	3,7	4,0	2,8	2,9	2,4	2,0	1,5	1,0	0,5	-
Gás natural seco	1,2	1,7	1,4	0,7	1,2	1,0	0,8	0,6	0,4	0,2	-
Biometano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras biomassas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biodiesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lenha	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consumo de combustíveis redutores	2,3	-	5,9	5,9	5,5	5	4,2	3,4	2,6	1,8	1
Coque de petróleo	0,7	-	1,6	1,4	0,9	0,8	0,6	0,5	0,3	0,2	-
Coque de carvão mineral	1	-	1,4	1,6	1,7	1,5	1,2	0,9	0,6	0,3	-
Carvão vapor 6000	0,4	-	2,8	2,8	2,7	2,4	1,9	1,5	1	0,5	-
Carvão vegetal	0,2	-	0,1	0,1	0,3	0,3	0,4	0,5	0,7	0,8	1



Cenário visão do OC (MtCO ₂ e) PIB com crescimento médio de 2,1% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Cimento	9,2	14,7	14,7	13,6	13,4	12,3	10,8	8,8	6,8	4,8	2,9
Consumo final energético	9,2	14,7	14,7	13,6	13,4	12,3	10,8	8,8	6,8	4,8	2,9
Coque de petróleo	7,7	12,9	12,6	11,6	10,0	10,4	10,7	8,7	6,6	4,6	2,7
Carvão vegetal	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 4500	-	-	-	-	0,3	0,2	-	-	-	-	-
Outras não renováveis	0,9	1,2	1,2	1,1	2,6	1,6	-	-	-	-	-
Outras biomassas	-	-	-	-	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Lenha	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 6000	-	0,1	0,3	0,2	0,2	0,1	-	-	-	-	-
Outros	0,6	0,5	0,6	0,5	0,3	-	-	-	-	-	-
Química	15,2	14,5	13,8	11,1	12,1	11,0	8,2	6,7	5,0	4,1	3,0
Consumo final energético	15,2	14,5	13,8	11,1	12,1	11,0	8,2	6,7	5,0	4,1	3,0
Biometano	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
Outras biomassas	-	-	-	-	-	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Gás natural seco	5,1	5,5	5,3	4,3	4,7	4,7	4,2	3,4	2,4	1,3	-
Outros energéticos de petróleo	6,2	6,4	5,4	4,0	4,5	4,5	4,0	3,3	2,5	2,7	2,9
Gás de refinaria	0,2	0,2	0,3	0,8	0,6	0,4	-	-	-	-	-
GLP	0,1	0,2	0,6	0,5	0,5	0,3	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5200	0,2	-	0,7	0,3	0,6	0,4	-	-	-	-	-
Outras não renováveis	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,3	-	-	-	-	-
Coque de petróleo	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	-	-	-	-	-
Óleo combustível	2,0	0,8	0,7	0,2	0,2	0,1	-	-	-	-	-
Outros	0,5	0,6	0,1	0,2	0,1	-	-	-	-	-	-
Outras matérias primas e indústrias	27,2	30,8	30,8	22,2	26,5	23,1	16,3	11,7	8,7	6,0	3,3
Consumo final energético	27,2	30,8	30,8	22,2	26,5	23,1	16,3	11,7	8,7	6,0	3,3
Bagaço de cana	1,0	1,4	1,2	1,4	1,3	1,3	1,6	1,8	1,8	1,8	1,8
Biodiesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 3100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 3300	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 3700	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4200	0,1	-	-	-	0,1	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4500	-	0,2	0,7	-	0,2	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4700	0,5	0,7	1,2	0,8	0,6	0,4	0,2	0,1	0,1	-	-
Carvão vapor 5200	0,3	0,7	0,4	-	0,2	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5900	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 6000	2,3	0,9	0,9	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	-
Carvão vapor sem especificação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coque de petróleo	3,3	5,2	5,3	3,2	3,0	2,7	2,0	1,5	1,0	0,6	0,1
Diesel de petróleo	1,4	1,9	2,9	2,7	3,3	2,7	1,4	0,9	0,6	0,3	0,1
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural seco	8,1	11,8	12,6	9,2	12,5	11,9	8,6	5,3	3,4	1,9	0,3
Gás natural úmido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GLP	1,2	1,3	1,9	1,9	2,0	1,6	0,9	0,6	0,4	0,2	-
Lenha	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
Óleo combustível	8,0	5,5	2,5	1,6	1,9	1,3	0,5	0,2	0,2	0,1	-
Outras biomassas	-	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-	0,1	0,1	0,1
Querosene iluminante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vegetal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás de refinaria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros energéticos de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coque de carvão mineral	0,4	0,3	0,3	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-
Lixívia	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
Produção de combustíveis	41,1	44,0	51,3	44,0	42,5	40,6	35,5	26,7	24,5	19,4	14,4
Exploração de petróleo e gás natural	14,5	16,6	17,3	12,6	12,3	11,3	10,4	5,6	5,1	3,9	2,7
Emissões pela queima de combustíveis	4,6	6,9	10,1	5,0	5,6	5,1	4,7	2,6	2,3	1,8	1,2

Cenário visão do OC (MtCO ₂ e) PIB com crescimento médio de 2,1% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Diesel de petróleo	0,5	2,8	4,1	1,5	1,8	1,6	1,5	0,8	0,7	0,6	0,4
Gás natural seco	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural úmido	3,5	4,0	5,9	3,3	3,8	3,5	3,2	1,7	1,6	1,2	0,8
Óleo combustível	-	0,2	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	9,9	9,6	7,1	7,6	6,7	6,2	5,7	3,1	2,8	2,1	1,5
Refino de petróleo	22,7	22,8	28,3	25,2	24,6	24,8	21,0	17,4	15,7	11,8	8,0
Emissões pela queima de combustíveis	15,9	15,3	17,0	13,8	12,3	12,2	10,3	8,4	7,5	5,6	3,6
Coque de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás de refinaria	8,6	8,6	9,6	7,8	7,5	7,5	6,3	5,3	4,8	3,6	2,5
Gás natural seco	3,5	4,8	6,7	5,7	4,4	4,8	3,9	3,1	2,8	1,9	1,1
Gás natural úmido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GLP	0,1	-	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-
Nafta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Óleo combustível	3,7	1,9	0,7	0,3	0,3	-	-	-	-	-	-
Outros energéticos de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querosene iluminante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	6,8	7,5	11,3	11,4	12,3	12,6	10,7	9,0	8,1	6,3	4,4
Transporte de petróleo e gás natural	0,2	0,2	2,2	2,9	2,2	2,0	1,9	1,0	0,9	0,7	0,5
Emissões pela queima de combustíveis	-	-	1,8	2,6	2,0	1,9	1,7	0,9	0,8	0,6	0,5
Gás natural seco	-	-	1,8	2,6	2,0	1,9	1,7	0,9	0,8	0,6	0,5
Óleo combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	0,2	0,2	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Produção de carvão mineral e outros	2,0	2,7	1,8	1,6	1,7	0,5	-	-	-	-	-
Emissões pela queima de combustíveis	0,6	1,5	0,4	0,3	0,3	0,1	-	-	-	-	-
Alcatrão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor sem especificação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coque de carvão mineral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás de coqueria	0,6	0,3	0,4	0,3	0,3	0,1	-	-	-	-	-
Gás natural seco	-	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	1,5	1,2	1,5	1,2	1,4	0,5	-	-	-	-	-
Produção de carvão vegetal	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
Emissões pela queima de combustíveis	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
Lenha carvoejamento	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
Produção de álcool	0,6	1,0	1,1	1,1	1,0	1,2	1,5	1,8	1,8	1,9	1,9
Emissões pela queima de combustíveis	0,6	1,0	1,1	1,1	1,0	1,2	1,5	1,8	1,8	1,9	1,9
Bagaço de cana	0,6	1,0	1,1	1,1	1,0	1,2	1,5	1,8	1,8	1,9	1,9
Gás natural seco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lenha	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geração de eletricidade	29,7	39,2	80,9	56,2	44,0	55,9	40,3	13,0	9,8	6,2	2,7
Não renováveis	27,5	36,6	77,5	51,3	39,5	51,7	36,7	10,0	7,6	4,7	1,9
Gás natural	9,5	16,5	38,8	29,2	22,2	38,2	28,5	3,9	3,6	2,8	1,9
Gás natural seco	8,3	12,5	34,2	20,0	13,6	-	-	-	-	-	-
Gás natural úmido	1,2	4,0	4,6	9,2	8,6	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor	7,8	7,8	18,0	11,4	8,4	3,3	-	-	-	-	-
Carvão vapor sem especificação	7,6	7,0	17,2	10,6	7,5	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4700	0,1	0,1	-	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5200	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 3700	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 6000	-	0,5	0,7	0,7	0,7	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



Cenário visão do OC (MtCO ₂ e) PIB com crescimento médio de 2,1% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Diesel de petróleo	5,9	6,4	7,1	4,7	4,2	3,8	3,1	2,5	1,8	0,9	-
Óleo combustível	2,3	3,7	10,7	1,6	0,7	2,8	2,1	1,4	0,8	0,3	-
Outras não renováveis	2,1	2,2	2,9	4,3	4,0	3,6	2,9	2,2	1,4	0,7	-
Gás de refinaria	0,3	0,8	1,1	1,1	0,9	-	-	-	-	-	-
Alcatrão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros energéticos de petróleo	0,4	0,4	0,8	0,6	0,7	-	-	-	-	-	-
Gás de coqueria	0,3	0,6	0,5	0,6	0,7	-	-	-	-	-	-
Outras não renováveis	1,0	0,4	0,5	2,0	1,8	-	-	-	-	-	-
Biomassas	0,2	0,4	0,5	0,6	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Bagaço de cana	0,1	0,3	0,5	0,5	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
Lenha	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lixívia	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Biodiesel	-	-	-	-	0,0	-	-	-	-	-	-
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biogás	-	-	-	-	0,0	-	-	-	-	-	-
Outras biomassas	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Edificações	29,4	29,0	28,1	29,8	29,8	26,3	20,8	16,9	13,4	10,0	6,6
Residencial	25,7	26,2	25,8	27,7	27,2	23,6	17,8	13,5	9,7	5,8	2,0
GLP	15,2	16,7	17,4	17,9	17,0	15,8	12,8	9,7	6,7	3,6	0,6
Lenha	9,8	8,7	7,6	8,6	9,0	6,5	3,8	2,7	2,2	1,6	1,1
Gás natural seco	0,5	0,6	0,7	1,0	1,1	1,1	1,0	0,9	0,7	0,4	0,1
Carvão vegetal	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querosene iluminante	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comercial	2,0	1,6	1,5	1,3	1,8	1,9	2,1	2,4	2,6	2,9	3,2
Público	1,7	1,2	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0	1,1	1,3	1,4
Agropecuária (finalidade não identificada)	15,8	18,2	19,3	20,6	21,3	20,5	18,7	16,3	13,8	11,5	9,1
Diesel de petróleo	14,9	17,2	18,5	19,6	20,3	19,5	17,7	15,3	12,9	10,6	8,3
Lenha	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7
GLP	0,1	-	-	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-
Óleo combustível	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
Biodiesel	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Carvão vegetal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-
Álcool hidratado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querosene iluminante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural seco	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 2 – Estimativas históricas (2005 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, totais no cenário visão do OC e PIB com crescimento inferior de 1,3% a.a. Fonte: Elaboração própria.

Cenário visão do OC (MtCO ₂ e) PIB com crescimento inferior de 1,3% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emissões de energia	358,4	418,7	502,3	434,6	461,8	441,0	333,3	259,1	215,2	144,7	79,0
Transporte de carga	74,6	89,6	103,7	100,1	115,0	112,8	107,8	98,9	91,9	59,7	25,4
Rodoviário	68,1	81,9	96,3	93,1	108,2	105,9	101,0	92,4	85,1	52,9	18,6
Diesel de petróleo	62,9	76,2	88,5	86,4	100,0	99,7	98,0	91,7	84,5	52,4	18,1
Biodiesel	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Gasolina automotiva	5,1	5,5	7,7	6,4	7,8	5,7	2,5	0,1	0,0	0,0	0,0
Álcool anidro	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Álcool hidratado	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2
Gás natural seco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroviário	3,6	4,5	4,2	3,7	3,6	3,6	3,5	3,2	3,2	3,0	3,0
Óleo combustível	2,6	3,2	3,2	2,7	2,4	2,5	2,4	2,2	2,2	2,1	2,1

Cenário visão do OC (MtCO ₂ e) PIB com crescimento inferior de 1,3% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Diesel de petróleo	1,0	1,3	1,1	1,0	1,1	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
Ferroviário	2,8	3,2	3,1	3,3	3,3	3,3	3,3	3,4	3,5	3,7	3,8
Diesel de petróleo	2,8	3,2	3,1	3,2	3,3	3,2	3,2	3,3	3,5	3,6	3,7
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Transporte de passageiros	67,0	83,6	100,9	85,4	101,8	86,3	57,3	32,2	27,1	19,4	13,0
Rodoviário	59,2	73,8	89,9	79,6	92,3	75,6	46,6	21,7	16,9	9,5	3,5
Gasolina automotiva	35,9	47,1	61,9	53,8	64,5	48,2	21,8	2,6	1,3	0,5	0,2
Diesel de petróleo	18,0	21,0	22,6	20,2	21,3	21,8	20,7	17,0	13,8	7,5	2,2
Gás natural seco	4,4	4,5	4,0	4,2	5,1	3,9	2,0	-	-	-	-
Álcool anidro	0,6	0,5	0,7	0,6	0,7	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Álcool hidratado	0,3	0,6	0,7	0,8	0,7	1,2	1,8	2,1	1,7	1,4	1,1
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Aéreo	7,8	9,8	11,0	5,8	9,5	10,6	10,7	10,5	10,2	9,9	9,5
Gasolina de aviação	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Querosene de aviação	7,7	9,6	10,9	5,7	9,4	10,5	10,6	10,4	10,1	9,8	9,4
Metalurgia	49,2	55,2	58,6	51,7	55,6	53,6	42,3	29,7	17,1	7,9	4,3
Produção de ferro gusa e aço	41,9	44,7	47,3	42,3	46,0	45,2	35,3	24,3	13,3	5,5	3,5
Consumo final energético	5,3	5,5	5,5	5,1	5,9	6,8	5,1	4,1	2,6	0,9	-
Gás de coqueria	1,9	2,3	2,1	2,0	2,2	1,9	1,8	1,7	1,0	-	-
Gás natural seco	2,6	2,1	2,9	2,7	3,2	4,9	3,3	2,5	1,6	0,9	-
Outros	0,8	1,1	0,5	0,4	0,5	-	-	-	-	-	-
Processos industriais	36,6	39,2	41,8	37,2	40,1	38,4	30,2	20,2	10,6	4,7	3,5
Coque de carvão mineral, carvão vapor 6000, coque de petróleo e carvão vapor 5900	35,2	38,3	41,0	36,4	39,3	36,9	24,1	13,8	4,5	-	-
Carvão vegetal	1,3	0,9	0,8	0,8	0,8	1,4	1,7	2,4	3,0	3,2	3,5
Gás natural seco - PIUP	-	-	-	-	-	-	4,4	4,0	3,1	1,5	-
Hidrogênio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros da metalurgia	5,1	5,4	5,5	3,5	4,0	3,5	2,8	2,1	1,4	0,7	0,0
Consumo final energético	5,1	5,4	5,5	3,5	4,0	3,5	2,8	2,1	1,4	0,7	0,0
Óleo combustível	3,9	3,7	4,0	2,8	2,9	2,4	2,0	1,5	1,0	0,5	-
Gás natural seco	1,2	1,7	1,4	0,7	1,2	1,0	0,8	0,6	0,4	0,2	-
Biometano	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biodiesel	-	-	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Lenha	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consumo de combustíveis redutores	2,3	5,1	5,9	5,9	5,5	5	4,1	3,3	2,5	1,6	0,8
Coque de petróleo	0,7	1,3	1,6	1,4	0,9	0,8	0,6	0,5	0,3	0,2	-
Coque de carvão mineral	1	1,2	1,4	1,6	1,7	1,5	1,2	0,9	0,6	0,3	-
Carvão vapor 6000	0,4	2,5	2,8	2,8	2,7	2,4	1,9	1,5	1	0,5	-
Carvão vegetal	0,2	0,2	0,1	0,1	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
Cimento	9,2	14,7	14,7	13,6	13,4	12,5	10,9	8,9	6,7	4,6	2,3
Consumo de energia	9,2	14,7	14,7	13,6	13,4	12,5	10,9	8,9	6,7	4,6	2,3
Coque de petróleo	7,7	12,9	12,6	11,6	10,0	10,5	10,8	8,7	6,6	4,4	2,1
Carvão vegetal	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 4500	-	0,0	0,0	0,0	0,3	0,2	-	-	-	-	-
Outras não renováveis	0,9	1,2	1,2	1,1	2,6	1,6	-	-	-	-	-
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Lenha	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 6000	-	0,1	0,3	0,2	0,2	0,1	-	-	-	-	-
Outros	0,6	0,5	0,6	0,5	0,3	-	-	-	-	-	-
Química	15,2	14,5	13,8	11,1	12,1	11,0	8,2	6,7	4,8	3,7	2,4
Consumo final energético	15,2	14,5	13,8	11,1	12,1	11,0	8,2	6,7	4,8	3,7	2,4
Biometano	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Outras biomassas	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Gás natural seco	5,1	5,5	5,3	4,3	4,7	4,7	4,2	3,4	2,4	1,3	-



Cenário visão do OC (MtCO ₂ e) PIB com crescimento inferior de 1,3% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Outros energéticos de petróleo	6,2	6,4	5,4	4,0	4,5	4,5	4,0	3,3	2,3	2,3	2,4
Gás de refinaria	0,2	0,2	0,3	0,8	0,6	0,4	-	-	-	-	-
GLP	0,1	0,2	0,6	0,5	0,5	0,3	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5200	0,2	-	0,7	0,3	0,6	0,4	-	-	-	-	-
Outras não renováveis	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,3	-	-	-	-	-
Coque de petróleo	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	-	-	-	-	-
Óleo combustível	2,0	0,8	0,7	0,2	0,2	0,1	-	-	-	-	-
Outros	0,5	0,6	0,1	0,2	0,1	-	-	-	-	-	-
Outras matérias primas e indústrias	27,2	30,8	30,8	22,2	26,5	23,1	16,3	11,6	8,6	5,9	3,1
Consumo final energético	27,2	30,8	30,8	22,2	26,5	23,1	16,3	11,6	8,6	5,9	3,1
Bagaço de cana	1,0	1,4	1,2	1,4	1,3	1,3	1,6	1,8	1,8	1,8	1,8
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 3100	0,0	0,0	-	-	0,0	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 3300	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 3700	-	-	-	-	0,0	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4200	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4500	-	0,2	0,7	0,0	0,2	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4700	0,5	0,7	1,2	0,8	0,6	0,4	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0
Carvão vapor 5200	0,3	0,7	0,4	0,0	0,2	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5900	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 6000	2,3	0,9	0,9	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
Carvão vapor sem especificação	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-
Coque de petróleo	3,3	5,2	5,3	3,2	3,0	2,7	2,0	1,5	1,0	0,6	0,1
Diesel de petróleo	1,4	1,9	2,9	2,7	3,3	2,7	1,4	0,9	0,6	0,3	0,1
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural seco	8,1	11,8	12,6	9,2	12,5	11,9	8,6	5,3	3,4	1,9	0,3
Gás natural úmido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GLP	1,2	1,3	1,9	1,9	2,0	1,6	0,9	0,6	0,4	0,2	0,0
Lenha	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4
Óleo combustível	8,0	5,5	2,5	1,6	1,9	1,3	0,5	0,2	0,2	0,1	0,0
Outras biomassas	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Querosene iluminante	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Carvão vegetal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Gás de refinaria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros energéticos de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coque de carvão mineral	0,4	0,3	0,3	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-
Lixívia	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Produção de combustíveis	41,1	44,0	51,3	44,0	42,5	40,6	33,0	26,1	23,4	17,7	11,8
Exploração de petróleo e gás natural	14,5	16,6	17,3	12,6	12,3	11,3	8,4	5,5	4,8	3,6	2,2
Emissões pela queima de combustíveis	4,6	6,9	10,1	5,0	5,6	5,1	3,8	2,5	2,2	1,6	1,0
Diesel de petróleo	0,5	2,8	4,1	1,5	1,8	1,6	1,2	0,8	0,7	0,5	0,3
Gás natural seco	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural úmido	3,5	4,0	5,9	3,3	3,8	3,5	2,6	1,7	1,5	1,1	0,7
Óleo combustível	-	0,2	0,1	0,1	0,0	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	9,9	9,6	7,1	7,6	6,7	6,2	4,6	3,0	2,6	1,9	1,2
Refino de petróleo	22,7	22,8	28,3	25,2	24,6	24,8	20,8	17,0	14,9	10,7	6,3
Emissões pela queima de combustíveis	15,9	15,3	17,0	13,8	12,3	12,2	10,2	8,2	7,1	5,0	2,7
Coque de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel de petróleo	-	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás de refinaria	8,6	8,6	9,6	7,8	7,5	7,5	6,3	5,2	4,6	3,3	2,0
Gás natural seco	3,5	4,8	6,7	5,7	4,4	4,8	3,9	3,1	2,6	1,7	0,7
Gás natural úmido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GLP	0,1	0,0	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-
Nafta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Cenário visão do OC (MtCO ₂ e) PIB com crescimento inferior de 1,3% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Óleo combustível	3,7	1,9	0,7	0,3	0,3	-	-	-	-	-	-
Outros energéticos de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querosene iluminante	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	6,8	7,5	11,3	11,4	12,3	12,6	10,6	8,8	7,8	5,7	3,6
Transporte de petróleo e gás natural	0,2	0,2	2,2	2,9	2,2	2,0	1,5	1,0	0,9	0,7	0,4
Emissões pela queima de combustíveis	-	-	1,8	2,6	2,0	1,9	1,4	0,9	0,8	0,6	0,4
Gás natural seco	-	-	1,8	2,6	2,0	1,9	1,4	0,9	0,8	0,6	0,4
Óleo combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	0,2	0,2	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0
Produção de carvão mineral e outros	2,0	2,7	1,8	1,6	1,7	0,5	-	-	-	-	-
Emissões pela queima de combustíveis	0,6	1,5	0,4	0,3	0,3	0,1	-	-	-	-	-
Alcatrão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5200	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor sem especificação	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coque de carvão mineral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás de coqueria	0,6	0,3	0,4	0,3	0,3	0,1	-	-	-	-	-
Gás natural seco	-	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	1,5	1,2	1,5	1,2	1,4	0,4	-	-	-	-	-
Produção de carvão vegetal	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0
Emissões pela queima de combustíveis	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0
Lenha carvoejamento	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0
Produção de álcool	0,6	1,0	1,0	1,1	1,0	1,2	1,5	1,8	1,8	1,9	1,9
Emissões pela queima de combustíveis	0,6	1,0	1,0	1,1	1,0	1,2	1,5	1,8	1,8	1,9	1,9
Bagaço de cana	0,6	1,0	1,0	1,1	1,0	1,2	1,5	1,8	1,8	1,9	1,9
Gás natural seco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lenha	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geração de eletricidade	29,7	39,2	80,9	56,2	44,0	54,4	18,6	12,8	9,6	6,0	2,4
Não renováveis	27,5	36,6	77,5	51,3	39,5	50,2	15,1	9,9	7,4	4,5	1,6
Gás natural	9,5	16,5	38,8	29,2	22,2	36,7	7,0	3,9	3,4	2,5	1,6
Gás natural seco	8,3	12,5	34,2	20,0	13,6	-	-	-	-	-	-
Gás natural úmido	1,2	4,0	4,6	9,2	8,6	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor	7,8	7,8	18,0	11,4	8,4	3,3	-	-	-	-	-
Carvão vapor sem especificação	7,6	7,0	17,2	10,6	7,5	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4700	0,1	0,1	-	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5200	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 3700	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 6000	-	0,5	0,7	0,7	0,7	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel de petróleo	5,9	6,4	7,1	4,7	4,2	3,8	3,1	2,5	1,8	0,9	-
Óleo combustível	2,3	3,7	10,7	1,6	0,7	2,8	2,1	1,4	0,8	0,3	-
Outras não renováveis	2,1	2,2	2,9	4,3	4,0	3,6	2,9	2,2	1,4	0,7	-
Gás de refinaria	0,3	0,8	1,1	1,1	0,9	-	-	-	-	-	-
Alcatrão	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Outros energéticos de petróleo	0,4	0,4	0,8	0,6	0,7	-	-	-	-	-	-
Gás de coqueria	0,3	0,6	0,5	0,6	0,7	-	-	-	-	-	-
Outras não renováveis	1,0	0,4	0,5	2,0	1,8	-	-	-	-	-	-
Biomassas	0,2	0,4	0,5	0,6	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Bagaço de cana	0,1	0,3	0,5	0,5	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
Lenha	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lixívia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biogás	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0



Cenário visão do OC (MtCO ₂ e) PIB com crescimento inferior de 1,3% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Edificações	29,4	29,0	28,2	29,8	29,8	26,3	20,9	17,1	13,7	10,2	6,7
Residencial	25,7	26,2	25,8	27,7	27,2	23,6	18,0	14,0	10,3	6,7	2,9
GLP	15,2	16,7	17,4	17,9	17,0	15,8	12,8	9,7	6,7	3,6	0,6
Lenha	9,8	8,7	7,6	8,6	9,0	6,6	4,0	3,2	2,8	2,5	2,1
Gás natural seco	0,5	0,6	0,7	1,0	1,1	1,1	1,0	0,9	0,7	0,4	0,1
Carvão vegetal	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querosene iluminante	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Comercial	2,0	1,6	1,5	1,3	1,8	1,9	2,0	2,2	2,3	2,5	2,6
Público	1,7	1,2	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,1
Agropecuária (finalidade não identificada)	15,7	18,2	19,3	20,5	21,2	20,5	18,1	15,1	12,3	9,8	7,4
Diesel de petróleo	14,9	17,2	18,5	19,6	20,3	19,5	17,2	14,2	11,5	9,0	6,8
Lenha	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6
GLP	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	-	-	-	-
Óleo combustível	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Carvão vegetal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
Álcool hidratado	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
Querosene iluminante	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural seco	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 3 – Estimativas históricas (2005 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, totais no cenário visão do OC e PIB com crescimento superior de 2,8% a.a. Fonte: Elaboração própria.

Cenário visão do OC (MtCO ₂ e) PIB com crescimento superior de 2,8% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emissões de energia	358,4	418,7	502,3	434,6	461,8	444,0	383,4	321,3	275,8	246,0	267,4
Transporte de carga	74,6	89,6	103,7	100,1	115,0	112,8	109,3	104,8	103,2	78,3	52,1
Rodoviário	68,1	81,9	96,3	93,1	108,2	105,9	102,3	97,0	94,8	68,9	41,8
Diesel de petróleo	62,9	76,2	88,5	86,4	100,0	99,7	99,2	96,3	94,1	68,2	41,1
Biodiesel	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Gasolina automotiva	5,1	5,5	7,7	6,4	7,8	5,7	2,5	0,1	0,0	0,0	0,0
Álcool anidro	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Álcool hidratado	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2
Gás natural seco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroviário	3,6	4,5	4,2	3,7	3,6	3,6	3,6	3,9	4,1	4,4	4,7
Óleo combustível	2,6	3,2	3,2	2,7	2,4	2,5	2,5	2,6	2,8	3,0	3,2
Diesel de petróleo	1,0	1,3	1,1	1,0	1,1	1,2	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
Ferroviário	2,8	3,2	3,1	3,3	3,3	3,3	3,4	3,9	4,4	5,0	5,6
Diesel de petróleo	2,8	3,2	3,1	3,2	3,3	3,2	3,4	3,8	4,3	4,8	5,5
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Transporte de passageiros	67,0	83,6	100,9	85,4	101,8	86,3	58,2	34,1	30,2	24,1	19,6
Rodoviário	59,2	73,8	89,9	79,6	92,3	75,6	46,6	21,9	17,3	10,6	5,5
Gasolina automotiva	35,9	47,1	61,9	53,8	64,5	48,2	21,8	2,6	1,3	0,5	0,2
Diesel de petróleo	18,0	21,0	22,6	20,2	21,3	21,8	20,8	17,1	14,2	8,6	4,2
Gás natural seco	4,4	4,5	4,0	4,2	5,1	3,9	2,0	-	-	-	-
Álcool anidro	0,6	0,5	0,7	0,6	0,7	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Álcool hidratado	0,3	0,6	0,7	0,8	0,7	1,2	1,8	2,1	1,7	1,4	1,1
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Aéreo	7,8	9,8	11,0	5,8	9,5	10,7	11,5	12,2	12,9	13,5	14,1
Gasolina de aviação	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Querosene de aviação	7,7	9,6	10,9	5,7	9,4	10,6	11,4	12,1	12,7	13,3	13,9

Cenário visão do OC (MtCO ₂ e) PIB com crescimento superior de 2,8% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Metalurgia	49,2	55,2	58,6	51,7	55,6	53,9	45,0	33,8	20,8	10,2	6,4
Produção de ferro gusa e aço	41,9	44,7	47,3	42,3	46,0	45,5	38,1	28,3	16,7	7,6	5,2
Consumo final energético	5,3	5,5	5,5	5,1	5,9	6,9	5,5	4,8	3,3	1,2	-
Gás de coqueria	1,9	2,3	2,1	2,0	2,2	2,0	2,0	1,9	1,3	-	-
Gás natural seco	2,6	2,1	2,9	2,7	3,2	4,9	3,6	2,9	2,1	1,2	-
Outros	0,8	1,1	0,5	0,4	0,5	-	-	-	-	-	-
Processos industriais	36,6	39,2	41,8	37,2	40,1	38,6	32,6	23,5	13,4	6,4	5,2
Coque de carvão mineral, carvão vapor 6000, coque de petróleo e carvão vapor 5900	35,2	38,3	41,0	36,4	39,3	37,1	25,9	16,1	5,7	-	-
Carvão vegetal	1,3	0,9	0,8	0,8	0,8	1,5	1,9	2,8	3,8	4,4	5,2
Gás natural seco - PIUP	-	-	-	-	-	-	4,8	4,7	3,9	2,0	-
Hidrogênio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros da metalurgia	5,1	5,4	5,5	3,5	4,0	3,5	2,8	2,1	1,4	0,7	0,0
Consumo final energético	5,1	5,4	5,5	3,5	4,0	3,5	2,8	2,1	1,4	0,7	0,0
Óleo combustível	3,9	3,7	4,0	2,8	2,9	2,4	2,0	1,5	1,0	0,5	-
Gás natural seco	1,2	1,7	1,4	0,7	1,2	1,0	0,8	0,6	0,4	0,2	-
Biometano	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biodiesel	-	-	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Lenha	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consumo de combustíveis redutores	2,3	5,1	5,9	5,9	5,5	5	4,2	3,4	2,7	1,9	1,2
Coque de petróleo	0,7	1,3	1,6	1,4	0,9	0,8	0,6	0,5	0,3	0,2	-
Coque de carvão mineral	1	1,2	1,4	1,6	1,7	1,5	1,2	0,9	0,6	0,3	-
Carvão vapor 6000	0,4	2,5	2,8	2,8	2,7	2,4	2,4	1,5	1	0,5	-
Carvão vegetal	0,2	0,2	0,1	0,1	0,3	0,3	0,3	0,6	0,8	1	1,2
Cimento	9,2	14,7	14,7	13,6	13,4	12,2	10,8	8,8	6,9	5,1	3,5
Consumo de energia	9,2	14,7	14,7	13,6	13,4	12,2	10,8	8,8	6,9	5,1	3,5
Coque de petróleo	7,7	12,9	12,6	11,6	10,0	10,2	10,7	8,6	6,7	4,8	3,2
Carvão vegetal	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 4500	-	0,0	0,0	0,0	0,3	0,2	-	-	-	-	-
Outras não renováveis	0,9	1,2	1,2	1,1	2,6	1,6	-	-	-	-	-
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Lenha	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 6000	-	0,1	0,3	0,2	0,2	0,1	-	-	-	-	-
Outros	0,6	0,5	0,6	0,5	0,3	-	-	-	-	-	-
Química	15,2	14,5	13,8	11,1	12,1	11,0	8,2	6,7	5,3	4,6	3,6
Consumo final energético	15,2	14,5	13,8	11,1	12,1	11,0	8,2	6,7	5,3	4,6	3,6
Biometano	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Outras biomassas	-	-	-	-	-	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Gás natural seco	5,1	5,5	5,3	4,3	4,7	4,7	4,2	3,4	2,4	1,3	-
Outros energéticos de petróleo	6,2	6,4	5,4	4,0	4,5	4,5	4,0	3,3	2,8	3,1	3,5
Gás de refinaria	0,2	0,2	0,3	0,8	0,6	0,4	-	-	-	-	-
GLP	0,1	0,2	0,6	0,5	0,5	0,3	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5200	0,2	-	0,7	0,3	0,6	0,4	-	-	-	-	-
Outras não renováveis	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,3	-	-	-	-	-
Coque de petróleo	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	-	-	-	-	-
Óleo combustível	2,0	0,8	0,7	0,2	0,2	0,1	-	-	-	-	-
Outros	0,5	0,6	0,1	0,2	0,1	-	-	-	-	-	-
Outras matérias primas e indústrias	27,2	30,8	30,8	22,2	26,5	23,1	16,4	11,8	8,8	6,2	3,5
Consumo final energético	27,2	30,8	30,8	22,2	26,5	23,1	16,4	11,8	8,8	6,2	3,5
Bagaço de cana	1,0	1,4	1,2	1,4	1,3	1,3	1,6	1,8	1,8	1,8	1,8
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 3100	0,0	0,0	-	-	0,0	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 3300	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-



Cenário visão do OC (MtCO ₂ e) PIB com crescimento superior de 2,8% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Carvão vapor 3700	-	-	-	-	0,0	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4200	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4500	-	0,2	0,7	0,0	0,2	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4700	0,5	0,7	1,2	0,8	0,6	0,4	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0
Carvão vapor 5200	0,3	0,7	0,4	0,0	0,2	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5900	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 6000	2,3	0,9	0,9	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
Carvão vapor sem especificação	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-
Coque de petróleo	3,3	5,2	5,3	3,2	3,0	2,7	2,0	1,5	1,0	0,6	0,1
Diesel de petróleo	1,4	1,9	2,9	2,7	3,3	2,7	1,4	0,9	0,6	0,3	0,1
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural seco	8,1	11,8	12,6	9,2	12,5	11,9	8,6	5,3	3,4	1,9	0,3
Gás natural úmido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GLP	1,2	1,3	1,9	1,9	2,0	1,6	0,9	0,6	0,4	0,2	0,0
Lenha	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6
Óleo combustível	8,0	5,5	2,5	1,6	1,9	1,3	0,5	0,2	0,2	0,1	0,0
Outras biomassas	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Querosene iluminante	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Carvão vegetal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Gás de refinaria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros energéticos de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coque de carvão mineral	0,4	0,3	0,3	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-
Lixívia	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5
Produção de combustíveis	41,1	44,0	51,3	44,0	42,5	40,6	35,7	32,0	29,8	27,2	23,8
Exploração de petróleo e gás natural	14,5	16,6	17,3	12,6	12,3	11,3	10,4	9,6	8,8	9,4	9,2
Emissões pela queima de combustíveis	4,6	6,9	10,1	5,0	5,6	5,1	4,7	4,4	4,0	4,3	4,2
Diesel de petróleo	0,5	2,8	4,1	1,5	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,4	1,3
Gás natural seco	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural úmido	3,5	4,0	5,9	3,3	3,8	3,5	3,2	3,0	2,7	2,9	2,8
Óleo combustível	-	0,2	0,1	0,1	0,0	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	9,9	9,6	7,1	7,6	6,7	6,2	5,7	5,3	4,8	5,1	5,0
Refino de petróleo	22,7	22,8	28,3	25,2	24,6	24,8	21,2	17,8	16,5	13,0	9,7
Emissões pela queima de combustíveis	15,9	15,3	17,0	13,8	12,3	12,2	10,4	8,7	7,9	6,2	4,4
Coque de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel de petróleo	-	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás de refinaria	8,6	8,6	9,6	7,8	7,5	7,5	6,4	5,4	5,0	4,0	3,0
Gás natural seco	3,5	4,8	6,7	5,7	4,4	4,8	4,0	3,2	2,9	2,2	1,4
Gás natural úmido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GLP	0,1	0,0	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-
Nafta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Óleo combustível	3,7	1,9	0,7	0,3	0,3	-	-	-	-	-	-
Outros energéticos de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querosene iluminante	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	6,8	7,5	11,3	11,4	12,3	12,6	10,8	9,2	8,5	6,9	5,2
Transporte de petróleo e gás natural	0,2	0,2	2,2	2,9	2,2	2,0	1,9	1,7	1,6	1,7	1,6
Emissões pela queima de combustíveis	-	-	1,8	2,6	2,0	1,9	1,7	1,6	1,4	1,5	1,5
Gás natural seco	-	-	1,8	2,6	2,0	1,9	1,7	1,6	1,4	1,5	1,5
Óleo combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	0,2	0,2	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Produção de carvão mineral e outros	2,0	2,7	1,8	1,6	1,7	0,5	-	-	-	-	-
Emissões pela queima de combustíveis	0,6	1,5	0,4	0,3	0,3	0,1	-	-	-	-	-
Alcatrão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5200	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor sem especificação	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coque de carvão mineral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Cenário visão do OC (MtCO ₂ e) PIB com crescimento superior de 2,8% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Diesel de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás de coqueria	0,6	0,3	0,4	0,3	0,3	0,1	-	-	-	-	-
Gás natural seco	-	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	1,5	1,2	1,5	1,2	1,4	0,4	-	-	-	-	-
Produção de carvão vegetal	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	1,4
Emissões pela queima de combustíveis	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	1,4
Lenha carvoejamento	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	1,4
Produção de álcool	0,6	1,0	1,0	1,1	1,0	1,2	1,5	1,8	1,8	1,9	1,9
Emissões pela queima de combustíveis	0,6	1,0	1,0	1,1	1,0	1,2	1,5	1,8	1,8	1,9	1,9
Bagaço de cana	0,6	1,0	1,0	1,1	1,0	1,2	1,5	1,8	1,8	1,9	1,9
Gás natural seco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lenha	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geração de eletricidade	29,7	39,2	80,9	56,2	44,0	57,4	59,9	55,2	42,4	67,3	137,1
Não renováveis	27,5	36,6	77,5	51,3	39,5	53,2	56,4	52,2	40,1	65,8	136,3
Gás natural	9,5	16,5	38,8	29,2	22,2	39,7	48,2	46,2	36,1	63,8	136,3
Gás natural seco	8,3	12,5	34,2	20,0	13,6	-	-	-	-	-	-
Gás natural úmido	1,2	4,0	4,6	9,2	8,6	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor	7,8	7,8	18,0	11,4	8,4	3,3	-	-	-	-	-
Carvão vapor sem especificação	7,6	7,0	17,2	10,6	7,5	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4700	0,1	0,1	-	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5200	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 3700	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 6000	-	0,5	0,7	0,7	0,7	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel de petróleo	5,9	6,4	7,1	4,7	4,2	3,8	3,1	2,5	1,8	0,9	-
Óleo combustível	2,3	3,7	10,7	1,6	0,7	2,8	2,1	1,4	0,8	0,3	-
Outras não renováveis	2,1	2,2	2,9	4,3	4,0	3,6	2,9	2,2	1,4	0,7	-
Gás de refinaria	0,3	0,8	1,1	1,1	0,9	-	-	-	-	-	-
Alcatrão	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Outros energéticos de petróleo	0,4	0,4	0,8	0,6	0,7	-	-	-	-	-	-
Gás de coqueria	0,3	0,6	0,5	0,6	0,7	-	-	-	-	-	-
Outras não renováveis	1,0	0,4	0,5	2,0	1,8	-	-	-	-	-	-
Biomassas	0,2	0,4	0,5	0,6	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Bagaço de cana	0,1	0,3	0,5	0,5	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
Lenha	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lixívia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biogás	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Edificações	29,4	29,0	28,2	29,8	29,8	26,3	20,7	16,7	13,3	10,1	7,0
Residencial	25,7	26,2	25,8	27,7	27,2	23,6	17,6	13,1	9,2	5,3	1,4
GLP	15,2	16,7	17,4	17,9	17,0	15,8	12,8	9,7	6,7	3,6	0,6
Lenha	9,8	8,7	7,6	8,6	9,0	6,5	3,6	2,3	1,6	1,0	0,6
Gás natural seco	0,5	0,6	0,7	1,0	1,1	1,1	1,0	0,9	0,7	0,4	0,1
Carvão vegetal	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querosene iluminante	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Comercial	2,0	1,6	1,5	1,3	1,8	1,9	2,2	2,5	2,9	3,4	3,9
Público	1,7	1,2	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,1	1,3	1,5	1,7



Cenário visão do OC (MtCO ₂ e) PIB com crescimento superior de 2,8% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Agropecuária (finalidade não identificada)	15,7	18,2	19,3	20,5	21,2	20,5	19,2	17,5	15,3	13,1	10,8
Diesel de petróleo	14,9	17,2	18,5	19,6	20,3	19,5	18,2	16,5	14,3	12,1	9,9
Lenha	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
GLP	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	-	-	-	-
Óleo combustível	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Carvão vegetal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
Álcool hidratado	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
Querosene iluminante	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural seco	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 4 – Estimativas históricas (2005 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, totais no cenário tendencial e PIB com crescimento médio de 2,1% a.a. Fonte: Elaboração própria.

Cenário tendencial (MtCO ₂ e) PIB com crescimento médio de 2,1% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emissões de energia	358,4	418,7	502,3	434,6	461,8	474,4	478,2	485,3	491,2	496,5	558,2
Transporte de carga	74,6	89,6	103,7	100,1	115,0	112,5	112,9	117,4	124,4	132,8	143,5
Rodoviário	68,1	81,9	96,3	93,1	108,2	105,5	105,6	109,6	116,1	123,8	133,9
Diesel de petróleo	62,9	76,2	88,5	86,4	100,0	99,4	101,1	106,5	113,7	122,6	133,1
Biodiesel	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5
Gasolina automotiva	5,1	5,5	7,7	6,4	7,8	5,7	3,9	2,6	1,7	0,6	0,1
Álcool anidro	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Álcool hidratado	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Gás natural seco	-	-	-	-	-	0,1	0,3	0,8	-	-	0,0
Hidroviário	3,6	4,5	4,2	3,7	3,6	3,6	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4
Óleo combustível	2,6	3,2	3,2	2,7	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0
Diesel de petróleo	1,0	1,3	1,1	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4
Ferrovário	2,8	3,2	3,1	3,3	3,3	3,3	3,4	3,8	4,2	4,7	5,2
Diesel de petróleo	2,8	3,2	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4	3,7	4,1	4,6	5,1
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Transporte de passageiros	67,0	83,6	100,9	85,4	101,8	89,9	79,9	69,0	56,0	43,1	35,7
Rodoviário	59,2	73,8	89,9	79,6	92,3	79,2	68,8	57,6	44,4	31,4	23,9
Gasolina automotiva	35,9	47,1	61,9	53,8	64,5	51,3	40,3	28,9	20,9	8,5	2,5
Diesel de petróleo	18,0	21,0	22,6	20,2	21,3	21,0	21,1	21,0	20,8	20,0	18,7
Gás natural seco	4,4	4,5	4,0	4,2	5,1	5,1	5,1	5,1	-	-	-
Álcool anidro	0,6	0,5	0,7	0,6	0,7	0,6	0,6	0,5	0,3	0,1	0,0
Álcool hidratado	0,3	0,6	0,7	0,8	0,7	1,2	1,7	2,1	2,4	2,8	2,7
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Aéreo	7,8	9,8	11,0	5,8	9,5	10,7	11,1	11,4	11,5	11,7	11,8
Gasolina de aviação	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Querosene de aviação	7,7	9,6	10,9	5,7	9,4	10,5	11,0	11,2	11,4	11,5	11,6
Metalurgia	49,2	55,2	58,6	51,7	55,6	56,3	62,5	70,1	77,6	86,2	95,8
Produção de ferro gusa e aço	41,9	44,7	47,3	42,3	46,0	46,4	51,4	57,7	63,8	70,9	78,8
Consumo final energético	5,3	5,5	5,5	5,1	5,9	5,6	6,3	7,1	8,0	8,9	10,0
Gás de coque	1,9	2,3	2,1	2,0	2,2	2,2	2,5	2,8	3,1	3,4	3,8
Gás natural seco	2,6	2,1	2,9	2,7	3,2	3,3	3,8	4,4	4,9	5,5	6,2
Outros	0,8	1,1	0,5	0,4	0,5	-	-	-	-	-	-
Processos industriais	36,6	39,2	41,8	37,2	40,1	40,8	45,2	50,6	55,9	62,0	68,9
Coque de carvão mineral, carvão vapor 6000, coque de petróleo e carvão vapor 5900	35,2	38,3	41,0	36,4	39,3	40,0	44,2	49,6	54,7	60,8	67,5

Cenário tendencial (MtCO ₂ e) PIB com crescimento médio de 2,1% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Carvão vegetal	1,3	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,4
Gás natural seco – PIUP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidrogênio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros da metalurgia	5,1	5,4	5,5	3,5	4,0	4,2	4,7	5,3	5,9	6,6	7,3
Consumo final energético	5,1	5,4	5,5	3,5	4,0	4,2	4,7	5,3	5,9	6,6	7,3
Óleo combustível	3,9	3,7	4,0	2,8	2,9	3,0	3,3	3,7	4,1	4,5	5,0
Gás natural seco	1,2	1,7	1,4	0,7	1,2	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	2,3
Biometano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biodiesel	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lenha	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consumo de combustíveis redutores	2,3	5,1	5,9	5,9	5,5	5,7	6,3	7,1	7,8	8,7	9,7
Coque de petróleo	0,7	1,3	1,6	1,4	0,9	0,9	1	1,1	1,2	1,4	1,5
Coque de carvão mineral	1	1,2	1,4	1,6	1,7	1,7	1,9	2,2	2,4	2,7	2,9
Carvão vapor 6000	0,4	2,5	2,8	2,8	2,7	2,8	3,1	3,5	3,9	4,3	4,8
Carvão vegetal	0,2	0,2	0,1	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
Cimento	9,2	14,7	14,7	13,6	13,4	13,2	14,0	14,8	15,6	16,5	17,4
Consumo de energia	9,2	14,7	14,7	13,6	13,4	13,2	14,0	14,8	15,6	16,5	17,4
Coque de petróleo	7,7	12,9	12,6	11,6	10,0	10,0	10,6	11,3	11,9	12,6	13,3
Carvão vegetal	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 4500	-	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
Outras não renováveis	0,9	1,2	1,2	1,1	2,6	2,6	2,7	2,9	3,1	3,2	3,4
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lenha	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 6000	-	0,1	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Outros	0,6	0,5	0,6	0,5	0,3	-	-	-	-	-	-
Química	15,2	14,5	13,8	11,1	12,1	15,9	17,4	19,0	20,8	22,7	24,7
Consumo final energético	15,2	14,5	13,8	11,1	12,1	15,9	17,4	19,0	20,8	22,7	24,7
Biometano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras biomassas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural seco	5,1	5,5	5,3	4,3	4,7	6,4	6,8	7,3	7,8	8,2	8,6
Outros energéticos de petróleo	6,2	6,4	5,4	4,0	4,5	5,9	6,5	7,3	8,1	9,0	10,0
Gás de refinaria	0,2	0,2	0,3	0,8	0,6	0,8	0,9	1,0	1,1	1,3	1,4
GLP	0,1	0,2	0,6	0,5	0,5	0,7	0,8	0,9	0,9	1,1	1,2
Carvão vapor 5200	0,2	-	0,7	0,3	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
Outras não renováveis	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1
Coque de petróleo	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7
Óleo combustível	2,0	0,8	0,7	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
Outros	0,5	0,6	0,1	0,2	0,1	-	-	-	-	-	-
Outras matérias primas e indústrias	27,2	30,8	30,8	22,2	26,5	27,0	28,5	30,5	32,1	34,2	36,4
Consumo final energético	27,2	30,8	30,8	22,2	26,5	27,0	28,5	30,5	32,1	34,2	36,4
Bagaço de cana	1,0	1,4	1,2	1,4	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 3100	0,0	0,0	-	-	0,0	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 3300	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 3700	-	-	-	-	0,0	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4200	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 4500	-	0,2	0,7	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 4700	0,5	0,7	1,2	0,8	0,6	0,6	0,5	0,3	0,2	0,1	0,0
Carvão vapor 5200	0,3	0,7	0,4	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 5900	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 6000	2,3	0,9	0,9	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
Carvão vapor sem especificação	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-
Coque de petróleo	3,3	5,2	5,3	3,2	3,0	2,8	2,4	2,0	1,5	1,1	0,6
Diesel de petróleo	1,4	1,9	2,9	2,7	3,3	3,1	2,5	1,9	1,3	0,7	0,1
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



Cenário tendencial (MtCO ₂ e) PIB com crescimento médio de 2,1% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural seco	8,1	11,8	12,6	9,2	12,5	14,3	17,3	20,9	24,3	28,0	31,9
Gás natural úmido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GLP	1,2	1,3	1,9	1,9	2,0	1,8	1,6	1,4	1,2	1,0	0,7
Lenha	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1
Óleo combustível	8,0	5,5	2,5	1,6	1,9	1,6	1,3	1,0	0,7	0,4	0,1
Outras biomassas	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Querosene iluminante	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vegetal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Gás de refinaria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros energéticos de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coque de carvão mineral	0,4	0,3	0,3	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-
Lixívia	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4
Produção de combustíveis	41,1	44,0	51,3	44,0	42,5	45,4	42,1	41,3	40,3	39,2	38,7
Exploração de petróleo e gás natural	14,5	16,6	17,3	12,6	12,3	13,0	12,9	12,5	11,6	10,8	9,7
Emissões pela queima de combustíveis	4,6	6,9	10,1	5,0	5,6	5,9	5,9	5,7	5,3	4,9	4,4
Diesel de petróleo	0,5	2,8	4,1	1,5	1,8	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4
Gás natural seco	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural úmido	3,5	4,0	5,9	3,3	3,8	4,0	4,0	3,8	3,5	3,3	3,0
Óleo combustível	-	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Emissões fugitivas	9,9	9,6	7,1	7,6	6,7	7,1	7,0	6,8	6,3	5,9	5,3
Refino de petróleo	22,7	22,8	28,3	25,2	24,6	25,8	24,8	24,3	24,2	24,0	24,6
Emissões pela queima de combustíveis	15,9	15,3	17,0	13,8	12,3	12,8	12,3	12,0	12,0	11,9	12,2
Coque de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel de petróleo	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás de refinaria	8,6	8,6	9,6	7,8	7,5	7,8	7,5	7,3	7,3	7,2	7,4
Gás natural seco	3,5	4,8	6,7	5,7	4,4	4,7	4,5	4,4	4,4	4,3	4,4
Gás natural úmido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GLP	0,1	0,0	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-
Nafta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Óleo combustível	3,7	1,9	0,7	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Outros energéticos de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querosene iluminante	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	6,8	7,5	11,3	11,4	12,3	13,0	12,5	12,3	12,2	12,1	12,4
Transporte de petróleo e gás natural	0,2	0,2	2,2	2,9	2,2	2,3	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8
Emissões pela queima de combustíveis	-	-	1,8	2,6	2,0	2,1	2,1	2,1	1,9	1,8	1,6
Gás natural seco	-	-	1,8	2,6	2,0	2,1	2,1	2,1	1,9	1,8	1,6
Óleo combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	0,2	0,2	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Produção de carvão mineral e outros	2,0	2,7	1,8	1,6	1,7	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Emissões pela queima de combustíveis	0,6	1,5	0,4	0,3	0,3	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Alcatrão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5200	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor sem especificação	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coque de carvão mineral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás de coqueria	0,6	0,3	0,4	0,3	0,3	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Gás natural seco	-	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	1,5	1,2	1,5	1,2	1,4	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Produção de carvão vegetal	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
Emissões pela queima de combustíveis	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
Lenha carvoejamento	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
Produção de álcool	0,6	1,0	1,0	1,1	1,0	1,1	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
Emissões pela queima de combustíveis	0,6	1,0	1,0	1,1	1,0	1,1	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4

Cenário tendencial (MtCO ₂ e) PIB com crescimento médio de 2,1% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Bagaço de cana	0,6	1,0	1,0	1,1	1,0	1,1	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
Gás natural seco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lenha	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geração de eletricidade	29,7	39,2	80,9	56,2	44,0	63,4	68,1	67,0	64,6	57,9	97,5
Não renováveis	27,5	36,6	77,5	51,3	39,5	59,3	64,6	64,2	62,5	56,6	96,8
Gás natural	9,5	16,5	38,8	29,2	22,2	34,4	41,8	43,4	43,8	38,8	79,8
Gás natural seco	8,3	12,5	34,2	20,0	13,6	-	-	-	-	-	-
Gás natural úmido	1,2	4,0	4,6	9,2	8,6	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor	7,8	7,8	18,0	11,4	8,4	-14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Carvão vapor sem especificação	7,6	7,0	17,2	10,6	7,5	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4700	0,1	0,1	-	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5200	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 3700	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 6000	-	0,5	0,7	0,7	0,7	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel de petróleo	5,9	6,4	7,1	4,7	4,2	3,8	3,1	2,5	1,8	1,7	1,7
Óleo combustível	2,3	3,7	10,7	1,6	0,7	2,8	2,1	1,4	0,8	0,6	0,6
Outras não renováveis	2,1	2,2	2,9	4,3	4,0	3,6	2,9	2,2	1,4	0,7	-
Gás de refinaria	0,3	0,8	1,1	1,1	0,9	-	-	-	-	-	-
Alcatrão	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Outros energéticos de petróleo	0,4	0,4	0,8	0,6	0,7	-	-	-	-	-	-
Gás de coqueria	0,3	0,6	0,5	0,6	0,7	-	-	-	-	-	-
Outras não renováveis	1,0	0,4	0,5	2,0	1,8	-	-	-	-	-	-
Biomassas	0,2	0,4	0,5	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Bagaço de cana	0,1	0,3	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Lenha	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lixívia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biogás	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Edificações	29,4	29,0	28,2	29,8	29,8	30,1	31,4	32,3	33,4	34,6	35,8
Residencial	25,7	26,2	25,8	27,7	27,2	27,3	28,3	28,9	29,7	30,4	31,1
GLP	15,2	16,7	17,4	17,9	17,0	17,9	18,4	18,9	19,4	19,9	20,5
Lenha	9,8	8,7	7,6	8,6	9,0	8,1	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
Gás natural seco	0,5	0,6	0,7	1,0	1,1	1,2	1,3	1,5	1,7	1,9	2,1
Carvão vegetal	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querosene iluminante	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Comercial	2,0	1,6	1,5	1,3	1,8	1,9	2,1	2,4	2,6	2,9	3,2
Público	1,7	1,2	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0	1,1	1,3	1,4
Agropecuária (finalidade não identificada)	15,7	18,2	19,3	20,5	21,2	20,7	21,6	23,9	26,4	29,3	32,6
Diesel de petróleo	14,9	17,2	18,5	19,6	20,3	19,8	20,5	22,7	25,1	27,9	31,0
Lenha	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,4
GLP	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Óleo combustível	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Carvão vegetal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Álcool hidratado	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Querosene iluminante	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural seco	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-



Tabela 5 – Estimativas históricas (2005 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, totais no cenário tendencial e PIB com crescimento inferior de 1,3% a.a. Fonte: Elaboração própria.

Cenário tendencial (MtCO ₂ e) PIB com crescimento inferior de 1,3% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emissões de energia	358,4	418,7	502,3	434,6	461,8	472,9	472,0	468,0	461,0	428,9	429,0
Transporte de carga	74,6	89,6	103,7	100,1	115,0	112,5	112,0	114,2	117,4	120,6	124,4
Rodoviário	68,1	81,9	96,3	93,1	108,2	105,5	104,9	106,8	109,7	112,7	116,2
Diesel de petróleo	62,9	76,2	88,5	86,4	100,0	99,4	100,5	103,7	107,5	111,5	115,5
Biodiesel	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5
Gasolina automotiva	5,1	5,5	7,7	6,4	7,8	5,7	3,9	2,5	1,6	0,5	0,1
Álcool anidro	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Álcool hidratado	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Gás natural seco	-	-	-	-	-	0,1	0,3	0,7	-	-	-
Hidroviário	3,6	4,5	4,2	3,7	3,6	3,6	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9
Óleo combustível	2,6	3,2	3,2	2,7	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7
Diesel de petróleo	1,0	1,3	1,1	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Ferrovário	2,8	3,2	3,1	3,3	3,3	3,3	3,3	3,5	3,8	4,0	4,2
Diesel de petróleo	2,8	3,2	3,1	3,2	3,3	3,3	3,3	3,5	3,7	3,9	4,1
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Transporte de passageiros	67,0	83,6	100,9	85,4	101,8	89,9	79,5	68,0	54,4	40,8	32,7
Rodoviário	59,2	73,8	89,9	79,6	92,3	79,2	68,8	57,5	44,2	30,9	23,2
Gasolina automotiva	35,9	47,1	61,9	53,8	64,5	51,3	40,3	28,9	20,9	8,5	2,5
Diesel de petróleo	18,0	21,0	22,6	20,2	21,3	21,0	21,1	20,9	20,5	19,5	17,9
Gás natural seco	4,4	4,5	4,0	4,2	5,1	5,1	5,1	5,1	-	-	-
Álcool anidro	0,6	0,5	0,7	0,6	0,7	0,6	0,6	0,5	0,3	0,1	0,0
Álcool hidratado	0,3	0,6	0,7	0,8	0,7	1,2	1,7	2,1	2,4	2,8	2,7
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0
Aéreo	7,8	9,8	11,0	5,8	9,5	10,6	10,7	10,5	10,2	9,9	9,5
Gasolina de aviação	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Querosene de aviação	7,7	9,6	10,9	5,7	9,4	10,5	10,6	10,4	10,1	9,8	9,4
Metalurgia	49,2	55,2	58,6	51,7	55,6	56,3	60,6	64,9	69,2	73,5	77,8
Produção de ferro gusa e aço	41,9	44,7	47,3	42,3	46,0	46,4	49,9	53,5	57,0	60,6	64,1
Consumo final energético	5,3	5,5	5,5	5,1	5,9	5,6	6,1	6,6	7,1	7,6	8,1
Gás de coque	1,9	2,3	2,1	2,0	2,2	2,2	2,4	2,6	2,7	2,9	3,1
Gás natural seco	2,6	2,1	2,9	2,7	3,2	3,3	3,7	4,0	4,4	4,7	5,0
Outros	0,8	1,1	0,5	0,4	0,5	-	-	-	-	-	-
Processos industriais	36,6	39,2	41,8	37,2	40,1	40,8	43,8	46,9	49,9	52,9	56,0
Coque de carvão mineral, carvão vapor 6000, coque de petróleo e carvão vapor 5900	35,2	38,3	41,0	36,4	39,3	40,0	43,0	45,9	48,9	51,9	54,9
Carvão vegetal	1,3	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,1
Gás natural seco – PIUP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidrogênio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros da metalurgia	5,1	5,4	5,5	3,5	4,0	4,2	4,5	4,9	5,2	5,6	5,9
Consumo final energético	5,1	5,4	5,5	3,5	4,0	4,2	4,5	4,9	5,2	5,6	5,9
Óleo combustível	3,9	3,7	4,0	2,8	2,9	3,0	3,2	3,4	3,6	3,8	4,1
Gás natural seco	1,2	1,7	1,4	0,7	1,2	1,2	1,3	1,5	1,6	1,7	1,8
Biometano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biodiesel	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lenha	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consumo de combustíveis redutores	2,3	5,1	5,9	5,9	5,5	5,7	6,1	6,5	6,9	7,4	7,8
Coque de petróleo	0,7	1,3	1,6	1,4	0,9	0,9	1	1	1,1	1,2	1,2
Coque de carvão mineral	1	1,2	1,4	1,6	1,7	1,7	1,9	2	2,1	2,2	2,4

Cenário tendencial (MtCO ₂ e)											
PIB com crescimento inferior de 1,3% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Carvão vapor 6000	0,4	2,5	2,8	2,8	2,7	2,8	3	3,2	3,4	3,6	3,8
Carvão vegetal	0,2	0,2	0,1	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
Cimento	9,2	14,7	14,7	13,6	13,4	13,1	13,4	13,7	13,8	14,0	14,0
Consumo de energia	9,2	14,7	14,7	13,6	13,4	13,1	13,4	13,7	13,8	14,0	14,0
Coque de petróleo	7,7	12,9	12,6	11,6	10,0	10,0	10,2	10,4	10,6	10,6	10,7
Carvão vegetal	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 4500	-	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Outras não renováveis	0,9	1,2	1,2	1,1	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,8
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lenha	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 6000	-	0,1	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Outros	0,6	0,5	0,6	0,5	0,3	-	-	-	-	-	-
Química	15,2	14,5	13,8	11,1	12,1	15,8	16,7	17,6	18,4	19,2	19,9
Consumo final energético	15,2	14,5	13,8	11,1	12,1	15,8	16,7	17,6	18,4	19,2	19,9
Biometano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras biomassas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural seco	5,1	5,5	5,3	4,3	4,7	6,3	6,6	6,7	6,9	6,9	7,0
Outros energéticos de petróleo	6,2	6,4	5,4	4,0	4,5	5,9	6,3	6,7	7,2	7,6	8,0
Gás de refinaria	0,2	0,2	0,3	0,8	0,6	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1
GLP	0,1	0,2	0,6	0,5	0,5	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9
Carvão vapor 5200	0,2	-	0,7	0,3	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0
Outras não renováveis	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9
Coque de petróleo	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6
Óleo combustível	2,0	0,8	0,7	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
Outros	0,5	0,6	0,1	0,2	0,1	-	-	-	-	-	-
Outras matérias primas e indústrias	27,2	30,8	30,8	22,2	26,5	27,0	27,8	28,4	29,0	29,5	29,9
Consumo final energético	27,2	30,8	30,8	22,2	26,5	27,0	27,8	28,4	29,0	29,5	29,9
Bagaço de cana	1,0	1,4	1,2	1,4	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 3100	0,0	0,0	-	-	0,0	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 3300	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 3700	-	-	-	-	0,0	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4200	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 4500	-	0,2	0,7	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 4700	0,5	0,7	1,2	0,8	0,6	0,6	0,5	0,3	0,2	0,1	0,0
Carvão vapor 5200	0,3	0,7	0,4	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 5900	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 6000	2,3	0,9	0,9	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
Carvão vapor sem especificação	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-
Coque de petróleo	3,3	5,2	5,3	3,2	3,0	2,8	2,4	1,9	1,5	1,0	0,5
Diesel de petróleo	1,4	1,9	2,9	2,7	3,3	3,1	2,5	1,9	1,3	0,7	0,1
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural seco	8,1	11,8	12,6	9,2	12,5	14,2	16,7	19,0	21,4	23,7	25,9
Gás natural úmido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GLP	1,2	1,3	1,9	1,9	2,0	1,8	1,6	1,3	1,1	0,9	0,6
Lenha	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9
Óleo combustível	8,0	5,5	2,5	1,6	1,9	1,6	1,3	1,0	0,7	0,4	0,1
Outras biomassas	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Querosene iluminante	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vegetal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Gás de refinaria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros energéticos de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coque de carvão mineral	0,4	0,3	0,3	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-
Lixívia	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3



Cenário tendencial (MtCO ₂ e)	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PIB com crescimento inferior de 1,3% a.a.											
Produção de combustíveis	41,1	44,0	51,3	44,0	42,5	45,4	41,8	40,6	38,9	37,1	35,6
Exploração de petróleo e gás natural	14,5	16,6	17,3	12,6	12,3	13,0	12,9	12,5	11,6	10,8	9,7
Emissões pela queima de combustíveis	4,6	6,9	10,1	5,0	5,6	5,9	5,9	5,7	5,3	4,9	4,4
Diesel de petróleo	0,5	2,8	4,1	1,5	1,8	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4
Gás natural seco	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural úmido	3,5	4,0	5,9	3,3	3,8	4,0	4,0	3,8	3,5	3,3	3,0
Óleo combustível	-	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Emissões fugitivas	9,9	9,6	7,1	7,6	6,7	7,1	7,0	6,8	6,3	5,9	5,3
Refino de petróleo	22,7	22,8	28,3	25,2	24,6	25,8	24,6	23,6	23,0	22,1	21,7
Emissões pela queima de combustíveis	15,9	15,3	17,0	13,8	12,3	12,8	12,2	11,7	11,4	10,9	10,7
Coque de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel de petróleo	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás de refinaria	8,6	8,6	9,6	7,8	7,5	7,8	7,4	7,1	6,9	6,6	6,5
Gás natural seco	3,5	4,8	6,7	5,7	4,4	4,7	4,4	4,3	4,2	4,0	3,9
Gás natural úmido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GLP	0,1	0,0	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-
Nafta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Óleo combustível	3,7	1,9	0,7	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Outros energéticos de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querosene iluminante	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	6,8	7,5	11,3	11,4	12,3	13,0	12,4	11,9	11,6	11,2	11,0
Transporte de petróleo e gás natural	0,2	0,2	2,2	2,9	2,2	2,3	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8
Emissões pela queima de combustíveis	-	-	1,8	2,6	2,0	2,1	2,1	2,1	1,9	1,8	1,6
Gás natural seco	-	-	1,8	2,6	2,0	2,1	2,1	2,1	1,9	1,8	1,6
Óleo combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	0,2	0,2	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Produção de carvão mineral e outros	2,0	2,7	1,8	1,6	1,7	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Emissões pela queima de combustíveis	0,6	1,5	0,4	0,3	0,3	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Alcatrão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5200	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor sem especificação	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coque de carvão mineral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás de coqueria	0,6	0,3	0,4	0,3	0,3	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Gás natural seco	-	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	1,5	1,2	1,5	1,2	1,4	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Produção de carvão vegetal	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0
Emissões pela queima de combustíveis	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0
Lenha carvoejamento	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0
Produção de álcool	0,6	1,0	1,0	1,1	1,0	1,1	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
Emissões pela queima de combustíveis	0,6	1,0	1,0	1,1	1,0	1,1	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
Bagaço de cana	0,6	1,0	1,0	1,1	1,0	1,1	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
Gás natural seco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lenha	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geração de eletricidade	29,7	39,2	80,9	56,2	44,0	62,2	68,0	66,4	63,2	35,3	33,3
Não renováveis	27,5	36,6	77,5	51,3	39,5	58,1	64,5	63,6	61,2	33,9	32,7
Gás natural	9,5	16,5	38,8	29,2	22,2	33,2	41,7	42,9	42,5	16,2	15,7
Gás natural seco	8,3	12,5	34,2	20,0	13,6	-	-	-	-	-	-
Gás natural úmido	1,2	4,0	4,6	9,2	8,6	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor	7,8	7,8	18,0	11,4	8,4	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Carvão vapor sem especificação	7,6	7,0	17,2	10,6	7,5	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4700	0,1	0,1	-	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5200	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Cenário tendencial (MtCO ₂ e) PIB com crescimento inferior de 1,3% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Carvão vapor 3700	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 6000	-	0,5	0,7	0,7	0,7	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel de petróleo	5,9	6,4	7,1	4,7	4,2	3,8	3,1	2,5	1,8	1,7	1,7
Óleo combustível	2,3	3,7	10,7	1,6	0,7	2,8	2,1	1,4	0,8	0,6	0,6
Outras não renováveis	2,1	2,2	2,9	4,3	4,0	3,6	2,9	2,2	1,4	0,7	-
Gás de refinaria	0,3	0,8	1,1	1,1	0,9	-	-	-	-	-	-
Alcatrão	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Outros energéticos de petróleo	0,4	0,4	0,8	0,6	0,7	-	-	-	-	-	-
Gás de coqueria	0,3	0,6	0,5	0,6	0,7	-	-	-	-	-	-
Outras não renováveis	1,0	0,4	0,5	2,0	1,8	-	-	-	-	-	-
Biomassas	0,2	0,4	0,5	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Bagaço de cana	0,1	0,3	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Lenha	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lixívia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biogás	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Edificações	29,4	29,0	28,2	29,8	29,8	30,1	31,2	32,0	33,0	33,9	34,9
Residencial	25,7	26,2	25,8	27,7	27,2	27,3	28,3	28,9	29,7	30,4	31,1
GLP	15,2	16,7	17,4	17,9	17,0	17,9	18,4	18,9	19,4	19,9	20,5
Lenha	9,8	8,7	7,6	8,6	9,0	8,1	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
Gás natural seco	0,5	0,6	0,7	1,0	1,1	1,2	1,3	1,5	1,7	1,9	2,1
Carvão vegetal	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querosene iluminante	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Comercial	2,0	1,6	1,5	1,3	1,8	1,9	2,0	2,2	2,3	2,5	2,6
Público	1,7	1,2	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,1
Agropecuária (finalidade não identificada)	15,7	18,2	19,3	20,5	21,2	20,7	21,0	22,2	23,6	25,1	26,5
Diesel de petróleo	14,9	17,2	18,5	19,6	20,3	19,8	19,9	21,1	22,4	23,8	25,2
Lenha	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,1
GLP	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Óleo combustível	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Carvão vegetal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Álcool hidratado	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Querosene iluminante	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural seco	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 6 - Estimativas históricas (2005 a 2022) e projeções (2023 a 2050) das emissões, em milhões de toneladas de CO₂e, totais no cenário tendencial e PIB com crescimento superior de 2,8% a.a. Fonte: Elaboração própria.

Cenário tendencial (MtCO ₂ e) PIB com crescimento superior de 2,8% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emissões de energia	358,4	418,7	502,3	434,6	461,8	475,8	502,1	542,3	586,8	641,1	763,4
Transporte de carga	74,6	89,6	103,7	100,1	115,0	112,5	113,7	120,7	131,4	145,0	162,6
Rodoviário	68,1	81,9	96,3	93,1	108,2	105,5	106,3	112,5	122,4	135,0	151,6
Diesel de petróleo	62,9	76,2	88,5	86,4	100,0	99,4	101,8	109,2	119,9	133,6	150,7
Biodiesel	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6
Gasolina automotiva	5,1	5,5	7,7	6,4	7,8	5,7	4,0	2,6	1,8	0,6	0,1



Cenário tendencial (MtCO ₂ e) PIB com crescimento superior de 2,8% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Álcool anidro	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Álcool hidratado	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
Gás natural seco	-	-	-	-	-	0,1	0,3	0,8	-	-	-
Hidroviário	3,6	4,5	4,2	3,7	3,6	3,6	3,9	4,1	4,3	4,6	4,8
Óleo combustível	2,6	3,2	3,2	2,7	2,4	2,5	2,6	2,8	2,9	3,1	3,3
Diesel de petróleo	1,0	1,3	1,1	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5
Ferrovário	2,8	3,2	3,1	3,3	3,3	3,3	3,6	4,1	4,7	5,4	6,2
Diesel de petróleo	2,8	3,2	3,1	3,2	3,3	3,3	3,5	4,0	4,6	5,2	6,0
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Transporte de passageiros	67,0	83,6	100,9	85,4	101,8	89,9	80,3	69,9	57,5	45,3	38,7
Rodoviário	59,2	73,8	89,9	79,6	92,3	79,2	68,8	57,7	44,7	31,8	24,6
Gasolina automotiva	35,9	47,1	61,9	53,8	64,5	51,3	40,3	28,9	20,9	8,5	2,5
Diesel de petróleo	18,0	21,0	22,6	20,2	21,3	21,0	21,1	21,1	21,0	20,4	19,3
Gás natural seco	4,4	4,5	4,0	4,2	5,1	5,1	5,1	5,1	-	-	-
Álcool anidro	0,6	0,5	0,7	0,6	0,7	0,6	0,6	0,5	0,3	0,1	0,0
Álcool hidratado	0,3	0,6	0,7	0,8	0,7	1,2	1,7	2,1	2,4	2,8	2,7
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Aéreo	7,8	9,8	11,0	5,8	9,5	10,7	11,5	12,2	12,9	13,5	14,1
Gasolina de aviação	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Querosene de aviação	7,7	9,6	10,9	5,7	9,4	10,6	11,4	12,1	12,7	13,3	13,9
Metalurgia	49,2	55,2	58,6	51,7	55,6	56,4	64,4	75,3	86,0	99,0	113,9
Produção de ferro gusa e aço	41,9	44,7	47,3	42,3	46,0	46,4	52,9	62,0	70,7	81,3	93,6
Consumo final energético	5,3	5,5	5,5	5,1	5,9	5,6	6,5	7,7	8,8	10,2	11,9
Gás de coqueria	1,9	2,3	2,1	2,0	2,2	2,2	2,6	3,0	3,4	3,9	4,5
Gás natural seco	2,6	2,1	2,9	2,7	3,2	3,3	3,9	4,7	5,4	6,3	7,4
Outros	0,8	1,1	0,5	0,4	0,5	-	-	-	-	-	-
Processos industriais	36,6	39,2	41,8	37,2	40,1	40,8	46,5	54,3	61,8	71,1	81,7
Coque de carvão mineral, carvão vapor 6000, coque de petróleo e carvão vapor 5900	35,2	38,3	41,0	36,4	39,3	40,0	45,5	53,2	60,6	69,6	80,1
Carvão vegetal	1,3	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	1,1	1,2	1,4	1,6
Gás natural seco - PIUP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidrogênio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros da metalurgia	5,1	5,4	5,5	3,5	4,0	4,2	4,9	5,7	6,6	7,6	8,8
Consumo final energético	5,1	5,4	5,5	3,5	4,0	4,2	4,9	5,7	6,6	7,6	8,8
Óleo combustível	3,9	3,7	4,0	2,8	2,9	3,0	3,4	4,0	4,6	5,2	6,0
Gás natural seco	1,2	1,7	1,4	0,7	1,2	1,2	1,5	1,7	2,0	2,4	2,7
Biometano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biodiesel	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lenha	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Consumo de combustíveis redutores	2,3	5,1	5,9	5,9	5,5	5,7	6,6	7,6	8,7	10	11,5
Coque de petróleo	0,7	1,3	1,6	1,4	0,9	0,9	1	1,2	1,4	1,6	1,8
Coque de carvão mineral	1	1,2	1,4	1,6	1,7	1,7	2	2,3	2,7	3,1	3,5
Carvão vapor 6000	0,4	2,5	2,8	2,8	2,7	2,8	3,2	3,7	4,3	4,9	5,7
Carvão vegetal	0,2	0,2	0,1	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5
Cimento	9,2	14,7	14,7	13,6	13,4	13,2	14,5	15,9	17,4	19,1	20,8
Consumo de energia	9,2	14,7	14,7	13,6	13,4	13,2	14,5	15,9	17,4	19,1	20,8
Coque de petróleo	7,7	12,9	12,6	11,6	10,0	10,1	11,0	12,1	13,3	14,5	15,9
Carvão vegetal	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 4500	-	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
Outras não renováveis	0,9	1,2	1,2	1,1	2,6	2,6	2,8	3,1	3,4	3,7	4,1
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lenha	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Cenário tendencial (MtCO ₂ e) PIB com crescimento superior de 2,8% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Carvão vapor 6000	-	0,1	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Outros	0,6	0,5	0,6	0,5	0,3	-	-	-	-	-	-
Química	15,2	14,5	13,8	11,1	12,1	15,9	18,0	20,5	23,2	26,2	29,5
Consumo final energético	15,2	14,5	13,8	11,1	12,1	15,9	18,0	20,5	23,2	26,2	29,5
Biometano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras biomassas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural seco	5,1	5,5	5,3	4,3	4,7	6,4	7,1	7,9	8,6	9,5	10,3
Outros energéticos de petróleo	6,2	6,4	5,4	4,0	4,5	5,9	6,8	7,8	9,0	10,4	11,9
Gás de refinaria	0,2	0,2	0,3	0,8	0,6	0,8	1,0	1,1	1,3	1,5	1,7
GLP	0,1	0,2	0,6	0,5	0,5	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	1,4
Carvão vapor 5200	0,2	-	0,7	0,3	0,6	0,7	0,8	1,0	1,1	1,3	1,5
Outras não renováveis	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2	1,4
Coque de petróleo	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8
Óleo combustível	2,0	0,8	0,7	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5
Outros	0,5	0,6	0,1	0,2	0,1	-	-	-	-	-	-
Outras matérias primas e indústrias	27,2	30,8	30,8	22,2	26,5	27,1	29,2	32,5	35,3	38,9	43,0
Consumo final energético	27,2	30,8	30,8	22,2	26,5	27,1	29,2	32,5	35,3	38,9	43,0
Bagaço de cana	1,0	1,4	1,2	1,4	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 3100	0,0	0,0	-	-	0,0	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 3300	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 3700	-	-	-	-	0,0	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4200	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 4500	-	0,2	0,7	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 4700	0,5	0,7	1,2	0,8	0,6	0,6	0,5	0,3	0,2	0,1	0,0
Carvão vapor 5200	0,3	0,7	0,4	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Carvão vapor 5900	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor sem especificação	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-
Coque de petróleo	3,3	5,2	5,3	3,2	3,0	2,8	2,4	2,0	1,6	1,2	0,7
Diesel de petróleo	1,4	1,9	2,9	2,7	3,3	3,1	2,5	1,9	1,3	0,7	0,1
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural seco	8,1	11,8	12,6	9,2	12,5	14,3	18,0	22,8	27,2	32,3	38,0
Gás natural úmido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GLP	1,2	1,3	1,9	1,9	2,0	1,8	1,6	1,4	1,2	1,0	0,9
Lenha	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,3
Óleo combustível	8,0	5,5	2,5	1,6	1,9	1,6	1,3	1,0	0,7	0,4	0,1
Outras biomassas	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Querosene iluminante	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carvão vegetal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Gás de refinaria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros energéticos de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coque de carvão mineral	0,4	0,3	0,3	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-
Lixívia	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4
Produção de combustíveis	41,1	44,0	51,3	44,0	42,5	45,4	42,4	42,0	41,6	41,3	41,8
Exploração de petróleo e gás natural	14,5	16,6	17,3	12,6	12,3	13,0	12,9	12,5	11,6	10,8	9,7
Emissões pela queima de combustíveis	4,6	6,9	10,1	5,0	5,6	5,9	5,9	5,7	5,3	4,9	4,4
Diesel de petróleo	0,5	2,8	4,1	1,5	1,8	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4
Gás natural seco	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural úmido	3,5	4,0	5,9	3,3	3,8	4,0	4,0	3,8	3,5	3,3	3,0
Óleo combustível	-	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Emissões fugitivas	9,9	9,6	7,1	7,6	6,7	7,1	7,0	6,8	6,3	5,9	5,3
Refino de petróleo	22,7	22,8	28,3	25,2	24,6	25,8	25,1	24,9	25,4	26,0	27,4
Emissões pela queima de combustíveis	15,9	15,3	17,0	13,8	12,3	12,8	12,4	12,3	12,6	12,9	13,6



Cenário tendencial (MtCO ₂ e) PIB com crescimento superior de 2,8% a.a.	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Coque de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel de petróleo	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás de refinaria	8,6	8,6	9,6	7,8	7,5	7,8	7,5	7,5	7,6	7,8	8,2
Gás natural seco	3,5	4,8	6,7	5,7	4,4	4,7	4,5	4,5	4,6	4,7	5,0
Gás natural úmido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GLP	0,1	0,0	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-
Nafta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Óleo combustível	3,7	1,9	0,7	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
Outros energéticos de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querosene iluminante	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	6,8	7,5	11,3	11,4	12,3	13,0	12,7	12,6	12,8	13,1	13,8
Transporte de petróleo e gás natural	0,2	0,2	2,2	2,9	2,2	2,3	2,3	2,2	2,1	2,0	1,8
Emissões pela queima de combustíveis	-	-	1,8	2,6	2,0	2,1	2,1	2,1	1,9	1,8	1,6
Gás natural seco	-	-	1,8	2,6	2,0	2,1	2,1	2,1	1,9	1,8	1,6
Óleo combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	0,2	0,2	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Produção de carvão mineral e outros	2,0	2,7	1,8	1,6	1,7	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Emissões pela queima de combustíveis	0,6	1,5	0,4	0,3	0,3	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Alcatrão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5200	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor sem especificação	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coque de carvão mineral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel de petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás de coqueria	0,6	0,3	0,4	0,3	0,3	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Gás natural seco	-	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emissões fugitivas	1,5	1,2	1,5	1,2	1,4	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Produção de carvão vegetal	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	1,4
Emissões pela queima de combustíveis	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	1,4
Lenha carvoejamento	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	1,4
Produção de álcool	0,6	1,0	1,0	1,1	1,0	1,1	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
Emissões pela queima de combustíveis	0,6	1,0	1,0	1,1	1,0	1,1	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
Bagaço de cana	0,6	1,0	1,0	1,1	1,0	1,1	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
Gás natural seco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lenha	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geração de eletricidade	29,7	39,2	80,9	56,2	44,0	64,6	85,9	107,3	131,3	157,5	237,6
Não renováveis	27,5	36,6	77,5	51,3	39,5	60,5	82,4	104,5	129,2	156,1	237,0
Gás natural	9,5	16,5	38,8	29,2	22,2	35,6	59,6	83,7	110,5	138,4	220,0
Gás natural seco	8,3	12,5	34,2	20,0	13,6	-	-	-	-	-	-
Gás natural úmido	1,2	4,0	4,6	9,2	8,6	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor	7,8	7,8	18,0	11,4	8,4	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Carvão vapor sem especificação	7,6	7,0	17,2	10,6	7,5	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4700	0,1	0,1	-	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 5200	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 3700	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 6000	-	0,5	0,7	0,7	0,7	-	-	-	-	-	-
Carvão vapor 4200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel de petróleo	5,9	6,4	7,1	4,7	4,2	3,8	3,1	2,5	1,8	1,7	1,7
Óleo combustível	2,3	3,7	10,7	1,6	0,7	2,8	2,1	1,4	0,8	0,6	0,6
Outras não renováveis	2,1	2,2	2,9	4,3	4,0	3,6	2,9	2,2	1,4	0,7	-
Gás de refinaria	0,3	0,8	1,1	1,1	0,9	-	-	-	-	-	-
Alcatrão	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-

Cenário tendencial (MtCO₂e)	PIB com crescimento superior de 2,8% a.a.										
	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Outros energéticos de petróleo	0,4	0,4	0,8	0,6	0,7	-	-	-	-	-	-
Gás de coqueria	0,3	0,6	0,5	0,6	0,7	-	-	-	-	-	-
Outras não renováveis	1,0	0,4	0,5	2,0	1,8	-	-	-	-	-	-
Biomassas	0,2	0,4	0,5	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Bagaço de cana	0,1	0,3	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Lenha	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lixívia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biogás	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Outras biomassas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Edificações	29,4	29,0	28,2	29,8	29,8	30,1	31,5	32,6	33,9	35,2	36,7
Residencial	25,7	26,2	25,8	27,7	27,2	27,3	28,3	28,9	29,7	30,4	31,1
GLP	15,2	16,7	17,4	17,9	17,0	17,9	18,4	18,9	19,4	19,9	20,5
Lenha	9,8	8,7	7,6	8,6	9,0	8,1	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
Gás natural seco	0,5	0,6	0,7	1,0	1,1	1,2	1,3	1,5	1,7	1,9	2,1
Carvão vegetal	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Gás canalizado RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás canalizado SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querosene iluminante	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Comercial	2,0	1,6	1,5	1,3	1,8	1,9	2,2	2,5	2,9	3,4	3,9
Público	1,7	1,2	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,1	1,3	1,5	1,7
Agropecuária (finalidade não identificada)	15,7	18,2	19,3	20,5	21,2	20,8	22,2	25,7	29,3	33,6	38,7
Diesel de petróleo	14,9	17,2	18,5	19,6	20,3	19,8	21,1	24,4	27,8	32,0	36,7
Lenha	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	1,1	1,2	1,4	1,6
GLP	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Óleo combustível	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Biodiesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Carvão vegetal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Álcool hidratado	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Querosene iluminante	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás natural seco	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-



OBSERVATÓRIO DO **CLIMA**

Brasil 2045



ISBN: 978-65-998407-8-4

CDL



9 786599 840784