



DOCUMENTO DE ANÁLISE

EVOLUÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NO BRASIL (1990-2013) SETOR DE ENERGIA E PROCESSOS INDUSTRIAIS

COORDENAÇÃO TÉCNICA

IEMA – Instituto de Energia e Meio Ambiente

EQUIPE TÉCNICA

André Luis Ferreira

David Shiling Tsai

Marcelo dos Santos Cremer

Kamyla Borges Cunha

Gabriel de Freitas Viscondi

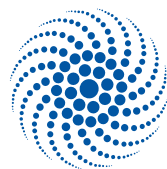
Ademilson Zamboni

Renato Boareto

Revisão

Paulo Guimarães Rocha – Fundação Avina

Agosto, 2015



**instituto de energia
e meio ambiente**™

Coordenação Geral do SEEG

Tasso Rezende de Azevedo

Coordenação Técnica do Setor de Energia e Processos Industriais

IEMA – Instituto de Energia e Meio Ambiente

Equipe Técnica deste relatório

André Luis Ferreira

David Shiling Tsai

Marcelo dos Santos Cremer

Kamyla Borges Cunha

Gabriel de Freitas Viscondi

Ademilson Zamboni

Renato Boareto

Revisão

Paulo Guimarães Rocha – Fundação Avina

Facilitação

GVces

Produção editorial

Walkyria Garotti (design)

Sandro Falsetti (infografia)

José Julio do Espírito Santo (revisão de texto)

Realização

Apoio



Documento de análise [recurso eletrônico] : evolução das emissões de gases de efeito estufa no Brasil (1970-2013) : setor de energia e processos industriais / Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA). – São Paulo : Observatório do Clima, 2015.
64 p.

1. Efeito estufa (Atmosfera). 2. Brasil – Indústrias – Aspectos ambientais. 3. Política ambiental.
4. Energia – Aspectos ambientais. 5. Energia elétrica – Consumo. 6. Brasil – Indústrias – Consumo de energia. I. Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA). II. Título.

CDU 551.588

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Karl A. Boedecker da Fundação Getulio Vargas - SP.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	6
1 EMISSÕES DE GEE DOS SETORES DE ENERGIA E DE PROCESSOS INDUSTRIAIS E USO DE PRODUTOS	7
2 EMISSÕES DE GEE DO SEGMENTO DE TRANSPORTES	17
2.1 TRANSPORTE DE CARGAS	19
2.2 TRANSPORTE DE PASSAGEIROS	21
3 EMISSÕES DE GEE NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	34
3.1 EVOLUÇÃO RECENTE DAS EMISSÕES DE GEE NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	34
3.2 CONTEXTO HIDROLÓGICO MAIS SECO E ACIONAMENTO DAS TERMELÉTRICAS	38
3.3 PLANEJAMENTO GOVERNAMENTAL DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	41
4 EMISSÕES DE GEE NA INDÚSTRIA: CONSUMO ENERGÉTICO DE COMBUSTÍVEIS, PROCESSOS INDUSTRIAIS E USO DE PRODUTOS	47
4.1 PRODUÇÃO DE FERRO-GUSA E AÇO	53
4.2 PRODUÇÃO DE CIMENTO	55
4.3 INDÚSTRIA QUÍMICA	57
5 EMISSÕES DE GEE NO SEGMENTO DE PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEIS	59
6 REFERÊNCIAS	62

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: emissões brasileiras de CO ₂ e por setor (1990–2013).....	7
Gráfico 2: emissões brasileiras de CO ₂ e por setor (2003–2013).....	8
Gráfico 3: consumo de energia no Brasil por fonte primária.....	9
Gráfico 4: emissões de CO ₂ e do setor de energia por fonte primária.....	10
Gráfico 5: participação das fontes primárias nas emissões de CO ₂ – Brasil e média mundial.....	11
Gráfico 6: perfil de emissões de CO ₂ e pela queima de combustíveis no Brasil e no mundo em 2012, por segmento.....	11
Gráfico 7: emissões de CO ₂ e do setor de energia por segmento de atividade.....	12
Gráfico 8: variações das emissões de CO ₂ e no setor de energia entre 2012 e 2013 por segmento de atividade.....	13
Gráfico 9: emissões de CO ₂ e dos setores de energia e de PIUP por segmento de atividade (1970–2013).....	15
Gráfico 10: evolução do consumo de energia no setor de transportes.....	17
Gráfico 11: divisão modal no transporte de carga em países selecionados em 2005.....	19
Gráfico 12: emissão específica de CO ₂ e por modal de transporte de carga no Brasil.....	20
Gráfico 13: projeção dos momentos de transportes de carga, por modal, no PNLT entre 2010 e 2031.....	21
Gráfico 14: evolução das emissões de CO ₂ e no transporte rodoviário de passageiros.....	22
Gráfico 15: evolução do consumo de combustíveis no transporte de passageiros.....	23
Gráfico 16: evolução da intensidade de uso da frota de veículos no transporte de passageiros.....	24
Gráfico 17: evolução comparativa da população residente e do número de passageiros transportados por ônibus nas maiores capitais brasileiras (1994 a 2012).....	25
Gráfico 18: evolução histórica e projeção da demanda por combustíveis do transporte individual rodoviário.....	26
Gráfico 19: consumo de diesel fóssil e parcela substituída por combustíveis renováveis na frota de ônibus urbanos em São Paulo.....	28
Gráfico 20: CO ₂ fóssil emitido pela frota de ônibus urbanos rodando com diesel em São Paulo, e parcela abatida por combustíveis renováveis.....	28
Gráfico 21: influência das condições operacionais dos ônibus nas emissões e consumo de combustível.....	30
Gráfico 22: redução nas emissões de CO ₂ e em trecho de faixa exclusiva (Corredor Norte-Sul, São Paulo, horário de pico entre setembro de 2012 e setembro de 2013).....	31
Gráfico 23: consumo de gasolina C e etanol hidratado por automóveis e de óleo diesel por ônibus nas horas de pico, simulado pelo PlanMob-BH.....	31
Gráfico 24: evolução da demanda de energia elétrica por setor de consumo.....	34
Gráfico 25: evolução da participação percentual das fontes primárias na geração de EE.....	35
Gráfico 26: evolução da geração de eletricidade de origem não hídrica por fonte.....	36
Gráfico 27: emissões de CO ₂ e na geração de eletricidade por fonte primária.....	37
Gráfico 28: emissões e energia elétrica gerada nos 50 países mais emissores do setor de energia.....	38
Gráfico 29: evolução mensal da energia natural afluyente por região.....	39
Gráfico 30: evolução mensal da energia armazenada (hidreletricidade) por região.....	40
Gráfico 31: projeção da capacidade instalada por fonte (2013 a 2023).....	41
Gráfico 32: expansão da capacidade instalada por fonte, conforme o PDE 2023.....	42
Gráfico 33: comparativo do acréscimo de capacidade instalada de termoeletricidade fóssil entre o PDE 2022 e o 2023.....	43

Gráfico 34: capacidade instalada (MW) e montante médio anual de energia ($MW_{\text{médio}}$) contratados nos leilões de energia nova, de reserva e de fontes alternativas por tipo de fonte (% sobre total contratado) e por tipo de combustível fóssil (% sobre total contratado), ocorridos no período de 2004 a 2014.....	44
Gráfico 35: emissões de CO_2 e em atividades industriais por tipo de gás de efeito estufa	48
Gráfico 36: emissões de CO_2 e em atividades industriais por tipo de atividade	49
Gráfico 37: consumo de energia em atividades industriais por fonte primária.....	50
Gráfico 38: emissões de CO_2 e em atividades industriais por ramo industrial.....	52
Gráfico 39: emissões de CO_2 e associadas à produção de ferro-gusa e aço por tipo de emissão	54
Gráfico 40: evolução das emissões de CO_2 e associadas à produção de ferro-gusa e aço e produção física de aço.....	55
Gráfico 41: emissões de CO_2 e associadas à produção de cimento por tipo de emissão.....	56
Gráfico 42: fator de emissão implícito na produção de cimento ($t CO_2e/t$ cimento) por tipo de emissão	57
Gráfico 43: emissões de CO_2 e associadas à indústria química por tipo de emissão.....	57
Gráfico 44: participação dos tipos de centrais na geração de eletricidade e dos segmentos de atividade econômica no consumo de eletricidade em 2013	58
Gráfico 45: consumo de combustíveis na produção de combustíveis, por fonte primária	59
Gráfico 46: evolução do consumo específico de energia nas atividades da produção de combustíveis	60
Gráfico 47: emissões de CO_2 e na produção de combustíveis, por atividade.....	60

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: emissões de CO_2 e em 2013 – setores de energia e de processos industriais.....	14
Figura 2: emissões de CO_2 e nos setores de energia e de PIUP em 2013, alocadas nas unidades da federação	16
Figura 3: diagrama de Sankey das emissões de CO_2 e dos transportes em 2013.....	18
Figura 4: localização dos empreendimentos hidrelétricos em construção e planejados segundo o PDE 2023	42

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: número de ônibus do transporte público no Município de São Paulo substituídos por diferentes tecnologias entre 2009 e 2014.....	27
Tabela 2: associação entre as categorias de processos industriais e os ramos industriais do BEN.....	51

INTRODUÇÃO

A fim de prover fácil acesso a dados consistentes da evolução histórica das emissões antrópicas de gases de efeito estufa (GEE) associadas a suas fontes emissoras no Brasil, o Observatório do Clima, no final de 2013, apresentou a primeira versão do Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SEEG), contemplando as emissões nacionais no período 1990-2012 para os setores de (i) mudança de uso da terra, (ii) agropecuária, (iii) energia, (iv) processos industriais e uso de produtos e (v) resíduos. Nesse processo, o Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA) realizou o trabalho técnico referente às estimativas das emissões dos setores de energia e de processos industriais e uso de produtos (PIUP).

Entre meados de 2014 e meados de 2015, foi desenvolvida a segunda versão do SEEG que, além de revisar as estimativas para o período 1990-2012 e incluir as estimativas de emissões para o ano de 2013, acrescenta as estimativas de emissões nacionais para o período 1970-1989 e pioneiramente apresenta uma primeira aproximação da distribuição das emissões por unidade da federação ao longo de todo o período 1970-2013.

A partir dos dados do SEEG, este documento traz análises sobre as emissões dos setores de energia e de PIUP. Além disso, discute desafios que se apresentam com vistas à mitigação de emissões. Tais descrições analíticas dividem-se em quatro partes, abordando os quatro segmentos mais emissores dentro do universo da energia e de PIUP: transportes, geração de energia elétrica, indústria e produção de combustíveis. Para cada um desses, buscou-se mostrar a importância relativa do segmento no conjunto das emissões nacionais, os perfis de emissão por tipo de atividade ou outros detalhamentos encontrados, e questões a respeito do futuro dessas emissões.

Este documento foi, assim, estruturado em sete capítulos. O primeiro traz um panorama geral das emissões dos setores de energia e de PIUP, inserindo-as no contexto das emissões totais no país. Os capítulos 2, 3, 4 e 5 respectivamente analisam os quatro segmentos mais emissores dentro do universo da energia e de PIUP, incluindo algumas avaliações críticas quanto à situação atual e tendências para o futuro, bem como recomendações.

1 EMISSÕES DE GEE DOS SETORES DE ENERGIA E DE PROCESSOS INDUSTRIAIS E USO DE PRODUTOS

De acordo com as estimativas do SEEG, o setor de energia foi o que apresentou a maior taxa média de crescimento anual no período entre 1990 e 2013. As emissões do setor partiram de um patamar de 220,8 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) em 1990 para 449,3 milhões de toneladas em 2013, superando as emissões da agropecuária e praticamente equiparando-se às emissões por mudança de uso da terra, como mostra o Gráfico 1. As emissões do setor de energia cresceram 33,4 Mt CO₂e entre 2012 e 2013 – aproximadamente, 8,0%.

Já as emissões por processos industriais e uso de produtos (PIUP), apesar de possuírem a segunda maior taxa média de crescimento anual entre 1990 e 2013 (2,9%), tiveram uma leve redução entre 2012 e 2013: 1,55 Mt CO₂e.

Em conjunto, as emissões totais dos setores de energia e de PIUP foram responsáveis por 548,6 Mt CO₂e em 2013, representando 35% das emissões nacionais, superando o total associado às emissões por mudança de uso da terra.

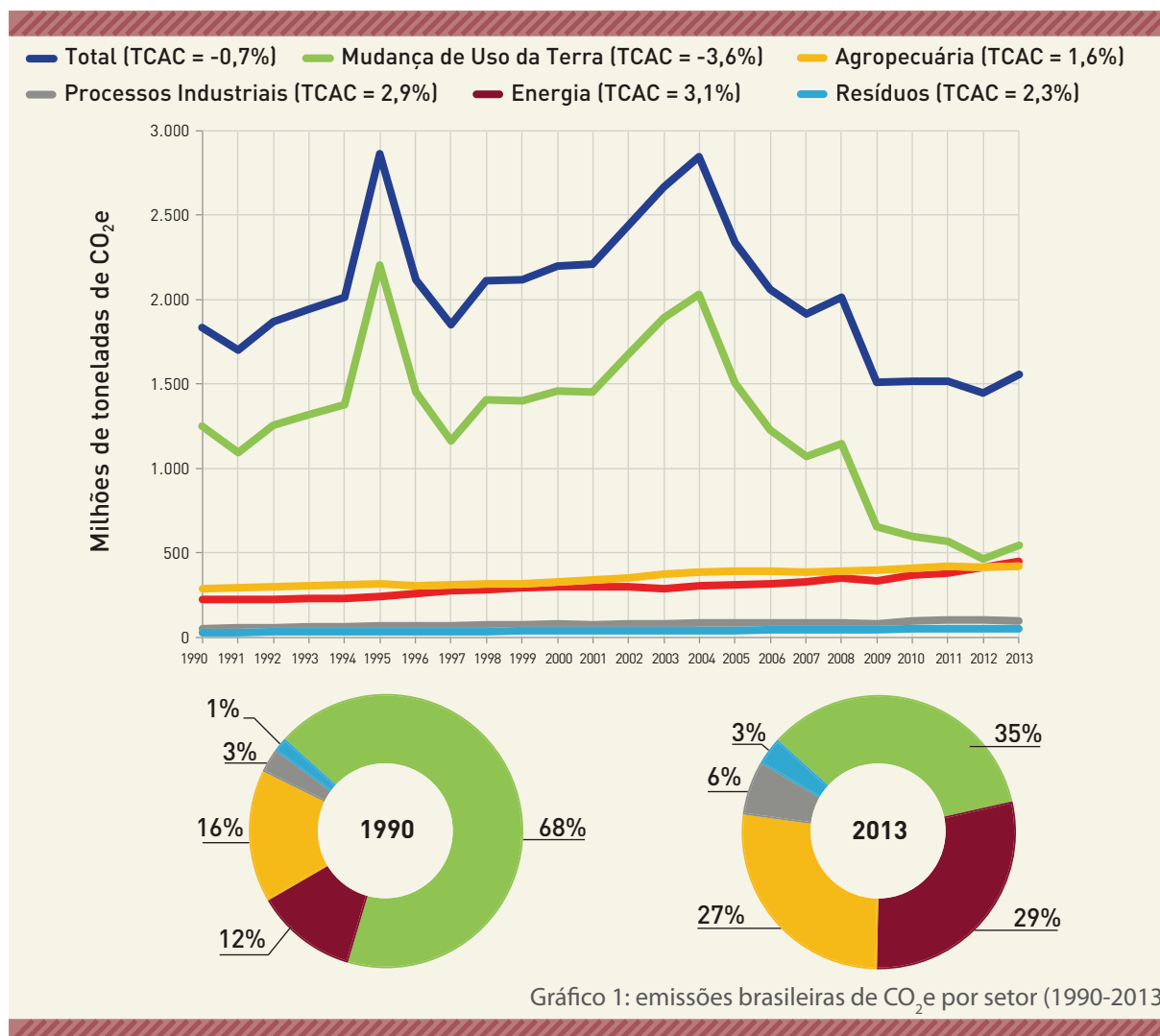
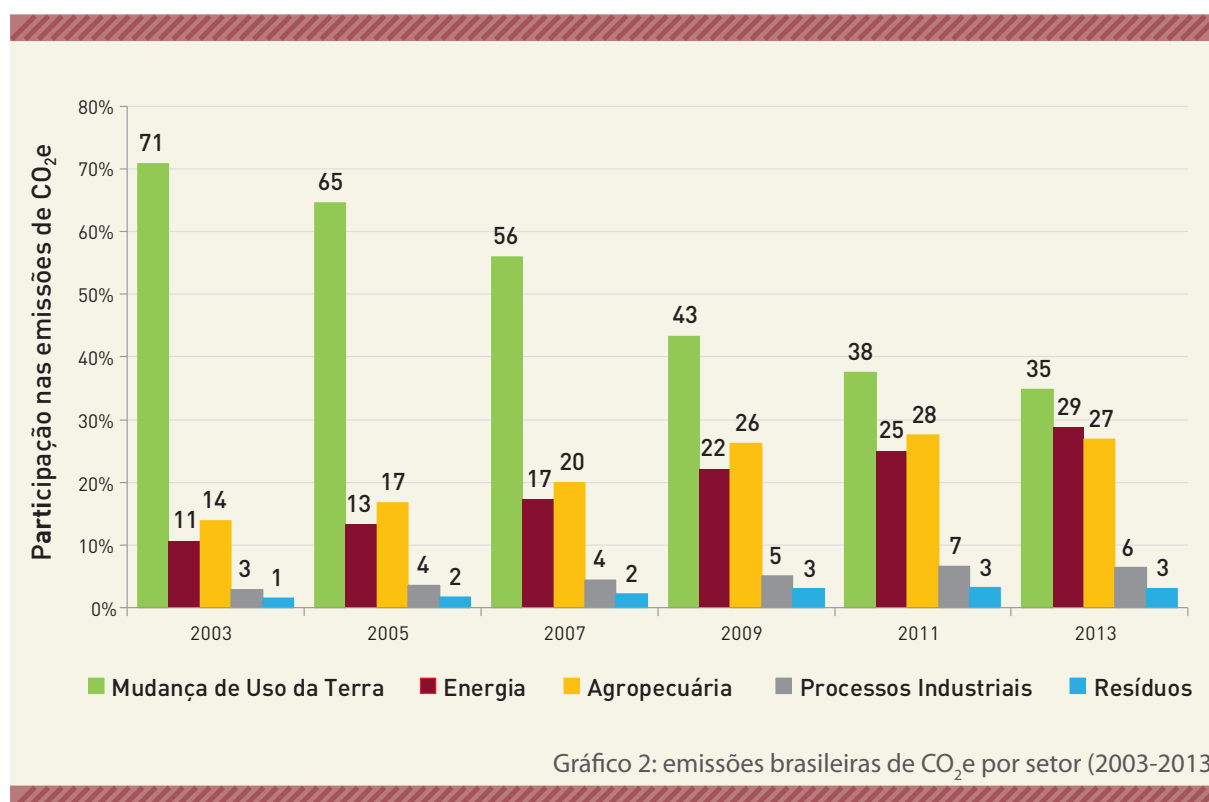


Gráfico 1: emissões brasileiras de CO₂e por setor (1990-2013)

O forte crescimento das emissões do setor de energia, aliado ao decréscimo das taxas de desmatamento na Amazônia, fator esse que tem reduzido as emissões oriundas da mudança de uso da terra (exceção feita ao ano de 2013), modificou significativamente a participação de cada setor no total das emissões brasileiras ao longo do período estudado. O setor de energia, que representava apenas 11% das emissões em 2003, passou para 29% em 2013 (ver Gráfico 2). Conforme as taxas de desmatamento continuam a ser reduzidas, o setor de energia tende a figurar entre os mais importantes em termos de emissões de GEE.



Ao longo do período 1970-2013, a oferta interna bruta de energia no Brasil passou de 67 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) para 296 Mtep, como mostra o Gráfico 3. Nota-se a predominância das fontes fósseis na matriz energética, aumentando de 51% em 1990 para 58% em 2013. Destaca-se o petróleo como a fonte primária mais importante, representando 39% de toda a energia ofertada em 2013.

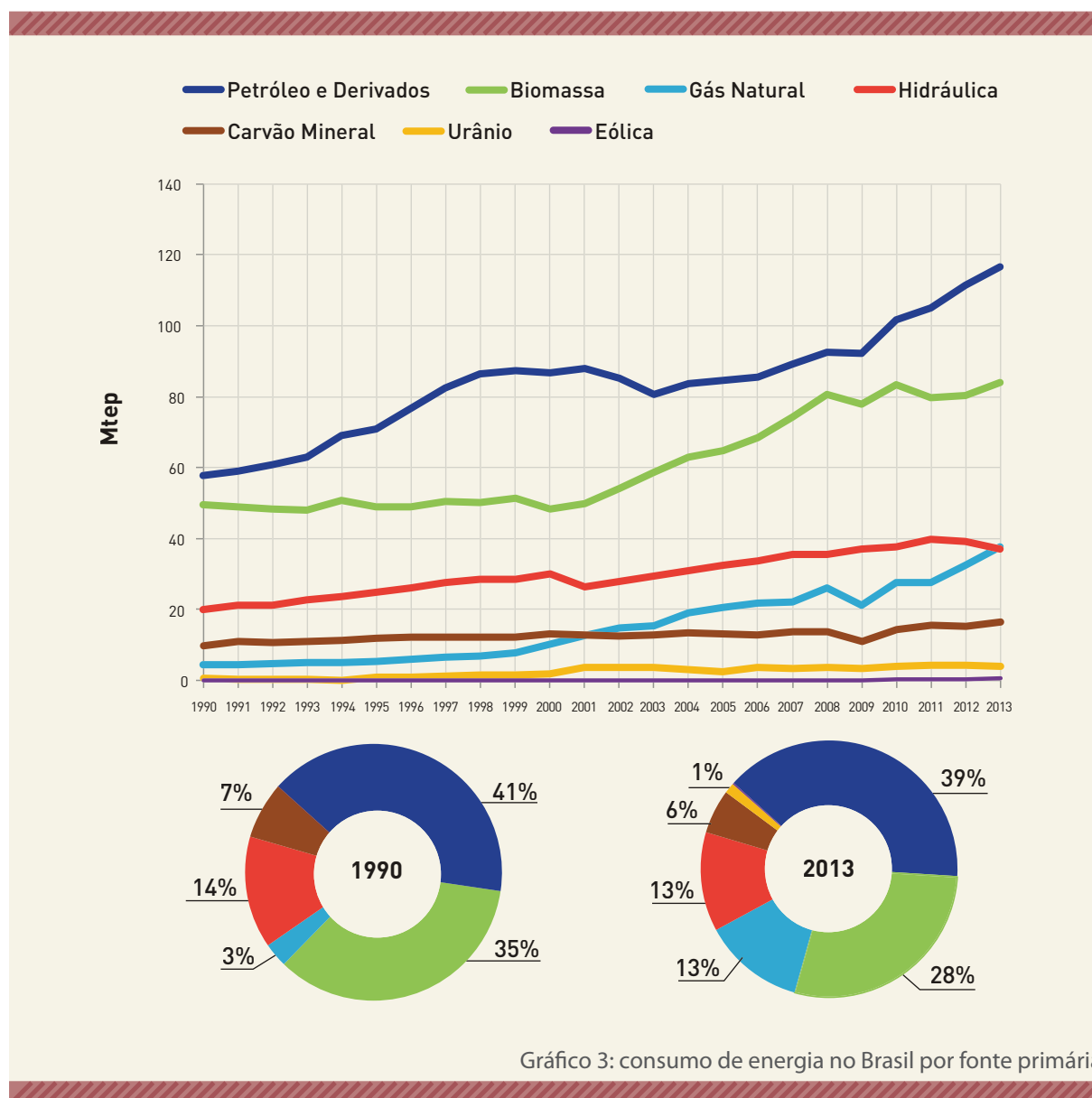
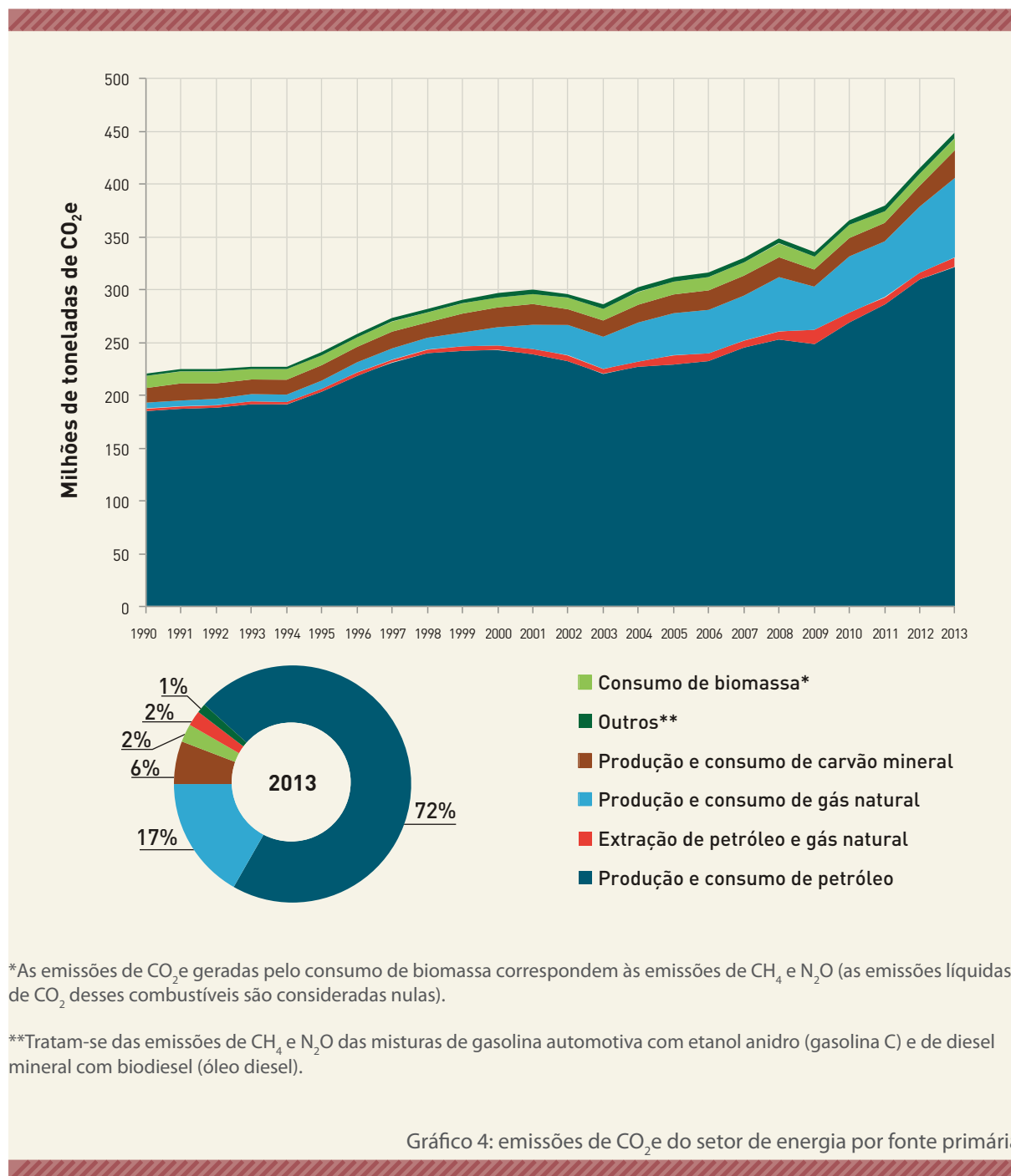


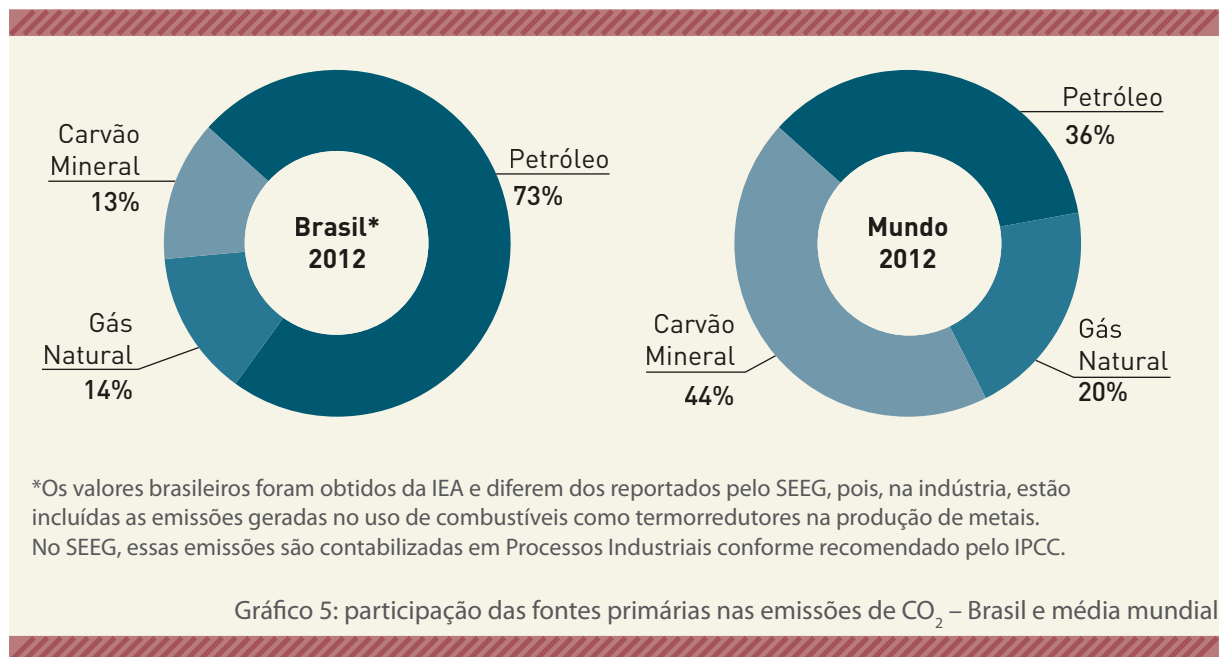
Gráfico 3: consumo de energia no Brasil por fonte primária

Fonte: elaboração própria a partir do BEN 2014, Ano-Base 2013 (MME/EPE)

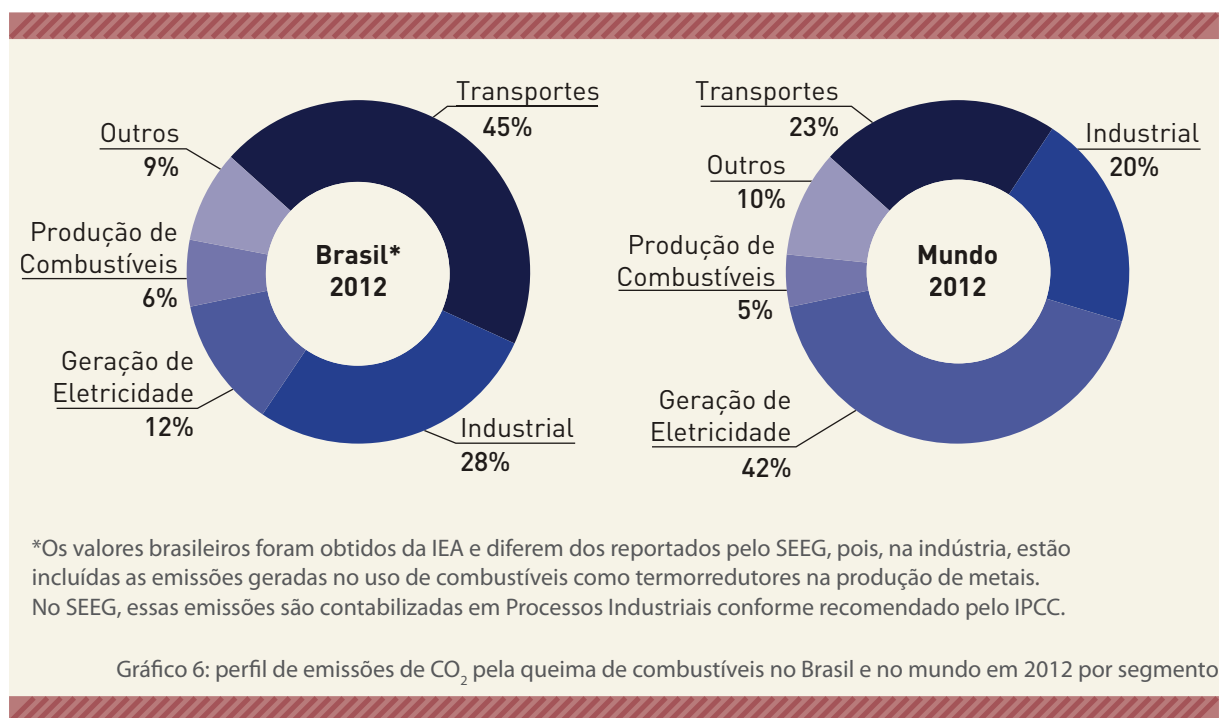
Não por acaso, o petróleo destacou-se também como principal fonte de emissões, respondendo por 72% das emissões de CO₂e em 2013, conforme pode ser visto no Gráfico 4.



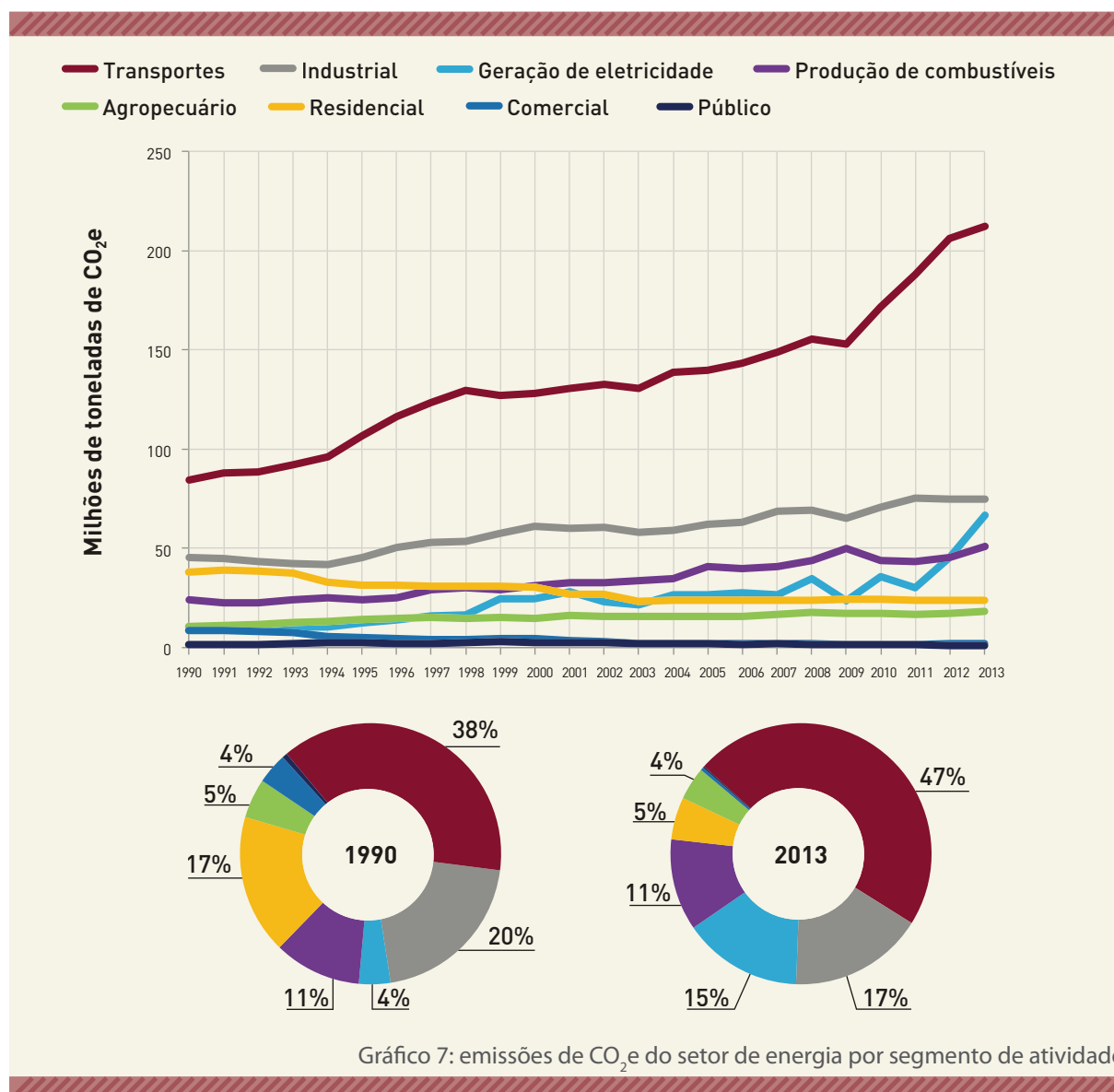
Nesse aspecto, é importante notar uma particularidade do Brasil em relação à média mundial: enquanto aqui o petróleo é, de longe, o principal responsável pelas emissões, o carvão mineral é a principal fonte no mundo, conforme mostra o Gráfico 5.



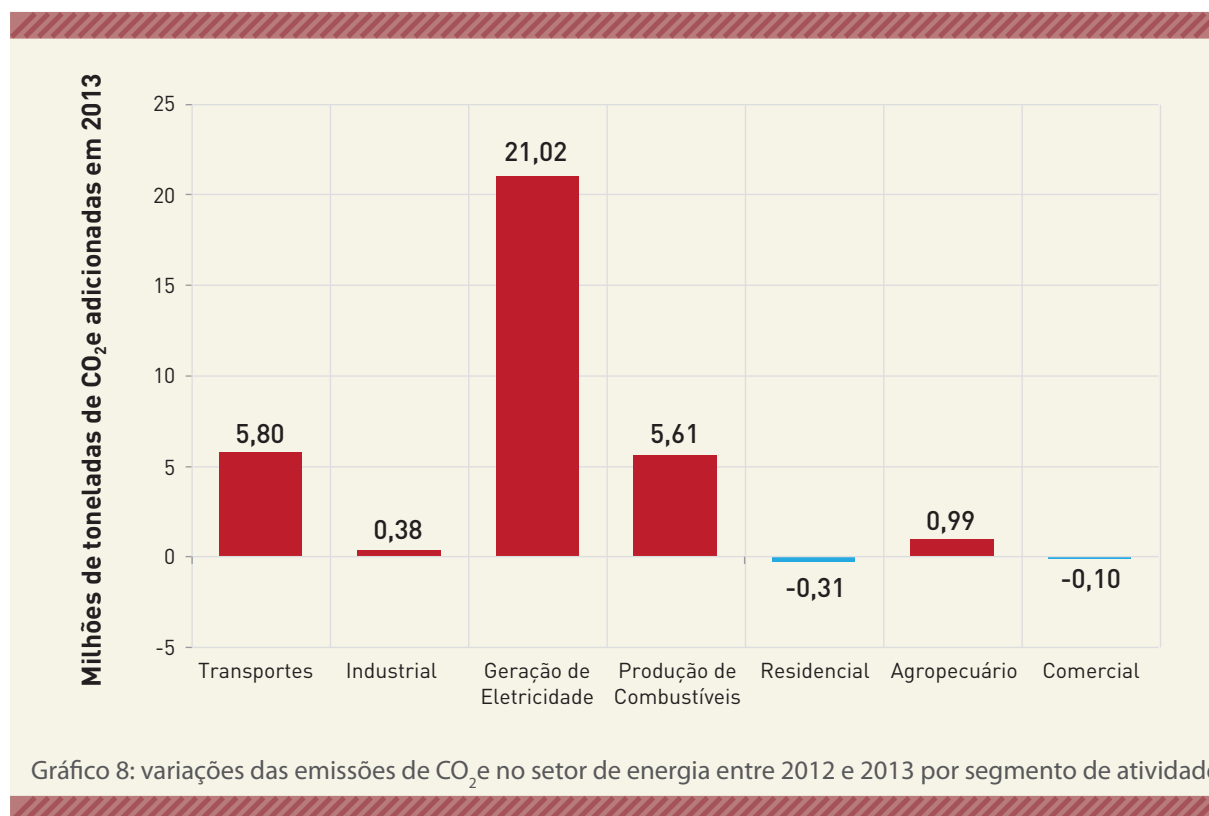
A pequena importância do carvão mineral nas emissões de CO₂ no Brasil deve-se, fundamentalmente, à predominância da hidreletricidade no sistema elétrico brasileiro, enquanto no mundo predominam as termelétricas a carvão. Consequentemente, as emissões associadas ao transporte apresentam-se relativamente mais importantes no Brasil do que no restante do mundo, como mostra o Gráfico 6.



Esse perfil de emissões de GEE do setor de energia está, obviamente, relacionado ao uso de combustíveis fósseis no país, cuja principal destinação, em 2013, foi o transporte (39,8%), seguido pelo setor industrial (20,3%), pela geração de energia elétrica (16,5%) e pela produção de combustíveis (setor energético) (6,5%). Os demais setores respondem, no conjunto, pela parcela restante (MME/EPE, 2014). O Gráfico 7 mostra a evolução desses segmentos de atividade nas emissões do setor de energia no Brasil.

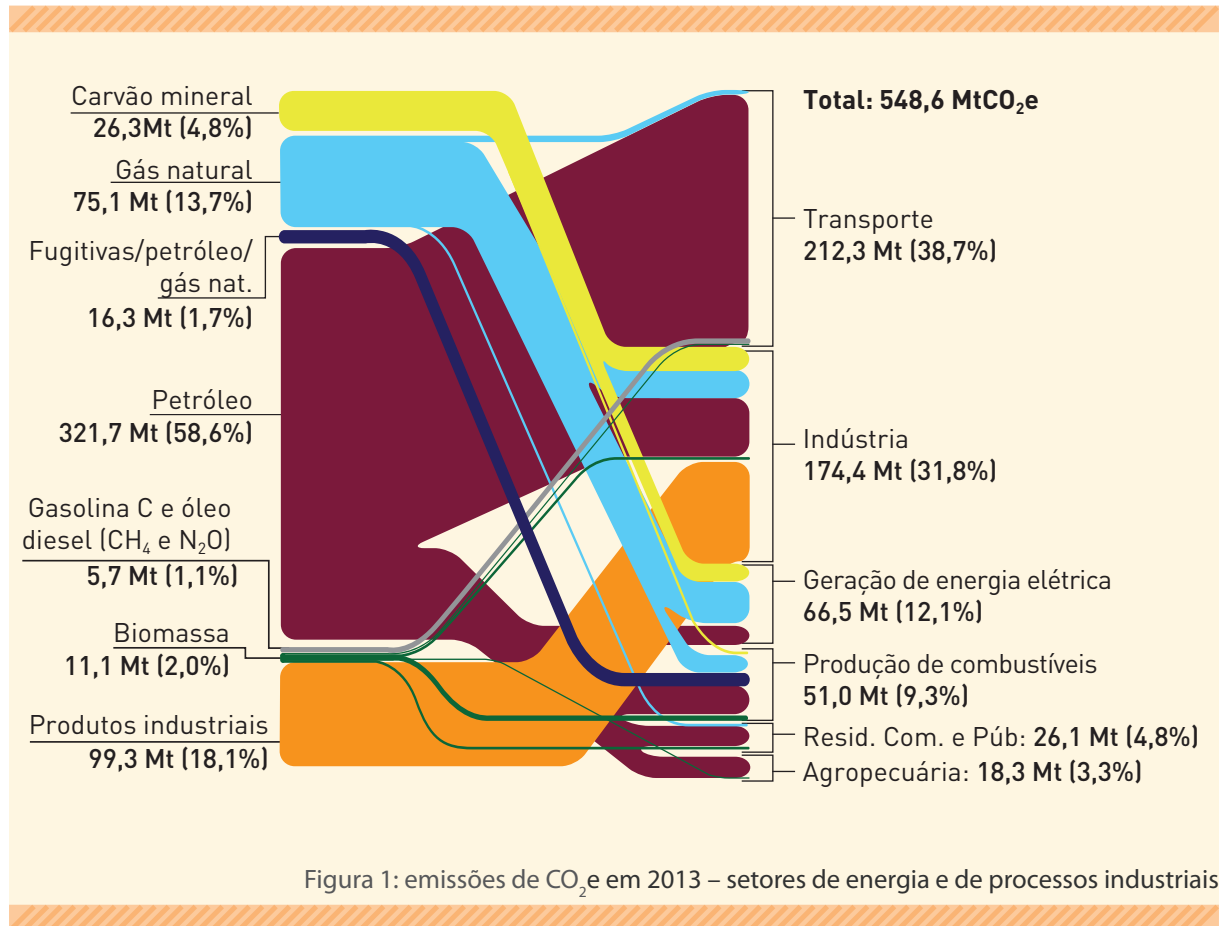


É nítido o papel majoritário dos transportes nas emissões do setor de energia brasileiro durante todo o período analisado, porém cabe destacar o crescente papel da geração de eletricidade, que, em 2013, foi responsável por 63% das emissões adicionadas. O Gráfico 8 apresenta as emissões adicionais entre os segmentos de atividade, tomando como base o ano de 2012. Nota-se que os principais responsáveis pelo aumento foram os segmentos de transporte, geração de eletricidade e produção de combustíveis.



Cabe ainda destacar a importância das emissões decorrentes das atividades necessárias para ofertar energia – plataformas de extração de gás natural e petróleo, refinarias, destilarias de álcool, usinas termelétricas, etc. Somadas, essas emissões representaram 26,2% das emissões totais do setor de energia em 2013. Entre 2012 e 2013 o conjunto dessas emissões aumentou 29,3% (26,6 Mt CO₂e), sendo responsável aproximadamente por 80% das emissões adicionadas em 2013.

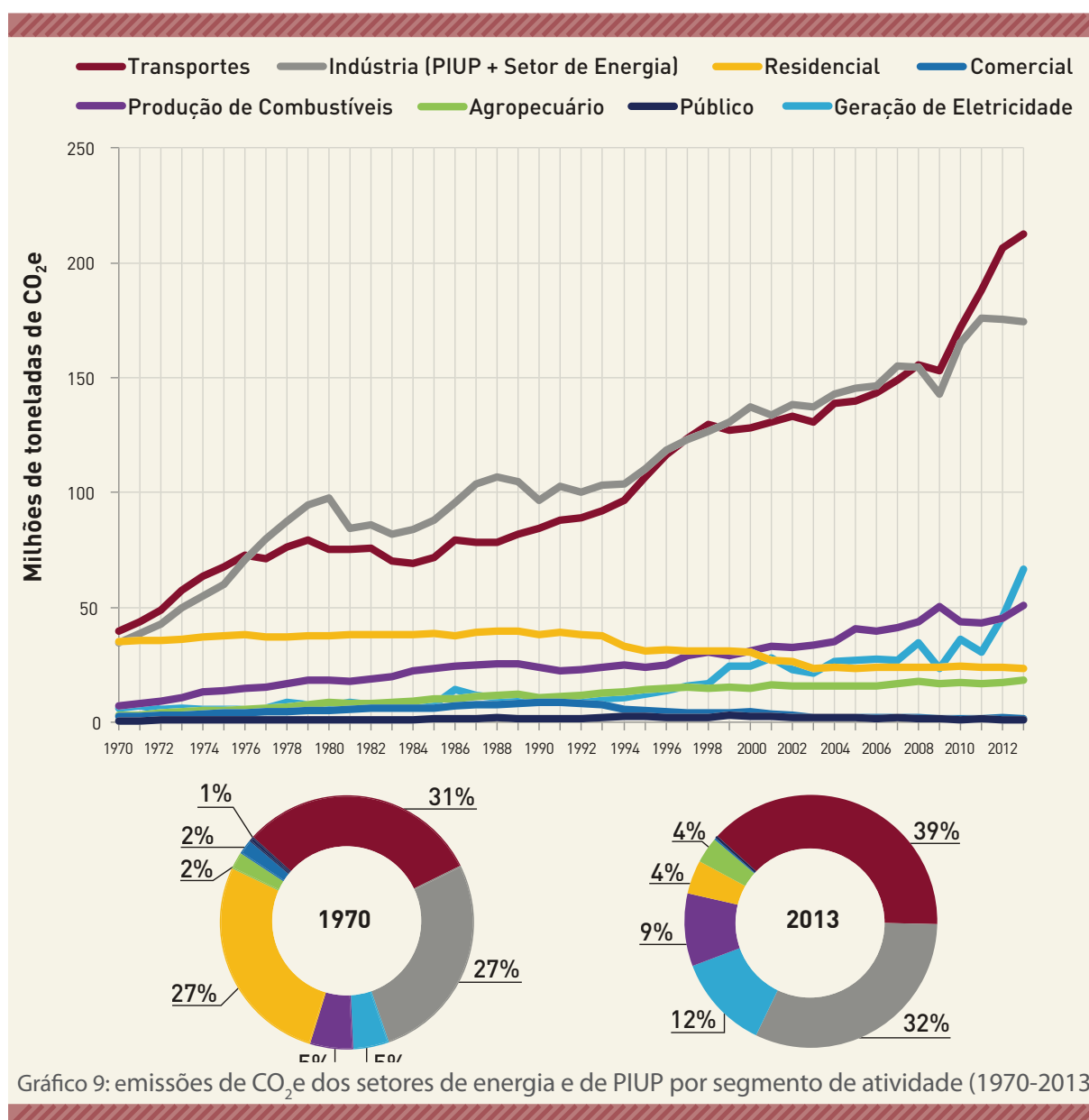
Em relação à indústria, se somadas suas emissões pela queima de combustíveis (contabilizadas no setor de energia) com as originadas da transformação química e/ou física de materiais na indústria (contabilizadas em PIUP), esse segmento passa a ser responsável por 31,8% das emissões de CO₂e em 2013 do total de energia e PIUP, conforme a Figura 1 ilustra.



EMISSÕES HISTÓRICAS: 1970-2013

O perfil das emissões brasileiras nos setores de energia e de processos industriais e uso de produtos sofre modificações relevantes quando o escopo temporal analisado passa a ser o período entre 1970 e 2013. Conforme apresentado no Gráfico 9, cabe destacar o crescimento da participação das emissões decorrentes da geração de eletricidade e da produção de combustíveis e a redução da participação dos subsetores residencial e comercial à medida que o gás canalizado e a lenha passaram a ser substituídos pelo GLP e pelo gás natural como principais energéticos consumidos nesses setores.

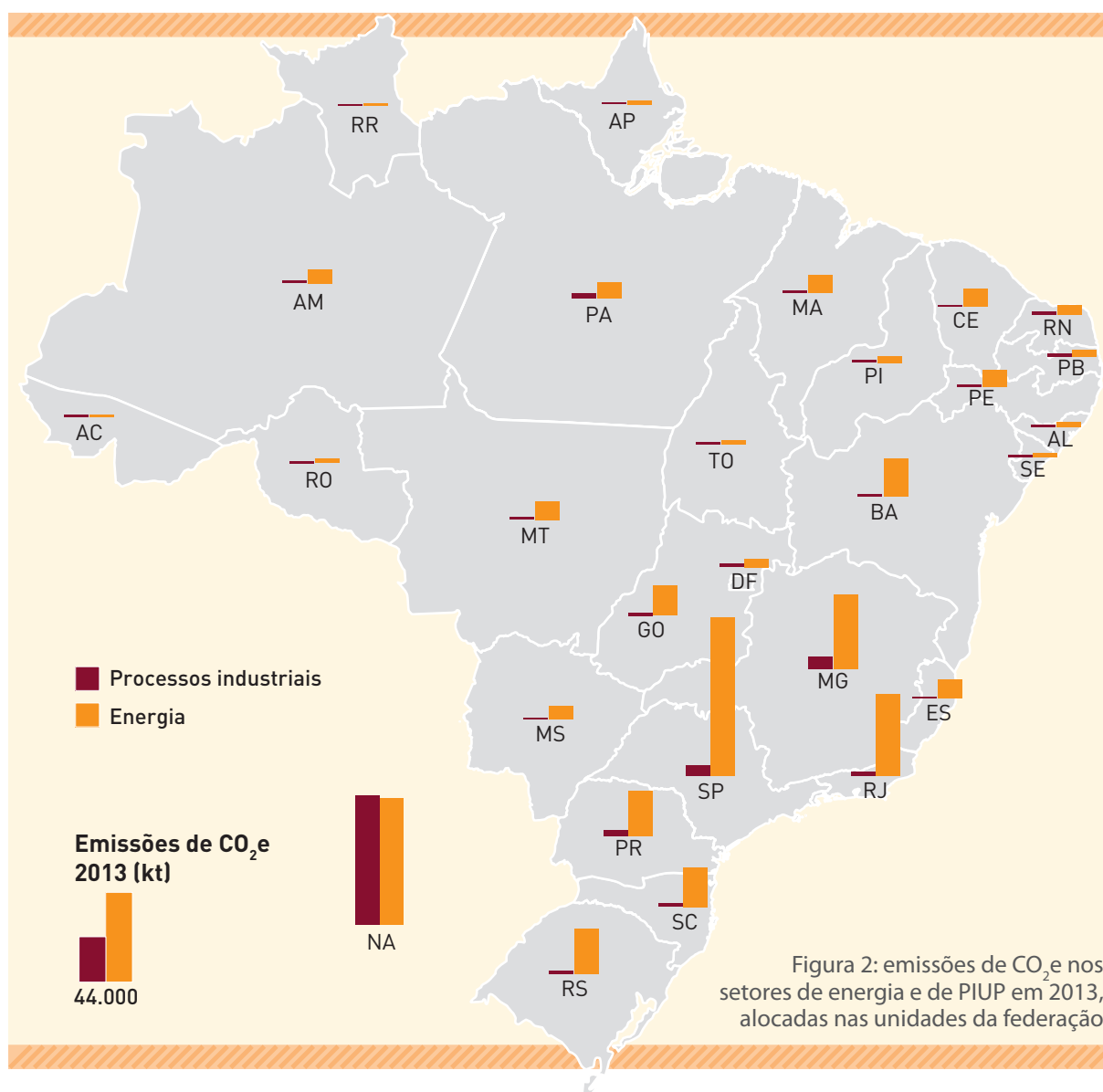
Além disso, ressalta-se a predominância das emissões associadas ao transporte e à indústria (queima de combustíveis e processos de transformação) durante todo o período analisado. Ainda que as emissões provenientes das atividades industriais tenham sido as principais contribuintes durante a maior parte do período analisado, desde 2008 a maior parte das emissões ocorreu no subsetor de transportes, em boa parte por conta do aumento do consumo de gasolina C nos veículos leves e da redução na produção física de aço nos anos mais recentes.



ALOCAÇÃO DAS EMISSÕES NAS UNIDADES DA FEDERAÇÃO

Como uma das inovações em relação à primeira versão do SEEG, a nova versão procurou distribuir as emissões estimadas em nível nacional entre as unidades da federação. Foi obtida uma primeira aproximação para as emissões por UF, considerando-se os dados oficiais disponíveis de maneira agregada em instituições de abrangência nacional. Algumas hipóteses simplificadoras também foram assumidas, mas, ainda assim, uma parcela significativa das emissões nacionais não pôde ser alocada por falta de informações confiáveis. Não se tratou, portanto, de um esforço de inventariar as emissões a partir de informações oficiais de cada UF, de modo que a comparação entre os resultados gerados por essa metodologia e os resultados de inventários oficiais das UF deve ser feita com muita cautela. No entanto, como muitas UF ainda não dispõem de inventários, o SEEG pode trazer informações valiosas, tanto pelos resultados que puderam ser gerados quanto pelas dificuldades metodológicas e lacunas de dados que o procedimento de alocação de emissões por UF apontou.

A Figura 2 representa a distribuição das emissões dos setores de energia e de processos industriais e uso de produtos alocadas nas UF e a parcela de emissões que não pode ser alocada por falta de informações mais confiáveis.



2

EMISSÕES DE GEE DO SEGMENTO DE TRANSPORTES

Nos últimos dez anos, o segmento de transportes foi o que apresentou as mais elevadas taxas de crescimento do consumo de energia – 5,6% a.a. entre 2003 e 2013. Só no período de 2012 a 2013, esse aumento foi de 5,1%. Vale destacar que o perfil de demanda de energia nesse setor é caracterizado pela predominância do modal rodoviário, que respondeu por 93% do consumo em 2013, e pela pesada dependência do petróleo (81% do consumo em 2013) conforme mostra o Gráfico 10.

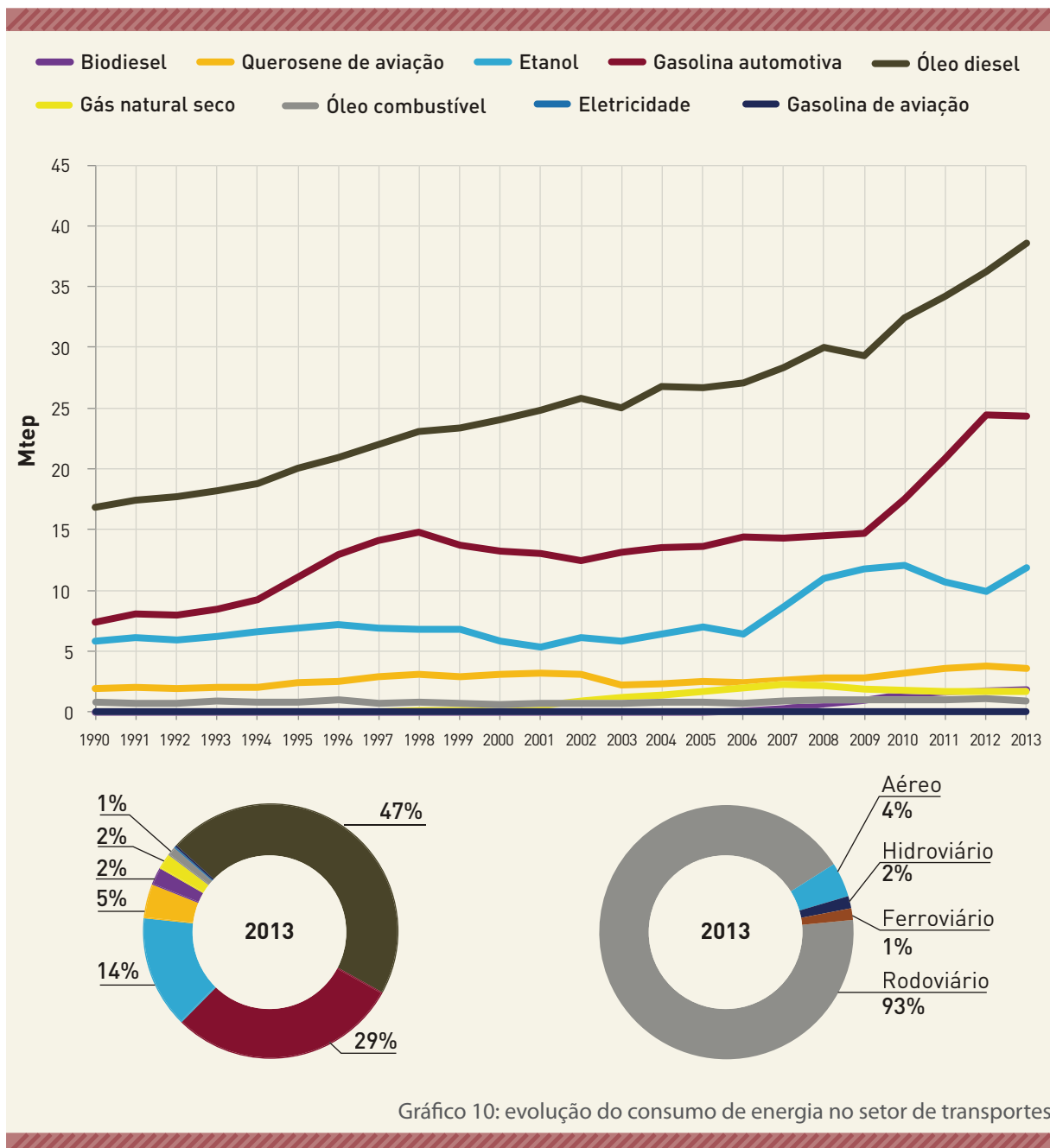


Gráfico 10: evolução do consumo de energia no setor de transportes

Fonte: elaborado a partir do BEN 2014, Ano-Base 2012 (MME/EPE, 2014)

As emissões de CO₂ refletem esse comportamento do consumo energético, passando de 84,2 milhões de toneladas em 1990 para 212,2 milhões em 2013. As emissões do transporte cresceram 2,8% entre 2012 e 2013.

Tomando-se como referência o ano de 2013, nota-se um leve predomínio das emissões oriundas do transporte de passageiros – 54,2% – sobre o de cargas. No que se refere à desagregação das emissões por categoria de veículos, destacam-se os caminhões (40,5%) e os automóveis (28,6%), como mostra a Figura 3.

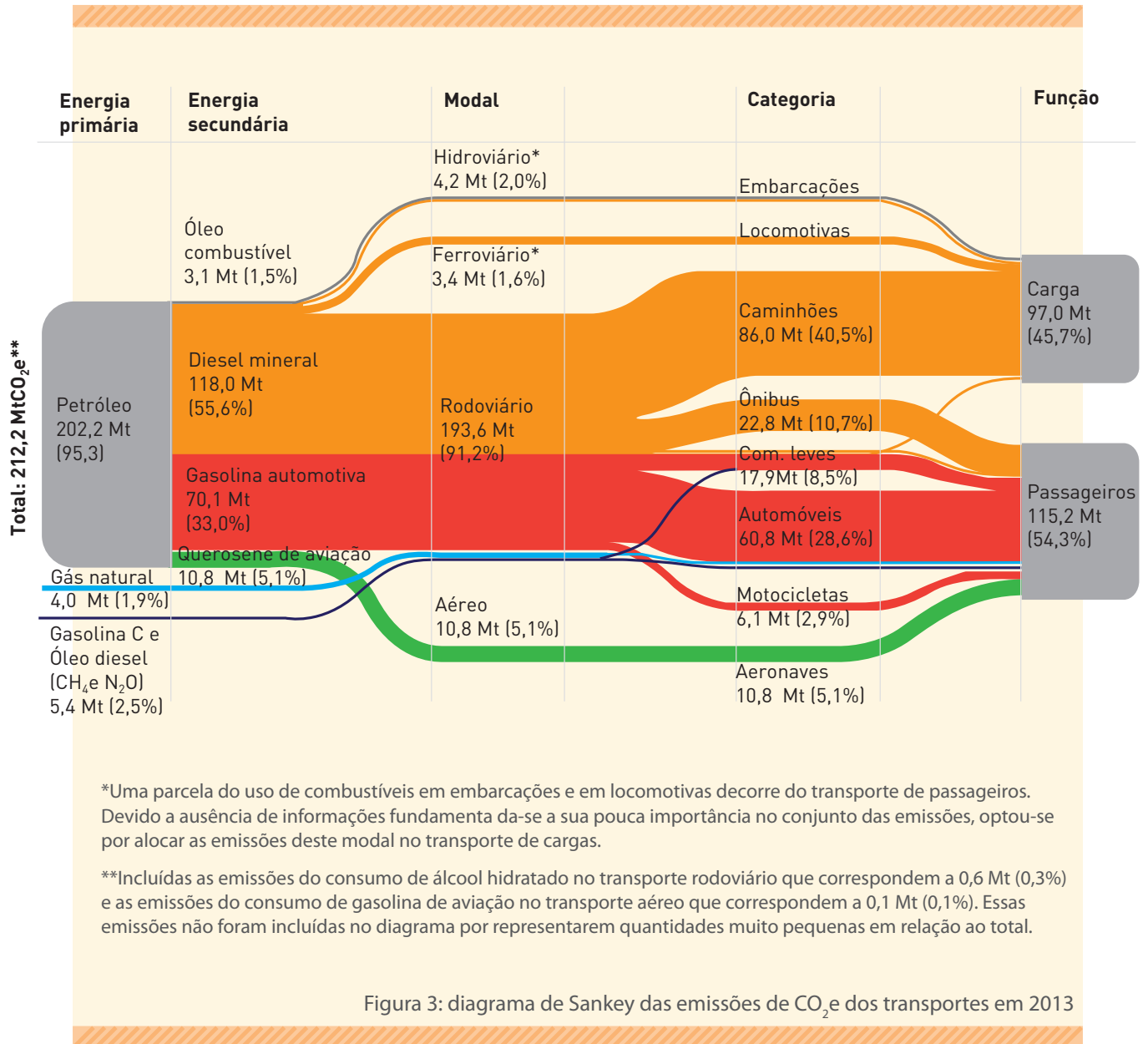


Figura 3: diagrama de Sankey das emissões de CO₂ e dos transportes em 2013

2.1 TRANSPORTE DE CARGAS

O transporte de cargas no Brasil emitiu 97,0 Mt CO₂e em 2013, o que correspondeu a 46% das emissões do segmento de transportes ou 18% das emissões do universo dos setores de energia e de PIUP. A predominância do modal rodoviário no país, quando comparado a outros países de dimensões continentais (Gráfico 11), explica, em grande medida, a enorme importância que o óleo diesel tem no consumo energético dos transportes e nas emissões de GEE relacionadas à energia, bem como a presença dos caminhões como principal fonte emissora, não apenas no segmento de transportes, mas no setor de energia como um todo. Basta ver que as emissões dessa categoria de veículos no Brasil (86,0 Mt CO₂e) são maiores, por exemplo, do que as emissões de toda a queima de combustíveis¹ no segmento industrial (75,1 Mt CO₂e) ou mesmo do que as emissões do conjunto de termelétricas em operação em 2013 (66,5 Mt CO₂e).

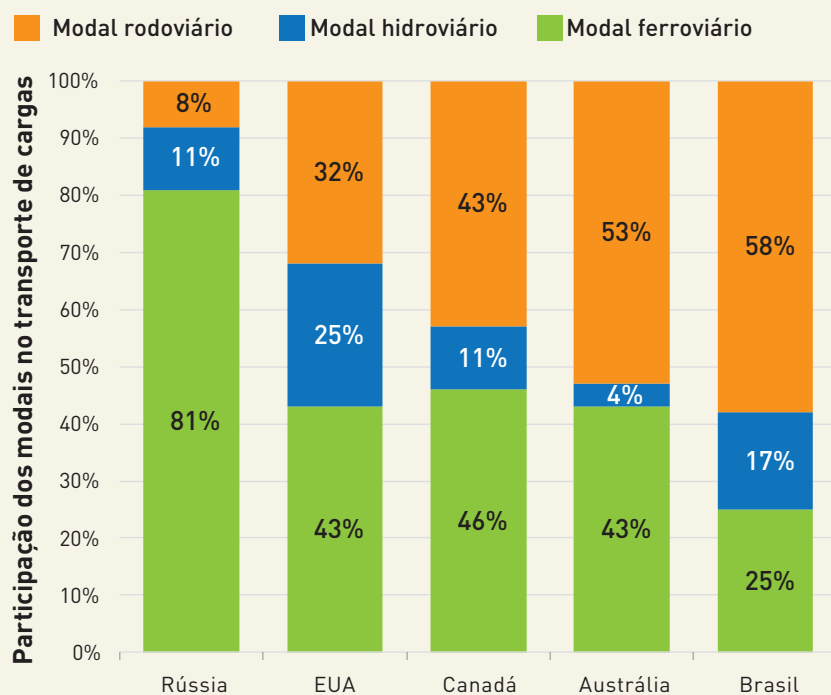
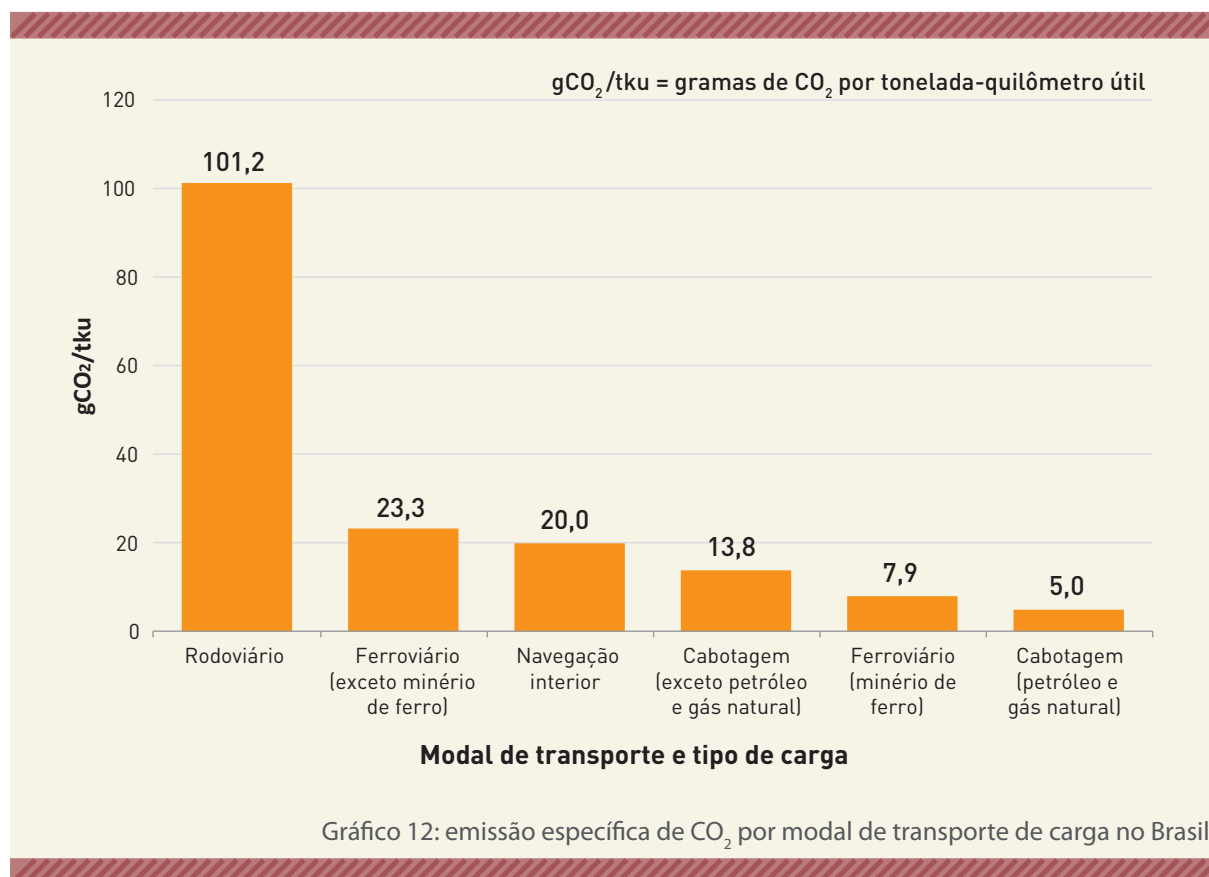


Gráfico 11: divisão modal no transporte de carga em países selecionados em 2005

Fonte: elaborado a partir do PNLT (MT, 2009)

¹ Já excluídas as emissões provenientes do uso de combustíveis como termo redutores na produção de metais, contabilizadas em PIUP.

O Gráfico 12 ilustra o fato de que o consumo de energia e as emissões de CO₂ por quantidade de carga transportada (tep/tku e g CO₂/tku²) são mais elevados para o modal rodoviário, relativamente aos modos ferroviário e hidroviário.



Fonte: elaborado a partir do PSTM (MT e MCID, 2013)

Nota-se, portanto, que a transferência modal no transporte regional de cargas, do modo rodoviário para modos menos intensivos em energia, pode ter um papel potencialmente destacado na mitigação de emissões de GEE³. O Plano Setorial de Transporte e de Mobilidade Urbana para Mitigação e Adaptação à Mudança do Clima (PSTM), na parte de transporte de cargas, elaborada pelo Ministério dos Transportes, explora este papel, estimando o impacto que teria a implantação dos projetos previstos no Plano Nacional de Logística e Transporte (PNLT). A estimativa chegou no resultado de uma redução das emissões de aproximadamente 3,0 Mt CO₂ em 2031, apesar do grande crescimento da participação relativa do modo ferroviário, se implantados plenamente todos os projetos (Gráfico 13). No entanto, deve-se atentar a que grande parcela desse crescimento ocorre para o escoamento de minério de ferro, carga cativa do transporte ferroviário. Também no caso do transporte hidroviário, há predominantemente o crescimento do transporte de petróleo e gás natural por cabotagem devido à exploração *offshore*.

² Tonelada-quilômetro útil (tku) é uma unidade de produção de transporte de carga que representa o deslocamento de uma tonelada de carga (sem contar a massa do veículo) na distância de um quilômetro.

³ Deve-se salientar que projetos de ampliação da infraestrutura de transporte rodoviário, hidroviário e ferroviário podem impactar áreas florestais e gerar emissões relacionadas às mudanças do uso do solo.

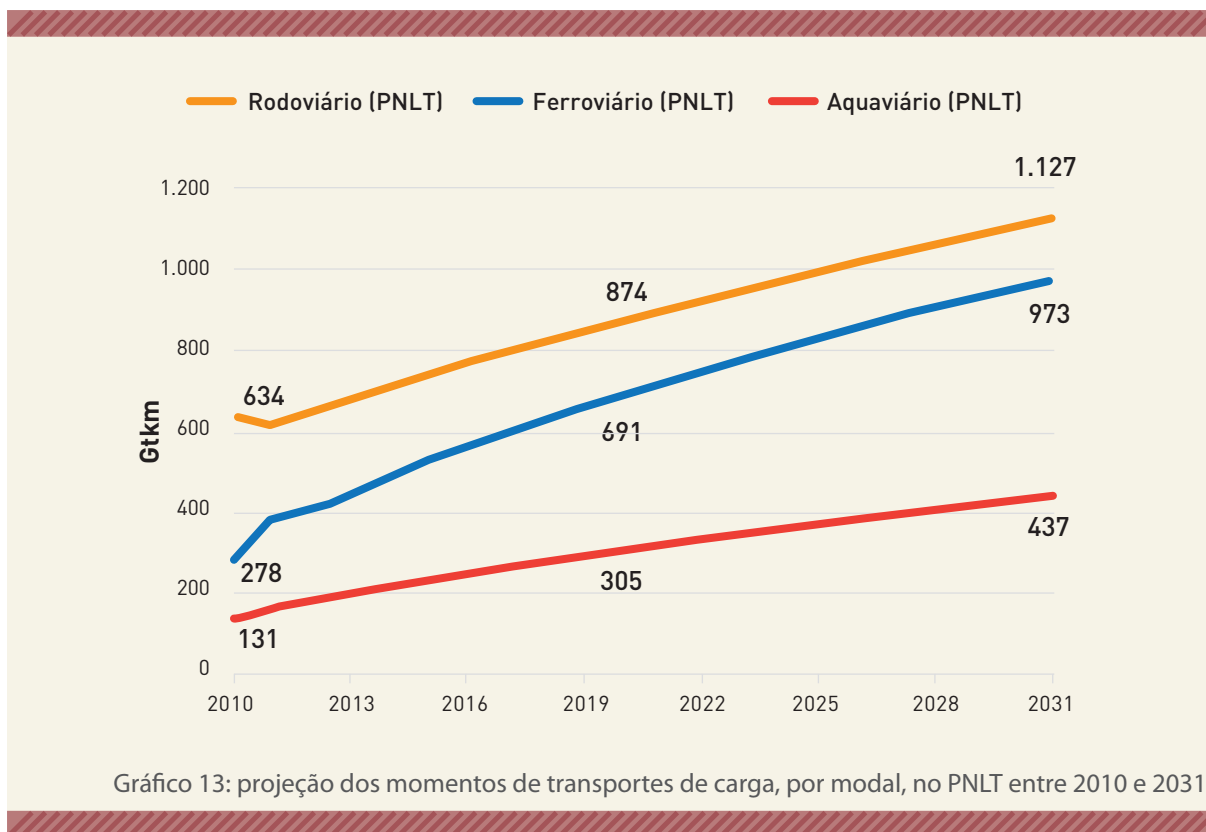


Gráfico 13: projeção dos momentos de transportes de carga, por modal, no PNLT entre 2010 e 2031

Fonte: elaborado a partir do PNLT 2011 (MT e MCID, 2013)

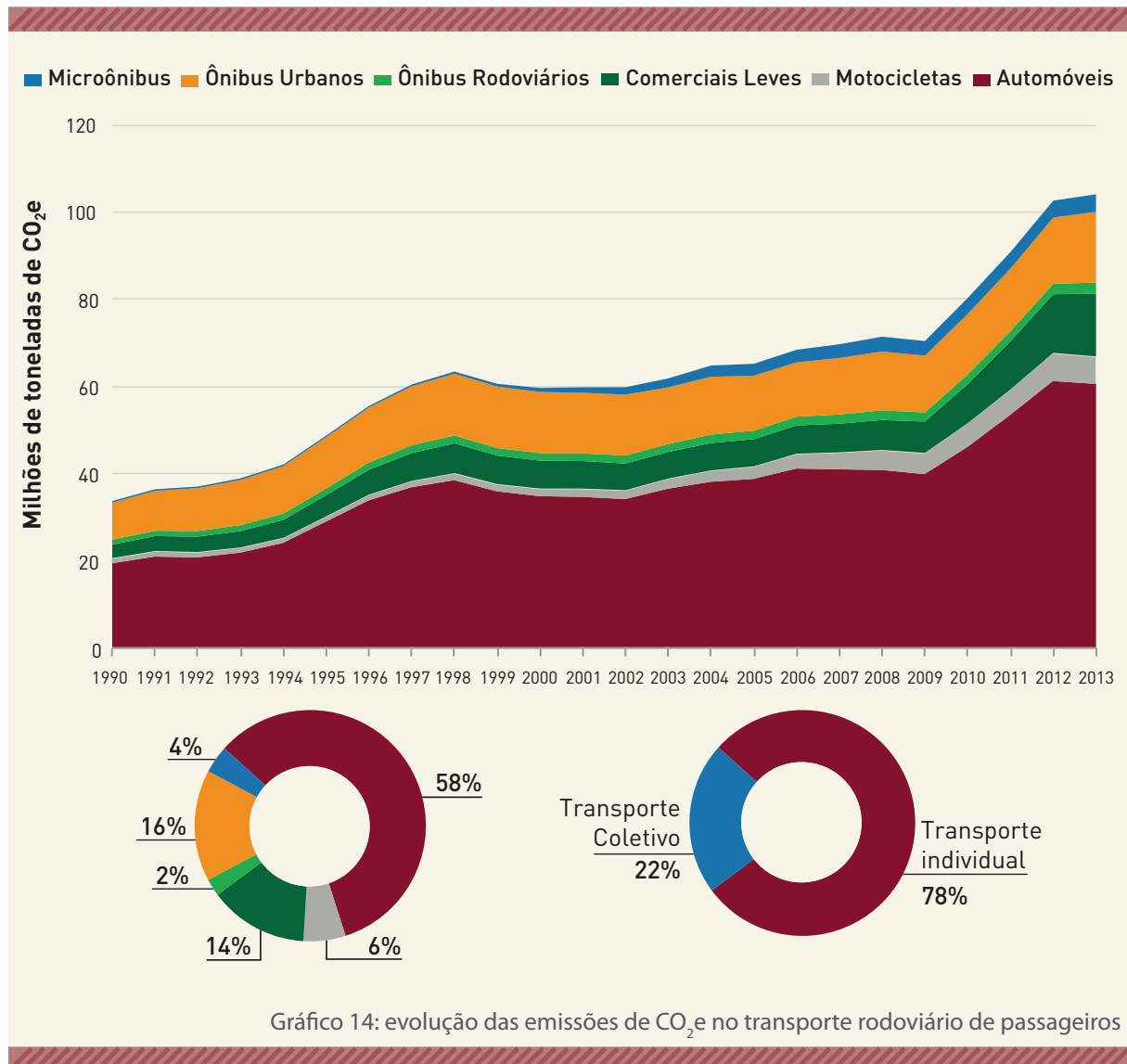
Considerando que o predomínio do modo rodoviário tende a ser mantido, a introdução de novas tecnologias veiculares para o aumento da eficiência energética de caminhões pode ter um papel importante na mitigação de emissões. Em tal sentido, ocorre já parcialmente certa competição natural entre fabricantes por uma oferta de caminhões mais econômicos, visto que os gastos com combustíveis representam uma das parcelas mais relevantes nos custos dos transportadores. Em alguns países, no entanto, existem mecanismos regulatórios sobre a indústria automotiva, desenhados para estimular a introdução de tecnologias que tornem os veículos mais eficientes.

A agenda estratégica do setor automotivo do Plano Brasil Maior (PBM), lançado em agosto de 2011 (BRASIL, 2012), visando ao aumento da competitividade internacional do setor, mostra a intenção de elevar a eficiência energética no país, incluindo veículos pesados e leves. No entanto, até o presente momento, os desenvolvimentos do Plano apenas apresentaram regramentos relacionados à eficiência energética para os veículos leves comercializados no Brasil a partir de 2017.

2.2 TRANSPORTE DE PASSAGEIROS

O transporte de passageiros apresentou um consumo total de 50,5 Mtep em 2013, dos quais, 39,3 Mtep corresponderam ao uso de combustíveis fósseis, o que levou à emissão de 115,1 Mt CO₂e, representando 21% das emissões do universo dos setores de energia e de PIUP.

No transporte de passageiros, o modal rodoviário é predominante, respondendo, em 2013, por 90% das suas emissões de CO₂e (104,1 Mt). É digno de nota o acelerado ritmo de crescimento das emissões no período estudado, especialmente dos automóveis, como mostra o Gráfico 14. Não por acaso, em 2013, o transporte individual foi responsável por 78% das emissões associadas ao transporte rodoviário de passageiros.



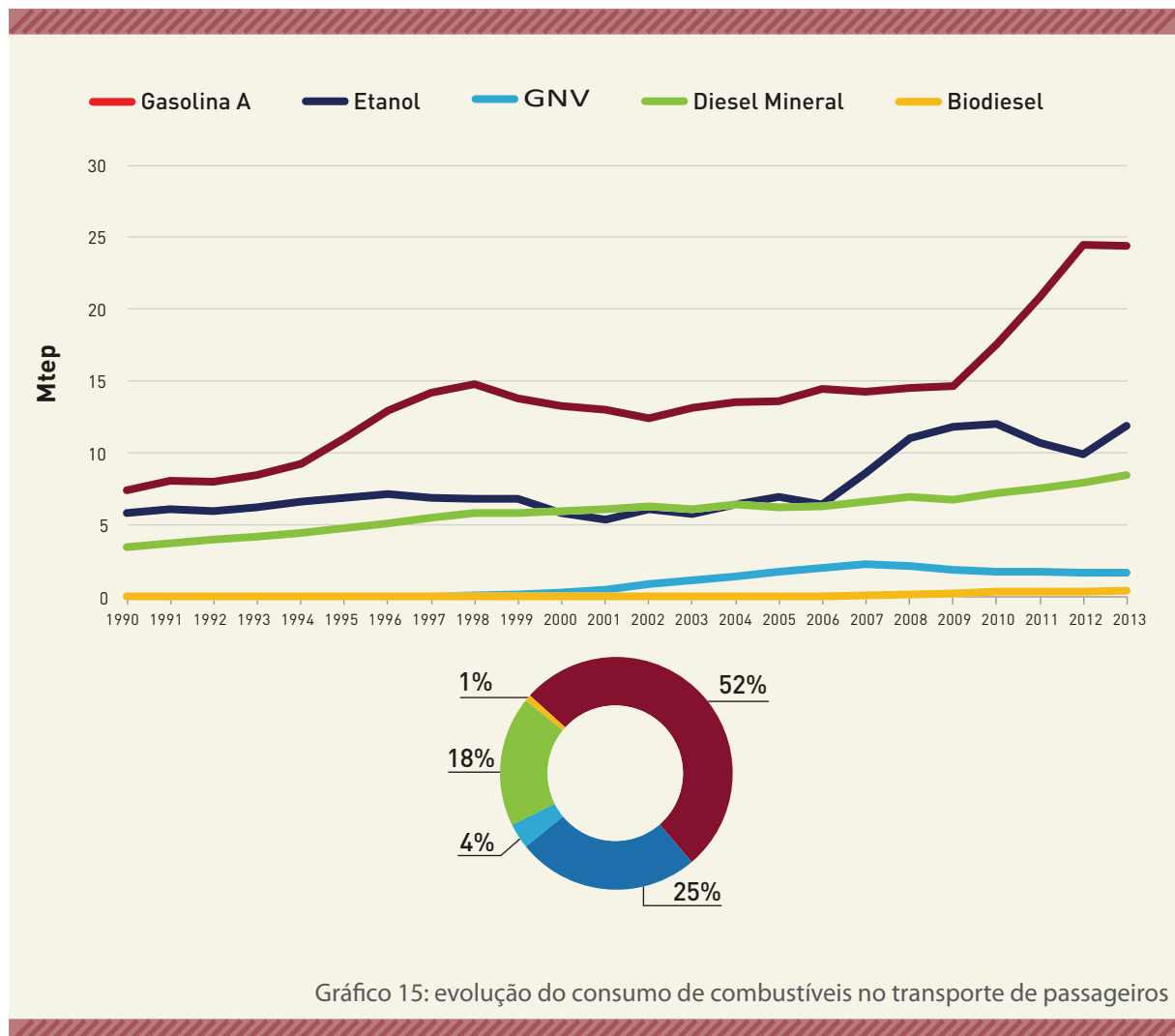
Fonte: elaborado a partir do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários 2013, Ano-Base 2012 (MMA, 2014)

O ritmo acelerado de crescimento do consumo de energia e de emissões de GEE no transporte de passageiros a partir de 2009 pode ser explicado por dois fatores principais: o consumo da gasolina C nos automóveis, motocicletas e comerciais leves, e o uso cada vez mais intensivo do transporte individual quando comparado com o transporte público.

O Brasil é reconhecido mundialmente pelo consumo de etanol hidratado, cuja experiência de uso foi bem-sucedida durante a década de 1980 e a primeira metade da década de 1990 com o Programa Nacional do Álcool (Pró-Álcool). Com o advento dos veículos bicombustíveis (*flex fuel*) em 2003, o consumo de etanol hidratado passou a crescer a taxas mais elevadas, batendo recordes históricos, cujo ápice se deu em 2009.

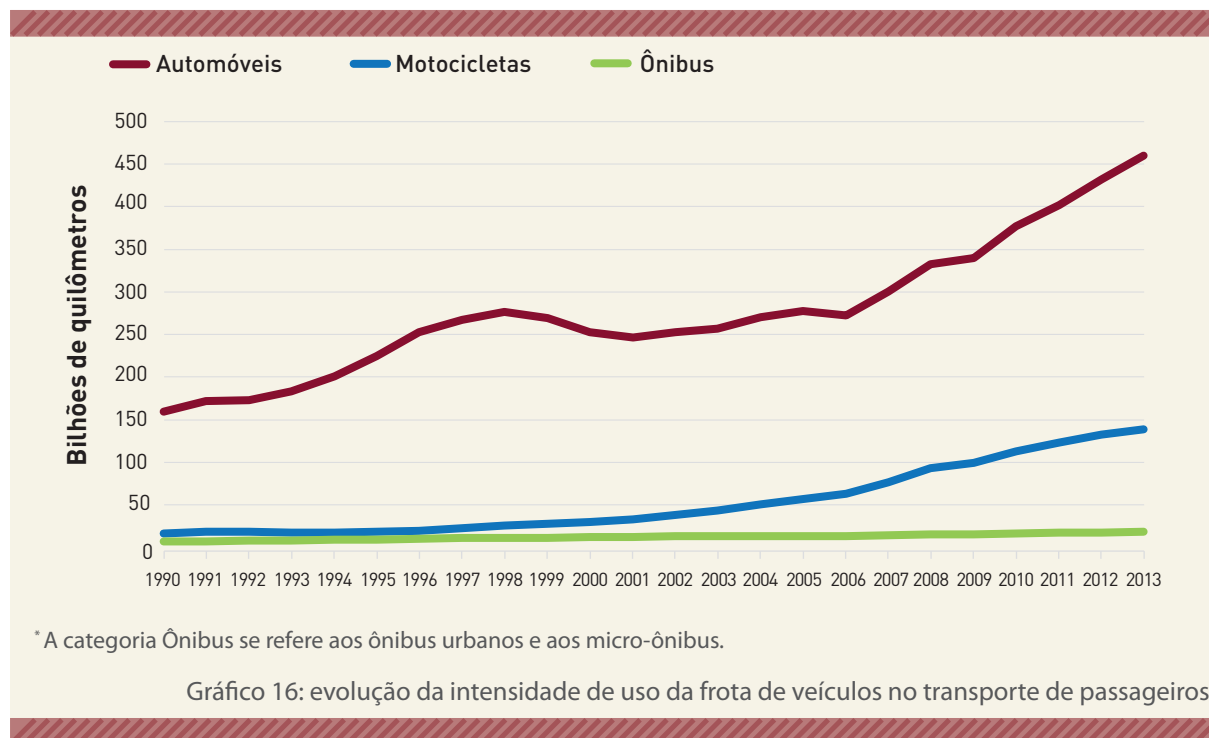
No entanto, no período de 2009 a 2012, o etanol hidratado perdeu competitividade em relação à gasolina C. Esse fenômeno deve-se a um conjunto de fatores, como os elevados preços internacionais do açúcar, redução de investimentos no setor de bioenergia, perda de produtividade agrícola e uma política de preços para a gasolina marcada por esforços do governo federal de reduzir a volatilidade dos preços internacionais e conter a inflação, entre outros. O Gráfico 15 mostra que a participação do etanol no consumo energético do transporte rodoviário de passageiros passou de 33,4% em 2009 para 22,3% em 2012 e 25,4% em 2013.

Ao que parece, medidas recentes, tais como reajustes nos preços da gasolina, o aumento da porcentagem obrigatória de etanol anidro na gasolina C e a recuperação das lavouras de cana (o que foi viabilizado muito em função de linhas de financiamento específicas instituídas pelo BNDES), entre outros fatores, têm provocado efeitos positivos na competitividade do etanol em relação à gasolina. Conforme evidencia o mesmo Gráfico 15, no período de 2012 a 2013, o consumo do etanol anidro cresceu 16,6% e do hidratado, 24,6%, totalizando um aumento do consumo total de etanol de 20,2%.



Fonte: elaborado a partir do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários 2013, Ano-Base 2012 (MMA, 2014)

A trajetória do etanol entre 2012 e 2013 sinaliza o impacto que esse combustível tem nas emissões do transporte de passageiros. O aumento do consumo de etanol hidratado e anidro foi responsável por uma queda de 1,1% nas emissões de CO₂ e dos automóveis, ainda que, no mesmo período, a intensidade de uso dos automóveis tenha continuado em trajetória ascendente, apresentando um aumento de 6,5% na quilometragem percorrida, conforme mostra o Gráfico 16.



Fonte: elaborado a partir do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários 2013, Ano-Base 2012 (MMA, 2014)

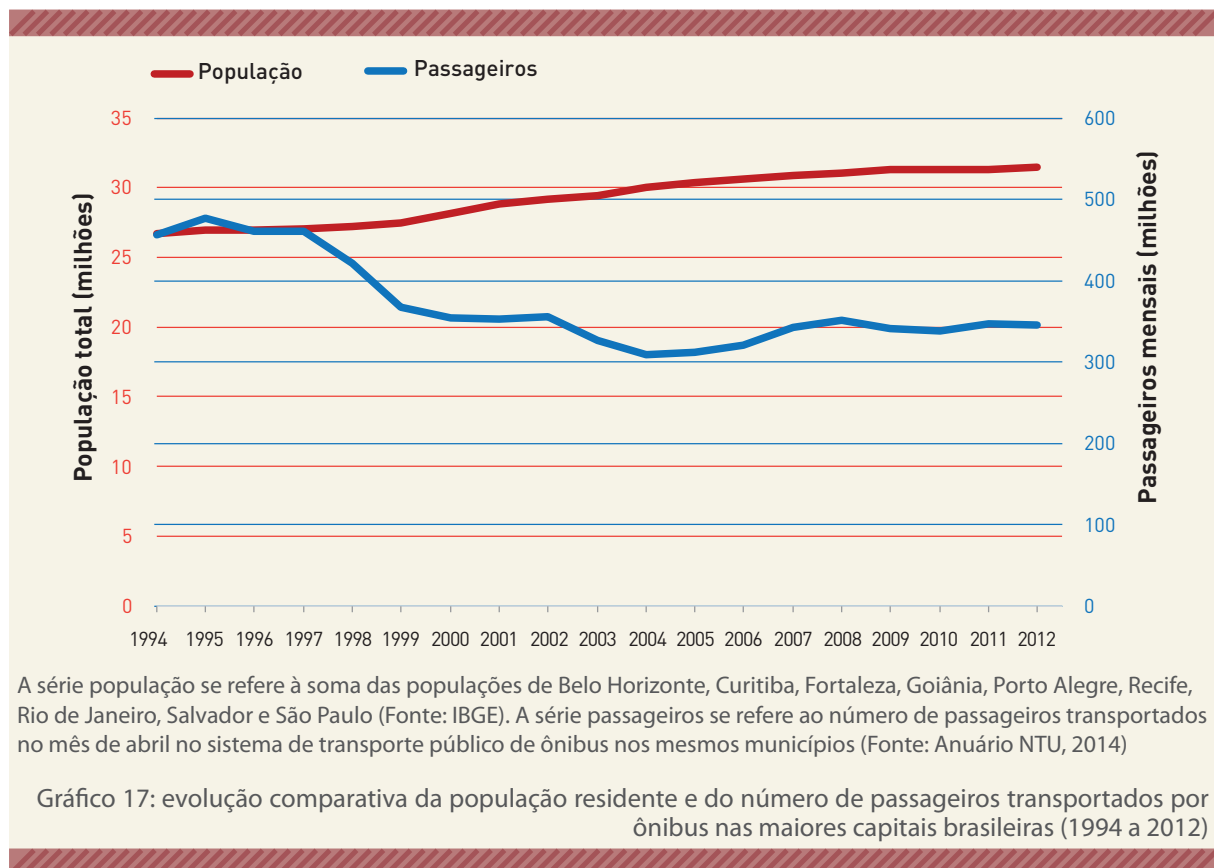
O Gráfico 16, ao apresentar uma evolução comparativa da intensidade de uso, medida em termos da distância anual percorrida pelas frotas de diferentes categorias de veículos, também evidencia outra constatação importante: o crescente papel dos automóveis no deslocamento das pessoas e, por consequência, sua relevância como um dos principais vetores do crescimento sistemático das emissões de CO₂ e no transporte de passageiros.

O aumento do deslocamento por automóveis é um dos sintomas dos problemas estruturais de mobilidade urbana nas cidades brasileiras. O Brasil passou, até anos recentes, por um período de crescimento econômico acompanhado de distribuição relativa de renda que, somado ao aumento de crédito e promoção de benefícios tributários para aquisição de veículos, tem resultado num aumento significativo da taxa de motorização da população. As administrações municipais, estaduais e federal, em geral, planejam suas intervenções para recepcionar uma frota crescente de veículos e promover sua circulação⁴ em detrimento da priorização do transporte público. Por outro lado, mesmo a melhoria da qualidade do transporte público não tem se mostrado capaz de promover a mudança modal de parcelas consideráveis de usuários de automóveis. Existe também o status associado à sua posse e a presunção de um direito irrestrito de uso, adquirido na sua compra, que demandam a implementação de medidas para seu desestímulo. Esses três principais fatores têm contribuído para aumentar a intensidade de uso de automóveis e o consumo de combustíveis.

⁴ Acrescente-se ainda que o desenho urbano tem induzido à expansão das vias como suporte ao transporte individual motorizado, de modo a oferecer as melhores condições possíveis para a circulação e acessibilidade de quem usa o automóvel. Esse tipo de desenho urbano, que integra um conjunto de medidas conhecido internacionalmente como "car-oriented development" pode ser facilmente identificado ao se observar o desenho contínuo das vias e os investimentos em viadutos, túneis e outros tipos de obras que aumentam a capacidade viária para o transporte individual.

Combinado com as facilidades proporcionadas pelas administrações municipais para a circulação da frota de automóveis e com a baixa qualidade do transporte público, esse fenômeno tem reforçado o uso do transporte individual.

A crescente perda de importância do transporte público nas grandes cidades brasileiras pode ser confirmada quando se observa a evolução do número de passageiros transportados mensalmente por ônibus urbanos comparativamente à evolução da população residente. Tomando-se como referência as cidades de Belo Horizonte, Curitiba, Fortaleza, Goiânia, Porto Alegre, Recife, Rio de Janeiro, Salvador e São Paulo, nota-se, pelo Gráfico 17, que, enquanto a população apresentou crescimento de 18% entre 1994 e 2012, o número de passageiros transportados por ônibus reduziu-se em 24% no mesmo período.



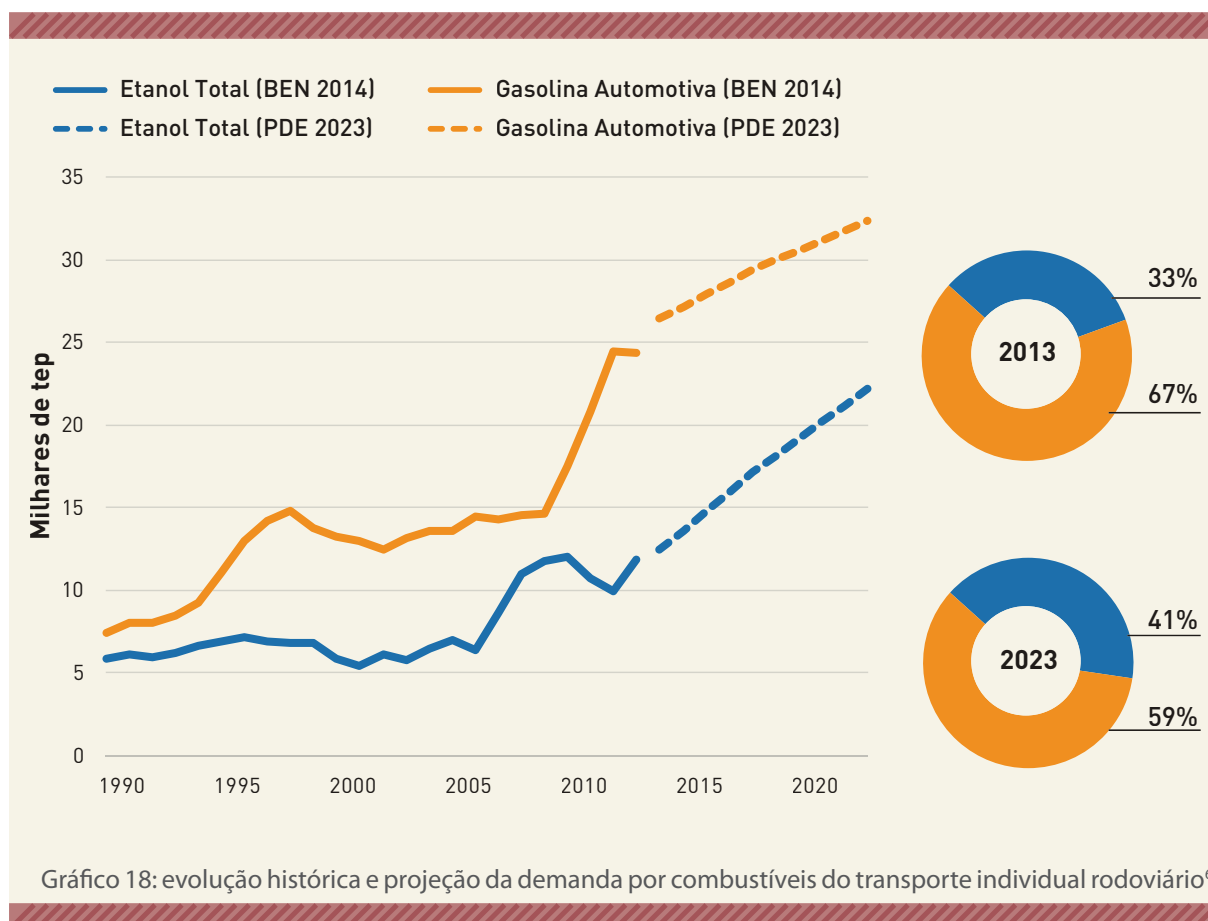
Fonte: elaborado a partir do IBGE e Anuário NTU, 2014

A manutenção dessa tendência deverá levar ao agravamento da crise de mobilidade já presente nas grandes cidades brasileiras – congestionamentos, aumento das vítimas do trânsito, maior tempo de deslocamentos, elevação dos custos operacionais do transporte público, exclusão social, etc. –, além de contribuir, é claro, para o aumento das emissões de GEE.

Considerando que o transporte de passageiros se dá predominantemente em centros urbanos e que, além de gases de efeito estufa, os veículos emitem vários poluentes de efeito local – óxidos de nitrogênio (NO_x), monóxido de carbono (CO), material particulado (MP), aldeídos, etc. –, o modelo de mobilidade urbana vigente nas cidades brasileiras está relacionado à degradação da qualidade do ar e seus efeitos negativos na saúde pública. As redes de monitoramento de qualidade do ar em operação em algumas das principais cidades brasileiras – São Paulo, Rio de Janeiro, Belo Horizonte, Porto Alegre e Curitiba – mostram que as concentrações de ozônio troposférico (O_3) e de material particulado (MP_{10} e $\text{MP}_{2,5}$) vêm excedendo sistematicamente as recomendações da Organização Mundial da Saúde e os padrões nacionais de qualidade do ar vigentes.

O FUTURO DAS EMISSÕES NO TRANSPORTE DE PASSAGEIROS

O Plano Decenal de Energia 2023 (PDE) projeta que a demanda energética por etanol (somados o etanol hidratado e o etanol anidro a ser consumido na mistura com gasolina automotiva⁵) no Brasil crescerá em torno de 87%, passando dos atuais 22,9 bilhões de litros para 42,8 bilhões em 2023. Já a demanda por gasolina automotiva está projetada para crescer aproximadamente 33%, variando dos 31,7 bilhões de litros consumidos em 2013 para 42,0 bilhões em 2023. O Gráfico 18 representa as projeções apresentadas no PDE 2023 para a evolução da demanda desses dois combustíveis.



Fonte: BEN 2014, Ano-Base 2013 e PDE 2023

A reversão desse cenário impõe o desafio de se avançar na adoção de um conjunto de medidas que, ao mesmo tempo em que reduza as emissões de GEE, amplie a acessibilidade das pessoas às oportunidades que as cidades oferecem e reduza as emissões de poluentes atmosféricos de efeito local/regional. Em linhas gerais, pode-se afirmar que existem três rotas complementares: (i) inovações tecnológicas nos veículos, (ii) mudança de viagens para modos de transporte público coletivo e para os não motorizados e (iii) redução da necessidade de viagens motorizadas por meio de ações que associem planejamento urbano e mobilidade.

⁵ O PDE 2023 assume que o teor de etanol anidro na mistura com gasolina automotiva permanecerá em 25% (porcentagem em volume), porém esse valor deve sofrer alterações na próxima edição do documento, tendo em vista a nova resolução aprovada em 2015 que estabelece esse teor em 27%.

⁶ Etanol total se refere à soma entre etanol hidratado e etanol anidro.

I INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS NOS VEÍCULOS

No Brasil, as iniciativas governamentais para solucionar os principais problemas ambientais associados ao transporte têm focado as inovações tecnológicas dos veículos. Desde a década de 70, com a criação do Pró-Álcool, o país tem ofertado etanol – anidro e hidratado – para o uso em automóveis e conta com um programa de controle de poluição veicular – o Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (PROCONVE).

Mais recentemente, em 2012, o Governo Federal estabeleceu o Programa de Incentivo à Inovação Tecnológica e Adensamento da Cadeia Produtiva de Veículos Automotores (Inovar-Auto), que é um regime fiscal diferenciado para montadoras que cumprirem um conjunto de requisitos, entre os quais, o atingimento de metas de eficiência energética para veículos leves até 2017. Além disso, também têm sido propostos incentivos para automóveis híbridos e elétricos.

Essas várias iniciativas inegavelmente contribuem para a redução das emissões de poluentes locais e de gases de efeito estufa lançados pelos veículos, e precisam ser mantidas. No entanto, não se pode negar que as ações têm sido predominantemente orientadas para os automóveis, enquanto os ônibus urbanos continuam fortemente dependentes do óleo diesel como fonte de energia. Caso os esforços governamentais para promover combustíveis renováveis e, mais recentemente, eficiência energética, continuem orientados exclusivamente para o transporte individual, poderemos, num futuro próximo, estar diante de uma situação na qual uma eventual transferência de passageiros do modal individual (automóveis e motos) para o coletivo (ônibus), algo positivo do ponto de vista da mobilidade urbana, seja acompanhada de aumento das emissões de GEE – um contrassenso que precisa ser evitado.

A esse respeito, cabe citar algumas iniciativas municipais, como a de São Paulo, cuja Política Municipal de Mudanças Climáticas, instituída pela Lei Municipal 14.933/2009, estabeleceu, no seu Art. 50, a meta progressiva de redução de, pelo menos, 10% (dez por cento) a cada ano a partir de 2009, e a utilização, em 2018, de combustível renovável não-fóssil por todos os ônibus do sistema de transporte público do município. De modo a atender as exigências da lei, a prefeitura, por meio da empresa municipal de gerenciamento do transporte público – SPTrans –, vem realizando, desde 2009, uma série de tentativas de substituição de parcela da frota por veículos com diferentes tecnologias de modo a substituir parte do diesel no transporte público de passageiros (Tabela 1).

Ano	Trólebus	Híbridos	Etanol	B20	AMD10
2009	205	13	0	5	0
2010	190	14	0	5	0
2011	190	0	60	1200	160
2012	190	100	105	1200	469
2013	192	13	60	1200	295
2014	201	0	59	0	395

Tabela 1: número de ônibus do transporte público no Município de São Paulo substituídos por diferentes tecnologias entre 2009 e 2014

Fonte: SPTrans

Considerando que a frota de ônibus urbanos em São Paulo é da ordem de 15 mil veículos, ainda é inexpressiva a substituição por alternativas tecnológicas que não usem diesel fóssil. Isso ocorre por diferentes motivos, entre eles, o alto custo e a insegurança na oferta de determinados combustíveis (caso do etanol aditivado e do diesel de cana), o aumento no custo de manutenção e operação dos veículos, a menor autonomia (caso do etanol), a baixa qualidade do combustível (muitas vezes relatada em relação ao biodiesel), o alto investimento para infraestrutura (caso do trólebus) e a não-existência de um mercado para veículos usados com tecnologia dedicada a determinado combustível (caso do etanol).

O fato de não haver uma substituição da frota diesel na escala necessária ainda não permitiu que a Prefeitura de São Paulo alcançasse as metas previstas para a redução do consumo de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, das emissões de CO₂. Desde a promulgação da lei até 2013, ao invés de diminuir, o consumo de diesel aumentou em 10,7% (passando de 401 para 444 milhões de litros), com redução em 2014 para 428 milhões de litros (Gráfico 19). No mesmo gráfico, é possível observar, para 2014, a contribuição de cada alternativa para o abatimento de 37 milhões de litros no consumo de diesel.

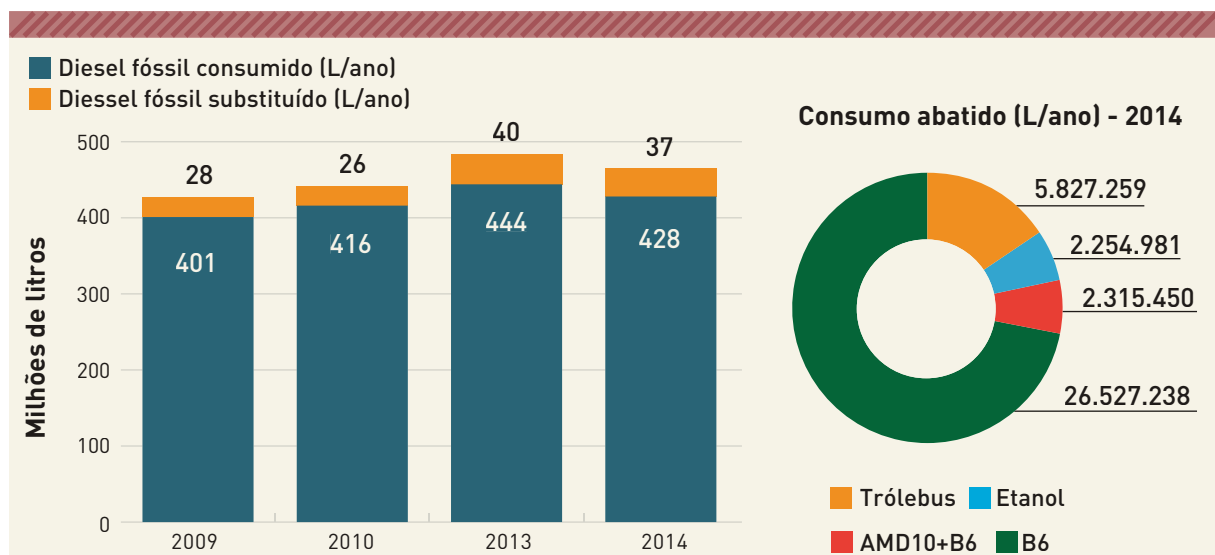


Gráfico 19: consumo de diesel fóssil e parcela substituída por combustíveis renováveis na frota de ônibus urbanos em São Paulo

Fonte: elaboração própria a partir de SPTrans

O reflexo disso é que as emissões de CO₂ da frota de ônibus urbanos no município tem aumentado progressivamente, como pode ser visto no Gráfico 20.

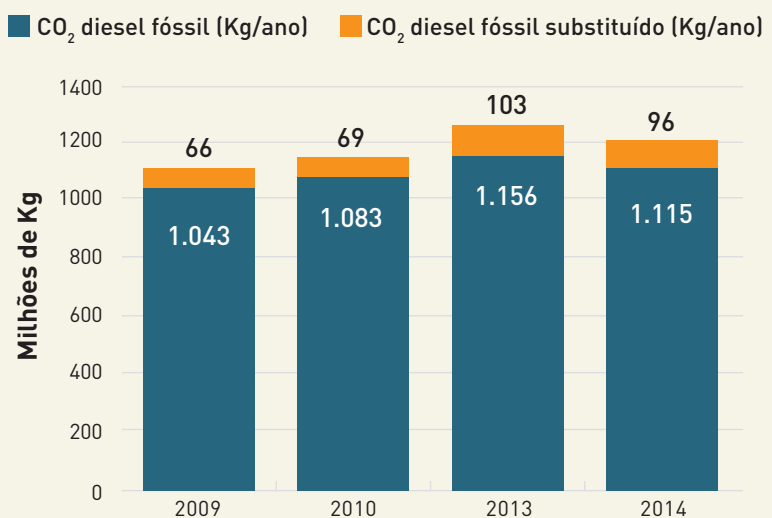


Gráfico 20: CO₂ fóssil emitido pela frota de ônibus urbanos em São Paulo rodando com diesel e parcela abatida por combustíveis renováveis

Fonte: elaboração própria a partir de SPTrans

O exemplo de São Paulo abre uma outra discussão: o potencial de ocorrência de conflitos entre as iniciativas pró-clima e outros aspectos de interesse público. Ao se prever medidas alternativas para substituição dos combustíveis no transporte público coletivo, é preciso atentar para os potenciais efeitos sobre os custos de operação desse sistema e seus impactos sobre as tarifas cobradas. Corre-se o risco, aí, de promover um transporte público com menor emissão de GEE, porém menos acessível.

Esses argumentos devem ser vistos como um reforço da necessidade de desenho e implantação de instrumentos de política pública que busquem o incentivo à utilização de outras fontes de energia para o transporte coletivo – etanol, biodiesel, eletricidade, híbridos, etc. – e, ao mesmo tempo, considerem os impactos positivos e negativos daí decorrentes.

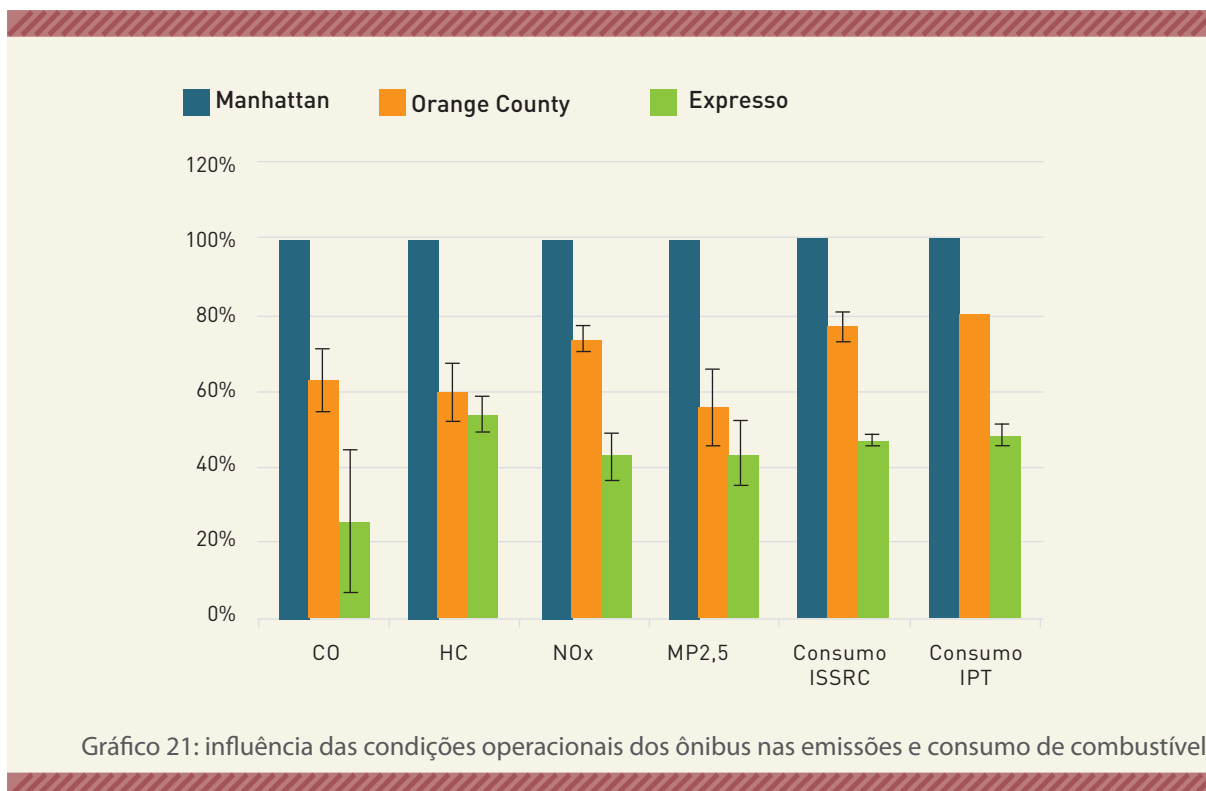
É de se ver que, por estar organizado em uma rede de serviços com garagens fixas e frota dedicada de ônibus, o transporte coletivo oferece oportunidade de serem aplicadas diferentes alternativas energéticas, podendo ser mais ou menos determinadas a partir de condições locais específicas. Sistemas com maior participação de corredores de ônibus do tipo *bus rapid transit*⁷ (BRT) podem viabilizar, por exemplo, a tração elétrica.

II MUDANÇAS DE VIAGENS PARA MODOS DE TRANSPORTE PÚBLICO COLETIVO E NÃO MOTORIZADOS

A transferência modal pode ser incentivada de duas formas principais e complementares: (i) a ampliação da oferta e melhoria da qualidade do transporte público coletivo e da infraestrutura para modais não motorizados – metrô, BRT, faixas exclusivas de ônibus, terminais de integração, ciclovias, calçadas etc. –, e (ii) a adoção de instrumentos que desestimulem o uso do transporte individual motorizado.

A ampliação da oferta e melhoria da qualidade do transporte público passa pela promoção da fluidez da frota de ônibus no sistema viário. A implantação de corredores de ônibus, por exemplo, resulta em economia de tempo para o usuário, reduz o custo operacional e promove redução de emissões. Um estudo patrocinado pela Fundação Hewlett e conduzido pela SPTrans, sob supervisão técnica do Instituto de Pesquisa Tecnológicas da USP (IPT), demonstrou haver um grande potencial de conservação de energia e redução de emissões associado à melhoria das condições operacionais dos ônibus urbanos (Gráfico 21).

⁷ O BRT tem como características, entre outras, pistas totalmente segregadas, com faixas de ultrapassagens, poucos pontos de parada intermediários, etc.



Fonte: Relatório Técnico N° 91.377-205 – Ensaio Comparativos de Ônibus Urbanos (IPT, 2007)

Observe-se, pelo gráfico, que, em relação a uma condição de tráfego mais congestionado e típico de uma grande cidade (ciclo “*Manhattan*”), as reduções de consumo de combustível e de emissões são:

- No ciclo “*Orange County*”, que simula faixa exclusiva de ônibus, da ordem de 20% no consumo de combustível, de 38% nas emissões de CO e HC, de 26% de NO_x e de 44% de material particulado.
- No ciclo “*Expresso*”, que simula a condição de operação similar à de um BRT, da ordem de 52% no consumo de combustível, de 74% nas emissões de CO, de 46% de HC, de 57% de NO_x e de material particulado.

A redução das emissões atmosféricas e do consumo de combustível provocada pela melhoria das condições operacionais dos ônibus urbanos pode ser constatada em estudo desenvolvido pelo IEMA em 2014 que avaliou a implantação das faixas exclusivas de ônibus na cidade de São Paulo.

Esse estudo estimou a velocidade média das viagens de ônibus antes e depois da implantação das faixas, (duas semanas em setembro de 2012 e duas em setembro de 2013) a partir dos sinais de GPS emitidos pelos veículos, em quatro faixas exclusivas implantadas: Av. Brigadeiro Luís Antônio, Av. Imirim, Av. 23 de Maio e Radial Leste.

A partir das velocidades médias obtidas, foram estimados o consumo de óleo diesel, as emissões dos principais poluentes locais emitidos por ônibus urbanos – NO_x (óxidos de nitrogênio) e MP (material particulado) – e de CO₂ (dióxido de carbono). Os ganhos de velocidade provocaram redução no consumo de energia e nas emissões atmosféricas das linhas de ônibus, conforme ilustrado pelo Gráfico 22.

Variação nas emissões de CO₂

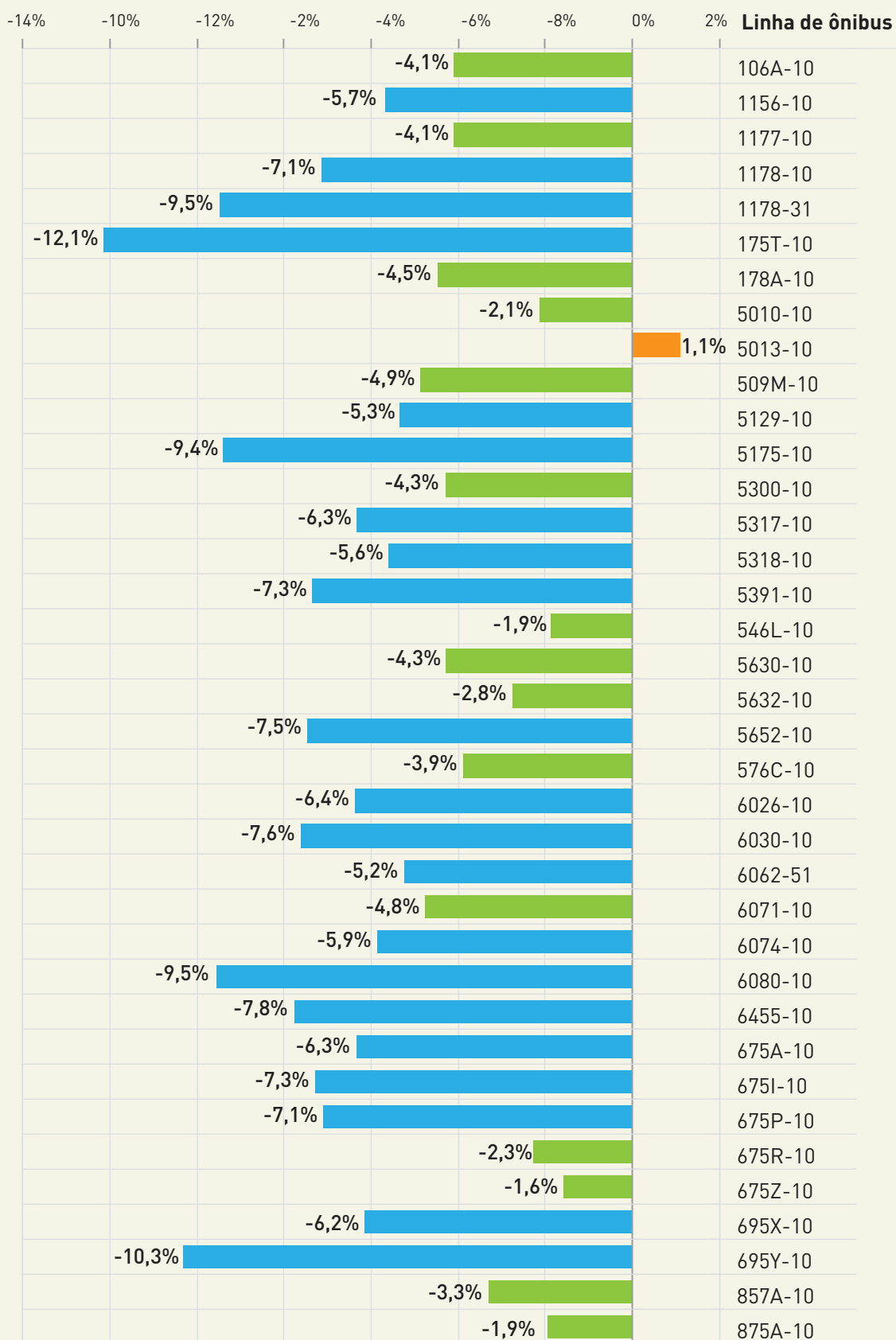


Gráfico 22: redução das emissões de CO₂ em trecho de faixa exclusiva (Corredor Norte-Sul, São Paulo, horário de pico entre setembro de 2012 e setembro de 2013)

Fonte: avaliação dos efeitos da implantação de faixas exclusivas em SP (IEMA, 2014)



REDUÇÃO DA NECESSIDADE DE VIAGENS MOTORIZADAS POR MEIO DE AÇÕES QUE ASSOCIEM PLANEJAMENTO URBANO E MOBILIDADE

Apesar de todos os benefícios anteriormente apresentados, experiências em outros países têm mostrado que as necessárias medidas para a ampliação da oferta e melhoria da qualidade do transporte público são, via de regra, insuficientes para impactar significativamente a divisão modal do transporte de passageiros numa cidade. Para diminuir a participação dos automóveis na divisão modal de viagens, essas medidas devem vir acompanhadas de um conjunto de ações para desestimular o uso do transporte individual motorizado, combinando instrumentos regulatórios e econômicos, conforme as necessidades e metas das políticas locais de mobilidade e de meio ambiente. Esses instrumentos envolvem, por exemplo, a redução da capacidade viária para o tráfego geral; redução das vagas de estacionamento ou elevação dos preços cobrados; implantação de rodízio de placas; cobrança de taxa pelo uso da via em áreas congestionadas; taxaço de veículos que apresentam maiores níveis de emissões de poluentes atmosféricos, entre outros.

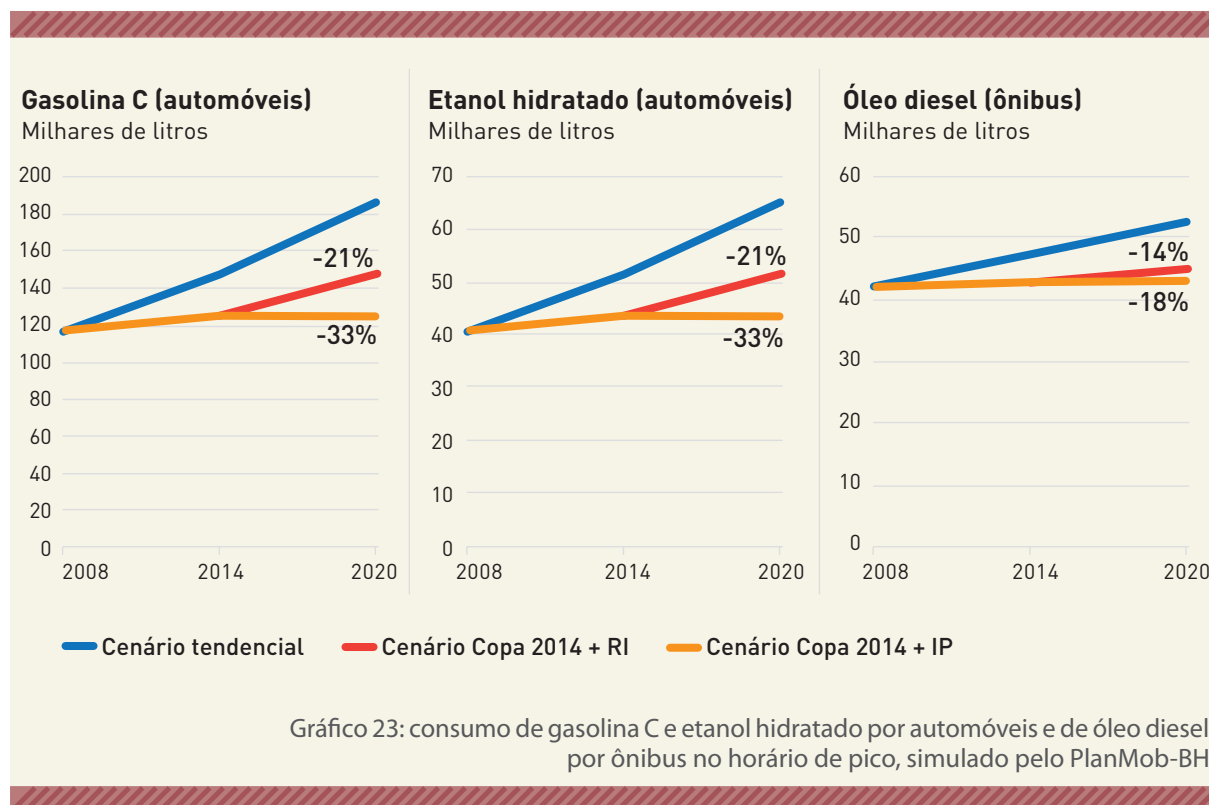
Nesse sentido, importante avanço pode ocorrer na cidade de São Paulo, com a aprovação do Plano Diretor Estratégico (PDE/SP), estabelecido por meio da Lei Municipal 16.050/2014, o qual estabeleceu como uma de suas estratégias o desenvolvimento de Eixos de Estruturação da Transformação Urbana. A ideia geral é a de tomar os eixos de transporte coletivo de média e alta capacidade como polos em torno dos quais se moldam núcleos de desenvolvimento, e para tanto, a oferta de transporte público coletivo se daria de forma articulada com o desestímulo ao uso do transporte individual motorizado e com a promoção dos meios não motorizados, principalmente a bicicleta.

Complementarmente, o PDE/SP alterou a obrigação de implantação de número mínimo de vagas para automóveis nas edificações localizadas em torno dos eixos estruturadores, estabelecendo um número máximo de vagas, a partir do qual o espaço destinado ao estacionamento de automóveis será computado como área edificada, descontado do limite de aproveitamento máximo permitido para o lote. O PDE/SP estabeleceu também o desestímulo ao uso do transporte individual como uma das ações estratégicas no sistema viário, com a redução do espaço de estacionamentos de automóveis para implantação de estrutura cicloviária e ampliação de calçadas (Art. 241, X).

Como um exemplo de redução de emissões de poluentes locais e GEE decorrentes de investimentos na ampliação e qualificação do transporte público e dos transportes não motorizados, bem como de reformas planejadas no uso do solo orientadas para o transporte de pessoas, pode-se citar o caso do Plano de Mobilidade Urbana de Belo Horizonte (PlanMob-BH).⁸ A partir desse plano, foi estimada a redução de emissões caso as medidas nele previstas sejam implementadas (IEMA/BHTrans, 2014). Entre as medidas, destaca-se a implantação, até 2020, de uma rede de BRT, a expansão da rede de metrô, a implantação de uma rede cicloviária e a adoção de instrumentos de desestímulo ao uso do transporte individual, cuja abrangência está condicionada à realização de investimentos restritos (IR) ou plenos (IP), conforme a disponibilidade de recursos no seu horizonte de implementação, por parte da administração municipal. Uma vez implantadas, essas medidas impactariam a divisão modal da cidade e, portanto, a intensidade de uso dos veículos, principalmente reduzindo as viagens por automóvel. As estimativas de emissões apontam, em 2020, uma redução de aproximadamente 21% nas emissões de material particulado (MP₁₀) no horário de pico matutino em 2020. Haveria, ainda, uma redução de 19%

⁸ O Plano Estratégico de Belo Horizonte 2030, a Cidade que Queremos foi lançado em 2009 e atualizado em 2013.

nas emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x) e 22% nas emissões de hidrocarbonetos não metânicos (NMHC), ambos poluentes críticos na formação do ozônio troposférico (O_3). No caso do CO_2 , a redução seria da ordem de 29% no horário de pico matutino, o que representaria uma estabilização relativa das emissões ao nível de 2008 (Gráfico 23).



Fonte: estimativa de emissões atmosféricas do Plano de Mobilidade Urbana de Belo Horizonte (IEMA/BHTrans, 2014)

Como ocorreu em Belo Horizonte, os planos de mobilidade urbana, desde que orientados para a priorização do transporte público e dos não motorizados, e desde que efetivamente implementados, também devem ser vistos como instrumentos de mitigação das emissões de GEE.

A esse respeito, contudo, um dado chama atenção: dos 3.325 municípios que precisam, por lei⁹, desenvolver seus planos de mobilidade urbana, apenas 67 (5%) o fizeram no prazo legal, conforme levantamento realizado durante os meses de novembro de 2014 a março de 2015 pela Secretaria Nacional de Transporte e da Mobilidade Urbana (Semob), do Ministério das Cidades.

⁹ Tais planos foram exigidos na Política Nacional de Mobilidade Urbana, instituída pela Lei 12.587/2011, para as cidades com mais de 20 mil habitantes, e deveriam ser publicados num prazo de três anos, o qual expirou em abril de 2015, sob pena de proibição de as Prefeituras acessarem recursos orçamentários do governo federal.

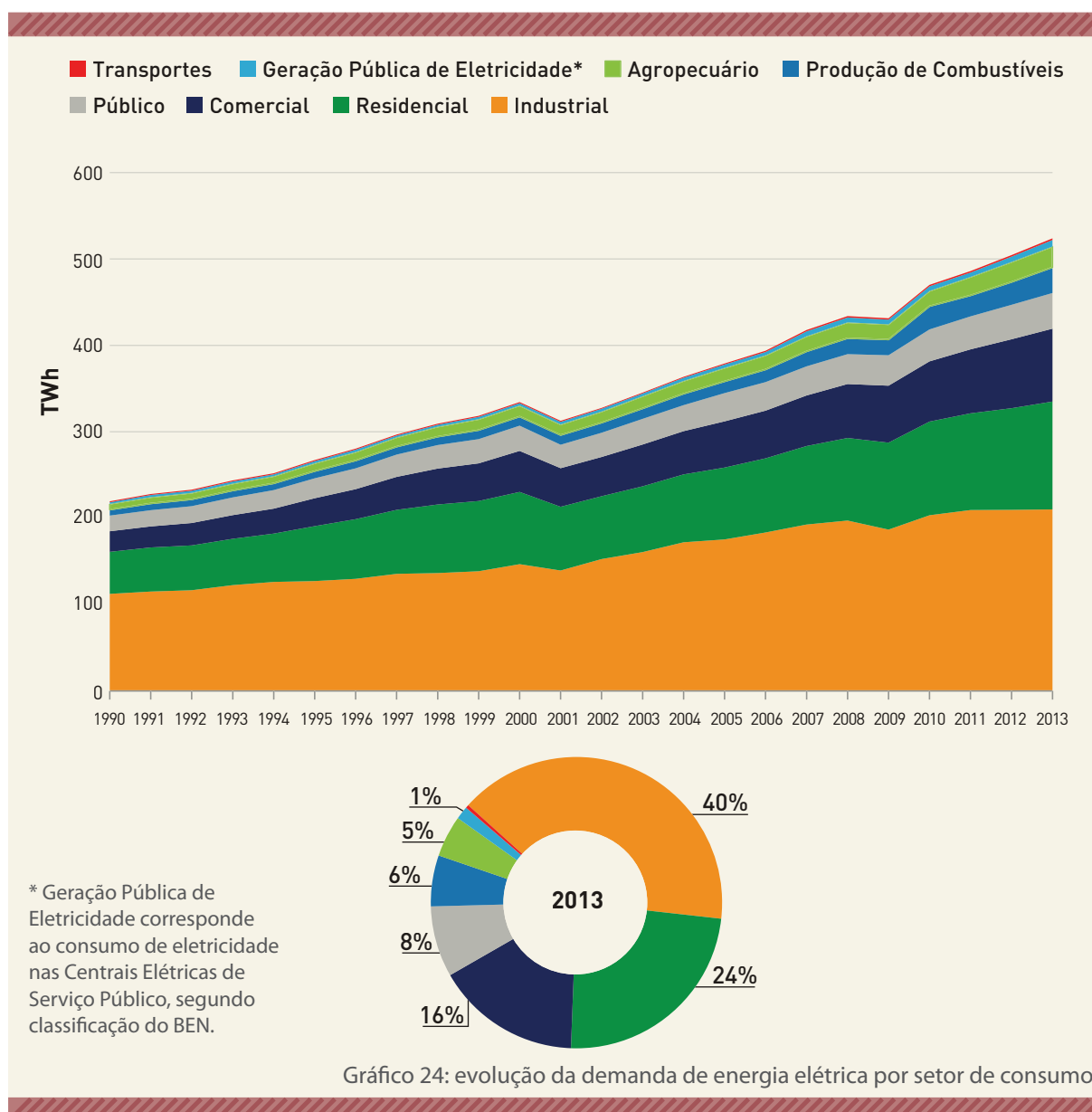
3

EMISSÕES DE GEE NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1

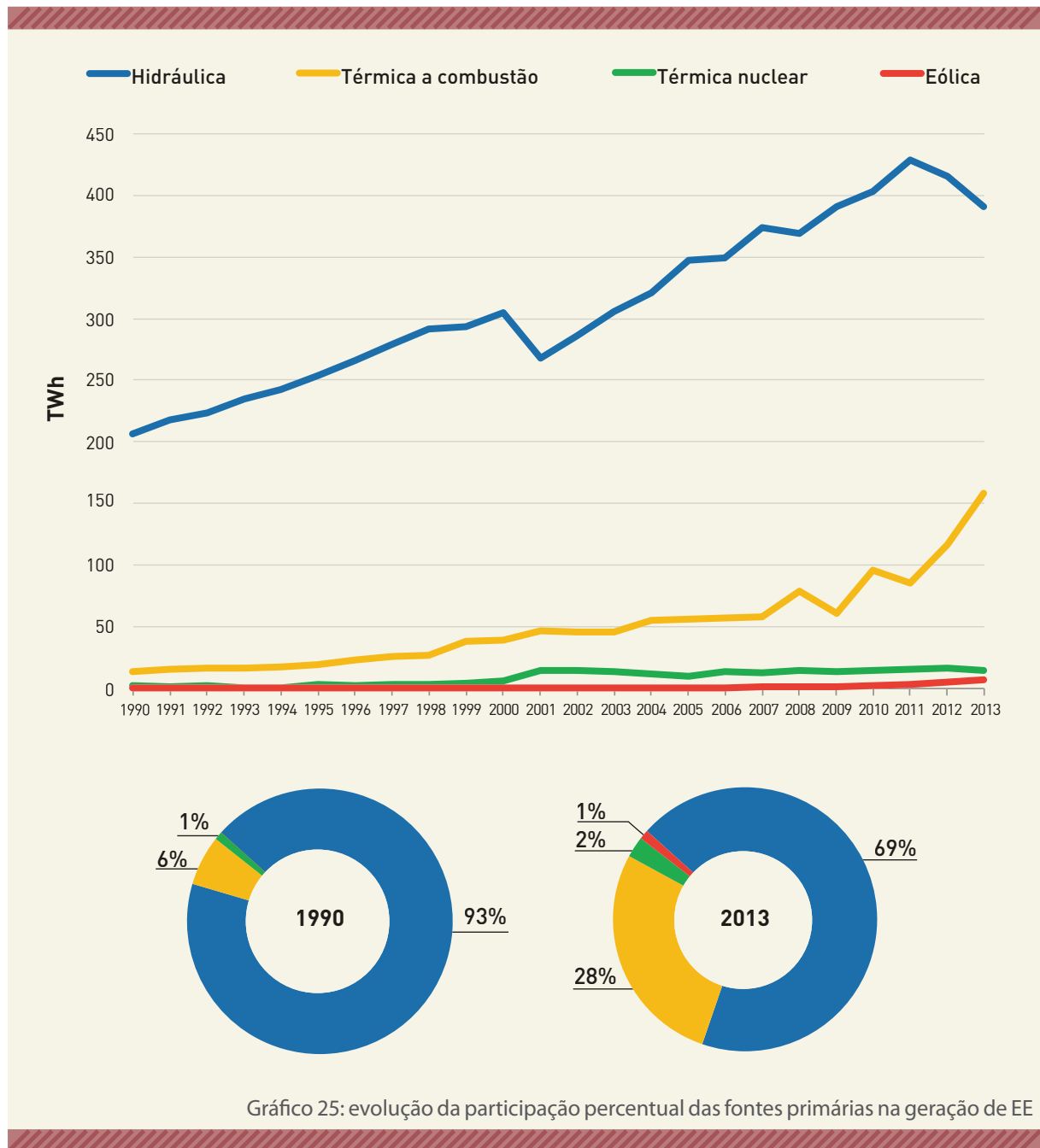
EVOLUÇÃO RECENTE DAS EMISSÕES DE GEE NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A demanda de eletricidade no Brasil mais que dobrou entre 1990 e 2013, conforme mostra o Gráfico 24. Entre 2012 e 2013, esse aumento foi de 3,60%, seguindo o mesmo ritmo do ano anterior (3,62%). Apesar do fraco desempenho nos últimos anos, o segmento industrial continua responsável pela maior parte do consumo de energia elétrica no país, respondendo, em 2013, por 40% do consumo total, seguido pelo segmento residencial, com 24%.



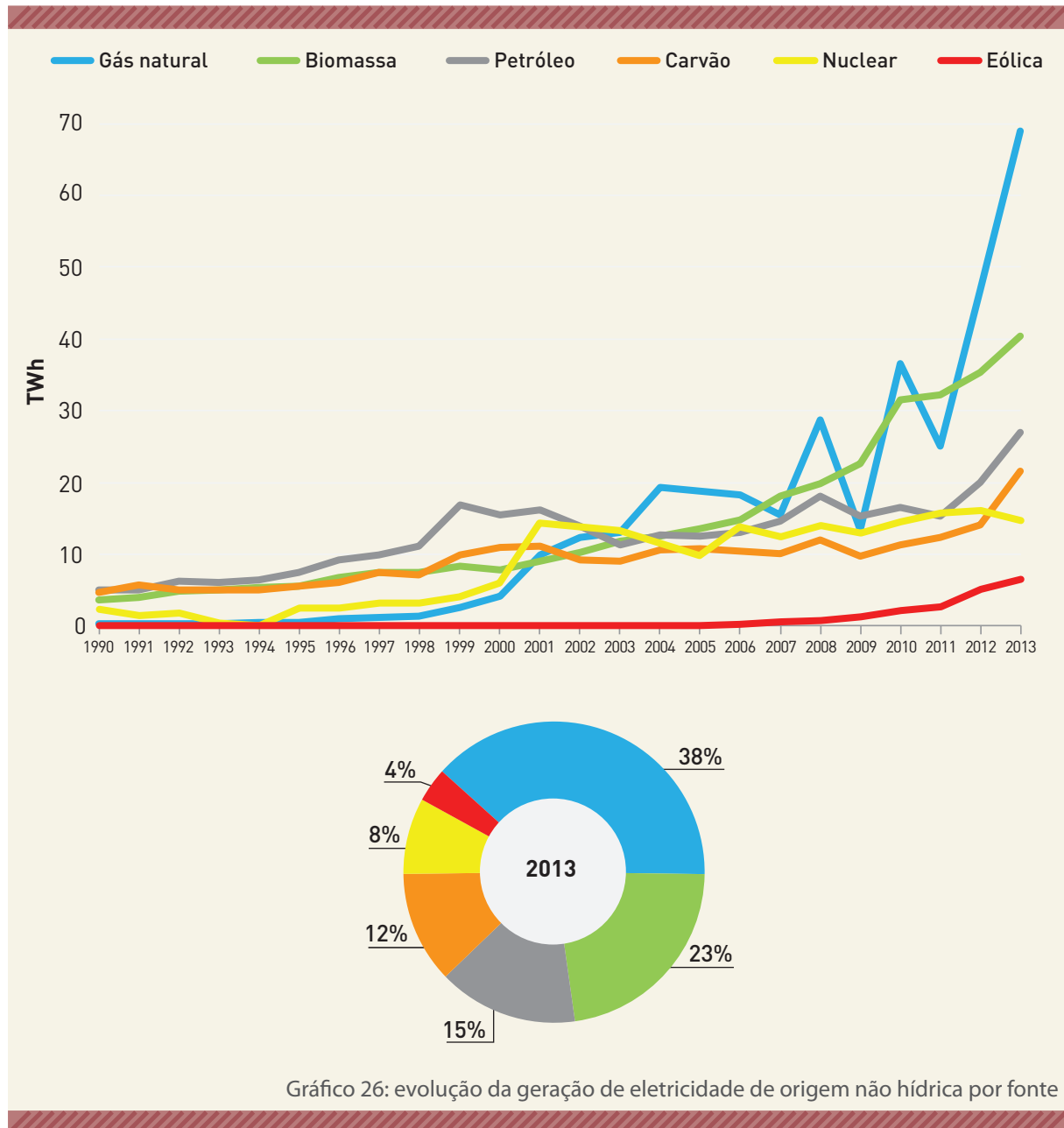
Fonte: elaborado a partir do BEN 2014, Ano-Base 2013 (EPE, 2014)

Apesar de as usinas hidrelétricas serem responsáveis, de longe, pelo atendimento dessa demanda, a geração termelétrica fóssil tem, desde 2000, aumentado sua participação na geração elétrica, passando de 8,8% para 20,6%. Quanto à hidreletricidade, é notória a queda de sua participação, caindo de 87,2% em 2000 para 68,6% em 2013. É o que mostra o Gráfico 25.



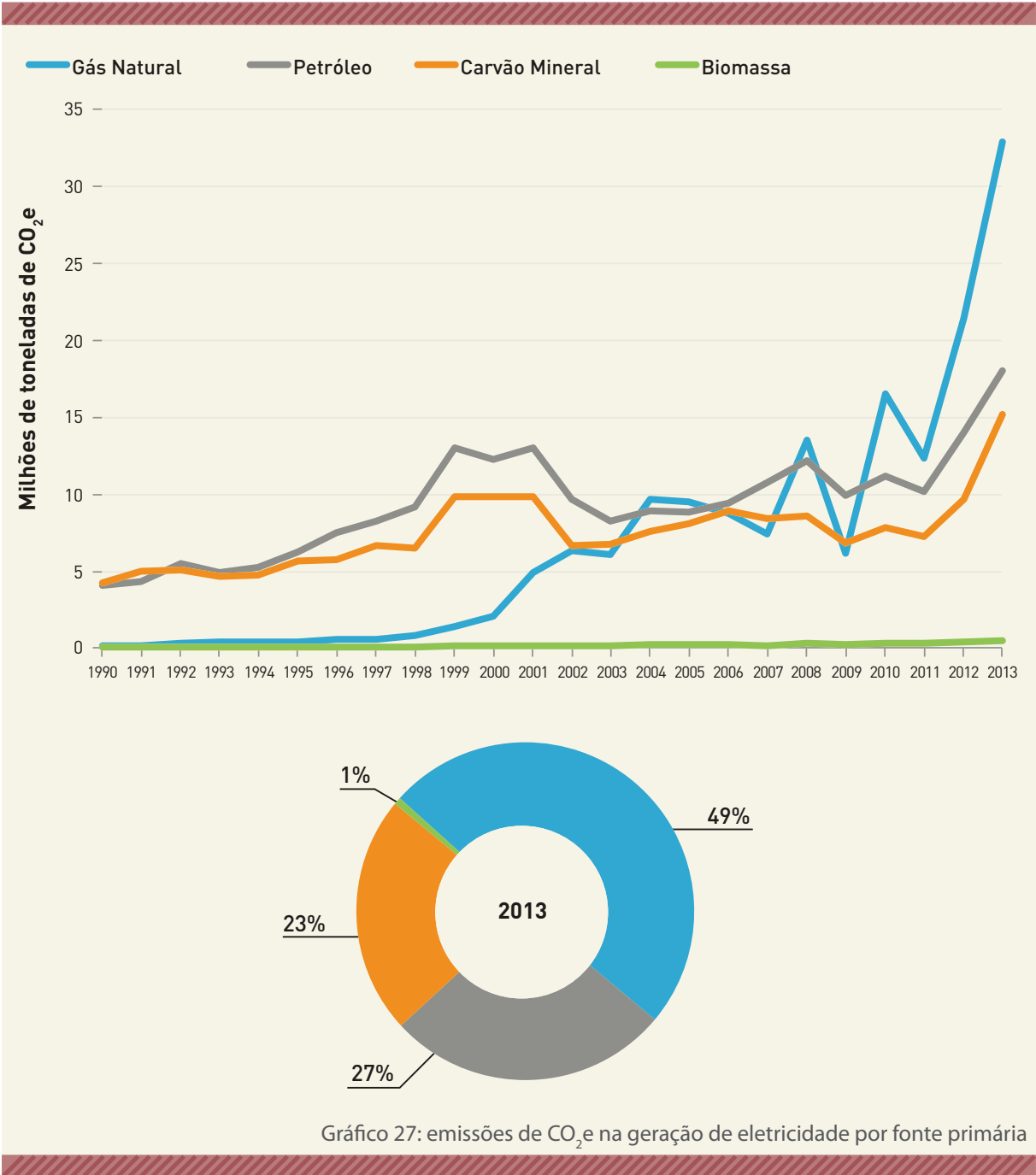
Fonte: elaborado a partir do BEN 2014, Ano-Base 2013 (EPE, 2014)

Note-se, no Gráfico 26, que a geração não hídrica no período esteve alicerçada, basicamente, no uso de combustíveis fósseis – gás natural, petróleo e carvão mineral – os quais, em 2013, representaram 65,6% de toda a geração não hídrica, seguidos pela biomassa (22,6%), energia nuclear (8,2%) e eólica (3,7%). Entre 2012 e 2013, a geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis passou de 80,8 TWh para 117,4 TWh – um crescimento de 45,4%.

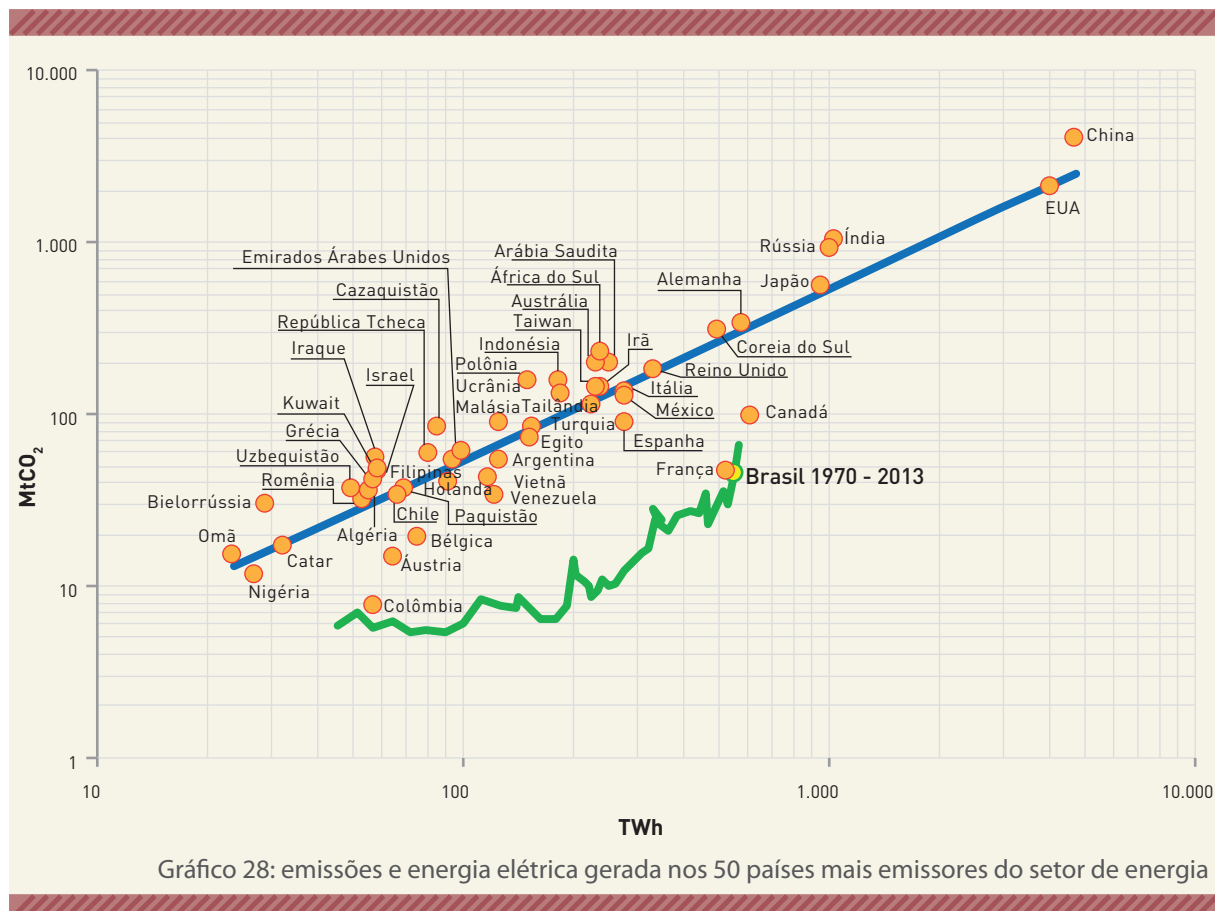


Fonte: elaborado a partir do BEN 2014, Ano-Base 2013 (EPE, 2014)

Em decorrência do aumento da participação da termelétrica a combustível fóssil, as emissões de GEE na geração de eletricidade aumentaram mais de sete vezes entre 1990 (8,6 Mt CO₂e) e 2013 (66,5 Mt CO₂e), ano em que as emissões do setor atingiram seu patamar mais elevado, representando 15% do setor de energia. Em 2013, das emissões decorrentes da geração termelétrica, aquelas provenientes do uso de gás natural corresponderam a 49%, contra 27% das emissões de derivados de petróleo e 23% do uso de carvão mineral e derivados (Gráfico 27).



Comparativamente com outros países, as emissões brasileiras associadas ao setor elétrico ainda se mantêm baixas, mas já dão sinais de que lentamente caminham em direção a uma matriz mais fóssil. O Gráfico 28 mostra as emissões de CO₂ pela queima de combustíveis para a geração de energia elétrica e o total de energia elétrica gerada no universo dos 50 países mais emissores do setor de energia.



3.2 CONTEXTO HIDROLÓGICO MAIS SECO E ACIONAMENTO DAS TERMELÉTRICAS

No Brasil, a maior parte da energia elétrica é gerada em grandes usinas hidrelétricas (UHE) com reservatório de acumulação, que, por seu relativo baixo custo de geração¹⁰ e suas características técnicas, são amplamente usadas na “base” do sistema elétrico, ou seja, para o fornecimento permanente de energia.

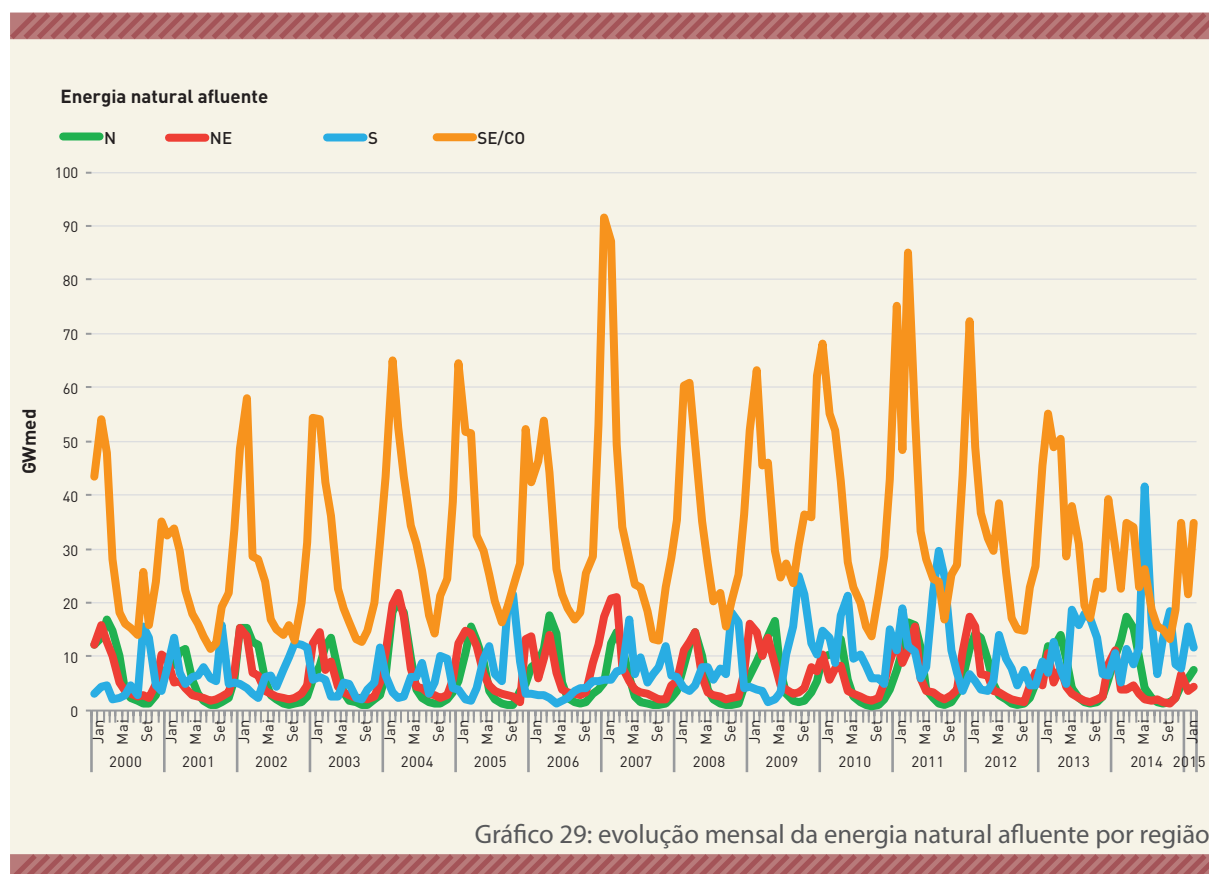
A “energia armazenada” nos reservatórios das UHE varia conforme o fluxo de água (energia natural afluyente) e seu “uso” para geração elétrica (a passagem dos volumes d’água pelas turbinas).¹¹ Daí que a capacidade efetiva de geração dessas usinas ao longo do ano é diretamente dependente das condicionantes climáticas e meteorológicas, uma vez que essas influenciam o regime de chuvas e, portanto, o fluxo de água nos reservatórios.

¹⁰ Os custos de investimento e construção são os principais componentes dos custos finais das UHE, já que sua operação e manutenção são relativamente simples (não envolvem, por exemplo, aquisição de combustível). Isso explica, em parte, o fato de a hidreletricidade no Brasil apresentar os menores custos comparativamente com outras fontes, já que a maior parte das UHE instaladas já foi amortizada.

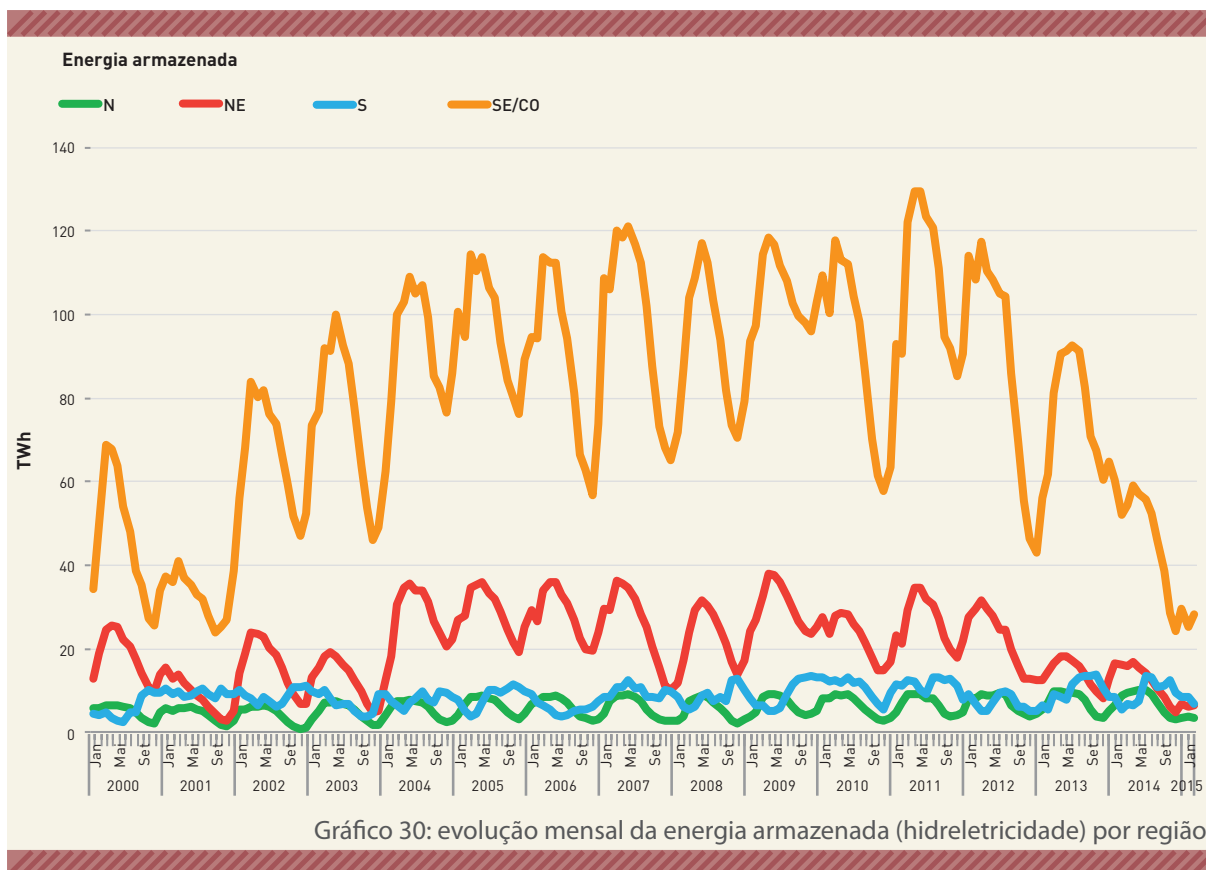
¹¹ A operação das UHE deve evitar sempre duas situações: a necessidade de verter água sem geração correspondente de modo a não exceder a capacidade máxima dos reservatórios (o que significaria desperdício de uma energia barata) e o uso de toda a energia armazenada, o que comprometeria a segurança do abastecimento, além de exigir, no futuro, o uso de fontes de energia mais caras.

Assim, a decisão sobre o uso da energia armazenada nos reservatórios envolve, acima de tudo, a necessidade de segurança energética e operacional do sistema elétrico. Para garantir que haja fornecimento suficiente (e economicamente viável) de eletricidade, é imperativo incorporar a essa decisão um conjunto de considerações a envolverem, por um lado, projeções sobre o comportamento dos reservatórios, o que contempla análises climatológicas e meteorológicas, e, por outro, a avaliação dos custos presentes e futuros das diferentes fontes de energia de forma a ponderar sobre os riscos de aumento significativo do custo da eletricidade (e todas as suas consequências em termos macro e microeconômicos para o país). Concretamente, em situações de forte redução da energia armazenada nos reservatórios, pode ser necessário reduzir a geração de hidreletricidade, lançando mão das fontes complementares como uma medida de preservar o estoque existente ou permitir que esse se recupere para uso no futuro.

A baixa pluviometria dos últimos anos tem significado, para o setor elétrico, menos energia natural afluyente e, conseqüentemente, menor quantidade de energia armazenada nos reservatórios das UHE, como pode ser observado no Gráfico 29 e no Gráfico 30.



Fonte: ONS 2015



Fonte: ONS 2015

Diante da diminuição da capacidade de geração hidrelétrica associada ao aumento progressivo da demanda elétrica (ainda que em taxas menores), a resposta que vem sendo dada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS)¹², entidade responsável pela gestão e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), tem sido o acionamento de usinas termelétricas, principalmente, mas não só as que utilizam o gás natural.¹³

Observando-se o Gráfico 25, chama a atenção o comportamento da geração entre 2011 e 2013. Nesse período, verificou-se uma redução da geração de hidreletricidade em 9%, passando de 428,3 para 391,0 TWh, enquanto a geração termelétrica aumentou 71,7 TWh, alcançando 30% de toda a geração elétrica de 2013. A participação da energia eólica correspondeu a 1% da geração elétrica de 2013, ainda que tenha aumentado sua geração de 5,1 TWh em 2012 para 6,6 TWh em 2013.

Infer-se, portanto, que o déficit observado de geração hidrelétrica mais o acréscimo da demanda de energia elétrica foram supridos majoritariamente pela termelétricidade baseada em combustíveis fósseis – em especial, o gás natural. Ao que parece, essa estratégia não tem sido suficiente para conter a queda da energia armazenada nos reservatórios, reforçando ainda mais a tendência de continuidade do despacho térmico.

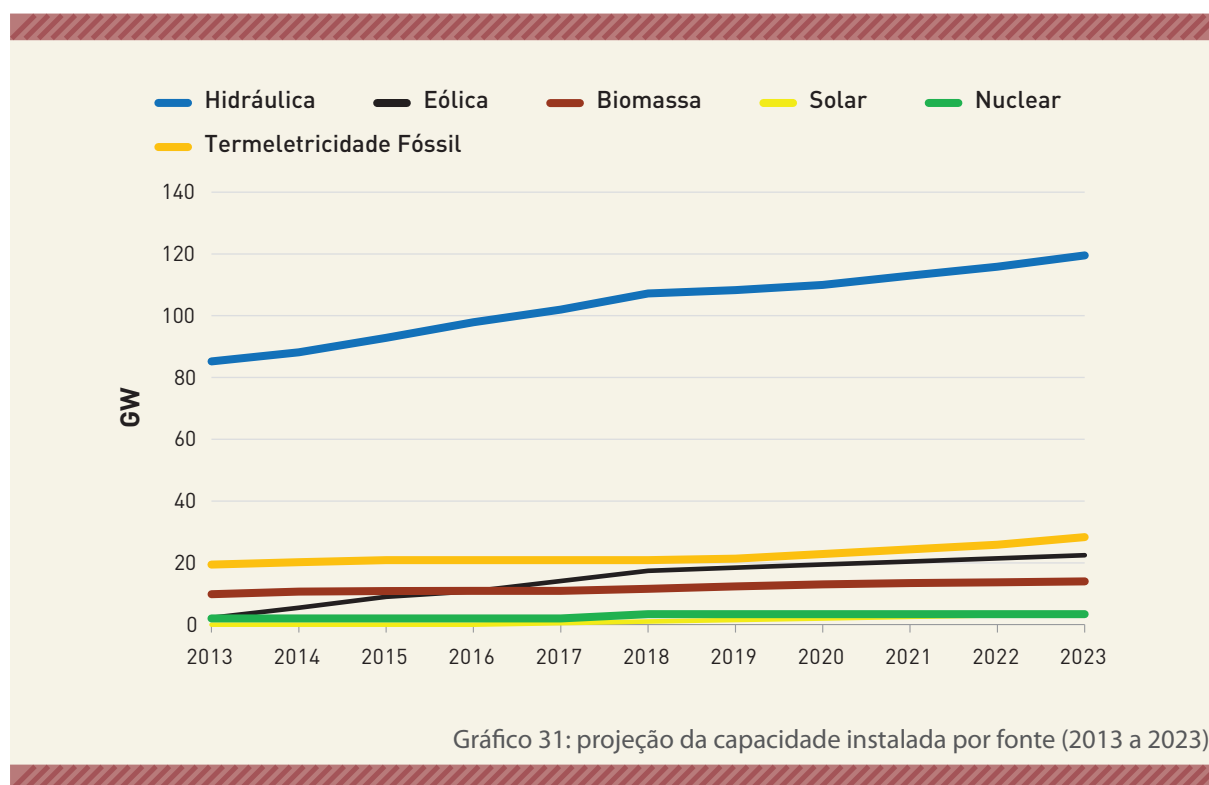
¹² O ONS é uma entidade privada, sem fins lucrativos, de caráter técnico, tendo como associados titulares de concessão, permissão ou autorização e por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica, e por consumidores livres conectados à rede básica. Seus quadros gerenciais, como o Conselho de Administração e a Diretoria, obrigatoriamente devem contar com administradores diretamente indicados pelo Ministério de Minas e Energia. Seu estatuto foi formalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

¹³ O ONS e todos os demais agentes do setor elétrico submetem-se a um conjunto de regras específicas, compilado no que se denomina “Procedimentos de Rede”, e formalizado por meio da Resolução da ANEEL 372/2009. Tais “Procedimentos” contemplam regras operacionais detalhadas sobre aspectos como: (i) requisitos mínimos para instalações e gerenciamento de indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes; (ii) acesso aos sistemas de transmissão; (iii) ampliações e reforços na rede; (iv) previsão de carga; (v) planejamento e programação das operações elétrica e energética; (vi) programação diária da operação eletroenergética; (vii) monitoramento e análise dos recursos hídricos e meteorologia; (viii) procedimentos da operação; (ix) elaboração de estudos para reforço da segurança operacional elétrica, controle sistêmico e integração de instalações; (x) análise de ocorrências e perturbações, entre outros.

PLANEJAMENTO GOVERNAMENTAL DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Segundo o PDE 2023, o país consumiu 516,3 TWh em 2013 e chegará a 780,4 TWh em 2023. O relatório de demanda do PNE 2050, por sua vez, aponta para um consumo total de 1624 TWh em 2050.

Para atender essa crescente demanda com segurança, será preciso aumentar a capacidade instalada de geração elétrica. Para tanto, o PDE 2023 aponta para a manutenção do papel preponderante da hidreletricidade na capacidade instalada total do país, ainda que em níveis inferiores aos historicamente observados. O Gráfico 31 mostra que a capacidade instalada em 2023 será 191.167 MW¹⁴, dos quais 62,05% serão de geração hídrica¹⁵, 11,7% de eólica, 1,8% de nuclear e 22,1% de UTEs a combustão (7,3% de biomassa e 14,8% de térmicas fósseis).

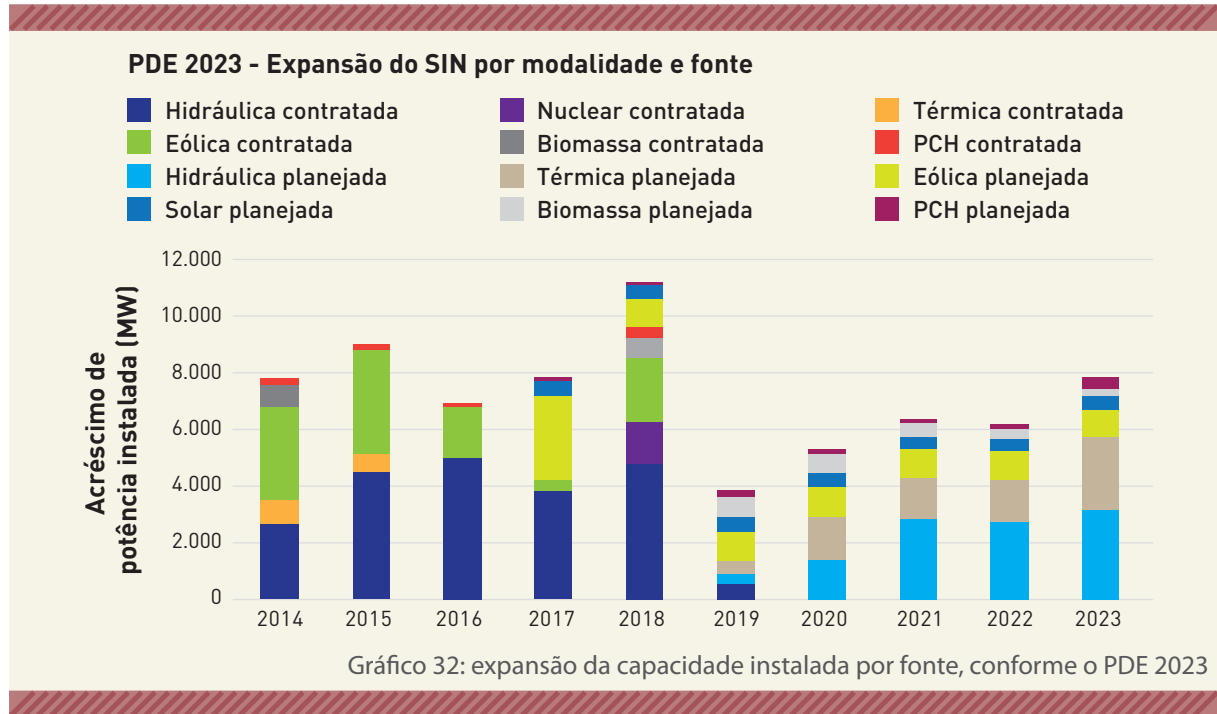


Fonte: baseado no PDE 2023 (MME/EPE, 2014)

¹⁴ Valor de capacidade instalada total em território nacional, descontando valor de capacidade instalada de importação.

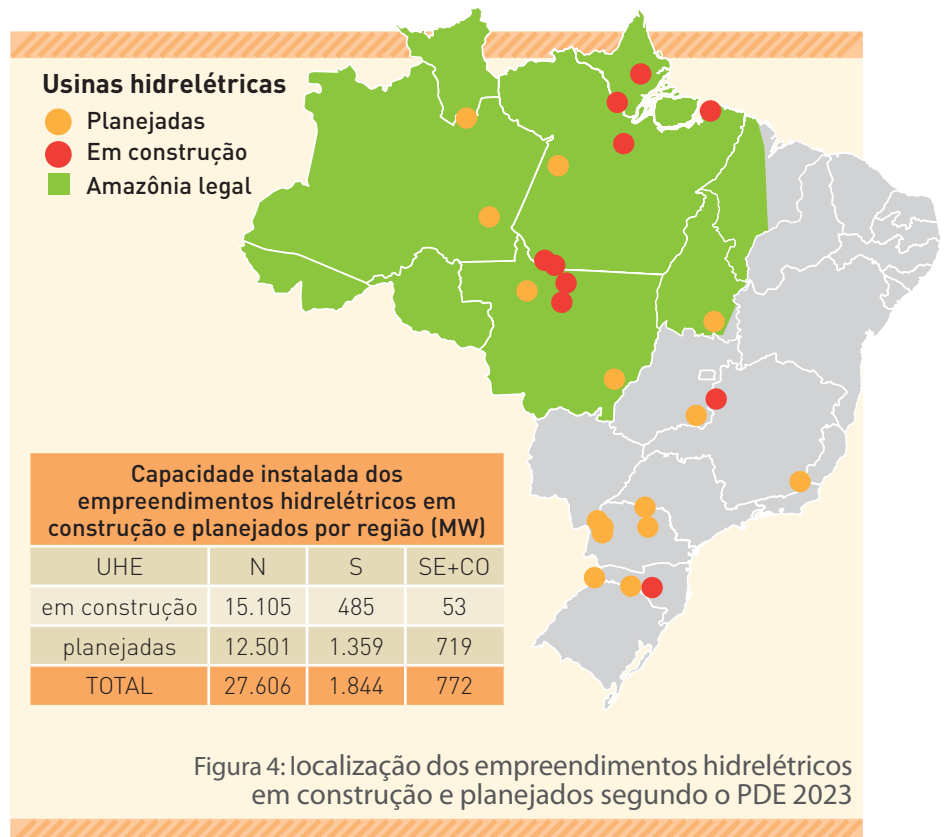
¹⁵ Inclui capacidade instalada de hidrelétricas e PCH.

No Gráfico 32, é possível visualizar o portfólio de tipos de empreendimentos em construção e já contratados nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), bem como os empreendimentos planejados para o horizonte 2019-2023. Este gráfico só reforça o fato de que o planejamento governamental, ainda que vislumbre uma diversificação da matriz, continuará a considerar a hidreletricidade como a principal fonte a ser adicionada à matriz elétrica brasileira.



Fonte: baseado em MME/EPE, 2014

O planejamento governamental indica que 88% de toda essa capacidade instalada adicional de hidrelétricas virá de usinas localizadas na Região Norte, área sensível sob a perspectiva socioambiental, conforme ilustra a Figura 4. O PDE 2023 inclusive destaca como estratégicos, estruturais e de “interesse público” empreendimentos que vêm sofrendo críticas sob a perspectiva socioambiental, como as usinas São Luiz do Tapajós e Jatobá (MME/EPE, 2014, p. 81).



Fonte: baseado em MME/EPE, 2014

Como já mencionado no relatório analítico do SEEG 2013 (IEMA, 2014), a construção de usinas na Região Norte suscita questões relacionadas à conservação da Amazônia e aos impactos negativos sobre as populações locais tradicionais e os povos indígenas. No primeiro caso, a construção de reservatórios, ainda que pequenos, pode alterar o equilíbrio dos ecossistemas locais em prejuízo da conservação da biodiversidade amazônica. No segundo caso, é de se esperar conflitos fundiários, o deslocamento de populações ribeirinhas e de populações indígenas, bem como a desestruturação de arranjos econômicos locais. Também é importante atentar para os problemas relacionados ao repentino inchaço populacional das cidades do entorno das obras, devido ao volume e circulação de operários, agravando questões de saneamento, segurança, saúde, entre outros.

Seja como uma medida para minimizar tais impactos, seja pelas próprias características de relevo das bacias hidrográficas na Região Norte, fato é que a maior parte das usinas hidrelétricas aprovadas e previstas para essa região tem sido projetada de forma a demandar reservatórios menores ou mesmo prescindir desses. Isso implica numa reduzida capacidade de estocar energia na forma de água nos reservatórios, deixando o sistema hidrelétrico brasileiro cada vez mais dependente do regime hidrológico, fazendo com que haja um descolamento maior entre o que é capacidade instalada das hidrelétricas do que é a capacidade de geração de energia firme.¹⁶

Em outras palavras, além dos problemas socioambientais associados à expansão hidrelétrica no país, outro desafio que surge é a necessidade de se prever fontes complementares que, ao mesmo tempo, tenham condições de garantir a energia firme adequada ao suprimento da demanda. A esse respeito, pode-se afirmar, olhando-se o histórico de expansão recente da capacidade de geração e a projeção da capacidade instalada do PDE 2023, que a termelétricidade é um candidato forte a ocupar esse papel. O próprio PDE 2023 projeta uma maior adição de capacidade instalada de usinas térmicas a combustível fóssil, quando comparado ao PDE 2022. Como mostra o Gráfico 33, a expansão planejada dessas pulou de 1.500 MW no PDE 2022 para 7.500 MW no PDE 2023. Entre 2016 e 2022, o PDE 2022 apontava um acréscimo de 1.500 MW de termelétricidade fóssil. Já o PDE 2023 aponta, para o mesmo período, um acréscimo de 5.000 MW.

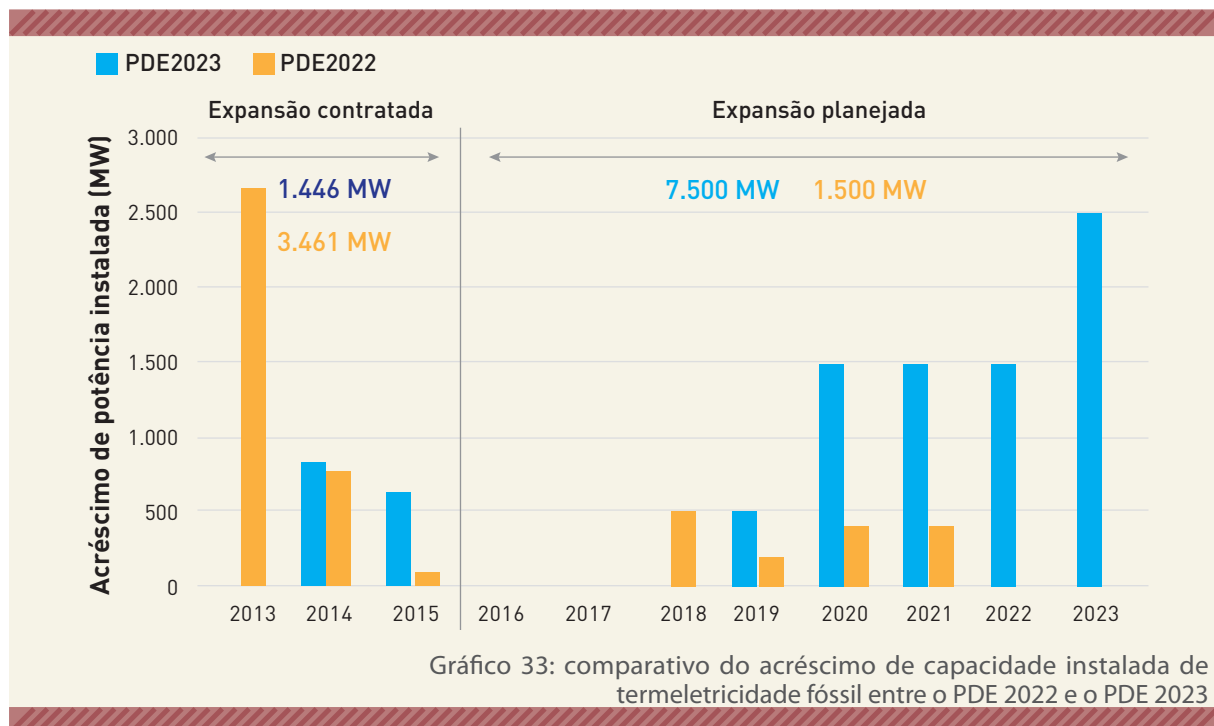


Gráfico 33: comparativo do acréscimo de capacidade instalada de termelétricidade fóssil entre o PDE 2022 e o PDE 2023

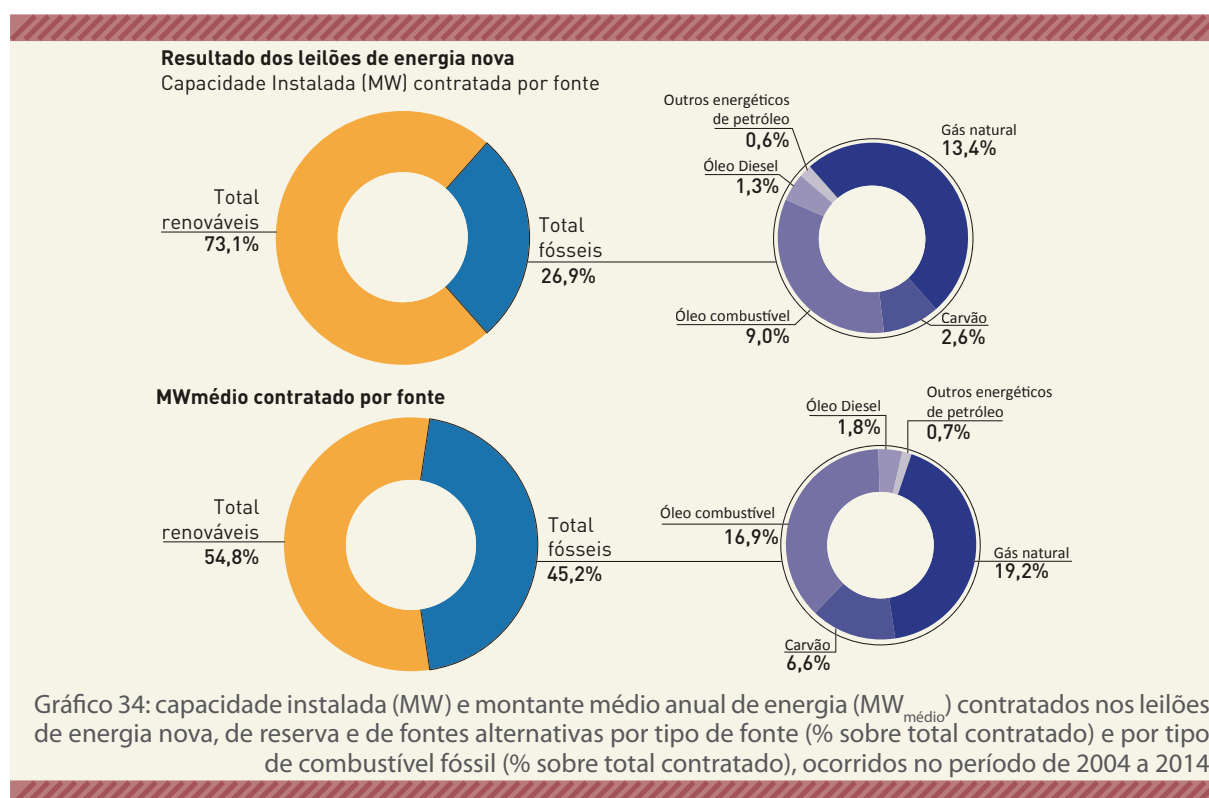
Fonte: baseado em MME/EPE 2013 e 2014

¹⁶ A energia firme corresponde à máxima produção contínua de energia que pode ser obtida de uma determinada unidade de geração elétrica.

Vale salientar que o PDE 2023 ainda pode estar subestimando esse crescimento. Basta ver que, apenas nos últimos dois leilões de energia nova do tipo A-5¹⁷ (ocorridos no final de 2014 e abril de 2015), já foram contratados 4.914 MW adicionais de térmicas fósseis a serem viabilizados por cinco UTE a gás natural (somando 4.574 MW) e uma a carvão (de 340 MW). Além de atender a demanda de médio e longo prazo, essas contratações visam também a substituição de contratos de energia de reserva, que estão em operação ininterrupta desde 2013, por contratos mais baratos e de mais longa vigência.

Em termos de energia contratada ($MW_{\text{médio}}$), quando se olha os resultados dos leilões de energia¹⁸, é possível constatar que os empreendimentos a combustíveis fósseis têm ganhado espaço numa velocidade maior do que quando se olha a matriz elétrica sob a perspectiva de capacidade instalada. É o que se verifica ao avaliar o conjunto de empreendimentos vencedores dos leilões de energia nova (A-5, A-3, e também as UHE de Jirau, Santo Antônio e Belo Monte), de reserva e de fontes alternativas, ocorridos no período de 2005 a 2014.

No Gráfico 34, é possível ver que, por um lado, a capacidade instalada (MW) nova de usinas térmicas a combustível fóssil, contratada por meio desses leilões, refere-se a apenas 26,9% do total contratado. Por outro lado, a energia a ser produzida nessas térmicas corresponde a quase metade (45%) da geração contratada ($MW_{\text{médio}}$).¹⁹



Fonte: elaborado a partir da CCEE, 2015

¹⁷ O principal mecanismo de expansão da capacidade instalada no Brasil são os leilões de energia nova promovidos pelo Ministério de Minas e Energia, no que se denomina Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Por meio desses leilões, o governo viabiliza a contratação de energia adicional pelas distribuidoras de energia. Esses contratos podem ser de diferentes formatos, sendo os do tipo A-5 aqueles em que a empresa geradora se compromete a iniciar a entrega da energia contratada no prazo de 5 anos.

¹⁸ Desde a reforma do setor elétrico ocorrida em 2004, os leilões de energia são os mecanismos usados pela União para viabilizar a contratação de energia requerida pelas distribuidoras para o suprimento de seus respectivos mercados, no que se denomina Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O montante de eletricidade negociado nesses leilões corresponde a cerca de 70% da geração elétrica do país. O restante corresponde ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), ou seja, negociações livremente feitas entre geradoras, comercializadoras e os consumidores livres de energia.

¹⁹ A capacidade instalada de uma usina, representada em W (unidade de potência), refere-se ao output máximo de potência que o sistema foi projetado para operar. Já o termo Wh (watt-hora), descreve a quantidade de energia gerada por uma usina durante um intervalo de tempo. Logo, uma usina com capacidade instalada de 250 MW, se operada durante 10 horas irá gerar 2500 MWh (250 MW x 10 h). O termo $MW_{\text{médio}}$ é atribuído ao output de potência que de fato aquela usina consegue entregar em um determinado horizonte de tempo, considerando fatores como paradas para manutenção e capacidade de suprimento de combustível, por exemplo. Assim, seguindo o exemplo da usina acima, os 250 MW de capacidade instalada podem representar na prática 150 $MW_{\text{médio}}$.

Outro fator a reforçar a importância dada pelo governo à geração termelétrica diz respeito a questões de segurança operacional. Segundo o ONS (2012), o SIN precisa contar com um “estoque de segurança” composto basicamente pelas UTE de modo a permitir a oferta de energia mesmo nos períodos de impossibilidade de outras fontes, particularmente, a hídrica (mas também as demais renováveis).

A tendência de expansão das termelétricas também ganha relevo quando se avalia a perspectiva dada pelo governo para as fontes de energia renováveis não hídricas, notadamente, a energia eólica, a biomassa e a energia solar.

No que diz respeito à energia eólica, o PDE 2023 estima que a participação dessa fonte na capacidade instalada no país saltará dos atuais 2,0% para 11,7% no horizonte decenal, chegando a 22,4 GW. Parte dessa estimativa leva em conta os projetos já contratados para os próximos cinco anos. No período entre 2018 e 2023, as projeções de acréscimo de energia eólica partem de uma premissa de acréscimo linear de 1.000 MW/ano.

Quanto à energia solar, o PDE 2023 não projeta adições de capacidade instalada de usinas heliotérmicas, só de usinas solares fotovoltaicas, e isso apenas a partir de 2017. Daí em diante, assume um aumento linear de 500 MW ano a ano no período decenal, chegando, em 2023, a um total de 3.500 MW.

Um ponto que chama a atenção do PDE 2023 é o entendimento nele expresso do papel de usinas solares fotovoltaicas como principal fonte a ser adotada na geração distribuída. Segundo esse plano, esse tipo de energia solar pode chegar a cerca de 100 MW_{médio} no fim do horizonte decenal com geração descentralizada, o que significaria uma redução de 0,87 TWh da demanda do SIN (a qual está estimada em 780 TWh em 2023).

No caso da biomassa, que atualmente responde por 12,3 GW de capacidade instalada (8,63% do total) e, no ano 2013, contribuiu com 40,4 TWh de geração (7,09% do total), o PDE 2023 projeta uma expansão de cerca de 4,0 GW, majoritariamente a partir do bagaço da cana-de-açúcar, dentro de um potencial aproveitável estimado em 7,7 GW.

Assim, de acordo com o planejamento do setor elétrico brasileiro, as usinas termelétricas, principalmente as baseadas em combustíveis fósseis, continuarão a exercer o papel de principal fonte complementar no despacho da energia elétrica no país. Essa situação leva a dois tipos de questionamento: o primeiro respeitante ao papel futuro das fontes renováveis não hídricas na geração de energia elétrica e o segundo aos impactos ambientais esperados com a expansão da termelétricidade fóssil.

As projeções governamentais de expansão das renováveis revelam-se pouco expressivas quando se olha os vários estudos e inventários de potencial elaborados no Brasil.²⁰ Parece contribuir para um vantajoso uso de fontes energéticas alternativas o fato da sazonalidade da disponibilidade de energia eólica e de biomassa apresentar forte complementaridade com a hidreletricidade.

Tais projeções também se mostram tímidas quando comparadas com outros países. Mesmo considerando as particularidades dos setores elétricos de cada um, bem como as motivações que os têm levado a investir em energias renováveis, fato é que muitos países já apresentam capacidades instaladas próximas ou acima

²⁰ O Brasil conta com um Atlas Nacional de Energia Eólica, datado de 2001. Mais recentemente, diversos estados brasileiros possuem inventários eólicos individualizados, que estimam o potencial de instalação desse aproveitamento energético. Entre os mais atualizados, pode-se citar os inventários da Bahia (2013), Minas Gerais (2010), São Paulo (2012), Espírito Santo (2009), Paraná (2007) e Alagoas (2008). Ceará, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul também possuem inventários, que datam de 2001 a 2003. O mesmo pode ser dito quanto à energia solar: cabe mencionar o Atlas Brasileiro de Energia Solar, elaborado pelo INPE em 2006, e, mais recentemente, algumas iniciativas estaduais, como o levantamento do potencial de energia solar feito pelo Governo do Estado de São Paulo.

daquelas previstas pelo governo para 2023, que é de 3,5 GW. Esse é o caso da Alemanha, que já conta com cerca de 38,2 GW, a China com 28,6 GW, os EUA com 19,9 GW e a Índia com 3,3 GW²¹.

Se a projeção de aumento da expansão da termelétricidade fóssil se confirmar e, contando com a manutenção do cenário hidrológico recente e o crescimento da demanda por energia elétrica, é de se esperar aumento das emissões de GEE, bem como o agravamento de outros problemas ambientais relevantes, como maior risco de conflitos pelo uso dos recursos hídricos e a poluição atmosférica.

Usinas termelétricas emitem quantidades significativas de gases poluentes, cujas quantidades e características dependem do combustível e da tecnologia utilizada – óxidos de nitrogênio (NO_x), material particulado (MP), dióxido de enxofre (SO₂), hidrocarbonetos (HCs), etc. –, e, dependendo do porte, constituem-se na principal fonte de poluição atmosférica da região onde se instalam. Dependendo da localização das novas térmicas fósseis, essas poderão contribuir para o agravamento da situação de não-atendimento dos padrões nacionais de qualidade do ar, o que já se verifica em importantes áreas do país. Por exemplo, segundo o “1º Diagnóstico da Rede de Monitoramento da Qualidade do Ar no Brasil”, documento coordenado e publicado pelo IEMA em 2014²², e que consolida todos os dados disponíveis sobre o monitoramento da qualidade do ar nas diferentes regiões do país, as regiões metropolitanas de Belo Horizonte, São Paulo e Rio de Janeiro já apresentam situação crônica de ultrapassagem dos padrões de ozônio troposférico e material particulado. Ressalta-se, portanto, a essencialidade dos critérios adotados no processo de avaliação de alternativas locais de empreendimentos de energia nos processos de licenciamento ambiental.

O consumo de água em usinas térmicas também deve ser considerado como importante fator locacional do empreendimento, principalmente em regiões que sofrem com a escassez hídrica. A maior parte da captação e consumo²³ é direcionada ao sistema de resfriamento da planta, sendo o restante utilizado na manutenção de outros processos da própria usina ou alocado como perdas do sistema. Logo, dependendo da tecnologia adotada, o sistema de resfriamento das usinas termelétricas pode constituir-se numa fonte significativa de problemas ambientais, dada a magnitude do volume de água captado, as perdas por evaporação e o descarte de efluentes²⁴. Como, em geral, a opção é pela instalação das usinas nas proximidades dos grandes centros de carga, situados comumente em bacias hidrográficas densamente urbanizadas e industrializadas, nas quais a disponibilidade/qualidade da água e a qualidade do ar já estão comprometidos, os impactos são significativos²⁵, e é razoável esperar que haja resistência à instalação e operação desses empreendimentos quando a população está ciente dos riscos a que estará submetida.

²¹ Dados disponíveis em <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/> – acesso em junho de 2015.

²² Esse estudo pode ser acessado no link <http://www.energiaambiente.org.br/index.php/bibliotecas/index?tp=1>.

²³ O termo captação refere-se à toda a água retirada do corpo hídrico pela usina. A água consumida (consumo), define o volume que não retorna ao mesmo corpo hídrico. Por fim, o volume da captação menos o volume consumido consiste na água que retorna ao corpo hídrico não necessariamente com as mesmas características (qualidade) iniciais.

²⁴ A captação de água por usinas termelétricas a gás natural mais eficientes, operando com ciclo combinado, situa-se na faixa de 1,0 a 1,5 m³/MWh. As perdas por evaporação são de 70 a 80% da vazão captada.

²⁵ Dois fatores são determinantes na localização da instalação de usinas termelétricas: (i) a proximidade de acesso à fonte primária de energia, evitando custos do transporte de combustível, e (ii) a proximidade em relação aos centros de cargas – quanto mais próximo, menores as perdas potenciais no sistema.

CONCILIAÇÃO DO ATENDIMENTO À EXPANSÃO DA DEMANDA, PREVENÇÃO DE DANOS E MELHORIA DA QUALIDADE AMBIENTAL

Para se evitar o agravamento dos problemas ambientais associados à geração termelétrica, dois caminhos podem ser vislumbrados.

O primeiro é o aprimoramento dos mecanismos de controle ambiental e de gestão de recursos hídricos, o que pressupõe o enfrentamento dos problemas de natureza técnica, política e institucional presentes no sistema de licenciamento ambiental e de outorga de direito de uso de água.

O segundo caminho vislumbra a expansão da geração elétrica a partir de energias renováveis alternativas, notadamente a energia eólica, a energia solar e a biomassa. Para tanto, o governo deveria desenvolver uma política coordenada e estruturada de incentivo a essas fontes, como já mencionado.

Outra ação complementar é o desenvolvimento de medidas voltadas à conservação de energia e ao aumento da eficiência energética de equipamentos. Ainda que não totalmente conhecido, é sabido que o Brasil apresenta potencial de redução da demanda, particularmente nos segmentos de grande consumo, como o industrial²⁶ e o residencial.

4

EMISSÕES DE GEE NA INDÚSTRIA: CONSUMO ENERGÉTICO DE COMBUSTÍVEIS, PROCESSOS INDUSTRIAIS E USO DE PRODUTOS

Para estimar as emissões de GEE no SEEG, foram adotadas as metodologias definidas pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC). Uma das preocupações constantes na elaboração de inventários de emissões de GEE é evitar a dupla contagem das emissões. Por isso, no caso das emissões associadas à indústria, calculam-se separadamente: (i) aquelas que ocorrem por processos de transformação química e/ou física de materiais, (ii) aquelas que ocorrem pela queima de combustíveis²⁷ e (iii) aquelas que ocorrem pela disposição de resíduos. Essas três classes de emissões são contempladas em “setores IPCC” distintos, quais sejam: (i) Processos Industriais e Uso de Produtos (PIUP), (ii) Energia e (iii) Resíduos, respectivamente.

No entanto, se essa metodologia estabelece procedimentos cuidadosos na contabilização das emissões industriais, por outro lado os recortes por ela determinados não são suficientes para se estudar as tendências relativas às emissões industriais.

²⁶ No caso da indústria, uma reflexão necessária é quanto ao tipo de indústria de transformação que se pretende para o futuro no Brasil. Há de se pesar, estrategicamente, as vantagens e desvantagens da permanência e/ou alteração de segmentos eletrointensivos.

²⁷ As emissões pela queima de combustíveis podem ainda ser desagregadas em dois grupos: (i) consumo final energético (força motriz, calor de processo, aquecimento direto ou iluminação) e (ii) geração de eletricidade.

De modo a construir um quadro abrangente das emissões industriais, e considerando-se que as emissões pela queima de combustíveis e as emissões por PIUP são intimamente relacionadas em diversos ramos industriais, este capítulo busca analisar o atual cenário das emissões brasileiras nas indústrias associadas a essas duas classes de emissões. Dessa forma, as emissões apresentadas aqui são aquelas contabilizadas nos “setores IPCC” de Energia e de PIUP²⁸. Isso possibilita uma análise transversal das emissões com vistas à identificação de ações e políticas públicas efetivas para a gestão de emissões de GEE.

Somadas, as emissões decorrentes da queima de combustíveis e dos processos industriais e uso de produtos apresentaram um crescimento anual de 2,59% entre 1990 e 2013, variando de 96,7 para 174,3 Mt CO₂e, conforme ilustrado pelo Gráfico 35.

Cabe destacar a queda pontual das emissões em 2009, decorrente da crise econômica mundial que ocasionou redução na produção física das principais indústrias de transformação (exceção feita ao cimento), e a estagnação das emissões totais nos últimos três anos, porém essa tendência não ocorre de forma homogênea em todos os ramos industriais, devendo ser analisada caso a caso.

Em termos dos tipos de gases de efeito estufa direto inventariados – dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), perfluorcarbonos (PFCs), hidrofluorcarbonos (HFCs) e hexafluoreto de enxofre (SF₆) –, o CO₂ é, de longe, o mais importante, representando 91,3% das emissões de CO₂ equivalente.

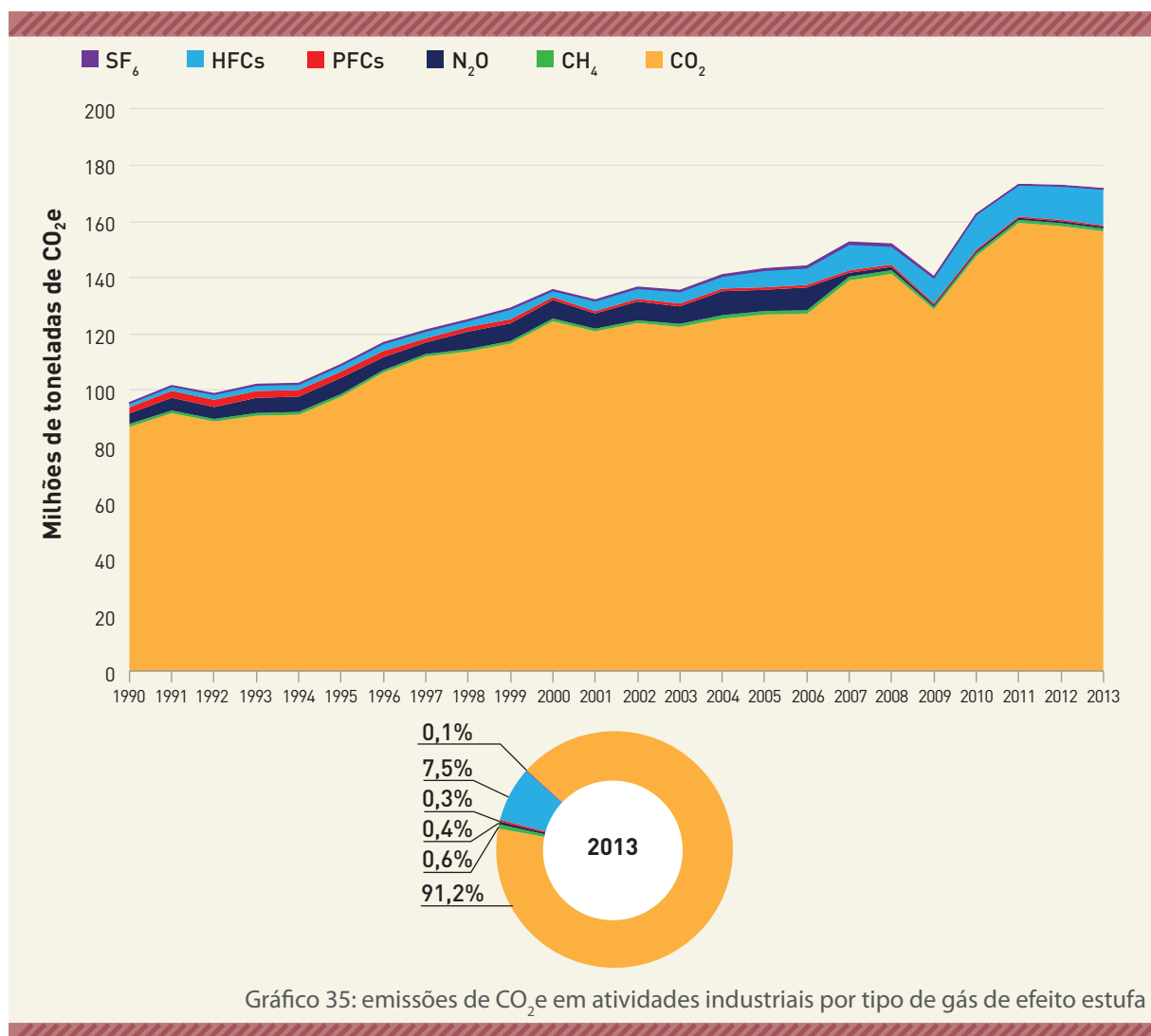


Gráfico 35: emissões de CO₂e e em atividades industriais por tipo de gás de efeito estufa

²⁸ As emissões associadas ao tratamento de efluentes industriais e à incineração de resíduos são analisadas no documento analítico do setor de resíduos do SEEG.

Vale ressaltar as reduções nas seguintes emissões:

- 1 N₂O: decorrentes de projetos de controle de emissões de GEE na produção dos ácidos nítrico e adípico a partir da segunda metade da década de 2000;
- 2 PFCs: decorrentes de medidas de controle do chamado “efeito anódico”, fenômeno que diminui a eficiência da produção de alumínio metálico;
- 3 SF₆: ocasionadas pela substituição desse gás por dióxido de enxofre (SO₂) na proteção do magnésio líquido no processo produtivo desse metal.

Cabe ainda destacar o aumento significativo das emissões de hidrofluorcarbonos utilizados em equipamentos de refrigeração ou como gás em aerossóis, porém ressalta-se que esse dado deve ser interpretado considerando-se que as emissões de HFCs foram calculadas segundo o método das emissões potenciais²⁹. O aumento das emissões desses gases é decorrente do uso de HFCs como substitutos dos gases controlados pelo Protocolo de Montreal (CFCs e HCFCs).

O Gráfico 36 apresenta a evolução das emissões de GEE nas atividades industriais por tipo de atividade. Durante o período analisado, a maior parte das emissões associadas às atividades industriais é proveniente de processos industriais (99,3 Mt CO₂e em 2013), seguida das emissões decorrentes do consumo final energético de combustíveis (75,1 Mt CO₂e em 2013).

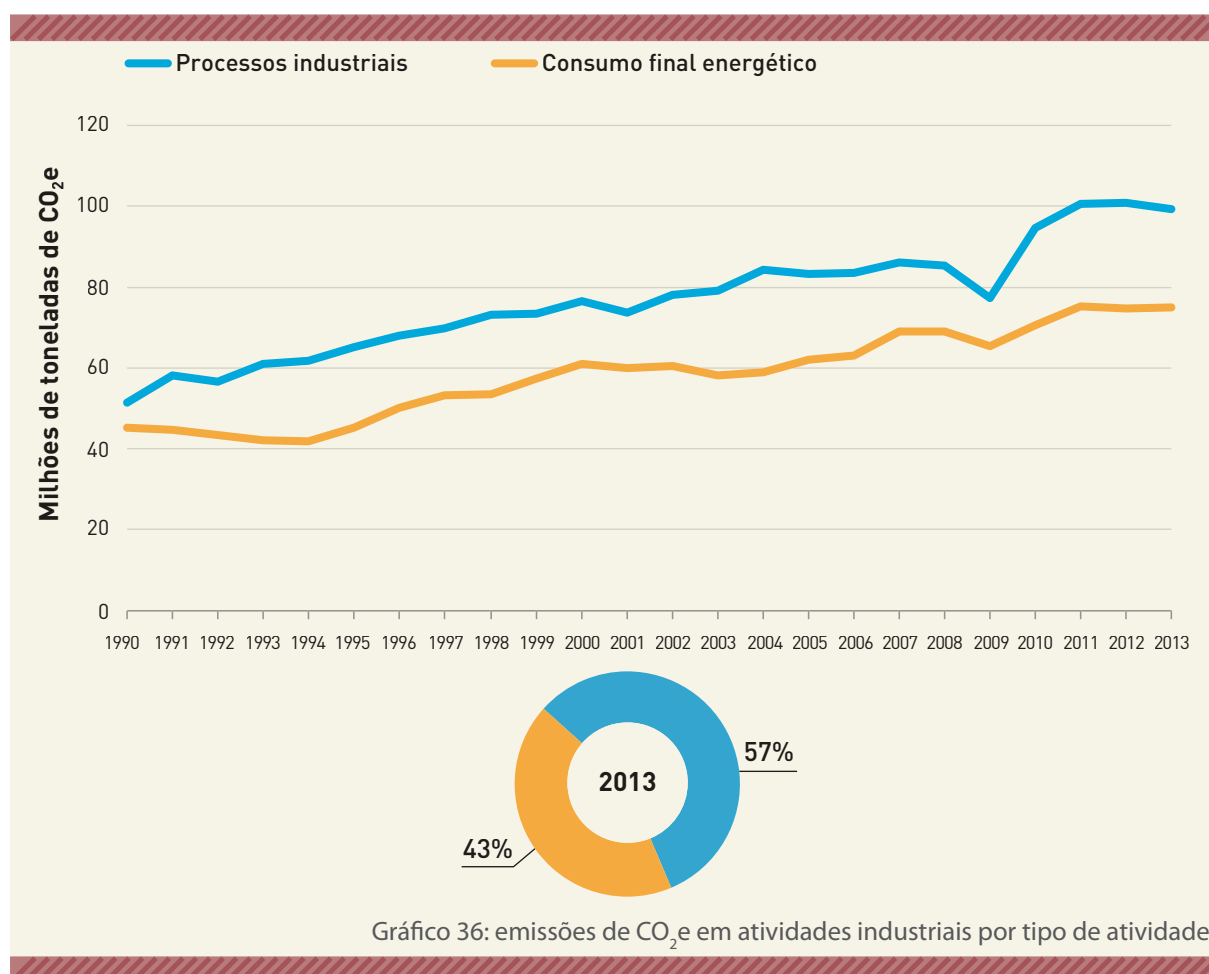
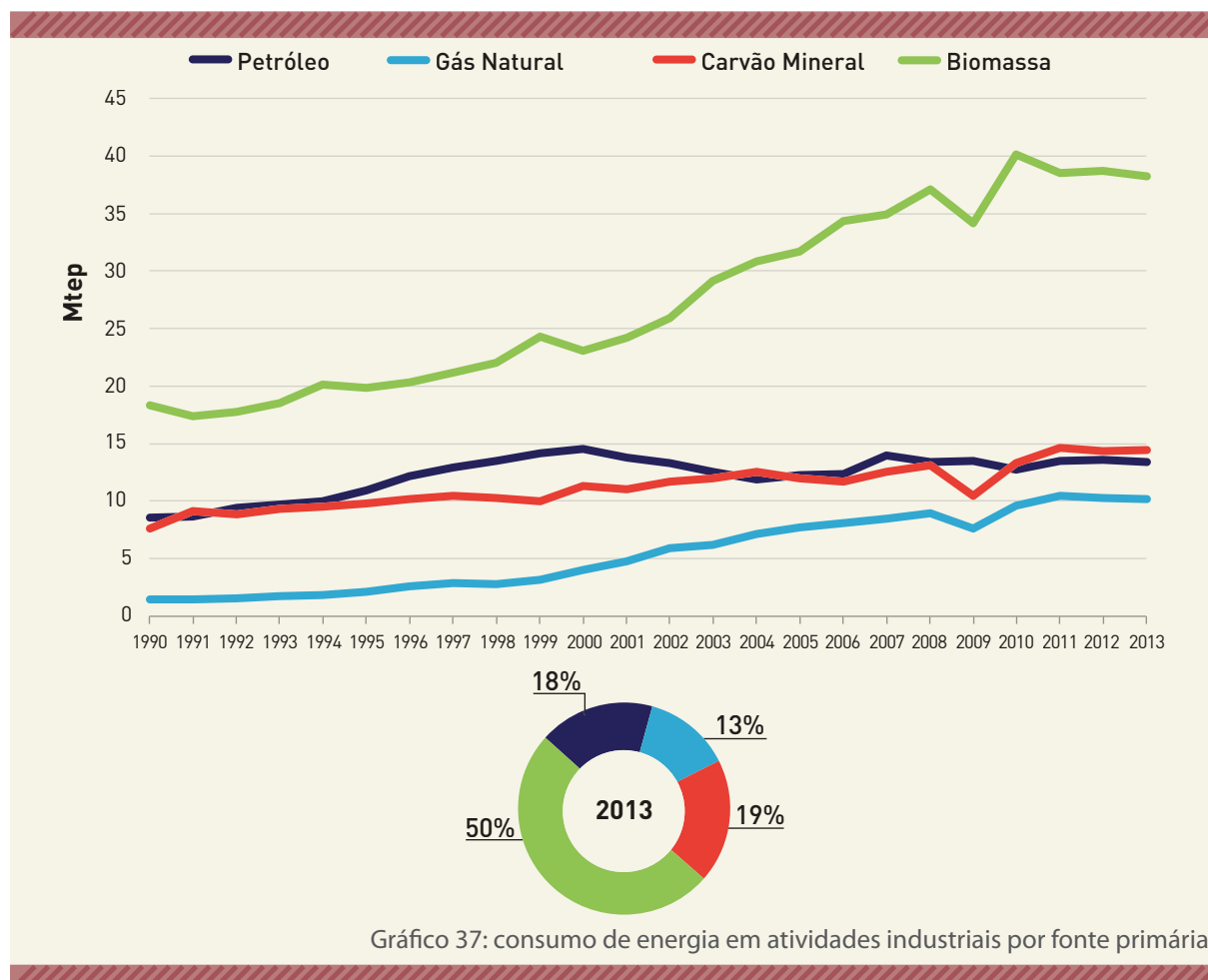


Gráfico 36: emissões de CO₂e em atividades industriais por tipo de atividade

²⁹ A estimativa de emissões de HFCs a partir do método de emissões potenciais considera que as emissões ocorreriam no ano de importação do gás, e não conforme sua utilização ao longo dos anos. A descrição completa da metodologia utilizada é apresentada na Nota Metodológica do setor de processos industriais e uso de produtos.

Cabe pontuar o representativo consumo energético de biomassa nesse setor. Alguns destaques são o uso de bagaço de cana-de-açúcar na indústria de alimentos e bebidas, o consumo de lixívia³⁰ e de lenha na indústria de papel e celulose, além da presença da lenha e do carvão vegetal como fontes complementares de energia em ramos da metalurgia e siderurgia. Apenas esses três combustíveis somados representaram 39,0% (27,4 Mtep) do consumo de combustíveis na indústria em 2013. O Gráfico 37 apresenta o consumo de combustíveis na indústria, segundo a origem das fontes energéticas, e ilustra esse ponto.



Fonte: elaboração própria a partir do BEN 2014, Ano-Base 2013 (MME/EPE)

As emissões por processos industriais foram contabilizadas conforme os seguintes agrupamentos:

- produção de metais: produção de ferro-gusa e aço, ferroligas, alumínio, magnésio e outros metais não ferrosos;
- produtos minerais: produção de cal, cimento e vidro, e consumo de barrilha;
- indústria química: produção de ácido adípico, ácido fosfórico, ácido nítrico, acrilonitrila, amônia, caprolactama, carbureto de cálcio, cloreto de vinila, eteno, metanol, negro de fumo, óxido de eteno, coque de petróleo calcinado e outros petroquímicos;
- emissões de hidrofluorcarbonos (HFCs);
- uso de hexafluoreto de enxofre (SF₆) em equipamentos elétricos;
- uso não energético de combustíveis e uso de solventes.

³⁰ Lixívia ou licor negro é um resíduo de significativo conteúdo energético, produzido na indústria de papel e celulose, na transformação de madeira em pulpa.

Já as emissões relacionadas à queima de combustíveis (consumo final energético e autoprodução de eletricidade) foram estimadas conforme a divisão de ramos industriais do Balanço Energético Nacional: Ferro-gusa e Aço, Cimento, Química, Não Ferrosos e Outros da Metalurgia, Mineração e Pelotização, Alimentos e Bebidas, Cerâmica, Papel e Celulose, Têxtil, Ferroligas, e Outras Indústrias.

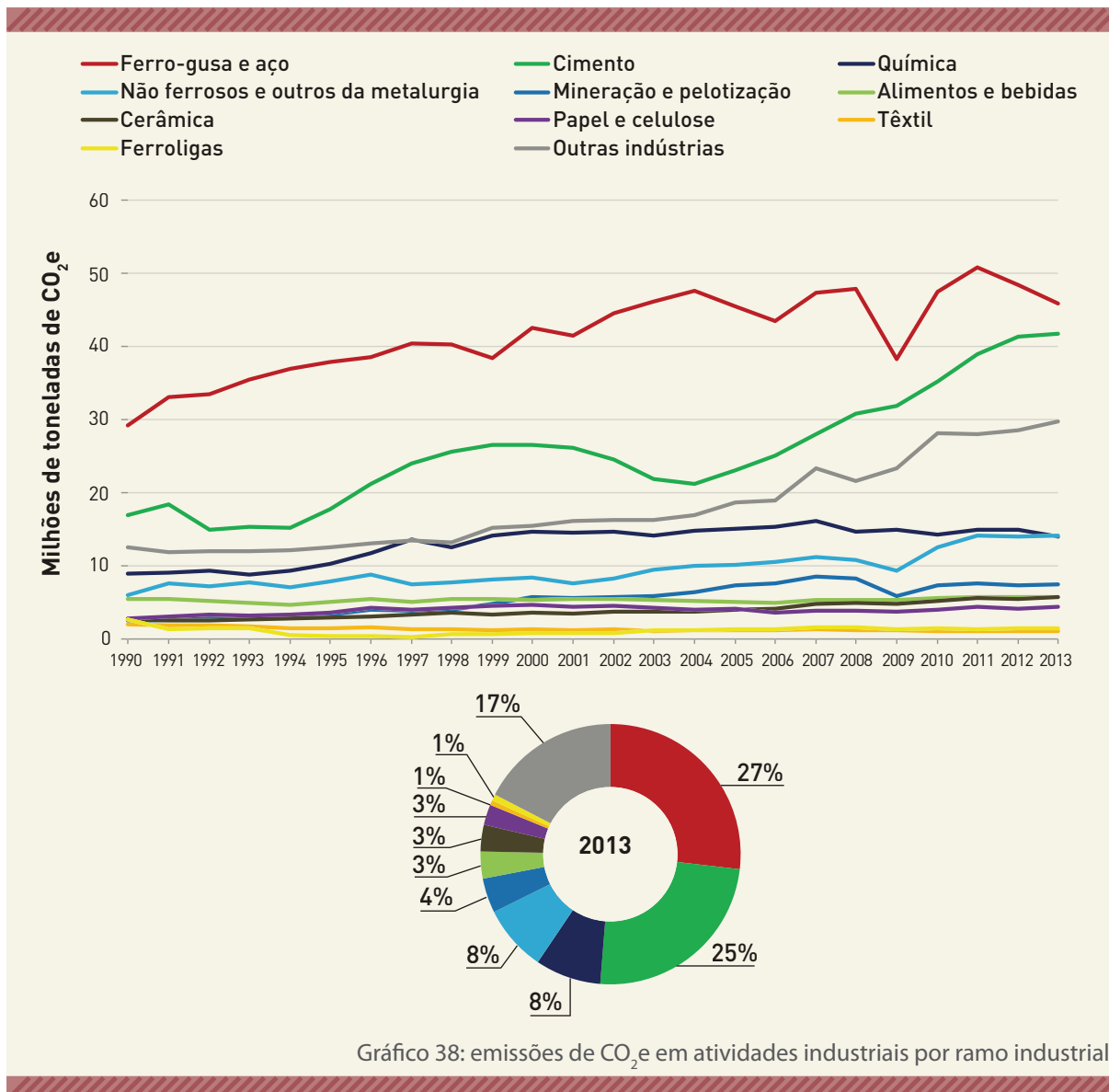
De modo a permitir uma análise conjunta das emissões, os processos industriais foram rearranjados nos ramos industriais do BEN conforme a Tabela 2.³¹

Processo Industrial (metodologia IPCC para PIUP)	Ramo Industrial (BEN)
Produção de ferro-gusa e aço	Ferro-gusa e Aço
Produção de ferroligas	Ferroligas
Produção de alumínio	Não Ferrosos e outros da Metalurgia
Produção de magnésio	
Produção de outros metais não ferrosos	
Produção de cimento	Cimento
Indústria Química	Química
Produção de cal	Outras Indústrias
Produção de vidro	
Consumo de barrilha	
Emissões de hidrofluorcarbonos	
Uso de SF ₆ em equipamentos elétricos	
Uso não energético de combustíveis e uso de solventes	

Tabela 2: associação entre as categorias de processos industriais e os ramos industriais do BEN

Realizada essa associação, foi possível levantar os ramos industriais responsáveis pelas parcelas mais significativas de emissões de GEE. O Gráfico 38 mostra que esses ramos são Ferro-gusa e Aço, Cimento e Química. Juntos, responderam por 103,5 Mt CO₂e em 2013, o que corresponde a 59,4% das emissões associadas à atividade industrial.

³¹ A associação feita entre as categorias de PIUP do IPCC e os ramos industriais do BEN é uma aproximação, uma vez que parte dos processos industriais ocorre em mais de um dos ramos, como o consumo de barrilha e as emissões de HFCs.



As emissões de GEE por processos industriais estão intrínseca e diretamente relacionadas à produção bruta de cada um dos ramos de atividade em que elas ocorrem. As indústrias de transformação constituem os elos em que ocorrem as maiores emissões. Isso pode ser verificado pela comparação entre as emissões de GEE que estão mostradas no SEEG, onde a produção de metais e de cimento e a indústria química, somadas, respondem por mais de 68,5% do total das emissões industriais brasileiras, quando consideradas juntas as emissões por processos industriais e pela queima de combustíveis.

As emissões provenientes da queima de combustíveis e dos processos de transformação físico-química na indústria foram responsáveis por 11,0% das emissões brasileiras em 2013. Esse setor evidentemente não é homogêneo e abarca uma grande variedade de ramos industriais, com perfis muito distintos de consumo de energia e emissões. Para identificar as tendências e desafios envolvidos em cada um dos principais ramos industriais, e, quiçá, manifestar algum posicionamento ou recomendação, um aprofundamento maior será necessário.

As seções a seguir apresentam uma avaliação mais detalhada das emissões dos três ramos industriais com participação mais significativa nas emissões de GEE: Ferro-gusa e Aço, Cimento e Química.

As emissões de GEE na indústria siderúrgica derivam diretamente de seu processo produtivo. A base tecnológica de todos os tipos de ferro e aço repousa na redução³² do minério de ferro, cujo processamento primário se dá nos chamados altos-fornos.³³ O produto dessa etapa é denominado ferro-gusa, liga de ferro-carbono que ainda contém algumas impurezas a serem retiradas. A redução é feita com a presença de um combustível com elevado teor de carbono (carvão vegetal, carvão mineral, coque de petróleo ou coque de carvão mineral) juntamente ao minério³⁴ em um ambiente pobre em oxigênio, de forma que o carbono aí presente forma inicialmente monóxido de carbono (CO) e esse então liga-se ao oxigênio do minério liberando-se na forma de CO₂. Parte do carbono permanece no ferro-gusa (3% a 5%), mas esse teor diminui na produção do aço para entre 0,15% a 1,4%, definindo o tipo e a qualidade do aço produzido.

A emissão de CO₂ pela reação química de redução dos óxidos de ferro contidos no minério é intrínseca à produção do ferro-gusa e do aço, podendo ser evitada com o uso de sucata de aço (reciclagem do aço), que é sempre possível, uma vez que não há limite teórico para o número de vezes que o aço pode retornar ao processo produtivo sem a perda de suas propriedades físicas e químicas. A reciclagem do aço é feita pelo seu derretimento (fusão) em fornos elétricos, onde pode ser necessária adição de ferro-gusa (tipicamente 30%) para homogeneizar o aço produzido dentro de uma especificação definida pelo seu uso. A reciclagem do aço implica, naturalmente, em significativa redução das emissões de GEE pelo processo industrial.

Outra maneira de diminuir significativamente as emissões de GEE na produção do aço é utilizar carvão vegetal com origem em reflorestamentos sustentáveis. Nesse caso, o carbono presente no carvão vegetal que será lançado à atmosfera na redução do minério de ferro será compensado pelo crescimento das árvores plantadas para a produção do próprio carvão vegetal. A maior parte das siderúrgicas brasileiras, entretanto, utiliza um produto do carvão mineral – coque de carvão mineral – resultante do processo de coqueificação, em que o aquecimento por fonte de calor externa do carvão em fornos (reatores) com atmosfera sem oxigênio retira os compostos orgânicos voláteis (condensados em alcatrão) e outras substâncias, para a obtenção de um sólido com alto teor de carbono (mais de 85%) quase similar ao carvão vegetal.

Apesar da vantagem de redução de emissões de GEE da siderurgia a carvão vegetal, é preciso ter claro que altos fornos projetados para usarem combustíveis fósseis (coque de carvão mineral ou de petróleo) não podem ser simplesmente convertidos para o uso do carvão vegetal. O impedimento não está nas adaptações que seriam necessárias em sistemas auxiliares, como a alimentação de matérias primas, de injeção de ar e outras, mas na própria dimensão dos fornos. O fato físico que leva a essa diferença entre as rotas do coque e do carvão vegetal está na alta friabilidade³⁵ desse último. Ela resulta em dimensionamento para fornos mais baixos a carvão vegetal que os similares a coque de carvão mineral ou de petróleo. Isso porque é impossível produzir grandes alturas de carga, de minério de ferro e carvão vegetal, sem que o peso da coluna dessa matéria prima esmague o carvão vegetal na região próxima à base do forno (saída), o que impediria a redução completa do minério de ferro.

³² Simplificadamente, a retirada do elemento químico oxigênio, que, em diferentes proporções, liga-se ao elemento metálico ferro para formar os componentes dos diferentes tipos de minério de ferro.

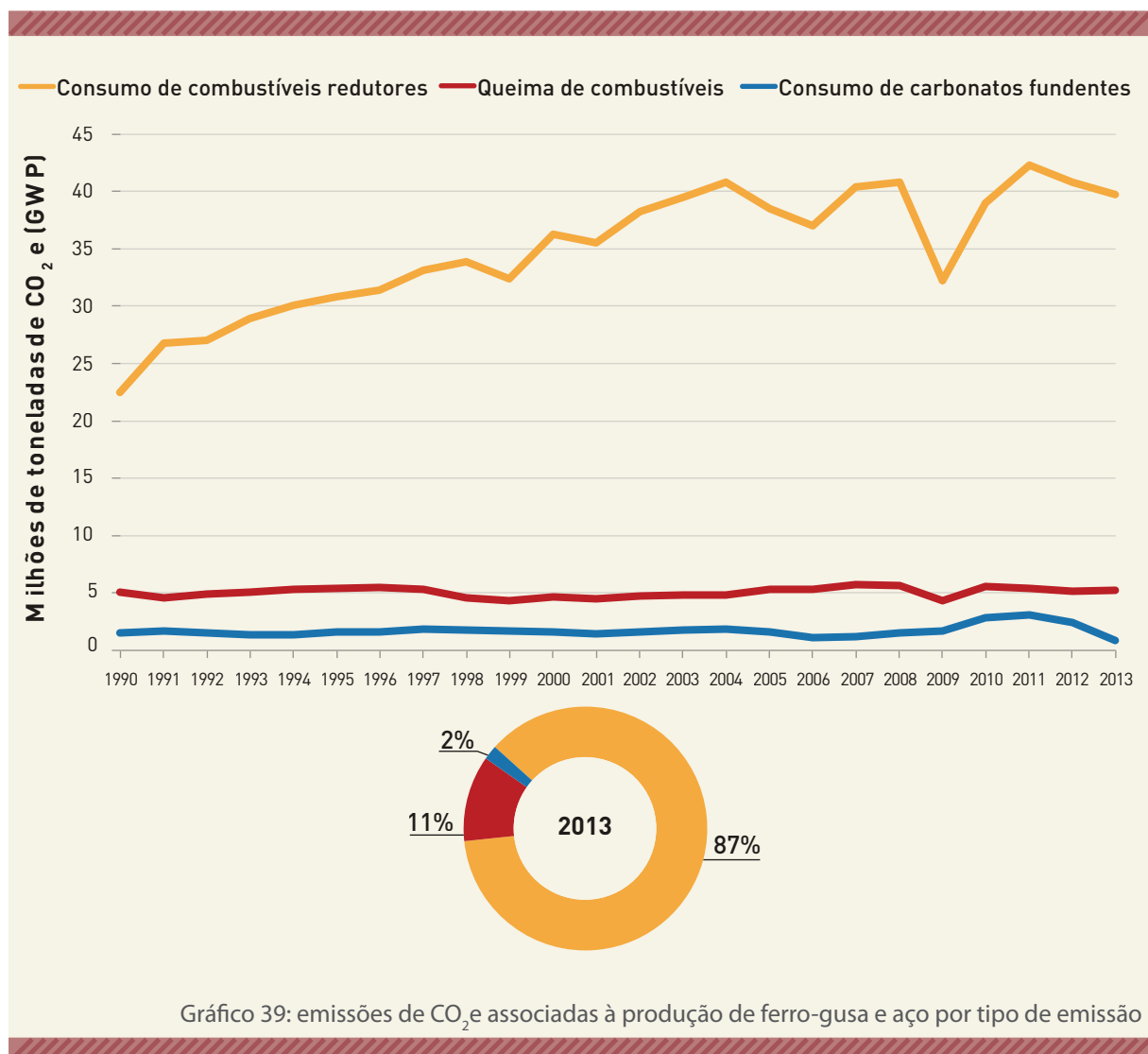
³³ A grafia correta seria *altoforno*, por se tratar de um reator em que a produção de calor ocorre no seu interior, fluindo de dentro para fora. No ambiente industrial, entretanto, fala-se *alto-forno*, certamente pelo fato de se tratarem de estruturas altas, atingindo 100 metros de altura.

³⁴ Numa carga de alto-forno são também adicionados calcário e dolomita (CaCO₃ e CaCO₃.MgCO₃) em proporções variáveis para a formação da chamada escória de alto forno que carrega outras impurezas do minério de ferro. Essa escória é importante na produção de cimento, como se verá no próximo item. A descarbonatação desses minerais nas elevadas temperaturas dos altos-fornos também é fonte de emissões de CO₂.

³⁵ Uma medida da facilidade com que um material se rompe quando submetido a um aumento de pressão em qualquer direção.

Esse fato é importante porque uma das iniciativas em andamento no setor siderúrgico, que contribui para a redução das emissões de GEE, é o investimento em reflorestamentos para a produção de carvão vegetal.³⁶ Essa medida, embora importante, não ensejará a substituição do coque de carvão mineral ou de petróleo por carvão vegetal nas siderúrgicas existentes a combustíveis fósseis pelo fato de a vida útil de qualquer alto-forno ser bastante longa.³⁷ Além disso, toda linha de produção está ajustada à produtividade desse equipamento, sendo que sua substituição equivale a reprojeter todo o sistema produtivo.

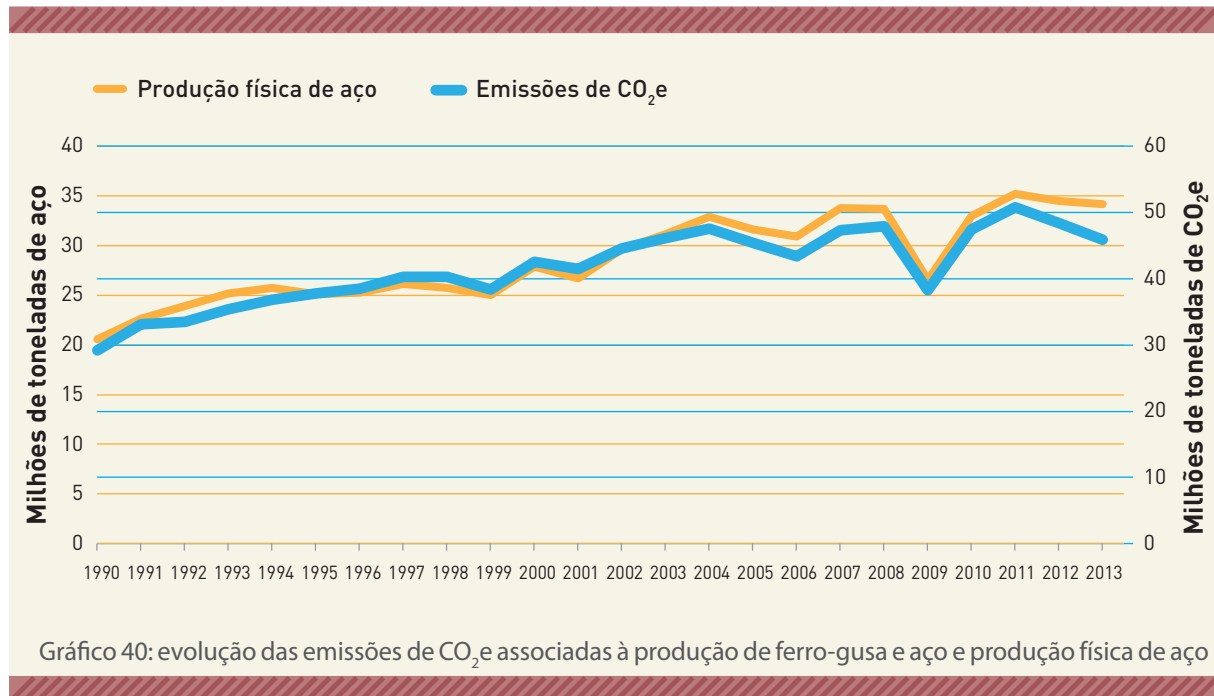
No Gráfico 39 são apresentadas as emissões de CO₂ e associadas à produção de ferro-gusa e aço por tipo de emissão. Nele, é possível constatar que a maior parte das emissões está associada ao consumo de combustíveis termorreduzores nos altos-fornos – das 45,9 Mt CO₂ e emitidas em 2013, 87% estiveram associadas a essa atividade. Cabe destacar que, segundo a metodologia apresentada pelo IPCC, essas emissões são contabilizadas como PIUP, pois ainda que representem o uso de combustíveis, parte do carbono presente na fonte energética passa a ser incorporado pelo produto (ferro-gusa). Os 13% restantes das emissões nacionais em 2013 foram compostos pelo consumo final energético de combustíveis em outras aplicações (11%) e pelo consumo de carbonatos fundentes – calcário e dolomita (2%).



³⁶ Protocolo de Sustentabilidade do Carvão Vegetal, assinado entre siderúrgicas e o Governo Brasileiro, para que até 2016 todo carvão vegetal para produção própria de ferro-gusa (2,4 milhões de toneladas) venha de reflorestamentos sustentáveis, próprios ou de terceiros.

³⁷ A rigor, um alto-forno pode nunca ser substituído, passando por reformas e *retrofitings* praticamente todos os anos.

O comportamento das emissões de CO₂e associadas à produção de ferro-gusa e aço é muito similar ao comportamento da própria produção de aço, conforme ilustrado pelo Gráfico 40. Além disso, o aço produzido no país é inteiramente proveniente de ferro-gusa produzido com combustíveis fósseis; já o ferro-gusa produzido a partir de carvão vegetal é exportado ou usado nas indústrias de autopeças. Dessa forma, as emissões de CO₂e por conta da produção de ferro-gusa (como produto final) são apenas associadas a emissões de CH₄ e N₂O, sendo essas muito menos significativas que as de CO₂.



Fonte: elaboração própria a partir do IABr e MME

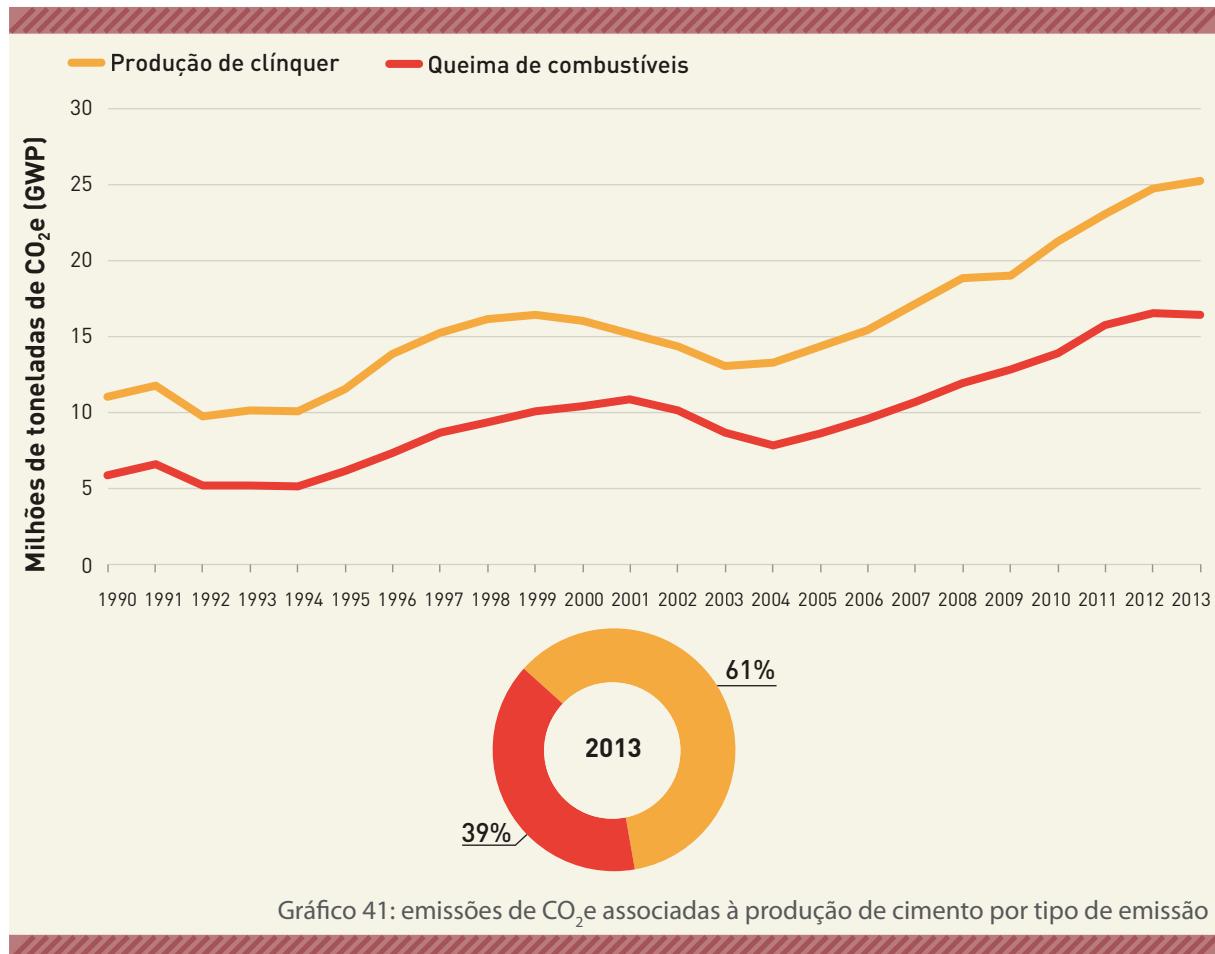
4.2 PRODUÇÃO DE CIMENTO

As emissões de GEE por processo industrial na fabricação do cimento ocorrem na produção de sua principal matéria prima, chamada clínquer. Esse componente resulta da calcinação do calcário e da dolomita, extraídos de formações geológicas peculiares e cujo principal componente é o carbonato de cálcio e associações (CaCO₃ e CaMg(CO₃)₂, respectivamente). O aquecimento do calcário promove a reação química do carbonato de cálcio com o oxigênio (O₂), dando como resultado a cal (CaO) e o dióxido de carbono (CO₂) que é liberado para a atmosfera. A calcinação ocorre em fornos onde também são adicionados argila e outros compostos, e a massa resultante dessas reações é denominada clínquer, que é usado para produzir cimento pela adição de gesso (CaSO₄) e outras substâncias que podem conter metais e outros minerais. Em todo esse processo, há queima de combustível para o fornecimento de calor e consumo de energia elétrica para movimentar a massa, que é levada aos fornos e dali para os demais processos de mistura, homogeneização e secagem.

Os três tipos de cimento Portland usados no mercado brasileiro – comum, siderúrgico e pozolânico – diferem pelo tipo de aditivo que é usado para sua fabricação. Na fabricação do cimento Portland siderúrgico, é adicionada escória dos altos-fornos, a qual traz ao cimento propriedades hidráulicas importantes para a

construção de estruturas como viadutos, pontes ou portos. No cimento Portland pozolânico, o principal aditivo é a cinza de usinas termoelétricas e de outras indústrias, cuja adição permite produzir um cimento com resistência mecânica e ao ataque da água e de organismos, propriedades físicas do cimento necessárias na construção de grandes barragens hidrelétricas.

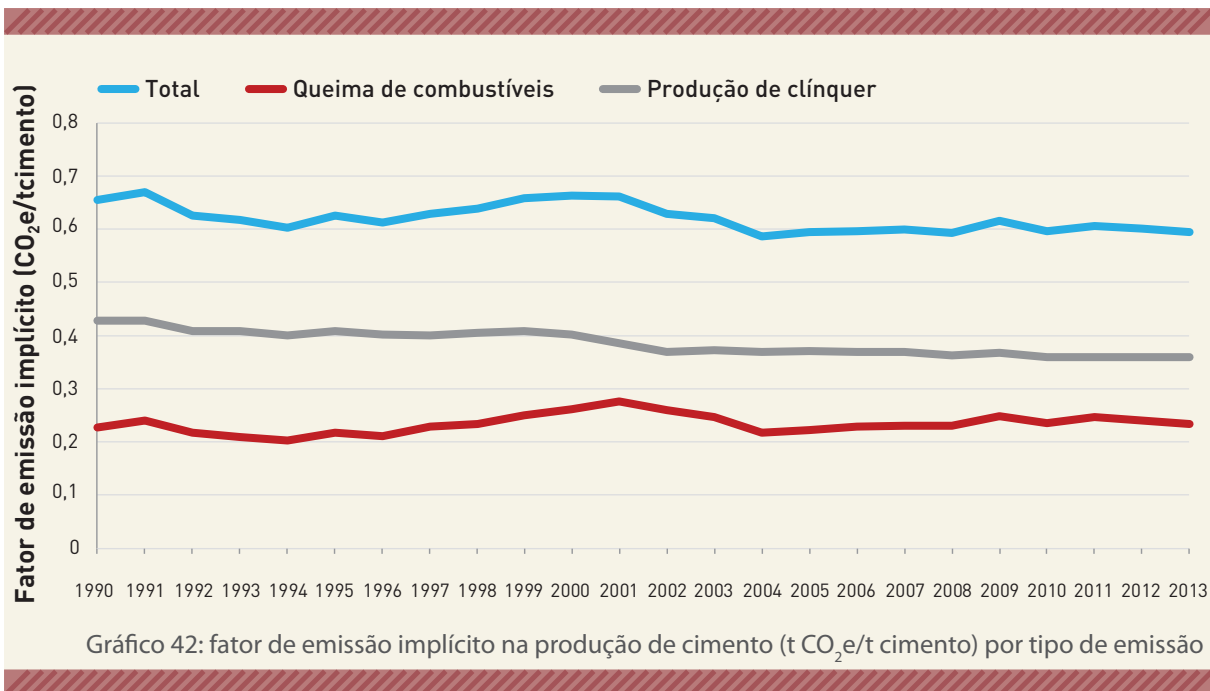
As emissões de GEE têm origem, portanto, no processo industrial e no uso de combustíveis para o aquecimento e secagem. O Gráfico 41 aponta essas características das emissões associadas à produção de cimento, sendo que, das 41,7 Mt CO₂e emitidas em 2013, 61% estão associados à produção de clínquer e 39% à queima de combustíveis.



Fonte: SEEG 2014

O Gráfico 42, a seguir, apresenta a evolução das emissões de CO₂e por tonelada de cimento produzida. Nele, é possível constatar a queda desse índice no que diz respeito às emissões da produção de clínquer (redução de 15,9% entre 1990 e 2013) – resultado de inovações locais como a pré-calcinação e o uso de matérias primas provenientes de outros processos industriais (notadamente, escória de siderúrgicas e cinzas de termoelétricas e de outros processos industriais), além do coprocessamento de resíduos sólidos, como pneus, nos seus fornos.

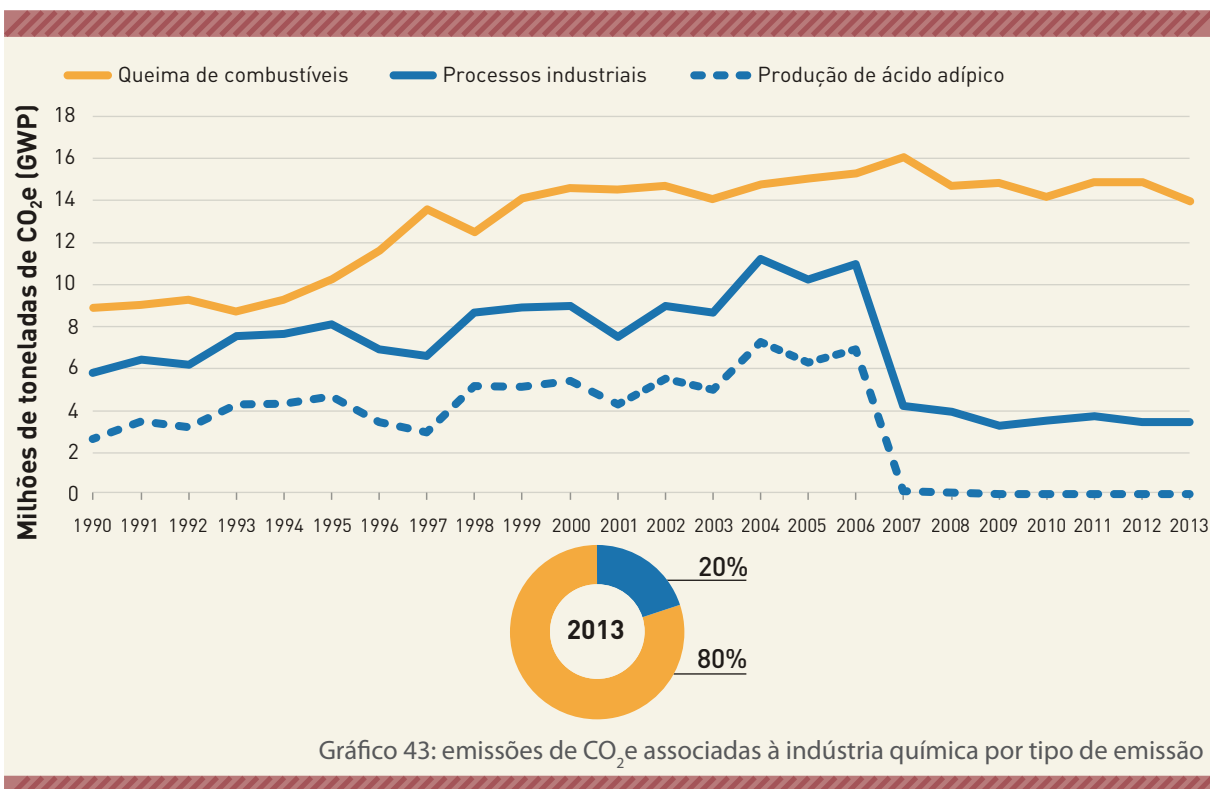
Entretanto, ao se analisar o índice correspondente às emissões totais por tonelada de cimento produzida, o mesmo comportamento não é observado, estando nos últimos dez anos oscilando em torno de um patamar relativamente constante. Isso pode ser explicado pela grande quantidade de fatores que influenciam esse índice, entre eles a variedade de fontes energéticas, de tipos de produto e de características locais de produção (tecnologia e eficiência energética, por exemplo).



Fonte: elaborado a partir do SNIC e MME (2014)

4.3 INDÚSTRIA QUÍMICA

O Gráfico 43 apresenta a evolução das emissões associadas à indústria química pelo tipo de emissão. Em 2013, 17,4 Mt CO₂e foram emitidas em atividades nesse ramo industrial; 80% relacionados ao consumo final energético de combustíveis e 20% aos processos produtivos das substâncias químicas.



Fonte: SEEG 2014

As emissões relacionadas às atividades da indústria química estimadas no setor de processos industriais são aquelas denominadas como emissões de processo, ou seja, os gases estimados são subprodutos dos processos de produção de outras substâncias químicas. Dessa forma, o comportamento das emissões refletirá diretamente, ou quase, a produção física de cada uma dessas substâncias químicas.

No entanto, a partir de 2007, essas emissões sofreram redução significativa, conforme apresentado no Gráfico 43. Essa redução foi provocada, principalmente, pela implantação de um projeto de controle de emissões de GEE na produção de ácido adípico, em cuja única planta industrial foi instalada uma unidade de decomposição térmica do óxido nitroso (N_2O) em nitrogênio (N_2), reduzindo drasticamente as emissões de N_2O . Outros projetos de controle de emissões de GEE em plantas de produção de ácido nítrico a partir de 2007 também foram responsáveis por essa redução expressiva.

NOTA 1 – SOBRE AS EMISSÕES RELACIONADAS À AUTOPRODUÇÃO E AO CONSUMO DE ELETRICIDADE NA INDÚSTRIA

Para uma avaliação mais abrangente do total de emissões que decorrem da atividade industrial, poderiam ainda ser consideradas as emissões oriundas da geração da energia elétrica consumidas pelas plantas industriais.

A indústria foi responsável, no Brasil, em 2013, pelo consumo de 40,7% de toda eletricidade ofertada³⁸, conforme apresentado no Gráfico 44.

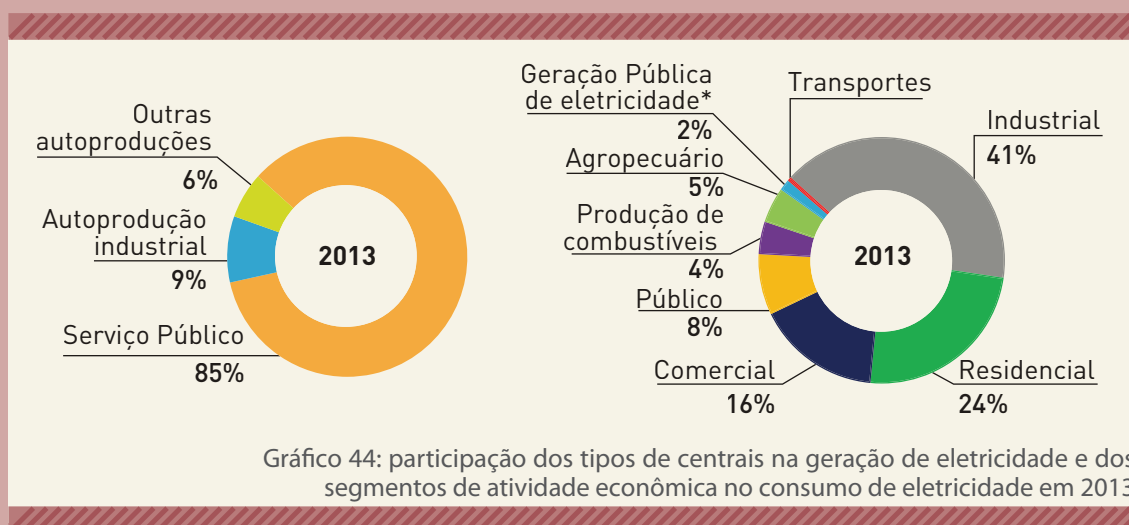


Gráfico 44: participação dos tipos de centrais na geração de eletricidade e dos segmentos de atividade econômica no consumo de eletricidade em 2013

Fonte: elaboração própria a partir do BEN 2014, Ano-Base 2013 (MME/EPE)

De toda a eletricidade gerada em centrais elétricas autoprodutoras, 59,0% esteve associada à autoprodução industrial em 2013. Esse peso das atividades industriais no total da eletricidade gerada e consumida traz à tona a necessidade de uma nova forma de alocação das emissões associadas, especialmente por conta do crescimento da participação de fontes fósseis na matriz elétrica nacional, conforme apresentado no capítulo 3.

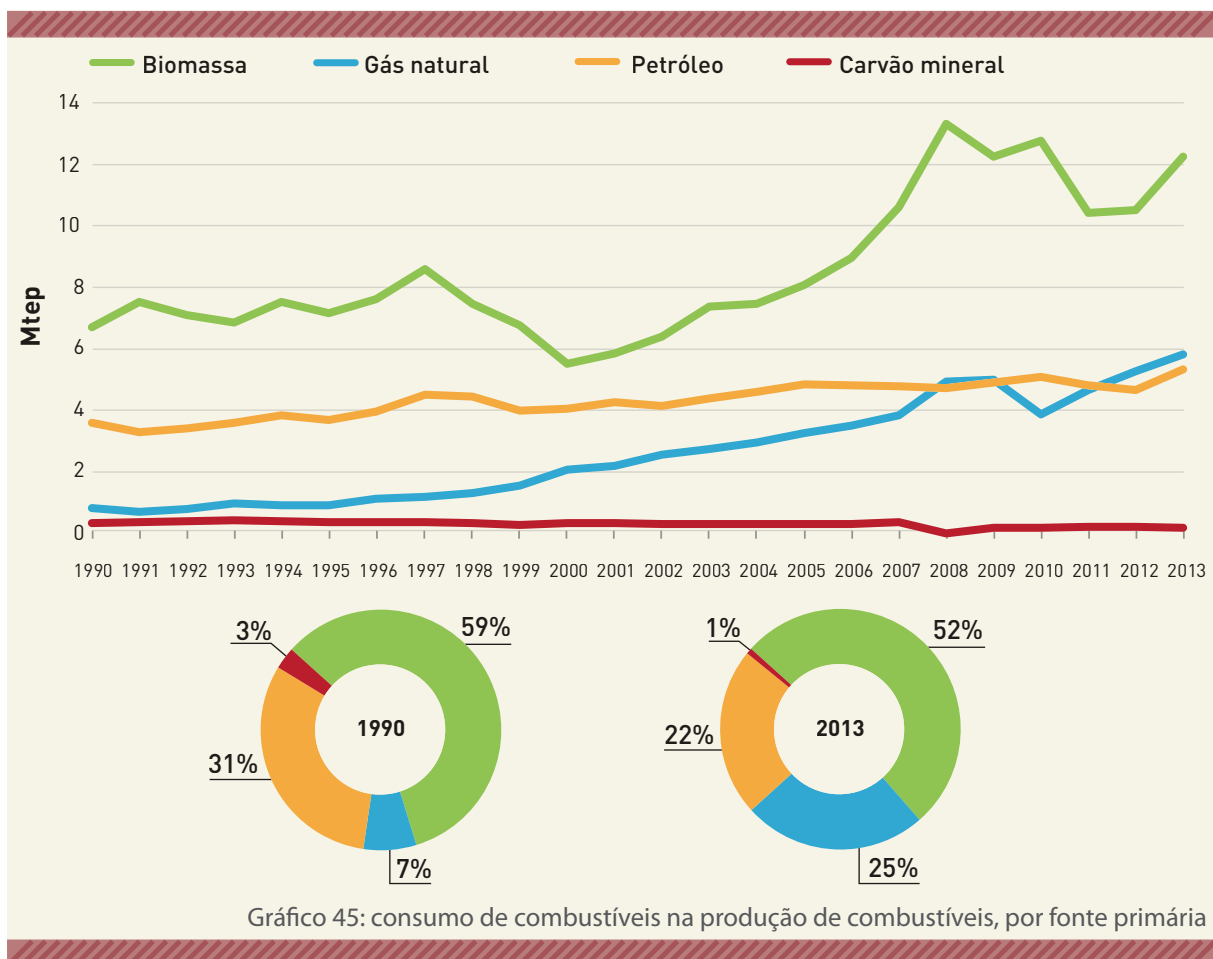
Os dados disponibilizados pelo SEEG permitem atribuir às atividades industriais emissões provenientes da autoprodução de eletricidade, porém, para que fossem alocadas as emissões associadas à geração de eletricidade que não ocorre nas próprias plantas industriais (em centrais de serviço público ou em outras centrais autoprodutoras), seria necessário utilizar uma metodologia adequada para esse fim específico.

³⁸ Inclui a geração de eletricidade em centrais de serviço público e em centrais autoprodutoras e a importação de eletricidade.

EMISSÕES DE GEE NO SEGMENTO DE PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEIS

O consumo energético na produção de combustíveis refere-se à “energia consumida nos centros de transformação e/ou nos processos de extração e transporte interno de produtos energéticos, na sua forma final”.³⁹ Enquadram-se nesse segmento as emissões associadas, por exemplo, ao consumo de combustível nas plataformas de extração de petróleo e gás natural e nas refinarias de petróleo, bem como o bagaço-de-cana utilizado para prover energia para o funcionamento das utilidades das destilarias de álcool. Além das emissões pela queima dos combustíveis consumidos no segmento, são também nele alocadas as emissões fugitivas na extração de carvão mineral e na indústria de petróleo e gás natural e as emissões decorrentes do carvoejamento da lenha na produção de carvão vegetal.

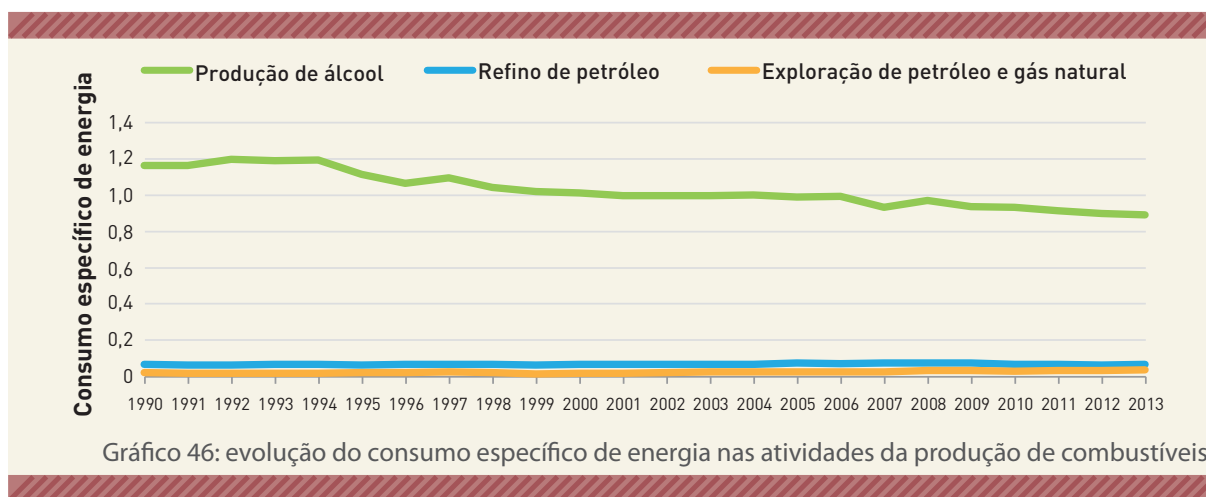
O Gráfico 45 mostra o consumo de combustíveis na produção de combustíveis segundo as fontes primárias de energia. É de se destacar a crescente participação do gás natural no período avaliado, saindo de 0,8 Mtep em 1990 para 5,8 Mtep em 2013. A presença marcante da biomassa no segmento durante todo o escopo temporal analisado destaca a importância da indústria do álcool no país.



Fonte: elaborado a partir do BEN 2013, Ano-Base 2012 (MME/EPE, 2013)

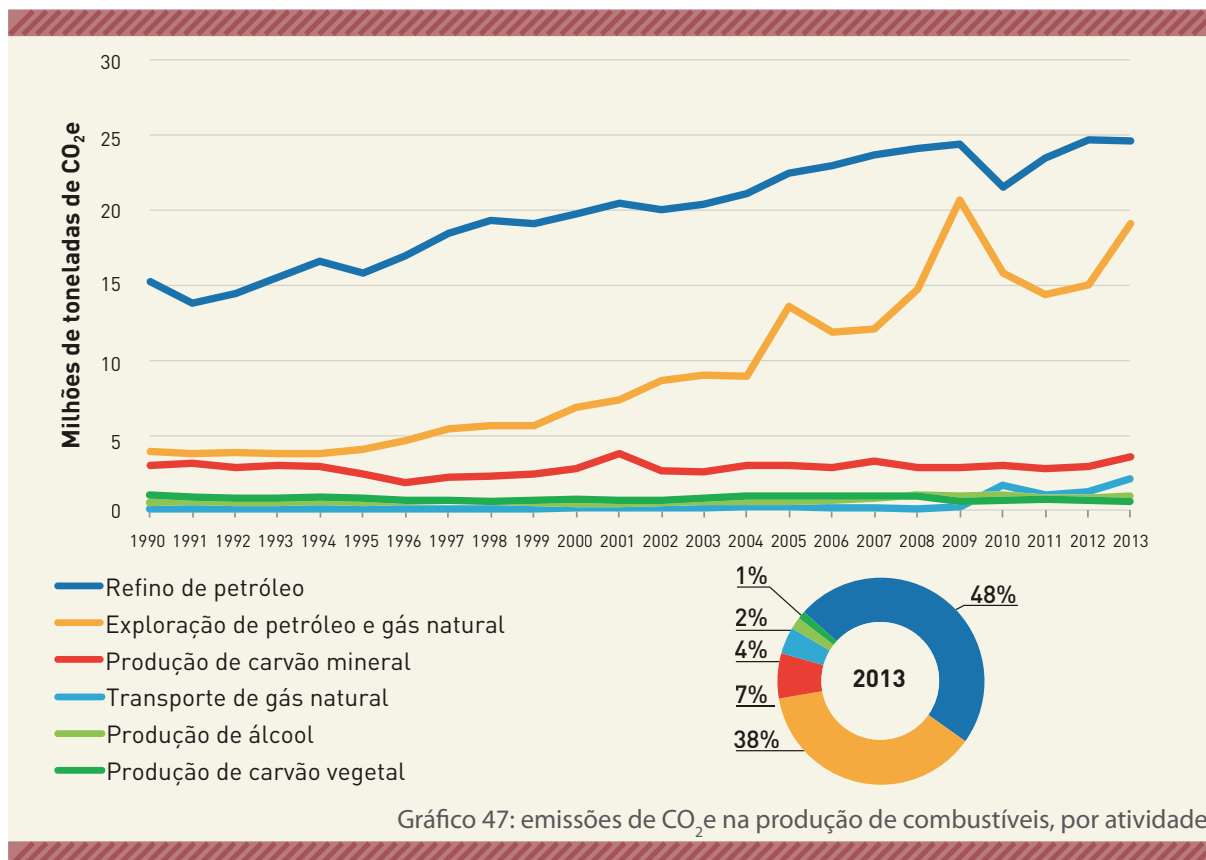
³⁹ De modo a facilitar a compreensão dos dados produzidos pelo SEEG, o termo “Setor Energético” utilizado pelo BEN para designar o segmento de atividade econômica responsável por esse consumo energético foi substituído por “Produção de Combustíveis”. O único fluxo de consumo final energético apresentado no BEN como associado ao “Setor Energético” que não corresponderia a uma produção de combustíveis seria o autoconsumo de eletricidade em centrais elétricas, porém esse não gera emissões atmosféricas.

No Gráfico 46 são apresentadas as evoluções dos consumos específicos das três atividades mais consumidoras de energia do segmento de “Produção de Combustíveis”: produção de álcool, exploração de petróleo e gás natural e refino de petróleo.⁴⁰ Nota-se que a produção de álcool, ainda que consuma apenas energia renovável na forma de bagaço de cana, apresenta os maiores índices de consumo específico, o que explica o elevado consumo de biomassa apresentado no Gráfico 45.



Fonte: elaborado a partir do BEN 2014, Ano-Base 2013 (MME/EPE, 2014)

No que se refere às emissões de CO₂e, predominam as associadas à produção de combustíveis fósseis, em especial, ao refino de petróleo com 48% das emissões do segmento em 2013 (Gráfico 47), à extração de petróleo e gás natural (38% em 2013) e à produção de carvão mineral (7% em 2013). Nesses valores estão somadas as emissões provenientes da queima de combustíveis e as emissões fugitivas.



Fonte: SEEG 2013

⁴⁰ As variáveis de consumo específico de energia foram estimadas como sendo a razão entre o consumo final energético apresentado pelo BEN nessas três atividades e os seguintes fluxos de energia: soma da produção de álcool anidro e hidratado, soma da produção de petróleo e gás natural úmido e soma dos produtos das refinarias brasileiras.

Um ponto importante a destacar é a notável predominância das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural nas emissões, respondendo, a grosso modo, por 90% das emissões da produção de combustíveis. Esse fato não deve surpreender, dado que a indústria de extração e produção de petróleo e gás natural, além de produtora de energia, é também uma grande consumidora.

Dito isto, é razoável supor que as grandes descobertas de petróleo e gás no mar (Pré-Sal), que colocam o Brasil na lista dos países com as principais áreas de exploração do mundo, representará um grande desafio também em termos de mitigação das emissões de GEE.

Algumas estimativas indicam que a quantidade de gás consumida para suportar as operações triplicará, passando de 2 para 6 bilhões de m³ em 2035 (IEA, 2013). Além disso, o petróleo do Pré-Sal contém quantidades significativas de gás natural, contendo elevada porcentagem de CO₂. Existem incertezas em torno do volume de gás natural a ser usado para reinjeção no poço, de modo a manter a pressão da reserva em nível adequado. As opções para lidar com esse gás natural estão diretamente relacionadas ao lançamento de CO₂ na atmosfera e à queima de gás no *flare*. Assim, o destino a ser dado ao CO₂ contido no petróleo mineral ainda é incerto, mas, de qualquer modo, é possível que o segmento Produção de Combustíveis venha a aumentar sua participação nas emissões totais de GEE.

ANEEL. Banco de informações de geração – BIG. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15>. Acesso em 26 mar 2015.

BHTrans e IEMA, “Estimativa de redução das emissões atmosféricas resultante da implantação do Plano de Mobilidade Urbana de Belo Horizonte”, 2014.

CCEE. Resultado consolidado dos leilões de energia elétrica – fevereiro de 2015. Disponível: http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?_adf.ctrl=-state-1bmyr5529b_45&_afLoop=179756811205137. Acesso em 15 mar 2015.

EPE. **Balço Energético Nacional**. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética, 2014.

IEA. **World Energy Outlook 2013**. International Energy Agency, 2013.

MME/EPE. **Plano Decenal de Energia 2023**. Brasília: Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética, 2014.

_____. **Plano Decenal de Energia 2022**. Brasília: Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética, 2013.

_____. **Plano Decenal de Energia 2021**. Brasília: Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética, 2012.

_____. **Plano Decenal de Energia 2020**. Brasília: Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética, 2011.

MT. **Plano Nacional de Logística e Transporte**. Brasília: Ministério dos Transportes, 2009.

MT e MCID. **Plano Setorial de Transporte e de Mobilidade Urbana para Mitigação e Adaptação à Mudança do Clima (PSTM)**. Brasília: Ministério dos Transportes e Ministério das Cidades (coord.), 2013.

ONS. Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <http://www.ons.org.br/home/>. Acesso em 20 mar 2015.

ROQUIM, C.C. **Queimada na colheita de cana-de-açúcar: impactos ambientais, sociais e econômicos**. Campinas: Embrapa Monitoramento por Satélite, 2010.

SCHIPPER, L., MARIE-LILLIU, C., GORHAM, R. **Flexing the Link between Transport and GHG Emissions**. International Energy Agency, 2000.

SEEG. Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa. Disponível em: <http://www.seeg.eco.br>. Acesso em 10 mar 2015.

URIARTE, M. YACKULIC, C.B., COOPER, T., FLYNN, D., CORTES, M., CRK, T., CULIMAN, G., MCGINTY, M., SIRCELY, J. Expansion of sugarcane production in Sao Paulo, Brazil: Implications for fire occurrence and respiratory health. In **Agriculture, Ecosystems and Environment**, v.132, pp. 48–56, 2009.

WWF. **Agenda elétrica sustentável 2020: estudo de cenários para um setor elétrico brasileiro eficiente, seguro e competitivo**. Brasília: WWF-Brasil, 2006.

MCT – MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA (2010). Emissões de Dióxido de Carbono por Queima de Combustíveis: Abordagem Bottom-Up – Relatório de Referência. Brasília, 2010.

MCTI – MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA E INOVAÇÃO (2013). Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil – 2012. Brasília, 2013.

MMA – MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (2013). Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários 2013, Ano-Base 2012. Brasília, 2013.

IPT – INSTITUTO DE PESQUISAS TECNOLÓGICAS (2007). Relatório Técnico N° 91.377-205 – Ensaio Comparativos de Ônibus Urbanos. São Paulo, 2007.

Fontes

[1] Boletim mensal de geração eólica fevereiro de 2015. http://www.ons.org.br/download/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/Boletim_Eolica_fev_2015.pdf

[2] Boletim de operação das usinas. http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?dataini=&datafim=&palavrachave=boletim&_afLoop=1150844940008559#%40%3F_afLoop%3D1150844940008559%26datafim%3D%26palavrachave%3Dboletim%26dataini%3D%26_adf.ctrl-state%3Dzmyuzljdc_13

[3] U.S. Department of Energy – 2013 Wind Technology Market Report.

Organizações que fazem parte do Observatório do Clima:

APREC Ecossistemas Costeiros
APREMAVI – Associação de Preservação do Meio Ambiente e da Vida
CARE Brasil
COIAB – Coordenação das Organizações Indígenas da Amazônia Brasileira
Conservação Internacional Brasil
FBDS – Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável
Fundação Avina
Fundação O Boticário de Proteção à Natureza
Greenpeace Brasil
GTA – Grupo de Trabalho Amazônico
IBio – Instituto BioAtlântica
ICLEI – Governos Locais pela Sustentabilidade
IDESAM – Instituto de Conservação e Desenvolvimento Sustentável do Amazonas
IEMA – Instituto de Energia e Meio Ambiente
IESB – Instituto de Estudos Sócio-Ambientais do Sul da Bahia
IIEB – Instituto Internacional de Educação do Brasil
Instituto Centro de Vida – ICV
Instituto de Manejo e Certificação Florestal e Agrícola – IMAFLORA
Instituto do Homem e Meio Ambiente da Amazônia – IMAZON
Instituto Ecoar para Cidadania
Instituto Ecológica
Instituto Socioambiental – ISA
IPAM – Instituto de Pesquisa Ambiental da Amazônia
IPÊ – Instituto de Pesquisas Ecológicas
Mater Natura – Instituto de Estudos Ambientais
SBDIMA – Sociedade Brasileira de Direito Internacional do Meio Ambiente
SNE – Sociedade Nordestina de Ecologia
SOS Amazônia
SOS Mata Atlântica
SPVS – Sociedade de Pesquisa em Vida Selvagem e Educação Ambiental
The Nature Conservancy – Brasil
WWF Brasil

Instituições observadoras:

Centro de Estudos em Sustentabilidade da FGV-EAESP (GVces)
Engajamundo
WRI – World Resources Institute
350.org

Realização

Apoio